

DISEÑO CONCEPTUAL DE UN SISTEMA SCADA PARA MICRO REDES INTELIGENTES: UPB

HERNÁN DAVID CORTÉS RODRÍGUEZ

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍAS
ESPECIALIZACIÓN EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
MEDELLÍN
2015

2015

DISEÑO CONCEPTUAL DE UN SISTEMA SCADA PARA MICRO REDES INTELIGENTES: UPB

Hernán David Cortés Rodríguez

Trabajo para optar al título de: Especialista en Transmisión y Distribución de la Energía
Eléctrica

Asesor

Ferney Orlando Amaya

Doctorado en Ingeniería, Área Telecomunicaciones

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

ESCUELA DE INGENIERÍAS

ESPECIALIZACIÓN EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

MEDELLÍN

2015

2015

11-06-2016

Hernán David Cortés Rodríguez

“Declaro que esta tesis (o trabajo de grado) no ha sido presentada para optar a un título, ya sea en igual forma o con variaciones, en esta o cualquier otra universidad” Art 85 Régimen Discente de Formación Avanzada.

Firma

CONTENIDO

LISTA DE TABLAS.....	6
LISTA DE FIGURAS.....	7
LISTA DE SIGLAS.....	8
LISTA DE UNIDADES.....	11
RESUMEN	12
INTRODUCCIÓN	13
CAPITULO 1.	15
1.1. QUE ES UNA MICROGRID	15
1.2. RETOS DE LAS MICROGRID	16
1.3. VENTAJAS DE LAS MICROGRIDS	18
1.4. MICROGRIDS ALREDEDOR DEL MUNDO	19
1.5. MICROGRID EN LATINO AMÉRICA.....	22
1.6. MICROGRIDS EN COLOMBIA	24
CAPITULO 2.	26
MICRO RED INTELIGENTE UPB.	26
2.1. SUBSISTEMAS A IMPLEMENTAR EN EL LARGO PLAZO	26
2.2. SISTEMAS A INTERVENIR	27
2.3. INSTRUMENTOS	30
2.4. SEÑALES A MONITOREAR EN EL SISTEMA SCADA.....	31
CAPITULO 3.	33
SISTEMAS SCADA.....	33
3.1. ARQUITECTURA DE UN SISTEMA SCADA.....	34
3.2. SISTEMAS DE COMUNICACIÓN EN SCADA	36
3.3. COMUNICACIONES EN UN SISTEMA SCADA	40
3.4. TÉCNICAS DE COMUNICACIÓN.....	42
CAPITULO 4	49

COMPARACIÓN DE MICROGRIDS.....	49
4.1. CRITERIOS PARA EVALUAR UN SISTEMA SCADA.....	49
4.2. COMPARACIÓN DE CASOS	53
CAPITULO 5.	58
ARQUITECTURA DE LA MICROGRID UPB.....	58
5.1. JERARQUÍA DE LA ARQUITECTURA DEL SISTEMA SCADA.....	58
5.2. DESCRIPCIÓN GENERAL.....	60
5.3. COMUNICACIÓN DEL SISTEMA SCADA.....	63
5.4. DIAGRAMA DE PRINCIPIOS.....	64
CONCLUSIONES	67
RECOMENDACIONES	68
BIBLIOGRAFÍA.....	69

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. MicroGrids en el Mundo. (Se encontrará un mayor detalle en el Capítulo 3).	21
Tabla 2 Protocolos comunes en SCADA.	46
Tabla 3 Comparación de MicroGrids de acuerdo a los criterios de diseño.....	53
Tabla 4 Comparación de MicroGrids	55
Tabla 5 Comparación de MicroGrids.....	56

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Interacción de los elementos de un sistema SCADA.	34
Figura 2. Primera generación: Sistemas SCADA Monolíticos	38
Figura 3. Segunda Generación: Sistemas SCADA Distribuidos	39
Figura 4. Tercera generación: Sistemas SCADA en red	40
Figura 5. Topología en estrella.	42
Figura 6. Topología en anillo.	43
Figura 7. Topología en Bus.	44
Figura 8. Jerarquía de Sistema SCADA.....	59
Figura 9. Esquema de MicroGrid UPB.	61
Figura 11. Comunicaciones del sistema SCADA	63
Figura 12. Diagrama de principios.....	65

LISTA DE SIGLAS

AES (*Advanced Energy Store*): Almacenamiento avanzado de energía.

BESS (*Battery Energy Store System*): Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías

BMS (*Battery Management System*): Sistemas de Administración de Baterías.

CA: Corriente Directa.

CAN BUS (*Controller Area Network*): es un protocolo de comunicaciones, basado en una topología bus para la transmisión de mensajes en entornos distribuidos

CC: Corriente Continua.

COM (*Component Object Model*): es una plataforma de Microsoft para componentes de software.

DCOM (*Distributed Component Object Model*): COM distribuido.

DER (*Distributed Energy Resources*): Recursos de energía distribuidos.

FAST (*Feedback Automation System Technology*): Tecnologías de sistemas de automatización realimentados.

FDM (*Frequency Division Multiplexing*): Multiplexor divisor de frecuencia.

GSM (*Global System for Mobile Communications*): sistema global para las comunicaciones móviles.

HMI (*Human Machine Interface*): Interfaz hombre máquina.

IEC (*International Electrotechnical Commission*): Comisión Electrotécnica Internacional.

IED (*Intelligent Electronic Device*): Dispositivos electrónicos inteligentes.

IP (*Internet Protocol*): Protocolo de internet.

LAN (*Local Area Network*): Red de área local.

MODBUS: Un protocolo de comunicaciones situado en el nivel 7 del Modelo OSI, basado en la arquitectura maestro/esclavo o cliente/servidor.

MTU (*Master Terminal Unit*): Terminal Maestra.

OLE (*Object Linking and Embedding*): Enlace e integración de objetos.

OPC (*OLE for Process Control*): OLE para procesos de control.

OSI (*Open System Inter connection*): Interconexión de sistema Abierto.

PDLMS: Manejo de carga ligados al precios de la energía.

PLC (*Programmable Logic Controller*): Controlador lógico programable.

PROFIBUS: Es un estándar de comunicaciones para bus de campo.

RE (*Receiving End*): Terminal receptora.

RTD (*Resistance Temperature Detector*): Detector resistivo de temperatura.

RTU (*Remote Terminal Unit*): Terminal Remota.

SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*): Supervisión control y adquisición de datos.

SE (*Sending End*): Terminal emisora.

TCP (*Transmission Control Protocol*): Protocolo de control de transmisión.

TDM (*Time Division Multiplexing*): Multiplexor divisor de tiempo.

VBA (*Visual Basic for Applications*): Visual Basic para aplicaciones.

VPN (*Virtual Private Network*): Redes virtuales privadas.

WAN (*Wide Area Network*): Red de área amplia.

LISTA DE UNIDADES

Amperios	A
Hora	h
Metro	m
Voltios	V
Watt	W

RESUMEN

En este documento se presenta el diseño conceptual del sistema SCADA para la micro red inteligente que está siendo implementada en el Campus de la Universidad Pontificia Bolivariana (UPB) sede Medellín. Este diseño se realizó a partir de una revisión bibliográfica del estado del arte de las Micro redes inteligentes, donde se analizaron las diferentes alternativas y modelos que se han utilizado en experiencias previas similares a las de la UPB. Si bien no fue posible acceder a información detallada, debido a que muchas de las micro redes inteligentes están aún en fase experimental; se pueden encontrar detalles del sistema de comunicación y de la estructura de sus sistemas de control y supervisión; elementos que fueron considerados en el diseño.

Palabras claves: SCADA, MicroGrid, Arquitectura de Red, Comunicaciones en redes, biodigestión, energía eólica, energía fotovoltaica, estación meteorológica.

INTRODUCCIÓN

Desde 1882, cuando Thomas Edison encendió la primera red eléctrica, estas han venido evolucionando (en un principio desde la guerra de las corrientes entre Edison y Nikola Tesla, por la distribución de la energía eléctrica en corriente continua o corriente alterna) hasta la actualidad, en las grandes redes de transmisión y distribución de la energía.

Sin embargo estas gigantescas redes deberían aumentar su complejidad para competir con el mercado actual, al cual le interesa involucrar al usuario final en el proceso de la generación de energía. Las grandes redes por lo general tienen una generación de energía centralizada, y se desea integrar sistemas de generación distribuidos donde se utilicen fuentes de energías renovables (Agua, 2012)

Actualmente se trabaja en la implementación de redes inteligentes (*SmartGrids*), las cuales, para ser óptimas, deben ser capaces de auto-controlarse, a medida que hacen un buen uso de la información que recolecta desde dispositivos inteligentes (IEDs), y lograr un mejor equilibrio entre la generación y el consumo de la energía ante los cambios de condiciones que se pueden presentar (Yuen, Botting, Paice, &Preiss, 2008). Para cumplir con estos requerimientos, se hace necesario adicionar a la red de energía un sistema que se encargue de recolectar datos, para posteriores análisis y toma de decisiones sobre diferentes escenarios que se presenten en un sistema de generación. Estos sistemas son conocidos como SCADA.

Las grandes redes de transmisión de distribución tienen un gran alcance y una gran cobertura, pero en muchos casos son insuficientes, debido a que existen zonas poco pobladas y poco industrializadas para las cuales se vuelve inviable económicamente, llevar energía eléctrica, debido a las grandes distancias que hay entre estas zonas y los nodos principales, además de la poca demanda que estas tienen. Para solucionar estos problemas y llevar la energía eléctrica a todos los sectores, se ha pensado en redes aisladas con generación distribuida, utilizando fuentes de energías renovables como la

energía solar, la energía eólica, biodigestión, etc. Estas pequeñas redes son llamadas Micro Redes, las cuales son objeto de estudio de diferentes entidades, entre ellas la Universidad Pontificia Bolivariana, las cuales desean hacer un control óptimo entre la generación de la energía eléctrica y la demanda en estas micro redes, para que puedan controlarse ellas mismas, y enviar la información a centros de control retirados del lugar del proceso, desde el cual también se pueda hacer control de los distintos procesos que se puedan llevar a cabo en la micro red.

El objetivo de este trabajo es hacer un diseño conceptual de un sistema SCADA para una micro red inteligente, y donde se hace una contextualización de lo que se viene trabajando en el mundo sobre el tema y lo que puede servir para implementarlo en el proyecto Micro Red Inteligente de la Universidad Pontificia Bolivariana.

En el capítulo 1. Se realiza una revisión de las MicroGrid, desde un concepto básico, pasando por los retos a los que se tiene que enfrentar esta nueva tendencia, mostrando las ventajas que puede traer el montaje de estos sistemas, también se evidencia que países y proyectos hay en el mundo con este sistema; y por último que está haciendo Colombia en este ámbito.

En el capítulo 2. Se hace un análisis de los procesos que harían parte de la micro red, desde su principio de funcionamiento, hasta la instrumentación asociada a estos y las señales que podría aportar al sistema SCADA.

En el capítulo 3. Se hace una contextualización de lo que es un sistema SCADA, las arquitecturas y comunicaciones que se tienen en cuenta a la hora de su implementación.

En el capítulo 4. Se definen los criterios más importantes que se deben tener en cuenta a la hora de diseñar un Sistema SCADA.

En el capítulo 5. Se hace una propuesta conceptual para el diseño de una micro red inteligente, a partir de los criterios definidos en el capítulo 4.

CAPITULO 1.

MICROGRIDS

En el mundo hay una tendencia mundial al cuidado del medio ambiente. Sin embargo el calentamiento global a causa del efecto invernadero, el deterioro de los recursos energéticos debido a la contaminación y los constantes cambios climáticos, hacen necesario un cambio en las políticas energéticas del mundo actual.(Ortega Carcelén, 2011).

La migración a sistemas con energías renovables, es una de las soluciones que se tienen en la baraja de opciones para disminuir el impacto ecológico de la generación de energía. No obstante, los grandes sistemas de potencia tradicionales con fuentes de generación centralizada resultan ser más económicos por su volumen de generación en función del costo de mantenimiento. Por otro lado, en poblaciones que están muy alejadas de estos sistemas sale prácticamente inviable hacer una conexión. Es en este punto donde piensa en la implementación de MicroGrids como una solución.(Ferris, 2014).

1.1. QUE ES UNA MICROGRID

Una MicroGrid es un grupo semiautónomo de fuentes de generación y usuarios finales donde se busca el bien común de todos sus miembros los cuales pueden ser consumidores proactivos. Entre las fuentes de energía se incluye el uso de generadores de energías renovables a pequeña escala. En una MicroGrid todas las cargas están interconectadas, de manera que se pueda atender las que son más esenciales en el sistema y requieren una mayor confiabilidad sobre otras donde los perjuicios son menores si se desconectan.(Microgrids at berkely lab).

Una MicroGrid incluye sistemas de distribución de bajo voltaje con fuentes de generación distribuida, dispositivos de almacenamiento y cargas controlables. La MicroGrid puede

estar conectada a un sistema de potencia o aislada en forma controlada y coordinada. La operación de las MicroGrid ofrece ventajas a los consumidores como el mejoramiento de la eficiencia energética, la reducción del consumo de energía promedio, reducción del impacto ambiental, mejoras en la confiabilidad del sistema; también hay beneficios para la operación de la red tales como reducción en pérdidas, alivio en congestión del sistema, control del voltaje y seguridad en las redes. Las MicroGrid suponen un novedoso concepto de las Smart Grid, capaz de explotar todos los beneficios que pueden resultar de la integración de una gran cantidad de fuentes de energía a pequeña escala (menores de 1MW), dentro de un sistema de distribución de bajo voltaje.(CIGRE, 2010).

1.2. RETOS DE LAS MICROGRID

Haciendo un comparativo entre los sistemas de potencia tradicionales y las MicroGrids, en este último la generación es significativamente menor así como lo es la demanda. Sin embargo cuando el sistema carece de varias fuentes de energía, el montaje de la MicroGrid se convierte en un reto, debido a que el sistema se vuelve vulnerable ante una falla en la fuente, es decir, si solo se tiene una fuente de energía, cuando esta falla, la red queda sin energía hasta que sea reparada o reemplazada.

Uno de los problemas a los que más se le presta atención en los sistemas de potencia es al manejo de la frecuencia y la regulación de voltaje. Para una MicroGrid esto puede ser un problema debido a que los generadores no son tan robustos y el control de estos no es tan complejo como en los grandes centros de generación, por lo cual, cuando hay una variación en la carga, no se cuenta con una respuesta inmediata para regular la energía generada, como consecuencia de esto pueden haber subidas o bajones de tensión en el sistema. (MICROGRIDS, 2011).

Las MicroGrids pueden presentar problemas de calidad de la potencia, que se pueden dividir en dos, problemas de regulación de voltaje y problemas de armónicos. Los armónicos que se inyectan a la red, usualmente pueden ser filtrados para cumplir con las

normas mínimas de calidad en tipos de distribución de la energía. Sin embargo sería mucho más provechoso para la red si se controla la corriente desde las cargas, debido a que existen diferentes tipos de cargas con múltiples elementos que tienen efectos diferentes sobre la red.(Pasonen, 2013).

La distribución de energía en una MicroGrid es más simple que el empleo de sistema de mayor potencia. Sin embargo puede llegar a ser más complejo el tema de las protecciones debido a que las corrientes son más bajas. (MICROGRIDS, 2011)

Según (Katiraei, Iravani, Hatziargyriou, & Demias, 2008), las principales diferencias entre una MicroGrid y un sistema de potencia convencional son:

- Las características de estado estable y dinámicas, de un sistema con generación distribuida son diferentes particularmente en los acoples electrónicos.
- Una MicroGrid está fuertemente sujeta a desbalances debido a unidades de generación monofásicas.
- Una gran parte de la energía dentro de una MicroGrid proviene de fuentes no controlables, como por ejemplo los paneles fotovoltaicos o aerogeneradores
- El almacenamiento de energía a corto y largo plazo juega un papel muy importante en el control y la operación de una MicroGrid
- Una MicroGrid tiene que acomodar fácilmente la conexión y desconexión de las fuentes de energía y la carga para mantener un buen funcionamiento.
- Una MicroGrid debe ser selectiva a la hora de prestar confiabilidad en el servicio

1.3. VENTAJAS DE LAS MICROGRIDS

Los sistemas de transmisión sin duda son la columna vertebral de los sistemas de potencia, pero por otro lado tienen muchas pérdidas (8-10%). Por esto se necesita de una inversión muy alta en instalación operación y mantenimiento. Además de las normas que deben de cumplir, lo cual hace el sistema complejo, debe enfrentar problemas asociados a la geografía en los sitios de la generación. Adicionalmente, la generación debe coincidir con la demanda pico y para eso se debe invertir aún más dinero.(Zactruba, 2011)

Una MicroGrid no cuenta con sistema de transmisión debido a que la generación está muy cerca de la carga, por lo que no se necesita elevar el voltaje para transportar la energía. Esto se traduce en la reducción de equipos costosos de alto voltaje.(MICROGRIDS, 2011)

Es conveniente indicar que una MicroGrid nunca reemplazará a un sistema interconectado. Sin embargo en ciertas aplicaciones, en especial para comunidades aisladas, son una solución adecuada por las siguientes razones(Zactruba, 2011):

- Tiene compromisos financieros mucho menores,
- se usan energías limpias por lo que se tiene menor impacto en el medio ambiente
- Tiene menores requerimientos técnicos
- Al ser aislada es ajena a las distorsiones o salidas de la red
- El consumidor puede participar activamente de la red como comprador (eligiendo cuando comprar) o como vendedor (generando su propia energía y vendiendo el exceso).

En una MicroGrid se pueden aprovechar los microgeneradores o paneles fotovoltaicos que disipan energía en forma de calor como fuentes que pueden usarse para calefacción, ya que están muy cerca del sitio de la demanda. (Lasseter, y otros, 2002).

1.4. MICROGRIDS ALREDEDOR DEL MUNDO

El número de MicroGrids instaladas en el mundo es pequeño, pero está creciendo paulatinamente. (Microgrid Institute, 2014)

Existen varias implementaciones de MicroGrid o experimentos alrededor del mundo. Diferentes tecnologías y topologías se han desarrollado con diferentes propósitos, y se ya sea para integrar a redes de distribución o para zonas aisladas. A continuación se describen algunos proyectos o iniciativas.

Borrego Springs (Pullins, 2012).

Sus principales características son:

- 4,5W de potencia instalada.
- Construye la empresa Sempra-Energy

Integra 5 tecnologías como:

- DER (Recursos de energía distribuidos) y manejo de VA
- Tecnologías de sistemas de automatización realimentados (FAST).
- Almacenamiento avanzado de energía (AES).(BESS)(BMS)
- Control de MicroGrid
- Manejo de carga ligados al precios de la energía (PDLM)
- Año 2012

Arquitectura: centralizada en un MicroGrid. master que controla todos los elementos además de interactuar con el mercado y analizar su estado contra MicroGrids. Esta iniciativa se viene desarrollando desde 2012.

La comunicación entre las distintas partes del sistema y la SCADA es cableada y otra parte es por internet. (Sempra Energy Utilities, 2009)

Barcelona (Roman-Barri, Cairo-Molins, Sumper, & Sudria-Andreu, 2011):

Sus principales características son:

- 200kW de potencia instalada.

Construye la empresa *Sempre Energy Utilities* Integra tecnologías como:

- Sistemas reales (Red eléctrica, paneles solares, baterías, capacitores)
- Sistemas Emulados (Simuladores de sistemas eólicos)
- Sistemas Semiemulados (simuladores de un sistema de potencia, compensación de sistema, suiches)

Arquitectura: esta red cuenta con un sistema SCADA basado en el estándar OPC para comunicaciones, que calcula la energía en tiempo real. A este sistema llega la información de la red por vía LAN e internet, dependiendo de la distancia. Esta iniciativa viene desarrollándose desde el año 2011.

Kythnos Island(Hatzargyriou, 2009).

Sus principales características son:

- Sistema para dar energía a 12 casas vacacionales en la isla.
- Consta de 5 paneles fotovoltaicos conectados en una red eléctrica y un generador diesel de 9kVA de respaldo.
- Un banco de baterías (60V, 52kWh) a través de 3 inversores bidireccionales que actúan en paralelo.
- Cada casa consta equipos para registrar datos.

Arquitectura: en cada se registra con un medidor inteligente los eventos y consumos los cuales son llevados a un PLC el cual hace el control particular, y de acá se transmiten los datos por WIFI hasta el centro de control.

En la Tabla 1 se listan los principales proyectos de MicroGrids en el mundo y se indican sus principales características.

Tabla 1. MicroGrids en el Mundo. (Se encontrará un mayor detalle en el Capítulo 3).

MicroGrid	País	Topología	Tipo de control	Comunicación entre sus componentes
América del norte				
Boston Bar	Canadá	Estrella	Autónomo	línea telefónica
Boralex	Canadá	Estrella	Autónomo	Sin Comunicación
CERTS	USA	Malla	Autónomo	Utiliza un sistema Ethernet que comunica EMS con los generadores para despachar la generación distribuida
UW	USA	Estrella	Autónomo	Sin Comunicación
Europa				
Bronsbergen	Holanda	Malla	Central	La MTU comparte información con el centro de despacho vía comunicación GSM
Am Steinweg	Alemania	Malla	Basado en Agentes	TCP/IP
CESI RICERCA	Italia	Estrella	Basado en Agentes	La comunicación está basada en tecnología de banda ancha en línea de potencia que requiere un canal de 2,4GHz
Kythnos	Grecia	Estrella	Central	Se utiliza la frecuencia de la red como señal de comunicación para un manejo avanzado de energía.
NTUA	Grecia	Estrella	Basado en Agentes	Dado que el sistema está construido en una plataforma JAVA el lenguaje de comunicación puede ser en XML o SL
DeMoTec	Alemania	Malla	Central	La comunicación está hecha a través de un canal separado de Ethernet y protocolos XML-RPC
Asia				
Aichi	Japón	Estrella	Central	Como medio de comunicación se usa una Red de Telecomunicaciones privada
Kyoto eco-energy	Japón	Malla	Central	La comunicación es hecha mediante Estándares ISDN o conexiones ADSL ISP a internet
Laboratoryscale	China	Estrella	Central	La comunicación es hecha a través de líneas RS485

(N.W.A. Lidula, 2011)

Se observa una gran variedad de proyectos en el mundo, cada uno empleando diversidad de topologías, tipo de control y técnicas de comunicación. Se observa que las topologías en estrella y en malla son las más empleadas para interconectar los elementos de la red. En cuanto al tipo de control, se observan el uso autónomo, central y basado en agentes. Como alternativa de comunicación se emplea gran variedad de tecnologías, incluyendo:

- El uso de la línea telefónica
- La red de telefonía celular (como GSM)
- Líneas RS485
- ISDN
- ADSL
- Red de telecomunicaciones privada
- Ethernet

1.5. MICROGRID EN LATINO AMÉRICA

En Latinoamérica países como Brasil, Chile, y México han implementado MicroGrids híbridas autónomas, bajo la supervisión de sus respectivos centros de investigación nacionales. Normalmente son pilotos para estudios técnicos donde se hace supervisión y control del sistema, para luego extrapolar los resultados exitosos a comunidades no interconectadas. Otros casos que no son llamados inteligentes se consideran soluciones energéticas para zonas aisladas (Osorio, 2012).

En México estos son algunas de la MicroGrids que ya están en funcionamiento (Becerra López, , 2011):

- Sistema híbrido y minired en X-Calac, Quintana Roo
 - Energía solar FV 11.2 kW
 - Energía eólica 60 kW
 - Inicio de operaciones en 1992

- Sistema híbrido en Villas Carrousel, Quintana Roo
 - 15 sistemas híbridos independientes eólico-FV
 - Generación FV 150-320 W_p c/u
 - Generación eólica 500 W_p c/u
 - Banco de baterías 570 Ah c/u
 - Inicio de operaciones en 1995
- Sistema híbrido y mini-red en Isla Santa Margarita, Baja California Sur
 - Energía solar FV 2.3 kW
 - Energía eólica 15 kW
 - Generador diésel 60 kW
 - Inicio de operaciones en 1997
- Sistema híbrido y mini-red en San Juanico, Baja California Sur
 - Generación solar FV 17 kW
 - Generación eólica 70 kW
 - Generación diésel 80 kW
 - Inicio de operaciones 1999
 - Proyecto APS/CFE
- Sistema híbrido experimental en Pachuca, Hidalgo
 - Generación solar FV 2.7 kW
 - Generación eólica 2.5 kW
 - Generador de gasolina 6.4 kW
 - Banco de baterías 1500 Ah
 - Inicio de operaciones 2000

En Chile se está desarrollando el Proyecto ESUSCON (Electrificación Sustentable Cóndor) en Huatacondo, corresponde a la primera MicroGrid inteligente basada en generación de energía renovable y que considera la participación de la comunidad en el uso eficiente de

la energía y la operación del sistema. Lo componen (Centro de Energía — Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas — Universidad de Chile):

- Planta fotovoltaica principal 22.68[kW]
- Planta fotovoltaica pequeña 1[kW]
- Turbina eólica 3[kW]
- Grupo diésel 120[kVA]
- Sistema de almacenamiento de energía 30[kVA].

En Brasil empresas como el grupo Guascor trabajan en el desarrollo de MicroGrids y tienen soluciones con energías renovables para zonas aisladas, trabaja en conjunto con el gobierno federal en el programa “Luz para todos” busca atender una demanda de casi 2 millones de personas que no tienen acceso a la energía eléctrica, una MicroGrid instalada por esta empresa es la siguiente(Bezerra, 2010):

- Sistema Microred Geral –Planta Híbrida Diésel –Fotovoltaica:
 - Potencia instalada Fotovoltaica: 20 kW,
 - Potencia diésel: 150 kW,
 - Inicio de operación: año 2001.

1.6. MICROGRIDS EN COLOMBIA:

En Colombia existe la iniciativa de Colombia inteligente, con El Proyecto Nacional de Redes Inteligentes se desarrolla la primera fase de las actividades dentro del marco definido por de la misma iniciativa. Este proyecto tiene una estructura independiente pero reúne sus esfuerzos hacia objetivos concretos de corto plazo pero alineados con las metas de largo plazo del marco estratégico.

Para este proyecto se han establecido tres fases(Colombia inteligente):

- I. Conceptualización (2010-2012):
 - Concientización de las necesidades de sistemas inteligentes de energía
 - Estudio de bases teóricas

- Enfoque y mapa de ruta del proyecto
- Formulación de proyectos
- II. Desarrollo (2013-2015)
 - Integración de nuevas tecnologías al sistema eléctrico colombiano
 - Las tendencias internacionales se establecen mediante proyectos
- III. Consolidación (2016)
 - Se tiene como objetivo orientar la cultura energética hacia sistemas más eficientes y amigables.
 - Hacer que la masificación de las nuevas tecnologías sea evidente.

En Colombia se conocen dos proyectos de MicroGrids que ya están en marcha. Uno es el de la Universidad Pontificia Bolivariana, al cual pertenece este trabajo y el otro es el de la Universidad Nacional de Colombia, con sede en Bogotá, bajo el proyecto titulado: “Hacia una ciudad inteligente: diseño una microred inteligente piloto – SILICE”.

CAPITULO 2.

MICRO RED INTELIGENTE UPB.

La MicroGrid inteligente de UPB es un proyecto que agrupa diferentes áreas del conocimiento como: energía eléctrica, telecomunicaciones, informática, arquitectura y vigilancia tecnológica entre otras. Para esto se ha conformado un grupo técnico en el cual participan empresas reconocidas de los sectores antes mencionados, centros y grupos de investigación. (Universidad Pontificia Bolivariana, 2014)

2.1. SUBSISTEMAS A IMPLEMENTAR EN EL LARGO PLAZO

La MicroGrid inteligente de UPB espera implementar en el largo plazo los siguientes componentes:

- i. Generación Solar Fotovoltaica.
- ii. Generación Eólica.
- iii. Almacenamiento de Energía Gestionable (Sistema BESS).
- iv. Esquema Híbrido de generación para Zonas no Interconectadas (Biodigestor).
- v. Sistemas para la Gestión de Vehículos Eléctricos.
- vi. Estación de Carga modular – Carport.
- vii. Circuitos de alumbrado público de alta eficiencia.
- viii. Alumbrado Público Autosostenible.
- ix. Sistemas de Gestión de la Demanda.
- x. x Corredor Verde UPB Laureles – Estación Metro Estadio.
- xi. Centro de monitoreo y control.(SCADA)

En el Centro de monitoreo y control SCADA se enfoca el presente trabajo, con algunos de los subsistemas mencionados anteriormente (ítem i, ii, iv), además de la estación meteorológica.

El desarrollo propuesto para el sistema SCADA se realiza en varias fases como se presentará en el Capítulo 5. Como es posible que cada fase sea realizada por un grupo de personas diferentes, se hará una revisión con casos típicos de diferentes fuentes de energía para explicar la parte conceptual del sistema SCADA.

2.2. SISTEMAS A INTERVENIR

A continuación se muestra un resumen del principio de funcionamiento de los subsistemas que harán parte del sistema de monitoreo y control SCADA.

2.2.1. BIODIGESTOR:

Reactores o contenedor donde la materia orgánica y el agua residual, permanecen un periodo de tiempo para lograr su descomposición produciendo biogás y bioabono. (OLAYA ARBOLEDA & GONZÁLEZ SALCEDO, 2009).

A nivel general un biodigestor consta de una cámara de digestión donde ingresa la materia a ser degradada (excrementos de animales, aguas negras, residuos lácteos, desperdicios de comida, u otras aguas residuales), y una campana en la que se deposita el biogás producido por las bacterias, el cual es conducido por un sistema de tuberías hasta su disposición final.

La porción sólida líquida resultante del proceso de biodigestión es tirada a una cámara de digestión y utilizada como abono por sus excelentes propiedades químicas y bacteriológicas. (Samayoa, Bueso, & Víquez, 2012).

Para la estabilidad del proceso de la biodigestión anaerobia, las variables más críticas a monitorear son: la temperatura, la presión, el pH, y el nivel del tanque. (Ramón Valencia, Carrillo Sánchez, & Vargas, 2009)

Para medir estas variables normalmente se utilizan los siguientes instrumentos.

- Ph. Phmeter.
- Temperatura: RTD (PT100).

- Transmisión de presión.
- Medidor de presión diferencial de nivel

El sistema SCADA debería conocer el valor de las variables entregadas por estos instrumentos de medición para enviarlos a la aplicación que controla el sistema.

2.2.2. SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Un sistema de energía Solar Fotovoltaica, es un sistema auto abastecedor que aprovecha la irradiación del sol para generar energía eléctrica. Se compone básicamente de un generador fotovoltaico (arreglo de paneles o celdas solares), un regulador de carga, baterías y carga.

El sistema se basa en la luz del sol (que está compuesta por fotones), ésta incide en las células fotovoltaicas del panel solar generando una corriente continua que es proporcional a la intensidad luminosa. Luego esta corriente se transporta desde las celdas hasta el regulador de carga donde este se encarga de controlar el voltaje a la salida del arreglo de paneles solares, ya sea para proteger a las baterías de una sobrecarga o sobredescarga, o al inversor. En las baterías se almacena la energía para su posterior uso y en el inversor se hace la conversión de corriente directa a corriente alterna para su uso final. (Pareja Aparicio, 2008)

El sistema SCADA debería conocer la corriente, el voltaje a la salida del regulador, así como las condiciones de luminosidad del entorno donde está el generador fotovoltaico.

La corriente y el voltaje se pueden ver en el software que controlan el sistema.

Para las condiciones de luminosidad del sistema utiliza un piranómetro, que es un instrumento utilizado para medir la radiación solar incidente sobre la superficie de la tierra.

2.2.3. GENERACIÓN EÓLICA

Cuando se habla de generación eólica se refiere a la transformación de la energía cinética del viento en otro tipo de energía (mecánica o eléctrica), aprovechable por el ser

humano. Para el aprovechamiento de esta energía se han desarrollado diferentes máquinas, que se pueden dividir en dos grupos: molinos y aerogeneradores.

Los aerogeneradores transforman la energía cinética del viento en energía eléctrica, se caracteriza por tener pocas aspas ya que de esta manera alcanzan a desarrollar una mayor eficiencia en la transformación de la energía. (DODERO & GARCIA FERNANDEZ, 2012).

En MicroGrid las pequeñas turbinas eólicas generan corrientes AC de frecuencia variable, las cuales son rectificadas en corriente directa para luego almacenar la energía en las baterías para luego convertirlas en AC a través de un inversor. El control del sistema se hace en la tensión de las baterías (López, Vannier&Sadarnac , 2007).

Un sistema SCADA debe monitorear el voltaje en el banco de baterías, y el voltaje y corriente a la salida del inversor, además de la velocidad del viento que se mide con un anemómetro.

2.2.4. ESTACIÓN METEOROLÓGICA

Es un punto de medición donde se registra regularmente diversas variables meteorológicas con el objetivo de hacer pronósticos meteorológicos a partir de modelos meteorológicos para estudios climáticos.

Para el sistema SCADA se desea llevar los datos registrados, para tener un registro de las condiciones climáticas del Campus (Abac Prado, 2012).

- Temperatura ambiente
- Presión Atmosférica
- Radiación Solar
- Velocidad y dirección del viento

2.3. INSTRUMENTOS

Los instrumentos que empleará el sistema SCADA para monitorear el biodigestor, el sistema de energía solar fotovoltaica, el sistema de generación eólica y la estación meteorológica son:

PHMeter (instrumento para medir pH): consiste en dos electrodos, uno es una membrana de vidrio exterior y una interior que permanece a un potencial constante, y el otro varía dependiendo del Ph del entorno (Calderón Sáenz, 2009). Esta diferencia de potencial es analizada por un transductor y se transmite al sistema de monitoreo.

RTD (*Resistance Temperature Detector*): el principio de operación se basa en la resistencia de un metal, en general se usa el platino porque es un material muy resistente a la contaminación y conserva sus propiedades a un largo plazo. (González de la Rosa, 2007)

Transmisor de presión (medición de presión): está formado por una célula de medida piezorresistiva (esta se compone de un chip de silicio en el que están grabadas varias resistencias). Si el chip de silicio se carga con presión, este se deforma y da lugar a cambios en los valores de la resistencia lo que permite calcular la presión. (TESTO ARGENTIAN S.A., 2010)

Medidor de presión diferencial de nivel: consiste en la toma de dos medidas de presión, una en el interior de un tanque cerrado y la otra en la parte superior, el instrumento calcula con base en las dos presiones el nivel que hay en el tanque. (Creus Solé, 1997).

Piranómetro: es una termopila que mide (en mV) la diferencia de temperatura entre dos superficies con distinta absorptividad solar, aisladas del efecto del viento y la salida la calcula en W/m². (Jaén González, Carreras Planells, & Montserrat Ribas, 2006).

Pirheliómetro: es un instrumento para la medición directa de irradiación solar. Para su funcionamiento se ubica el dispositivo de modo que la luz entre a través de una ventana y se dirija sobre una termopila, que convierte la señal de calor en una señal eléctrica. El

cual es interpretado mediante una conversión matemática en vatios por metro cuadrado.(Mota).

Anemómetro: está formado por un conjunto de hélices unidas a un disco cuyo giro es proporcional a la velocidad del viento; el viento alterna en tres zonas blancas y tres zonas negras uniformemente distribuidas en la superficie. Y cerca del disco un optoacoplador diferenciará tres pulsos eléctricos por giro del disco con lo que se calcula la frecuencia, con esto y el radio del disco se encuentra una relación que será la velocidad del viento y se expresa en km/h.

En general la señal eléctrica entregada por cada instrumento depende de la tecnología que cada uno utilice, es decir, un instrumento puede generar una señal de voltaje o corriente, o puede generar una secuencia de datos en binario. Lo importante es que el transductor reciba las señales y las convierta al formato que emplee el sistema SCADA, garantizando un buen muestreo y un buen control.

2.4. SEÑALES A MONITOREAR EN EL SISTEMA SCADA

A continuación se describen las señales que serán monitoreadas por el sistema SCADA.

2.4.1 BIODIGESTOR

- Nivel (señal analógica).
- Temperatura dentro del tanque (señal analógica).
- Presión a la salida del Gas (señal analógica).
- Flujo a la entrada del lodo del biodigestor (señal digital).
- Flujo a la salida del biodigestor (señal digital).

2.4.2 SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

- Voltaje a la entrada y salida del inversor.
- Corriente a la entrada y salida del inversor.

- Energía generada por cada panel.
- Energía total entregada a la red.
- Condiciones de Luminosidad del entorno.
- Temperatura del entorno.

2.4.3 GENERACIÓN EÓLICA

- Voltaje a la entrada y salida del inversor.
- Corriente a la entrada y salida del inversor.
- Corriente a la entrada y salida de banco de baterías (si tiene).
- Energía generada por cada generador.
- Energía total entregada a la red.
- Velocidad del viento.
- Temperatura del entorno.

2.4.4 ESTACIÓN METEOROLÓGICA

- Temperatura ambiente
- Presión Atmosférica
- Radiación Solar
- Velocidad y dirección del viento

CAPITULO 3.

SISTEMAS SCADA

Con el nacimiento de los minicomputadores en los años 60 sobrevino un gran cambio en el diseño y uso de los sistemas de monitoreo y control y los sistemas electromecánicos; ya que cuando se introdujeron los primeros sistemas basados en computadoras, se limitaron a un control remoto y una simple indicación de estado haciendo que la adquisición de una gran cantidad de información de indicadores análogos, no fuera práctica; por lo que a los primeros sistemas se le llamaron simplemente sistemas de supervisión. (Gausell & Darlington, 1987).

A finales de los 60's las nuevas computadoras, permitían un incremento en la adquisición de datos para el control, de ahí viene el término SCADA de su designación en inglés Supervisory Control and Data Acquisition.

En la actualidad cuando se habla de SCADA, se refiere a la combinación de telemetría y adquisición de datos. Todo comienza con la medición de datos específicos en el campo de aplicación y son recogidos por dispositivos inteligentes, los cuales transfieren la información a un centro de monitoreo donde son procesados para el control de todo el sistema. El resultado se muestra en una pantalla, donde un operador puede interpretar la información y dar órdenes en tiempo real. (Sallam & Malik, 2011).

3.1. ARQUITECTURA DE UN SISTEMA SCADA

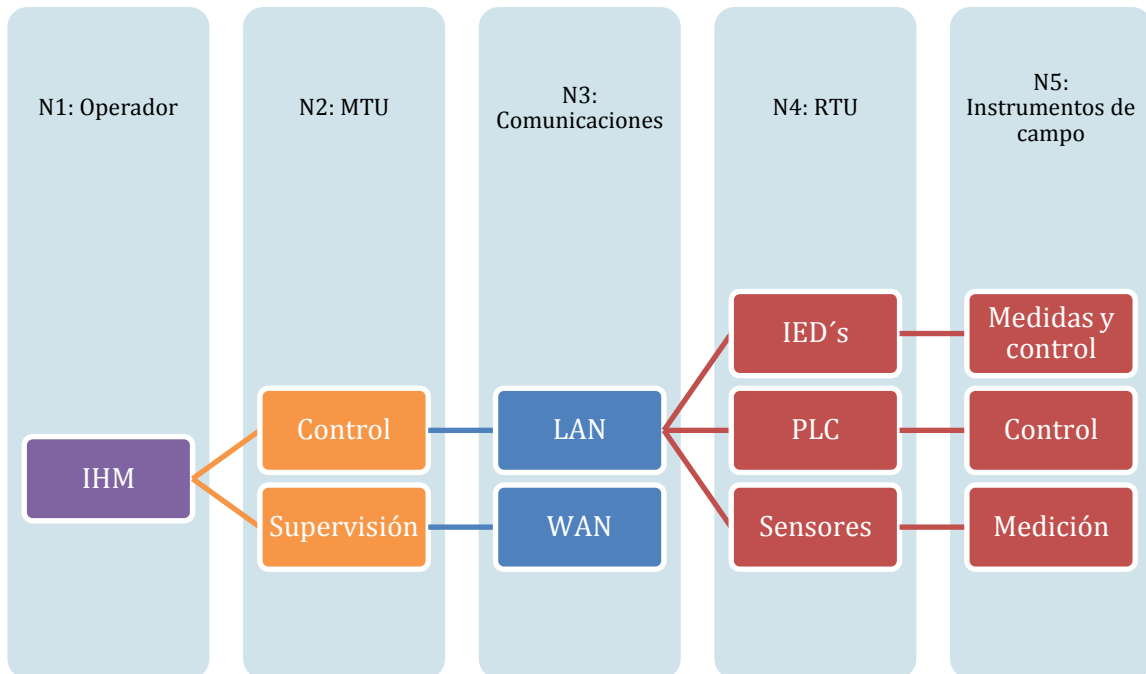


Figura 1. Interacción de los elementos de un sistema SCADA (Cortés Rodríguez, 2015).

Los sistemas SCADA son usados en un gran número de aplicaciones desde control de sistemas de potencia hasta automatización industrial. La arquitectura de un sistema SCADA consta esencialmente de 5 niveles (Bailey & Wright, 2003) como se muestra en la Figura 1.

- Estación de medida (MTU, del inglés *Master Terminal Unit*), tradicionalmente se ubica en el cuarto de control donde los operadores humanos interactúan a través de una interface. La MTU es responsable de vigilar dispositivos remotos para la adquisición y procesamiento de datos, mostrando el estado de los dispositivos de campo, incluyendo alarmas. (Hieb, 2008)
- Unidad Terminal remota (RTU, del inglés *Remote Terminal Unit*), es quien se encarga de adquirir datos y controlar los procesos de forma local, por lo general en un sistema se utilizan muchas RTU las cuales pueden leer:

- Entradas analógicas (4-20mA) de dispositivos que toman mediciones físicas como presión temperatura y flujo, y las convierte en código binario para luego ser representada en un sistema decimal. Esto resulta útil a la hora de hacer control de una variable en un rango específico.
- Salidas analógicas, normalmente se usa para manipular y ajustar el punto de operación de un actuador en un proceso, como válvulas o motores.
- Entradas de estado. En general recibe una señal analógica o digital que indica posición de un elemento, por lo general se manda una señal de voltaje a un contacto que me manda una señal 1/0 dependiendo del estado del elemento, por ejemplo ON/OFF.
- Contactos de salida. También llamados conmutadores (*Switches*) de control, son controlados por la RTU después de procesar una señal, generalmente funcionan como un relé electromecánico abriendo y cerrando, de dos formas: retenida o instantánea.
- Pulsos de entrada: son contactos de entradas especiales que reciben una señal instantánea, normalmente estas señales se utilizan para registrar el número de veces que ocurre un evento, y puede ser cuentas continuas o cuentas en intervalos de tiempo.
- Pulso de salidas, son contactos de salidas instantáneos que llevan estas señales para cuentas en un software en la MTU o a otra RTU.
- Interfaz hombre máquina (IHM): los sistemas SCADA incluyen una interface donde se procesan los datos y se presentan de modo que un operador humano pueda interpretarlos, además de presentar controles donde el individuo puede interactuar con el sistema. Usualmente las IEDs y los PLC vienen programados para los procesos, pero la supervisión de cada uno de ellos es difícil, por lo que usualmente se esparcen alrededor del sistema. Históricamente los PLC y las RTU no tienen una forma estándar de mostrar la información, esta es presentada al

operador de una forma muy visual al operador, con gráficas, tendencias, información logística, esquemas para un sensor en específico.(G.S. Tomar, 2010)

- Instrumentos de campo: son los equipos que están alrededor de proceso capturando la información y en algunos casos haciendo un control local; por lo general estos instrumentos transmiten señales que pueden ser digitales, analógicas o ambas.(McCrary, 2013)
- IED (del inglés *Intelligent Electronic Device*): son dispositivos electrónicos inteligentes pueden controlar y supervisar un proceso, normalmente se comunican con la RTU aunque también pueden ir a la MTU, registran eventos.
- PLC (del inglés *Programmable Logic Controller*): son controladores lógicos programables que sirven para la automatización de procesos electromecánicos, robustos confiables y baratos, que pueden trabajar en ambientes hostiles.

Por lo general las RTU cuentan con microprocesadores integrados para el control local de las señales seleccionando, por canales de comunicación diferentes a la lógica cableada, la información realmente el usuario quiere llevar al sistema SCADA y la que el control que esta hace sobre la RTU.(Shaw, 2006)

3.2. SISTEMAS DE COMUNICACIÓN EN SCADA

La red de comunicación de un sistema SCADA conecta las RTU con la MTU, las locaciones remotas generalmente cuentan con sistemas de comunicación, como por ejemplo LAN (*Local Area Network*), se usan muchas veces para la comunicación entre dispositivos, aunque usualmente no hacen parte de la red de comunicaciones de la SCADA(Hieb, 2008). El uso de cableado para un sistema SCADA es útil para lugares donde las RTU no están muy lejos de las MTU, como en fábricas, en el caso de distancias más largas como sistemas de potencia, no es tan práctico debido a los altos costos de los cables, una de las soluciones es utilizar líneas telefónicas, sin embargo hay lugares donde no son accesibles las líneas. Cuando las RTU no son de fácil acceso, la comunicación inalámbrica ofrece una

solución económica, los Módems son usados para la comunicación entre MTU y las RTU agregando un control on-line al sistema; cuando la comunicación no se puede establecer, usualmente se utiliza un repetidor de radio para la conexión.

Una red LAN es una red de área local, se usa desde una perspectiva física y lógica. Física porque describe un arreglo y la ubicación de los elementos, y lógica porque describe la interacción entre los componentes de red y con otras redes. Por otro lado, una red WAN (*Wide Area Network*) es una red área amplia, que a diferencia de las LAN esta tecnología es ampliamente escalable, y puede comunicar redes sin importar la distancia.(Cheung, 2003).

Con el desarrollo de redes LAN y WAN se ha podido integrar un sistema SCADA en diferentes computadores pertenecientes a la misma red, lo cual tiene como ventaja que el sistema se puede monitorear desde más de un punto del sistema, además que se puede integrar la información con otras aplicaciones como hojas de datos, sistemas de manejo de información, bases de datos, sistemas de información geográfica, y software de modelado del sistema.(Office of the Manager National Communications System, 2004).

Los sistemas SCADA han evolucionado a medida que evoluciona la tecnología de los modem. Hasta ahora se han desarrollado 3 generaciones de los sistemas SCADA, las cuales se describen a continuación.(Office of the Manager National Communications System, 2004)

3.2.1.PRIMERA GENERACIÓN: SISTEMAS SCADA MONOLÍTICOS

Los primeros sistemas SCADA en su mayoría carecían de una red que conectara un sistema con otro, haciéndolos prácticamente aislados, esto debido a que empleaban un protocolo de comunicación propietario único del fabricante. Las WAN fueron implementadas para comunicar las RTU y con el único propósito de hacer esta conexión entre sistemas SCADA aislados, de lo cual hoy en día todavía se utilizan estos protocolos.

Las comunicaciones eran desarrolladas por el vendedor de los sistemas haciendo al cliente totalmente dependiente del soporte de este y la redundancia en general se hacía utilizando dos equipos diferentes. En la Figura 2 se presenta la arquitectura de las redes SCADA de primera generación, donde se observa la conexión entre las RTU y la MTU empleando enlaces WAN.

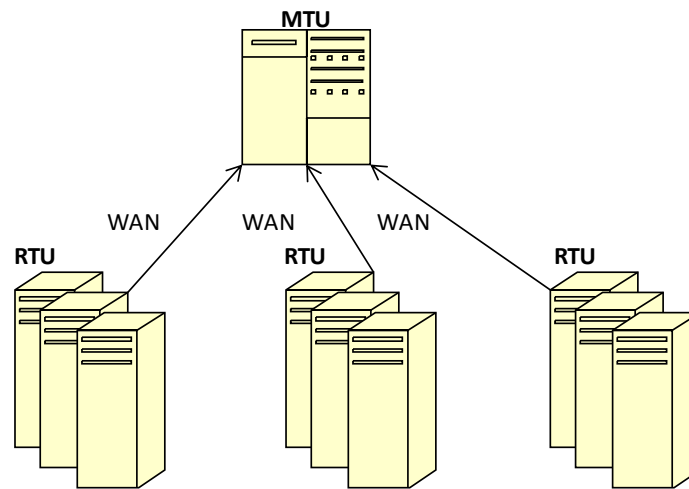


Figura 2. Primera generación: Sistemas SCADA Monolíticos(Cortés Rodríguez, 2015).

3.2.2.SEGUNDA GENERACIÓN: SISTEMAS SCADA DISTRIBUIDOS

La siguiente generación de sistemas SCADA tomo ventaja de las mejoras en los sistemas LAN para distribuir el procesamiento de las señales a lo largo del sistema, con múltiples estaciones cada una con diferente función comunicadas entre sí compartiendo información en tiempo real. En un principio los sistemas distribuidos se comunicaban mediante dispositivos de campo como las RTU, en ocasiones se contaba con una IHM para los operadores del sistema. En esta generación la comunicación entre diferentes proveedores aún era casi inexistente, aunque cada uno de ellos optimizaba sus protocolos para un tráfico en tiempo real. Los sistemas distribuidos, al estar conectados a una red, mejoraban la redundancia y la confiabilidad, aun así se veían limitados por el hardware, el software y los periféricos que solo podían ser del mismo vendedor. En la

Figura 3 se presenta la arquitectura de un sistema SCADA de segunda generación. La comunicación entre RTU y MTU sigue siendo a través de enlaces WAN, aunque la comunicación entre MTU y las estaciones de operación se realiza a través de una red LAN.

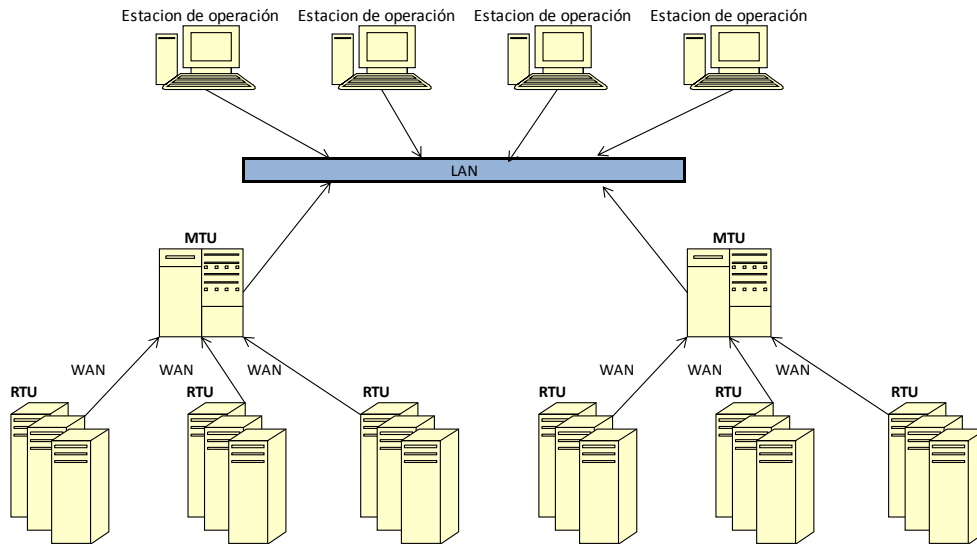


Figura 3. Segunda Generación: Sistemas SCADA Distribuidos(Cortés Rodríguez, 2015)

3.2.3.TERCERA GENERACIÓN: SISTEMAS SCADA EN RED

La actual arquitectura de los sistemas SCADA, sería la tercera generación, es muy similar a la segunda generación, con la diferencia que ya es un sistema abierto. Aunque todavía se utilizan sistemas en red propietarios, lo mismo que RTU con protocolos de un mismo fabricante, existen estándares y protocolos abiertos (ver la información más adelante en la Tabla 3), que permiten hacer un sistema SCADA distribuido en una red general (WAN) y no solo en una red local (LAN). Esto elimina considerablemente las limitaciones de la anterior generación porque aumenta la variedad de dispositivos que se pueden conectar al sistema sin quedar por fuera de la red. La principal mejora de esta generación está en el uso de protocolos WAN como el protocolo de internet (IP) para la comunicación entre los MTU y los equipos. En la Figura 4 se presenta la arquitectura de un sistema SCADA de tercera generación, en donde todos los componentes se conectan a la WAN.

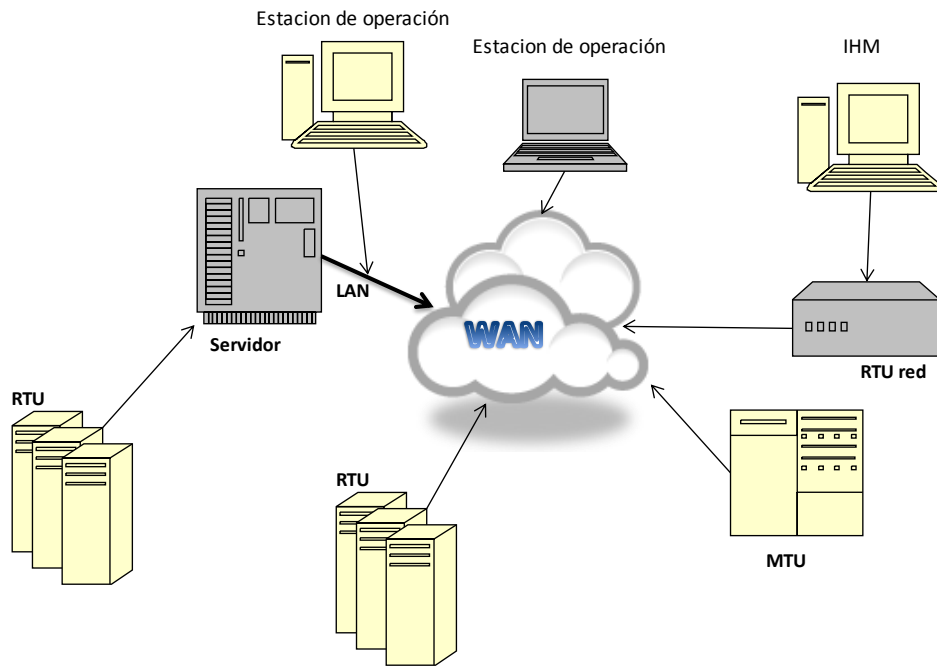


Figura 4: Tercera generación: Sistemas SCADA en red(Cortés Rodríguez, 2015).

3.3. COMUNICACIONES EN UN SISTEMA SCADA

Las distintas RTU dispersas geográficamente son conectadas a la MTU a través de distintos canales de comunicación, incluyendo radio enlaces, líneas dedicadas o fibra óptica. Estos constituyen una limitante a la hora de diseñar el sistema SCADA, el cual debe garantizar que la información sea transmitida correctamente, desde las RTU hasta la MTU, con un mínimo efecto del ruido en los canales de comunicación.

La configuración de un sistema de comunicación en SCADA depende de:

- Número y ubicación de las RTU.
- Número de puntos en las RTU y los requerimientos de actualización.
- Equipos de comunicación disponibles, técnicas y facilidades.

Algunos aspectos que deben considerarse en la comunicación en un sistema SCADA son los siguientes:

- Modulación: para transmitir información de un punto (terminal emisora [SE]) a otro (terminal receptora [RE]) a través de un sistema de comunicaciones, se debe modular la señal en el SE hasta el RE, esto se significa que hay que manipular la señal desde SE hasta RE donde es detectada. Esta manipulación puede ser un cambio en la amplitud o la frecuencia. El demodulador en RE detecta el cambio en la señal y da salida a la información transmitida. Si la información solo va de en una dirección se le llama “*simplex channel*”, si va en las dos direcciones pero no simultáneamente se conoce como “*halfduplex*” pero si va en simultanea “*full dúplex*”.
- Multiplexación: en la estructura de un sistema SCADA es necesario transmitir información desde diferentes ubicaciones a un solo punto, esto es multi-transmitir a un receptor. Económicamente, el método más barato es usar un único canal de comunicación para un gran lote de información, lo que se conoce como Multiplexación, y puede ser ejecutado de dos formas: en frecuencia (*Frequency Division Multiplexing, FDM*) o en el tiempo (*Time Division Multiplexing, TDM*). En FDM cada pieza de la información es transmitida sobre una parte dedicada del espectro disponible del canal de comunicación, y en TDM cada pieza de la información es transmitida como parte de mensajes digitales en serie sobre un lapso de tiempo separado y es demultiplexado por el receptor en piezas individuales de información.
- Formato de mensajes: la transmisión de la información en ambas direcciones entre las RTU y la MTU usando técnicas de TDM requiere mensajes digitales en serie que se dividen en 3 partes: creación de mensaje (el cual da las señales para sincronizar el receptor y el transmisor mediante una única dirección de RTU), información (el cual entrega los datos en forma de código que permite al receptor decodificarlo y utilizarlos) y final del mensaje (suministra control de seguridad del mensaje y lo termina, esto consiste operaciones lógicas que terminan cuando se comprueba un número predeterminado de bits transmitidos en el mensaje, el receptor hace la

misma operación y luego se compara con los bits comprobados, y solo se acepta si los resultados son idénticos, en caso contrario se hace la petición de una retransmisión del mensaje.

- Transferencia de la información: la información en un sistema SCADA es transmitido desde las RTU hasta las MTU y viceversa, por lo tanto es necesario emplear técnicas de control de errores en la información.

3.4. TÉCNICAS DE COMUNICACIÓN

3.4.1. TOPOLOGÍAS DE CONEXIÓN DE LOS COMPONENTES EN SCADA (Strauss, 2003).

Existen tres topologías básicas en las comunicaciones, cada una con diferentes variaciones físicas y/o lógicas, son estrella (Figura 5), anillo (Figura 6) y bus (Figura 6), sin embargo las topologías se pueden combinar usando un nodo como RTU o MTU.

3.4.1.1. Topología en estrella: consiste en múltiples estaciones conectada a una MTU eje (física) o maestra (lógicas), como ventajas tiene:

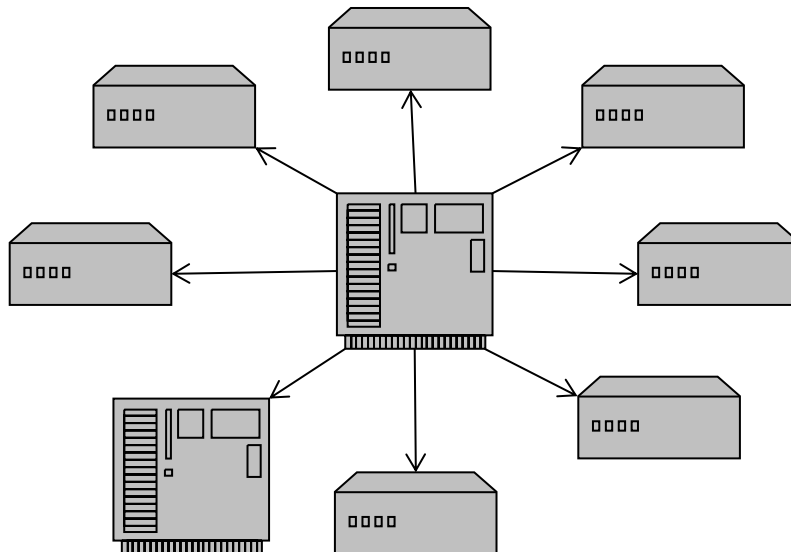


Figura 5. Topología en estrella (Cortés Rodríguez, 2015).

- Fácil mantenimiento.
- Fácil solución a problemas y aislamiento de la falla.
- Fácil adición o remoción de una RTU.
- Una falla en un nodo no influye en todo el nodo.
- Fácil monitoreo del flujo de datos a través de la red.

Como desventajas tiene:

- La red entera depende de la MTU central, si esta falla toda la red también lo hace, es común hacer redundancia en la MTU central para evitar éste problema.
- La comunicación directa entre los nodos no se puede, se debe hacer primero por la estación central.

3.4.1.2. Topología en anillo: esta configuración los paquetes de mensajes son transmitidos por cada una de los nodos de forma secuencial cerrando un bucle con la información viajando en una dirección, como ventajas se tiene:

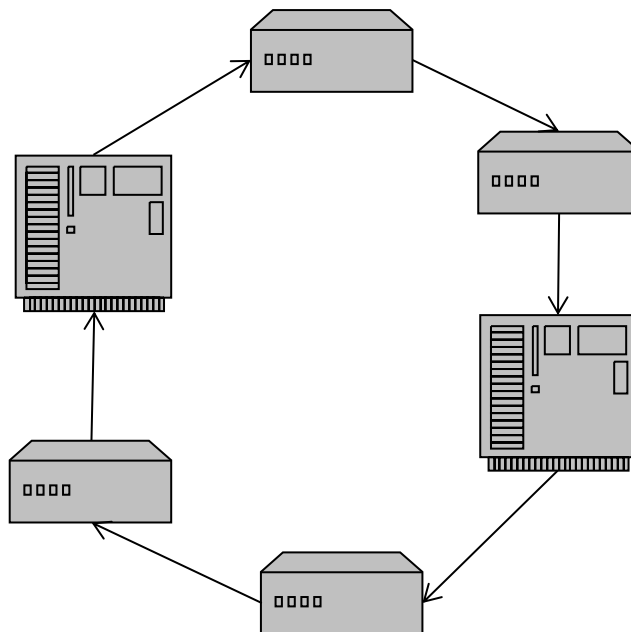


Figura 6. Topología en anillo.(Cortés Rodríguez, 2015)

- La red no depende de una MTU central, depende principalmente de la técnica usada.
- Cada nodo funciona como un nodo amplificador de la señal.
- La comunicación entre nodos es soportada.

Las desventajas son:

- Si un nodo falla toda la red falla.
- La solución de problemas es muy difícil.
- Hay que interrumpir el sistema para cambiar añadir o remover un nodo.
- La programación es más compleja que en el caso anterior.

3.4.1.3. Topología de bus: consiste en un canal principal de comunicación donde todas las estaciones están conectadas y tienen una dirección para recibir mensajes y transmitir mensajes, el mensaje viaja de forma bidireccional y no necesita ir a todos los nodos. Es la configuración más flexible ya que no necesita tener una MTU central o un bus administrador, y depende de la técnica que se utilice. Como ventajas tiene:

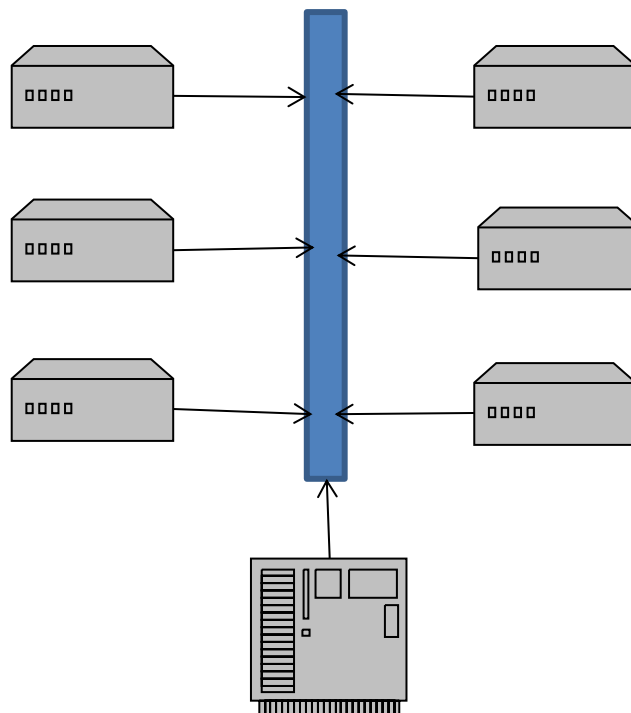


Figura 7. Topología en Bus(Cortés Rodríguez, 2015).

- El bus no depende de una MTU central.
- Cualquier nodo puede fallar sin afectar el sistema.
- Alta flexibilidad en la configuración.
- Los nodos se pueden añadir o remover sin interrumpir el sistema.
- Existe una comunicación entre nodos.

Las desventajas son:

- La seguridad se ve comprometida ya que cada nodo puede ver cualquier mensaje.
- La detección de problemas y aislamiento de fallas se puede volver tedioso porque se puede presentar en cualquier parte del bus.
- No hay un conocimiento natural del destino del mensaje así que si no encuentra destinatario se pierde y no llega a su emisor.
- Un alto tráfico de información en el bus puede causar problemas,
- Requiere de un protocolo o mecanismo de acceso al medio de comunicación único en el sistema SCADA

Lo más importante en un sistema SCADA son los protocolos de comunicación, estos definen la comunicación entre los componentes del sistema, principalmente entre los MTU y las RTU. Como se ha mencionado anteriormente, los primeros protocolos eran propiedad del fabricante, lo cual ha evolucionado en estándares abiertos de comunicación. Ahora las RTU son conectadas a las MTU por una variedad de canales de comunicación.

A continuación en la Tabla 2 se muestra una lista de los protocolos más utilizados en la actualidad en los sistemas SCADA.

Tabla 2 Protocolos comunes en SCADA.

Protocolo	Desarrollador	Usos comunes	Características
DNP3	GE Harris,	Usos eléctricos Distribución de gas Distribución de agua	Orientado al objeto, modelo de tres capas OSI, estándar abierto sin propietario.
ModBus (ModBus/TCP)	Modicon	Subestaciones eléctricas, transporte de gas o petróleo.	Es un estándar abierto y libre, simple de implementar, disponible en versión serial o TCP, es un excelente protocolo para integrar múltiples aplicaciones.
Ethernet/IP (Industrial Protocol)	Open Device Net Vendor Association ODVA	Automatización industrial	
Device Net	Open Device Net Vendor Association ODVA	Automatización industrial	Su columna vertebral es CAN, originalmente fue desarrollado por ALLEN BRADLEY, soporta topología maestro – esclavo, así como P2P (peer to peer)
IEC 60870-5	IEC TC57		
IEC 61850	IEC TC57	Automatización de subestaciones, automatización en distribución	Tiempos de respuesta ultra rápidos.

(Hieb, 2008)

3.5. SEGURIDAD EN PROTOCOLOS DE SISTEMAS SCADA. (Krutz, 2005)

En las redes de los sistemas SCADA, se puede considerar que no permiten retrasos no determinísticos, por lo que necesitan mecanismos robustos con grandes capacidades de memoria y tiempos de procesamiento relativamente cortos, sin embargo Estos sistemas se apoyan en las medidas de seguridad disponibles en arquitecturas por capas como OSI o TCP/IP, donde se incluye la confidencialidad, integridad, disponibilidad de los datos asegurando que no haya rechazos, una correcta autenticación y acceso a los servicios. A continuación se presentan los principales elementos que soportan la seguridad en un sistema SCADA.

3.5.1. Firewall

Un Firewall es un elemento clave en la protección de cualquier red frente a otra no tan confiable, este provee protección contra virus, gusanos u otros tipos de códigos maliciosos que puedan atacar una red. En un sistema SCADA uno de los problemas más comunes es que el Firewall no soporta el la manipulación de su protocolo. Existen tres tipos de firewalls:

3.5.1.1. Packet-Filtering Firewall

Opera en 3 capas, la primera es la capa de la red que decide si deja entrar paquetes enteros de información a la red, luego se examina la dirección IP de la fuente y por último los protocolos de Internet de este.

3.5.1.2. Stateful Inspection Firewall

Almacenan y mantienen la información de un paquete en una memoria dinámica de estado estable, acá se almacena todo lo relacionado con la fuente y el receptor, y aplica reglas para permitir o rechazar.

3.5.1.3. Proxy Firewall

Un proxy se aloja entre el usuario y el servidor con el objetivo de ocultar la identidad del usuario, de modo que un servidor no pueda identificar un usuario. Esto es efectivo para proteger la red de agentes extraños, como por ejemplo internet.

Debido a los rigurosos requerimientos de seguridad para un sistema SCADA respecto a la temporización, disponibilidad y procesamiento de la información, se han adaptado reglas para los diferentes protocolos, en particular, dado que en el diseño de un protocolo de comunicación del sistema SCADA, la seguridad no se tiene en cuenta, se prohíbe la comunicación directa desde y dentro de la red corporativa hacia la red del proceso y redes relacionadas con la información de este.

3.5.2. Redes virtuales privadas (VPN)

Una VPN es una especie de túnel seguro dentro de una red no confiable, a través del firewall donde se puede transportar información sensible. Este túnel se crea encapsulando o encriptando los datos para luego mandarlos sobre la red. Usualmente se encapsula la información y luego se encripta antes de mandarla.

CAPITULO 4

COMPARACIÓN DE MICROGRIDS

4.1. CRITERIOS PARA EVALUAR UN SISTEMA SCADA

Un sistema de control es útil mientras funcione, cuando este falla hay problemas directos que pueden afectar el rendimiento del proceso que este controle y puede generar una reacción en cadena hacia otros sistemas.

4.1.1. CRITERIOS CONCEPTUALES

Cuando se está evaluando el diseño de un sistema SCADA hay diferentes aspectos que se deben tener en cuenta en el momento de conceptualizar(Araneda Q, 2012). A continuación se muestran algunos aspectos importantes:

4.1.1.1. Facilidad de integración(De la Rosa Galvan, 2010)

- Interfaces de comunicación: Es la que permite a la MTU acceder a los dispositivos de campo a través de la RTU del sistema por medio de un Bus de Campo. Los elementos de la interfaz de comunicación son: Buses de Campo, Módems, Módulos de comunicación incluyendo los drivers (software encargado de iniciar la conexión con el resto de elementos digitales). Algunos drivers específicos empleados en SCADA se presentan a continuación:
 - COM/DCOM (*Component Object Model / Distributed COM*): Permite que una aplicación utilice funcionalidades de otra aplicación residente en la misma computadora. Y el DCOM extiende el estándar COM a toda una red.
 - VBA (*Visual Basic for Applications*): Es un lenguaje de programación basado en Scripts incorporado en las aplicaciones de Microsoft Office, es muy aceptado por diversos fabricantes lo que facilita la integración de

elementos suministrados por terceros que aplican este mismo estándar, además que interactúa con la mayoría de aplicaciones de Office.

- Interfaz OPC (*OLE (Object Linking and Embedding) for Process Control*): Es un estándar diseñado para comunicar sistemas y dispositivos, por ejemplo comunicaciones del software de un sistema SCADA con buses de comunicación. Este estándar es un conjunto de especificaciones basadas en estándares de Microsoft que cubren los requerimientos de comunicación industrial entre aplicaciones y dispositivos, especialmente en lo que se refiere a tiempo real.
- ActiveX: es una pequeña pieza de software escrita según especificaciones COM, y tiene propiedades, métodos y eventos. Puede ser servidor o driver, pueden ser utilizados en cualquier aplicación que soporta COM.

4.1.1.2. Redundancia Múltiple

Se entiende como redundancia a la capacidad de un elemento de asumir funciones de otro sin que esto afecte el buen funcionamiento del sistema. Se aplica a todos los niveles de la arquitectura del sistema SCADA, de manera que si hay algún fallo no se vea afectado el funcionamiento del sistema. Por otro lado en la redundancia múltiple (Rodríguez Penin, 2007) se utiliza más de un elemento de reserva trabajando en un segundo plano que se mantiene actualizado por si aparecen fallos en uno o más equipos.

4.1.1.3. Base de datos replicada

Una base de datos es un conjunto de datos que pertenecen a un mismo contexto, almacenados posteriormente para su posterior uso, mientras que un sistema administrador de datos, es una herramienta de software que permite crear estructuras, almacenar datos, y posteriormente acceder a ellos de forma rápida, segura y eficiente.

Se dice que una base de datos es replicada cuando se permite duplicar y replicar la con otras bases de datos, es decir permite actualizar la base de datos central con los datos de las RTU.(Rodríguez Penin, 2007)

4.1.1.4. Otros aspectos importantes para un paquete de software SCADA.

Algunos de los aspectos que deben considerarse para un paquete de software SCADA son:

- Herramientas de gestión individual.
- Aplicaciones y protocolos incluidos de forma nativa en el sistema SCADA.
- Interfaz gráfica sin límites de Tags ni de vistas o pantallas.
- Base de datos de los principales fabricantes de equipos eléctricos (IEDs) ya incluidas.
- Funciones específicas para distribución y transmisión (estimación, manejo de flujo, restricción y despacho de carga, control automático de generación, y simulación de estado y operación del sistema).
- Escalable y actualizable en funciones y hardware.
- Buen acceso a soporte y servicios.

4.1.2. CRITERIOS DE SELECCIÓN Y DISEÑO.

A diferencia de los criterios conceptuales, los criterios de selección impactan directamente la operación y mantenimiento del sistema, sin embargo, los criterios conceptuales agregan complejidad al software y aumentan el número de funciones que se pueden implementar(Olarte Silva & Rodriguez Delgado, 2011).

La reacción del sistema ante situaciones aleatorias o inesperadas determina la confiabilidad del mismo. Los parámetros para el diseño de un sistema SCADA se pueden resumir en los siguientes:

4.1.2.1. Disponibilidad

Es la medida en que los parámetros de funcionamiento del sistema se mantienen dentro de las especificaciones de diseño.

4.1.2.2. Robustez

Es la capacidad de un sistema de mantener unos mínimos servicios en caso de un incidente, además de un procedimiento de restablecimiento del servicio.

4.1.2.3. Seguridad

Es limitar el acceso a datos sensibles en un sistema a usuarios no deseados, además de un conocimiento exacto de quien entra y que hace durante su acceso, esto debido a que los sistemas ya cuentan con varios métodos de comunicación para enlazar todos los puntos de control de un proceso.

4.1.2.4. Prestaciones

Se refiere al tiempo de respuesta de un sistema.

4.1.2.5. Herramientas de Diagnóstico

Son las herramientas de diagnóstico las que permiten realizar inspecciones del estado de un proceso disminuyendo la probabilidad de salidas, y también permitiendo una mejor programación de mantenimientos predictivos, modificaciones y pruebas simultáneas al funcionamiento normal del este.

4.1.2.6. Escalabilidad

Es la posibilidad de poder ampliar el sistema con nuevas herramientas o prestaciones y los requerimientos de tiempo necesarios para implementar estas ampliaciones.

4.2. COMPARACIÓN DE CASOS

En esta sección se presenta una comparación de diferentes casos de estudio, de forma que se adquieran elementos suficientes para incluir en el diseño del sistema SCADA de la MicroGrid de UPB.

Los casos seleccionados para comparar son: Borrego Springs, Barcelona, Kythnos Island y Huatacondo. Estos casos se seleccionaron por ser referentes a nivel mundial y por contarse con documentación disponible para realizar los estudios.

Según lo visto anteriormente, para hacer una comparación entre los casos seleccionados se deben tener en cuenta los criterios conceptuales. A partir de estos pueden determinarse a los criterios de selección y diseño, lo cual sería un tema a tratar más adelante y está fuera del alcance de este trabajo, ya que eso sería la elección de un paquete de software para sistemas SCADA.

Sin embargo, al analizar los criterios de diseño: facilidad de integración, redundancia múltiple, base de datos replicada en los 4 casos de estudio se encuentran los resultados que se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3 Comparación de MicroGrids de acuerdo a los criterios de diseño

	Borrego Springs	Barcelona	Kythnos Island	Huatacondo
Facilidad de integración	X	x	x	x
Redundancia múltiple	X	x		x
Base de datos replicada	X	x		x

(Cortés Rodríguez, 2015)

Un aspecto importante a la hora de diseñar un sistema SCADA es la facilidad de integración, dado que a la hora de integrar tecnologías en un sistema, la compatibilidad entre los componentes se vuelve fundamental para la estabilidad del mismo, pues si hay incompatibilidad puede perderse la comunicación en algunos sectores e impactar fuertemente la confiabilidad, además de los costos que puede acarrear el acople de tecnologías que no se integren fácilmente. En los casos de estudio se evidenció que se

busca que el sistema SCADA, aunque puede ser de un fabricante determinado, debe ser compatible con otras marcas, debido a que un solo fabricante no siempre tiene lo que el cliente necesita, o la solución que presta no es la más viable económicamente. Por eso se sugiere, que para la MigroGrid de la UPB, se trabaje bajo un estándar OPC en el centro de control debido a que bajo este estándar se pueden integrar distintas tecnologías bajo el mismo sistema SCADA.

Para la comunicación se puede integrar desde fibra óptica (IEC 601850), telecomunicaciones (Internet, GSM), hasta buses de campo como MODBUS o PROFIBUS. Donde desde cada RTU se envíe la información que realmente se necesite en el sistema SCADA.

Por otro lado la redundancia múltiple se hace importante cuando en el proceso se necesita un respaldo y una alta confiabilidad, es decir si planea bajo supuestos de fallas en los subsistemas para obtener una buena respuesta del sistema con el menor impacto en el proceso. Para el caso de la MicroGrid de UPB, este aspecto en un principio no es tan relevante, debido a que cada sistema no es crítico en el sistema de energía de la Universidad. Sin embargo, a medida que el proyecto avance y se torne en una solución para zonas no interconectadas, el tema de la redundancia toma mucha relevancia, ya que no va a haber un respaldo de la red como se tiene en el Campus de la universidad. En este caso el sistema SCADA debe hacer control óptimo sobre la generación.

Cuando en un proceso se necesite controlar desde cada punto y monitorear todo el sistema, se hace primordial tener una base de datos replicada, sin embargo en el caso de la MicroGrid de la UPB, no es necesario ya que el flujo de información del sistema solo es requerido en el centro de control y más aún cuando toda la información se encontrará en la nube a kilómetros del lugar donde está el proceso.

Los procesos son independientes unos de otros, así que el control o los cambios que se deban hacer en cada uno se deben hacer de forma local (en el control de cada proceso) y no desde otro sitio del sistema que no sea el sistemas SCADA. Además el flujo de información no es abundante debido a que las variables a monitorear (capítulo 2) no

tienen una variación significativa en el dominio del tiempo, es decir se puede tomar cada minuto una medida y hacer un Backup diario o semanal.

En la Tabla 4 se comparan los casos de estudio en cuanto a características del hardware, medidores, control y visualización empleados. Se habla de hardware independiente cuando cada parte del proceso es inherente a las demás y pueden realizarse cambios en el hardware sin afectar todo el sistema o una parte sustancial de este. De otro lado, cuando el hardware es de control integrado, un cambio hecho en un IED afecta al resto del sistema.

Tabla 4 Comparación de MicroGrids

	Borrego Springs	Barcelona	Kythnos Island	Huatacondo
Hardware	independiente	independiente	Control integrado	independiente
Medidores	inteligentes	Inteligentes	inteligentes	inteligentes
Control	Central y distribuido	Central	central	distribuido
Visualización	IHM y Web	Aplicación Web	IHM y Web	Aplicación Web

(Cortés Rodríguez, 2015)

Los medidores inteligentes son los que aparte de medir, registran y hacen parte del control de un proceso.

En cuanto al control, un control central quiere decir que desde el sistema SCADA se controla todo el sistema, y es distribuido cuando el control de un proceso es en el mismo sitio.

A la hora de comparar los componentes de hardware de los casos de estudio, se observa que depende mucho de la complejidad de la red, la seguridad y el tipo de control a implementar. Por ejemplo, en una red aislada como la de Kythnos Island, se utiliza un medidor inteligente en cada RTU (en cada casa o punto de consumo) desde donde se transmite la información a un servidor. Para este caso en particular el hardware de cada proceso es integrado, es decir que el controlador y los periféricos son del mismo fabricante. De esta forma cada casa de la isla tiene el mismo IED y no hay necesidad de integrar otros drivers, para que se comunique con el servidor principal.

A medida que la complejidad del sistema es mayor y se van teniendo diferentes tipos de proceso, se hace más difícil utilizar componentes del mismo fabricante o emplear el mismo protocolo de comunicación para todos los elementos. Por eso se habla de hardware independiente, donde los periféricos pueden ser de diferentes fabricantes. En este caso, es necesario considerar el empleo del estándar OPC en un servidor y dependiendo del tipo de control este estándar se utiliza en la MTU y puede emplearse también en la RTU. Cuando se emplea un control central, como en Barcelona, la MTU debe ser capaz de comunicarse con los diferentes elementos así todos trabajen con un protocolo diferente. Cuando se trata de control distribuido, como el caso de Huatacondo, se requiere que cada proceso independientemente de los elementos que use, sea capaz de enviar la información relevante al sistema SCADA, por lo que también se trabaja bajo un estándar OPC. En el caso de Borrego Springs, que es combinado, debe haber una comunicación entre los servidores para que el control sea óptimo.

A la hora de la visualización de la información es importante tener en cuenta quien y donde se monitorea la información. Por ejemplo, en casos como Borrego Springs donde se usa Bus de campo para realizar la comunicación, en algunas de las estaciones es recomendable tener una IHM donde se pueda visualizar el estado de toda la red. De otro lado, en Huatacondo cada proceso envía su información vía web al servidor principal donde se monitorea y se hace el control.

En la tablas 5 se comparan los diferentes casos de estudio desde los diferentes niveles de la arquitectura del sistema SCADA.

Tabla 5 Comparación de MicroGrids

	Borrego Springs	Barcelona	Kythnos Island	Huatacondo
Comunicaciones	Bus y estrella	Bus y estrella	Estrella	Bus
Arquitectura				
Nivel 0	Red Eléctrica AC o DC	Red Eléctrica AC o DC	Red Eléctrica AC o DC	Red Eléctrica AC o DC
Nivel I	BUS de CAMPO	CAN BUS	Serial	CAN BUS/MODBUS
Nivel II	Fibra óptica	IEC 61850-7-420	WIFI	Ethernet TCP/IP
Nivel III	LAN	Ethernet TCP/IP	-	Ethernet TCP/IP

(Cortés Rodríguez, 2015)

A nivel de comunicaciones, se evalúa la necesidad del sistema y dependiendo de esta se escoge una topología para el sistema de comunicación. Por ejemplo en Kythnos Island la información va desde cada punto al centro de control en una topología en estrella. En los otros casos de estudio la información viaja a través de buses de campo y desde cualquier punto que tenga los suficientes permisos se puede acceder a la información de todo un nivel de la jerarquía, así como la información de niveles más bajos y para luego hacerla llegar a una MTU.

Para transmitir la información los medios varían dependiendo de la necesidad, es decir, en el nivel cero (ver sección 5.1) normalmente son las señales que salen de los medidores, pueden ser señales discretas o continuas que llegan a IED y allí son leídas. Entre nivel cero y nivel 1, la complejidad de la comunicación depende de la cantidad de componentes, pues a medida que hay más medidores es mayor el flujo de información unidireccional (si solo hay supervisión) o bidireccional (si hay supervisión y control). En este caso ya se puede hablar de buses de campo (CAN o MODBUS) para la recolección de toda la información. Ya en niveles superiores depende de la distancia a la que viajen los datos la velocidad a la que se requiera y la confiabilidad que se requiera, es decir, para una supervisión y control en tiempo real es mejor una fibra óptica, debido a la rapidez que viaja la información, pero si es una supervisión de variables continuas con poco flujo de información se puede transmitir por WIFI o tecnologías GSM.

En la sección 2 del capítulo 5 se explica con más detalles que es cada nivel de la jerarquía en este sistema SCADA.

En la tabla 6. Se muestra una comparación entre diferentes casos de MicroGrids, en cuanto a su forma de comunicación entre los diferentes niveles de jerarquía.

CAPITULO 5.

ARQUITECTURA DE LA MICROGRID UPB

En este capítulo se presenta la propuesta de desarrollo del sistema SCADA. Inicialmente se presenta la propuesta de la jerarquía de la arquitectura a partir de un sistema basado en tres niveles. Posteriormente se describe la propuesta general indicando las fases en las cuales se realizaría. Posteriormente se detalla la primera fase, en la que se centra este capítulo y es el propósito principal de este documento

5.1. JERARQUÍA DE LA ARQUITECTURA DEL SISTEMA SCADA

La jerarquía de la arquitectura del sistema SCADA de la primera generación se propone 3 niveles

5.1.1. Nivel 0

Campo: en este nivel tenemos las mediciones de cada sistema, son los instrumentos de cada uno de los procesos, los cuales pueden tener como salidas señales discretas, en caso de posiciones o estados, y señales continuas, como las 4-20mA, o buses de información (PROFIBUS, MODBUS), dependiendo de los canales de comunicación que cada proceso maneje.

5.1.2. Nivel I

Control Local: se propone que el control de cada proceso tenga un control local autónomo, donde haya enclavamientos de local/remoto, de modo que algunos comandos se puedan dar desde un nivel superior, sin intervenir en el proceso Este nivel también puede denominarse como el de RTU. Se espera tener IEDs que controlen el proceso y envíen la información realmente importante para el sistema SCADA.

5.1.3. Nivel II

En un principio este sistema será solo de supervisión, los IEDs de nivel I a través de protocolos de internet, enviarán la información a un servidor WEB donde se almacenará, y estará disponible para ser vista desde el centro de control local, que también lo podríamos llamar MTU. Se espera a futuro que conociendo el estado de todos los sistemas, estos se puedan habilitar y deshabilitar, esto para hacer un manejo de la energía, desde el centro de control remoto.

El objetivo final del sistema SCADA es controlar la MicroGrid en una zona remota desde el centro de control remoto, en este caso habría un nivel IV, donde desde un centro de control local se envíe la información en tiempo real a un centro de control remoto. De manera que no haya necesidad de un operador con altos conocimientos en la MicroGrid y se pueda hacer todas las configuraciones en red. En la Figura 8, se presenta la jerarquía de la arquitectura de la MicroGrid de la UPB.



Figura 8. Jerarquía de Sistema SCADA (Cortés Rodríguez, 2015)

Esta jerarquía será empleada para describir las diferentes fases de la propuesta.

5.2. DESCRIPCIÓN GENERAL

En la Figura 9 se muestra el esquema propuesto para la MicroGrid de la UPB, donde en azul está resaltado todo lo que es el nivel de 0 o nivel de campo, toma de señales de los actuadores del cada uno de los proceso de la MicroGrid. En segundo lugar está en nivel 1 que sería el controlador del proceso o RTU, el cual recibe las señales de campo y envía las más relevantes a un nivel superior (nivel 2) las cuales son integradas procesadas en un MTU, en este nivel se reciben órdenes desde un nivel 3 donde está el sistema de SCADA, que sería el controlador de la MicroGrid.

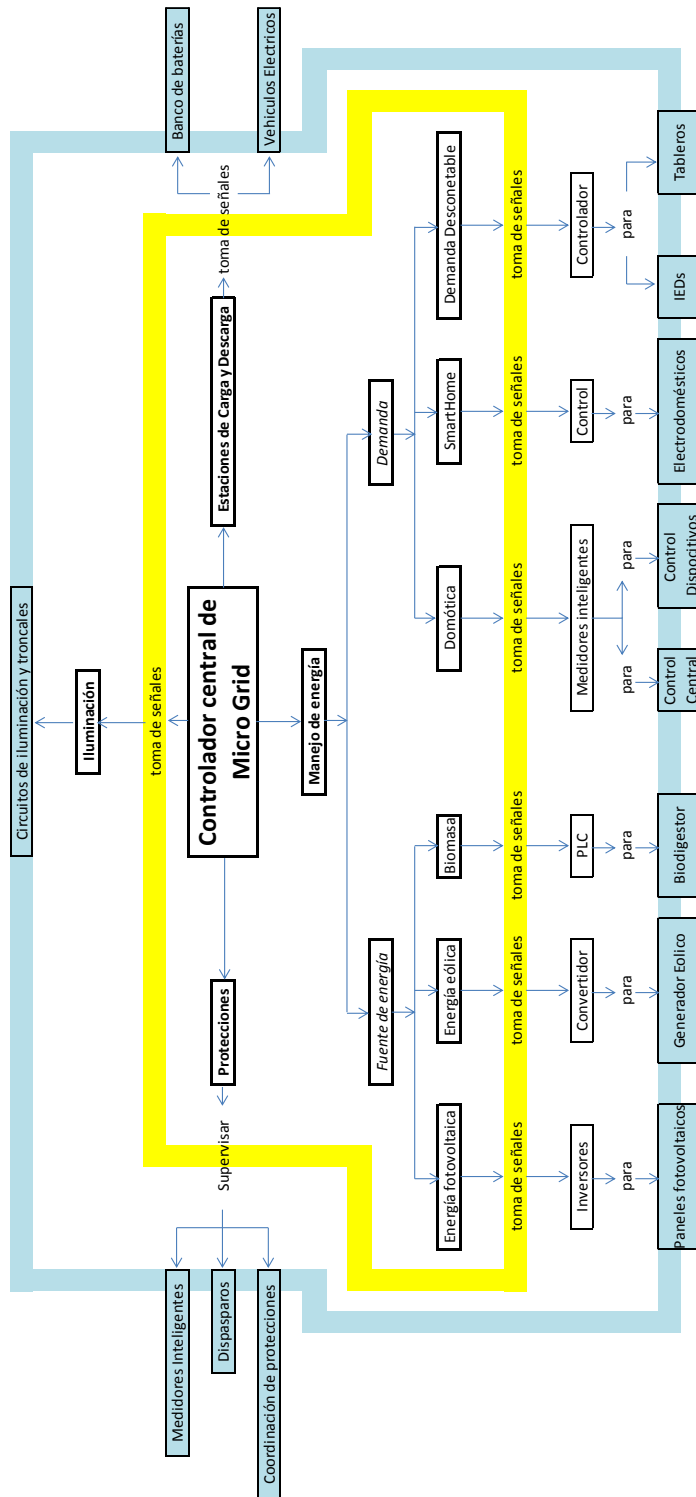


Figura 9. Esquema de MicroGrid UPB. (Cortés Rodríguez, 2015)

Para la MicroGrid de la Universidad Pontificia Bolivariana, como se describió en el capítulo 2, se tiene estimado integrar, sistemas de protecciones, manejo de energía e iluminación, estaciones de carga y descarga. Sin embargo, este trabajo está dirigido a una primera fase donde solo se monitorearán los sistemas: generación fotovoltaica, generación Eólica, estación meteorológica, biodigestor e iluminación. El sistema de monitoreo y control deberá ir evolucionando hasta integrar todos los componentes de la MicroGrid.

En la Figura 10 se presenta un diagrama con la propuesta del sistema SCADA en la Microred de UPB, desde la perspectiva de este trabajo. Debido a su complejidad el desarrollo se propone en varias fases que no se explicaran en este documento; es posible que cada fase sea realizada por un grupo de personas diferentes, por lo que es importante la gestión de la información para que al finalizar se tenga la información completa del desarrollo del proyecto.

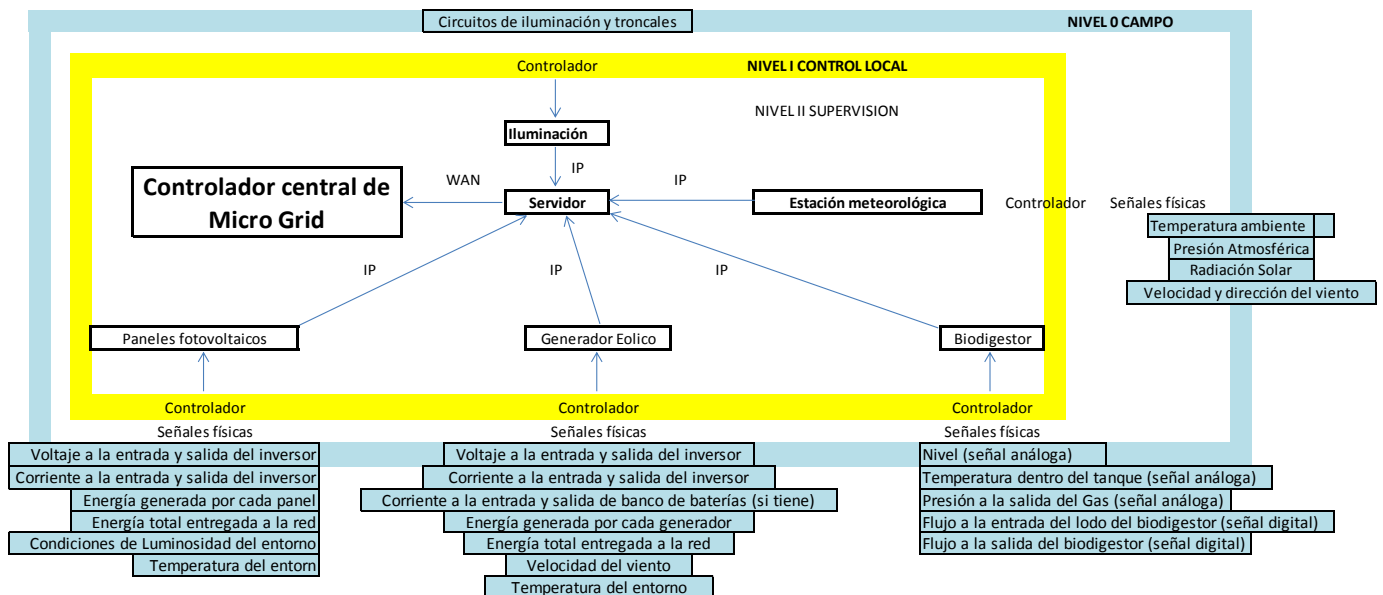


Figura 10. MicroGrid Actual (Cortés Rodríguez, 2015)

5.3. COMUNICACIÓN DEL SISTEMA SCADA

Para el sistema SCADA se propone un sistema de comunicación con una topología en estrella, debido a que cada proceso es independiente, y la ubicación de cada uno de estos no necesariamente permitirá compartir la información en buses. La idea es que cada IED controlador de proceso suba la información a un servidor WEB (dependiendo del protocolo de comunicación que utilice cada uno, o se puede utilizar Switches que reciban la información del IED y la transmitan, además del Firewall para proteger el sistema de ataques informáticos) para que pueda ser monitoreada, sin necesidad de haber una conexión física entre los sistemas. Ya desde el centro de control local, el centro de control remotos o alguna aplicación web, se podría ver la información de los sistemas en tiempo real, pero solo se podría hacer control desde los centros de control.

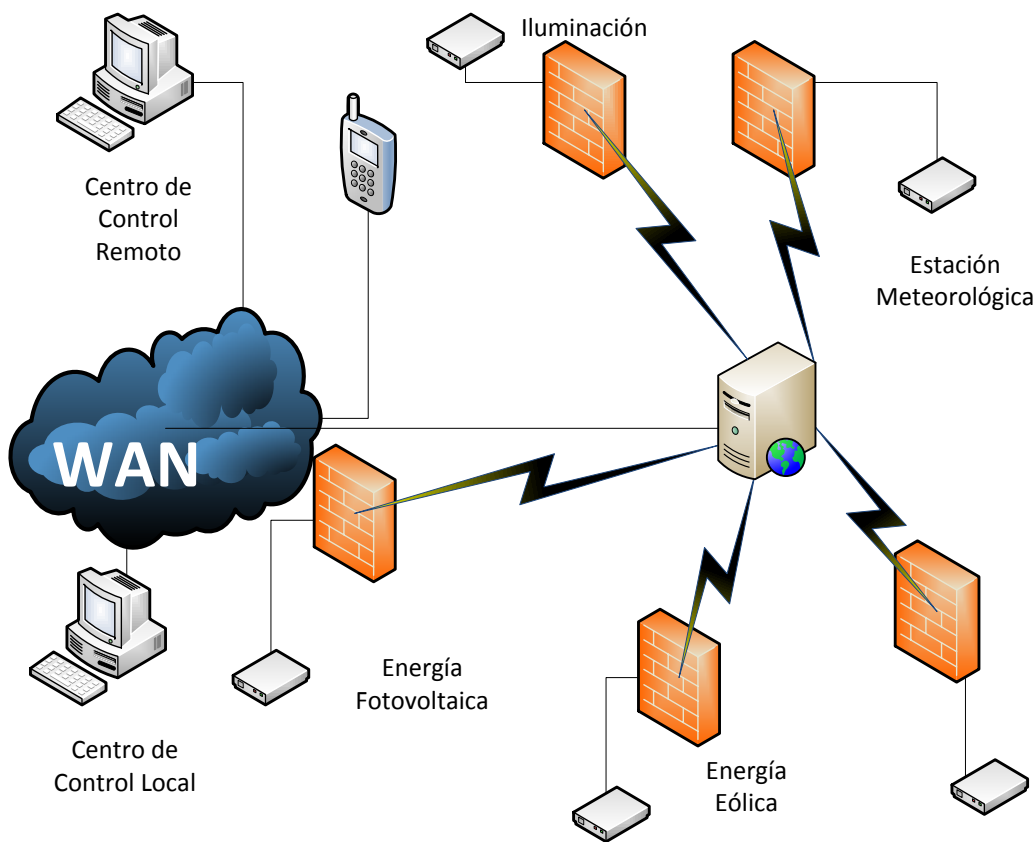


Figura 11. Comunicaciones del sistema SCADA (Cortés Rodríguez, 2015)

En la figura 11, podemos observar una diagrama de cómo se sugiere, sean las comunicaciones en la MicroGrid, donde cada proceso tiene asignado un firewall para proteger su información y enviarla a una MTU , allí se almacena toda la información y posteriormente es enviada a una nube para que pueda ser visto desde un centro de control remoto.

5.4. DIAGRAMA DE PRINCIPIOS.

Para los diagramas de principios son un conjunto de símbolos eléctricos y de control, que muestran como es el funcionamiento del sistema. Haremos un ejemplo de la supervisión de un proceso a través de un diagrama de principios. La idea de utilizar estos diagramas es mostrar cómo se programa un control. Aunque no necesariamente se programe como se muestre en el diagrama, la programación debe cumplir mínimamente con lo que dice el diagrama, sin importar el método de programación.

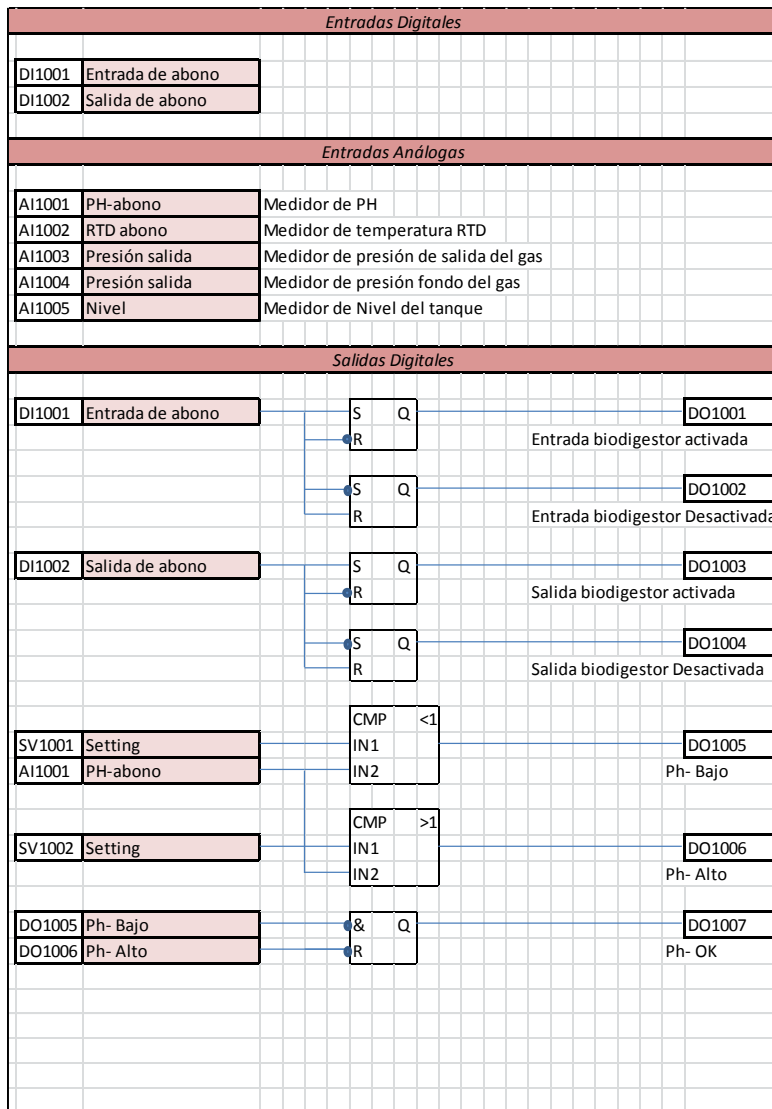


Figura 12. Diagrama de principios (Cortés Rodríguez, 2015)

En la figura 12 se puede observar un diagrama de principios, donde se supervisan cada una de las señales, las entradas digitales son señales que vienen cableadas por lo general de Switches, y muestran un cambio de condición o estado, las señales análogas muestran variaciones en el tiempo, y se escalan en un rango para que el PLC interprete un valor, y los *SETTINGS* son los valores de ajuste para comparar una señal análoga. En este diagrama se muestra como salen las señales a través de *flip-flops* donde un 1 en la entrada digital

activa la alarma y un 0 restaura el *flip-flop* y quita la alarma, por otro lado con la señales análogas se compara con un valor antes de sacar alarma por nivel bajo o nivel alto.

CONCLUSIONES

- Las MicroGrid no pretenden reemplazar los sistemas de generación tradicional, simplemente son una solución para que zonas aisladas puedan tener energía eléctrica.
- El tema de las MicroGrid no es cuestión de algo que se espere para un futuro lejano, pues existen experiencias alrededor del mundo donde ya hay resultados y estudios que soportan la importancia de estos sistemas.
- En América latina desde hace un buen tiempo países como Brasil y México vienen trabajando en MicroGrids con energías renovables para llegar a zonas de difícil acceso, y en Chile ya hay un piloto de una MicroGrid.
- Puede que las MicroGrid no sean la solución al problema ambiental, sin embargo al tener una generación con energías limpias en la zona de consumo, ahorrando el sistema de transmisión de energías, mitiga en gran medida el impacto ambiental que conlleva la explotación de los recursos energéticos.
- Un sistema SCADA es una solución para conocer en tiempo real la información relevante del sistema y hacer control desde un punto del sistema. Además de tener una arquitectura básica que ha ido evolucionando en el tiempo donde en sus inicios, un fabricante creaba dependencia sobre una misma red, hasta llegar hoy a estándares y protocolos abiertos que permiten la inclusión de diferentes marcas.
- Otro aspecto importante en los sistemas SCADA es la seguridad, donde la red de la SCADA tiene que estar aislada de la red corporativa de una empresa para evitar ataques dentro y fuera de la empresa.

RECOMENDACIONES

El trabajo a seguir es la elección del paquete de software para el sistema SCADA. Actualmente la Universidad Pontificia Bolivariana en convenio con HMV están aliados para evaluar diferentes paquetes de software para elegir el más conveniente para su implementación en la MicroGrid.

Por otro lado después del desarrollo completo de todos los procesos asociados a la Micro Grid, se deben hacer unos diagramas de principios para tener claro el funcionamiento de todo el sistema SCADA antes de programarlo, teniendo en cuenta todas las señales, discretas y continuas, para una mejor supervisión y control.

BIBLIOGRAFÍA

- Jaén González, A., Carreras Planells, R., & Montserrat Ribas, S. (2006). *Tecnología energética y medio ambiente, Volume 1*. Barcelona: Univ. Politèc. de Catalunya.
- Abac Prado, M. V. (2012). *CONSIDERACIONES BÁSICAS SOBRE PARÁMETROS METEOROLÓGICOS Y SU IMPORTANCIA EN EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA*. Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.
- Araneda Q, M. (Mayo de 2012). *Algunas consideraciones sobre los sistemas SCADAs para control y supervisión de redes eléctricas*. Recuperado el 20 de Enero de 2015, de <http://www.emb.cl/>: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1823>
- Bailey, D., & Wright, E. (2003). *Practical SCADA for Industry*. Wheeler Road, Burlington, MA 01803: IDC Technologies.
- Becerra López, , H. R. (26 de Mayo de 2011). Desarrollo y aplicaciones de microrredes eléctricas en México. Sao Paulo, Brasil.
- Bezerra, M. C. (2010). SISTEMAS MICRORED Y SISTEMAS INDIVIDUALES COMPUESTO POR ENERGÍA FOTOVOLTAICA, EÓLICA PARA ATENDER AL PROGRAMA LUZ PARA TODOS. *EXPERIENCIAS LATINOAMERICANAS EN EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL, EMPLEO DE ENERGIAS RENOVABLES Y USO PRODUCTIVO DE LA ELECTRICIDAD*.
- Calderón Sáenz, F. (8 de Mayo de 2009). *Dr Calderon Labs*. Recuperado el 27 de Agosto de 2014, de Métodos de Análisis: http://www.drcalderonlabs.com/Metodos/Analisis_De_Aguas/Determinacion_del_pH.htm
- Centro de Energía — Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas — Universidad de Chile* . (s.f.). Recuperado el 24 de Marzo de 2014, de Proyecto ESUSCON en Huatacondo: http://www.centroenergia.cl/ce-fcfm/?page_id=1004
- Cheung, E. (2003). *LAN / WAN Technologies*. Hong Kong : The Hong Kong Polytechnic University.
- CIGRE. (December de 2010). *Distribution Systems and Dispersed Generation: Microgrids Evolution Roadmap*. Chris, Marnay , USA.
- Colombia inteligente. (s.f.). *Introducción a las Redes Inteligentes*. Recuperado el 24 de Marzo de 2014, de <http://www.colombiainteligente.org>
- Cortés Rodríguez, H. D. (2015). *Figuras y tablas de autoría propia*. Medellín.
- Creus Solé, A. (1997). *Instrumentación Industrial 6ª Edición*. Barcelona : Marcombo Boixareu Editores.
- De la Rosa Galvan, H. (2010). *Implementación de un sistema SCADA para la mezcla de dos sustancias en una industria química*. Azcapotzalco, Mexico: Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería Eléctrica y Mecánica.
- DODERO, J. B., & GARCIA FERNANDEZ, M. (2012). *GENERADOR EOLICO DE BAJA POTENCIA*. Bueno Aires: UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES.

- Ferris, D. (2014 de Enero de 2014). *Can Microgrids Bring Low-Carbon Power to Tens of Millions of People?*(AlterNet) Recuperado el 24 de Marzo de 2014, de <http://www.alternet.org>
- G.S. Tomar, R.-S. C.-h. (2010). Advanced Computer Science and Information Technology: Second International Conference, AST 2010, Miyazaki, Japan, June 23-25, 2010. Proceedings. *Volume 74 of Communications in Computer and Information Science* , 59-60.
- Gausell, D. J., & Darlington, H. T. (1987). Supervisory Control and Data Acquisition. *PROCEEDINGS OF THE IEEE* , 1645-1658.
- González de la Rosa, J. J. (4 de Junio de 2007). *Grupo de Investigación en Instrumentación Computacional y Electrónica Industrial TIC168*. Recuperado el 27 de Agosto de 2014, de TEMA 16. TRANSDUCTORES DE TEMPERATURA: http://www2.uca.es/grup-invest/instrument_electro/ppjjgdr/Electronics_Instrum/Electronics_Instrum_Files/temas/T16_trans_temp.PDF
- Hatziargyriou, N. (2009). The More Microgrids Projects. *SMART ELECTRICITY NETWORKS, Demonstration of smart distribution network solutions, Contractors meeting*. Brussels.
- Hieb, J. L. (2008). *Security Hardened Remote Terminal Units for SCADA Networks*. Louisville: ProQuest.
- Incidencia de las "smart grids" en la competitividad del sector ETIC2012 *Economía industrial* 73-80
- Katiraei, F., Iravani, R., Hatziargyriou, N., & Demias, A. (2008). Microgrids Management: Control and Operation Aspects of Microgrids. *IEEE power & energy magazine* , 54-65.
- Krutz, R. L. (2005). *Securing SCADA Systems*. John Wiley & Sons.
- Lasseeter, R., Akhil, A., Marnay, C., Stephens, J., Dagle, J., Guttromson, R., y otros. (2002). *Integration of Distributed Energy Resources: The CERTS MicroGrid Concept*.
- López, M., Vannier, J.-C., & Sadarnac, D. (2007). SISTEMAS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA CONTROL Y DISEÑO. *Asociation Chilienne de Contrôle Automatique* , 5,6.
- McCrary, S. G. (2013). *Designing SCADA Application Software: A Practical Approach*. Elsevier.
- Microgrid Institute. (2014). *Microgrid Institute*. Recuperado el 20 de 10 de 2014, de <http://www.microgridinstitute.org/about-microgrids.html>
- MICROGRIDS. (2 de 19 de 2011). Recuperado el 11 de Marzo de 2014, de Bringing Electricity to Rural Communities: <http://www2.ee.ic.ac.uk/daniel.mewton09/yr2proj/default.htm>
- Microgrids at berkely lab*. (s.f.). Recuperado el 11 de Marzo de 2014, de The Microgrid Concept: <http://der.lbl.gov/microgrid-concept>
- Mota, J. A. (s.f.). AUTOMATIZACIÓN DE UN PIRHELIOMETRO. *Departamento de Electrónica, Area de Instrumentación. Universidad Autónoma metropolitana* .
- N.W.A. Lidula, A. R. (2011). Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 186-202.

- Office of the Manager National Communications System. (2004). *Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Systems*. Chantilly, Virginia: Communication Technologies, Inc.
- Olarte Silva, L., & Rodriguez Delgado, J. (2011). *Diseño e implementación del sistema SCADA FACTORY TALK VIEW de ALLEN BRADLEY a una máquina prototipo de embalaje en el laboratorio de automatización de procesos de la Universidad Pontificia Bolivariana*. Bucaramanga: Facultad de Ingeniería Electrónica.
- OLAYA ARBOLEDA, Y., & GONZÁLEZ SALCEDO, L. O. (2009). *FUNDAMENTOS PARA EL DISEÑO DE BIODIGESTORES*. PALMIRA, VALLE, COLOMBIA: FACULTAD DE INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN, UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA.
- Ortega Carcelén, M. (2011). Protección del medio ambiente y recursos energéticos. *Temas de Derecho Internacional*.
- Osorio, M. (3 de Octubre de 2012). *Latinoamérica Renovable*. Recuperado el 20 de Marzo de 2014, de Micro-redes híbridas autónomas, opción para la electrificación rural en Latinoamérica: <http://latinoamericarenovable.com/?p=2670>
- Pareja aparicio, M. (2008). *ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: CALCULO DE UNA INSTALACION AISLADA*. S.A. MARCOMBO.
- Pasonen, R. (2013). Feasibilities for power quality problem mitigation in microgrid. *VTT Technology*.
- Pullins, S. (2012). *Microgrids – Designing Their Role in the Smart Grid*. Horizon Energy Group.
- Ramón Valencia, J. A., Carrillo Sánchez, E. Y., & Vargas, M. J. (2009). *SELECCIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN Y VARIABLES DE PROCESO DE UN SISTEMA DE BIODIGESTION EN FASES SEPARADAS (ACIDOGÉNESIS Y METANOGÉNESIS)*. Pamplona, Santander, Colombia: Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada.
- Rodríguez Penin, A. (2007). *SISTEMAS SCADA*. MARCOMBO, S.A.
- Roman-Barri, M., Cairo-Molins, I., Sumper, A., & Sudria-Andreu, A. (2011). Experience on the Implementation of a Microgrid Project in Barcelona. Barcelona: Catalonia Institute for Energy Research (IREC).
- Samayoa, S., Bueso, C., & Víquez, J. (2012). *Guía Implementación de Sistemas de Biodigestión en Ecoempresas*. Honduras: PREMACA.
- 2011SCADA SYSTEMS AND SMART GRID VISION John Wiley & Sons, Inc
- Sempra Energy Utilities. (2009). Beach Cities MicroGrid Project. Symposium on Microgrids.
- Shaw, W. T. (2006). *Cybersecurity for SCADA Systems*. PennWell Books.
- Strauss, C. (2003). *Practical Electrical Network Automation and Communication Systems*. Newnes.
- TESTO ARGENTIAN S.A. (2010). <http://www.academiatesto.com.ar/>. Recuperado el 3 de Septiembre de 2014, de Medición de presión piezorresistiva: <http://www.academiatesto.com.ar/cms/?q=medicion-de-presion-piezorresistiva>
- Universidad Pontificia Bolivariana. (2014). Micro Red Inteligente UPB. *Brochure*. Medellín, Antioquia, Colombia.

Yuen, C., Botting, D., Paice, A. D., & Preiss, O. (2008). Cuando las redes se vuelven inteligentes. *Revista ABB* , 44-47.

Zactruba, J. (19 de Mayo de 2011). *Bright Hub Engineering*. Recuperado el 17 de Marzo de 2014, de A System of Systems - Microgrids Poised to Soar in Popularity: <http://www.brighthubengineering.com/power-generation-distribution/90436-a-system-of-systems-microgrids-poised-to-soar-in-popularity/>