



Red Eléctrica Inteligente: comunicaciones y sensado.

C. F. García-Hernández
Senior Member, IEEE

J. Meneses-Ruiz
Member, IEEE

P. H. Ibargüengoytia-González
Member, IEEE

Resumen: En este trabajo se presenta una revisión del estado del arte sobre Redes Eléctricas Inteligentes (REI), conocidas también como “Smart Grid” (SG), con enfoque en comunicaciones y sensado, incluyendo todos los elementos que componen una red eléctrica y lo que se debe considerar para cumplir con los lineamientos de las REI. La Red Eléctrica Inteligente considera comunicaciones integradas de dos vías (bidireccional), sensado y medición. Con estos tres temas se puede solucionar en los dispositivos de potencia lo referente a cumplir con SG, o sea, “Smart Grid Compliant”.

Palabras Clave: red eléctrica inteligente, comunicaciones, sensado, AMI, ZigBee, BPL.

Abstract: In this work, a research on the state of the art of Smart Grid (SG) is presented, focused on communications and sensing, including all of the elements involved in an electric power grid and what should be considered in order to comply with the smart grid recommendations. Smart grid considers integrated two-way communications, sensing and metering. With these three technologies, the requirements for the power devices can be solved in order to comply with the smart grid concept, in other words, “Smart Grid Compliant”.

Keywords: smart grid, communications, sensing, AMI, ZigBee, BPL.

Introducción

En este trabajo se presenta una revisión del estado del arte sobre Redes Eléctricas Inteligentes (REI), conocidas también como “Smart Grid” (SG), con enfoque en comunicaciones y sensado, incluyendo

todos los elementos que componen una red eléctrica y lo que se debe considerar para cumplir con los lineamientos de las REI.

La Red Eléctrica Inteligente considera comunicaciones integradas de dos vías (bidireccional), sensado y medición. Con estos tres temas se puede solucionar en los dispositivos de potencia lo referente a cumplir con SG, o sea, “Smart Grid Compliant”.

En la Red Eléctrica Inteligente se plantea pasar del esquema de AMR (lectura automática de medidores) al esquema AMI (infraestructura de medición avanzada) y posteriormente pasar al esquema de redes inteligentes, que consideren AMI, dispositivos de sensado y dispositivos de medición y control.

Asimismo, se recomienda tomar en cuenta lo reportado por EPRI INTELLIGRID [6], UCA, IEEE IGCC, NIST y la tecnología de MEMS (Sistemas MicroElectroMecánicos) [23].

Las Micro Redes Eléctricas (“MicroGrids”) residenciales forman parte de las REI que comunican todos los dispositivos y electrodomésticos en el hogar con la red eléctrica, donde se proponen comunicaciones inalámbricas (redes de sensores inalámbricos) y comunicaciones por la línea de distribución de energía eléctrica, tecnología conocida como BPL (banda ancha por línea eléctrica) [3,27,28]. En este trabajo se incluyeron los estándares, el modelo jerárquico de comunicaciones, la plataforma de comunicaciones inteligente, las micro redes eléctricas, redes de sensores inalámbricos y servicios de información.

Estándares

De la referencia [1] del Departamento de Energía de E.U.A. se extrae la siguiente información relevante: Estandares de interoperabilidad de NIST (“National Institute of Standards and Technology”).- Instituto Nacional de Estándares y Tecnología), <http://www.nist.gov/smartgrid> con comentarios a smartgrid@nist.gov (Tabla 1).

De la Tabla 1, se observa que los estándares OpenHAN y ZigBee cubren la parte residencial (las MicroGrids desde el transformador de distribución, Figura 1) [2].

Carlos Felipe García-Hernández, Javier Meneses-Ruiz, Pablo Héctor Ibargüengoytia-González, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca Morelos, 62490 México, cfgarcia@iie.org.mx, jmeneses@iie.org.mx, pibar@iie.org.mx.



También, están presentes los grupos de trabajo líderes y asociaciones industriales siguientes: NERC y Comité Estacionario de Estándares de Confiabilidad NERC de IESO; el Grupo de Trabajo IEEE P1711 el cual está estandarizando un nuevo protocolo de encriptación de SCADA serial; el Comité Asesor de la Infraestructura de Computación Confiada de la Universidad de Illinois para Energía Eléctrica.

Esta es una de las iniciativas de investigación líder en seguridad cibernética para segmentos críticos de infraestructura incluyendo AMI; el Grupo de Trabajo AMI-SEC de UCA el cual ha definido los primeros estándares fundamentales de seguridad cibernética, de la industria, para AMI; el Grupo de Trabajo 4 SP99 de ISA el cual está enfocado en los requerimientos del sistema de control seguro; y el Grupo de Tareas de Coordinación de Seguridad Cibernética de NIST el cual está definiendo los estándares de seguridad cibernética para los despliegues de redes eléctricas inteligentes en Estados Unidos; el Grupo de Accionistas Públicos y Privados del Sistema de Control de Proceso Canadiense; el OUSM sobre evaluaciones de seguridad en tecnologías AMI [18].

Tabla 1.- Marco inicial de estándares de interoperabilidad de la red eléctrica inteligente (“Initial Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0 U.S. Department of Energy, Office of Public Affairs, Washington, D.C.”).

Estándar	Aplicación
Requisitos de Seguridad del Sistema AMI-SEC	Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) y Seguridad extremo-a-extremo de la Red Eléctrica Inteligente
ANSI C12.19/MC1219 IEEE SCC 31 AMR	Modelo de Información de Medición de Utilidades
BACnet ANSI ASHRAE 135-2008/ISO 16484-5	Automatización de Edificios
DNP3	Automatización del Dispositivo del Alimentador y de la Subestación
IEC 60870-6 / TASE.2	Comunicaciones entre Centros de Control
IEC 61850 [26]	Automatización de la Subestación y Protección
IEC 61968/61970	Interfaces del Sistema de Administración de Energía de Nivel de Aplicación
IEC 62351 Parts 1-8	Seguridad de la Información para Operaciones de Control del Sistema de Potencia
IEEE C37.118	Comunicaciones de la Unidad de Medición de Fasores (PMU)
IEEE Serie 1547 [5,10]	Interconexiones Eléctricas y Físicas entre la Empresa

	Eléctrica y la Generación Distribuida (DG)
IEEE SCC 21 [10]	Celdas de Combustible, Fotovoltaicos y Generación Dispersada.
IEEE 1686-2007	Seguridad para Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs)
NERC CIP 002-009	Estándares de Seguridad Cibernética para el Sistema de Potencia de Volumen
NIST Publicación Especial (SP) 800-53, NIST SP 800-82	Estándares de Seguridad Cibernética y Guías para Sistemas de Información Federales, incluyendo aquellos para el Sistema de Potencia de Volumen.
Respuesta a la Demanda Automatizada Abierta (Open ADR)	Responsivo del Precio y Control de Carga Directa
OpenHAN	Comunicación del Dispositivo de Red de Área Doméstica, medición y Control.
ZigBee/HomePlug Perfil de Energía Inteligente	Comunicaciones del Dispositivo de Red de Área Doméstica y Modelo de Información

Existen despliegues exitosos del Sistema de Administración de Amenazas Unificadas de la infraestructura crítica avanzada en México en CFE (de Survalent Technology socio de N-Dimension Solutions Inc.), estos despliegues son soluciones de seguridad cibernética de punta con defensa de la funcionalidad a profundidad, que son integrados con el sistema SCADA [18].

Las empresas eléctricas invertirán fuertemente en una variedad de comunicaciones avanzadas para construir redes habilitadas IP que acarrearán datos críticos necesarios para automatizar las operaciones. Se puede arrancar con un marco recomendado por NERC CIP creando perímetros de seguridad electrónica e implementando protección de defensa a profundidad y aumentar el marco con otras extensiones aplicables: ISO 17799, NIST y marco de seguridad de AMI [18].

Respecto a los estándares, por ejemplo, los hogares y los negocios necesitarán comunicarse a través de la red eléctrica a sistemas de tiempo real para transmisión de energía, almacenaje, cobro, balance de carga, etc. Las fuentes de energía distribuida (DER) pudieran incluir administración de carga o sistemas de administración de energía, y sistemas combinados de energía y calor (CHP) que abastecen energía termal tan bien como energía eléctrica. Estos recursos distribuidos incluyen generadores distribuidos tales como turbinas de viento,



fotovoltaicos y elementos de almacenaje tales como celdas de combustible y baterías interconectadas con un sistema de energía eléctrica [10].

La actual infraestructura de electricidad incluye capacidades de monitoreo hasta los medidores de los consumidores y los medidores de los clientes finales de los negocios para propósitos de facturación. En algunos casos, los clientes pueden proveer una fuente de energía de regreso a la compañía eléctrica y recibir créditos. Por lo que hay que proveer capacidades para el equipo en el lado del cliente para determinar el costo actual de electricidad y conmutar entre proveer y recibir electricidad [10].

Es importante notar que los estándares de la red inteligente se extenderán a través de toda la red; o sea, necesita estándares de interoperabilidad (de arriba hacia abajo) y construir estándares de bloques (de abajo hacia arriba). Dos cosas que hacen a la electricidad única y un reto para la red inteligente: (1) falta de control de flujo (se necesita la transformación de la Administración de la Red Eléctrica y el control (o sea, comunicaciones); (2) requerimientos de almacenaje de electricidad (almacenaje estático o dinámico y optimización de la carga con eficiencia de la electrónica de potencia) [10]. Varias de las fuentes renovables tienen un problema de variabilidad (o sea, intermitencia) y se necesitan medios de almacenaje para asegurar la estabilidad de la red eléctrica. Las baterías son la solución actual. Otra posibilidad que pudiera direccionar tanto requerimientos de transporte y administración de energía, sería el advenimiento del amplio despliegue de vehículos eléctricos enchufables e híbridos [10]. Así, el enfoque es en todos los elementos que componen una red eléctrica y lo que deben de incluir para cumplir con los lineamientos de SG [2].

Modelo Jerárquico de Comunicaciones

Los comportamientos de los sitios agregados son otra vez agregados en el nivel del transformador de distribución. Están surgiendo preguntas acerca de la habilidad de los transformadores de distribución para manipular la capacidad de carga de vehículos eléctricos, por ejemplo, y este es el nodo dentro de la jerarquía donde esta preocupación surgiría naturalmente y sería mitigada (Figura 1).

Se considera la comunicación de dos-vías del transformador de distribución hacia un conjunto de

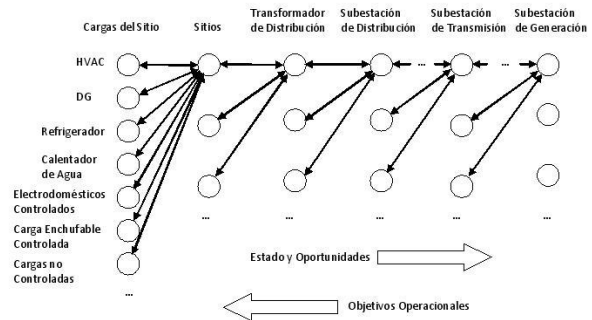


Figura 1.- La infraestructura jerárquica de control y comunicaciones simula la estructura de agregación de potencia eléctrica.

sitios (usuarios) con esas cargas (Figura 1), entre otras, y la comunicación de dos-vías del transformador de distribución hacia la subestación de distribución. Lo anterior incluyendo el sensado del estado del transformador de distribución y la medición requerida en los sitios de los usuarios.

Ya particularizando sólo en el transformador de distribución, las comunicaciones de dos-vías son con los estándares adoptados por las empresas eléctricas incluyendo inalámbricos y BPL, aparte de los demás protocolos de comunicaciones; la medición en los sitios de los usuarios es con los protocolos estandarizados adoptados por las empresas eléctricas incluyendo HomePlug (BPL) y ZigBee (inalámbrico); lo que nos lleva al sensado del transformador de distribución con comunicación de dos-vías inalámbrica y BPL, de preferencia inalámbrica con sensores inalámbricos y comunicados en red malla. De lo anterior, en función de los sensores que ya se utilizan en los transformadores de distribución y de que tipo (parámetros, inalámbricos, cableados, comunicaciones, etc.), también se propone dar una solución a los sensores que hacen falta, con el desarrollo de los sensores faltantes, con comunicación inalámbrica en red malla y que cumplan con lo que requiere SG. También, el desarrollo de una especificación técnica de una solución integral de comunicaciones de dos-vías con sensado y medición, en el transformador de distribución, y que cumpla con SG.

Para refinar la visión de la red eléctrica moderna, la Tabla 2 abajo resume los siete puntos y los contrasta entre la red eléctrica de hoy y la visión de la red eléctrica moderna [4].



Tabla 2.- Comparación entre la red eléctrica de hoy y la red eléctrica moderna.

Red Eléctrica de Hoy	Característica Principal	Red Eléctrica Moderna
Responde para prevenir daño adicional	Autorecupera	Automáticamente detecta y responde a problemas de Transmisión y Distribución reales y emergentes. El enfoque es en prevención. Minimiza el impacto del consumidor.
Los consumidores están desinformados y no participativos con el sistema de potencia.	Motiva e incluye al consumidor	Consumidores informados, involucrados y activos. Amplia penetración de respuesta a la demanda.
Vulnerable a actos maliciosos de terror y desastres naturales.	Resiste el ataque	Resistente al ataque y a desastres naturales con capacidades de restauración rápida.
Enfocado en caídas del sistema en vez de problemas de calidad de energía (PQ). Respuesta lenta en resolver cuestiones de PQ.	Provee calidad de energía para las necesidades del siglo 21.	La calidad de energía cumple con estándares industriales y con las necesidades de los consumidores. Cuestiones de PQ identificadas y resueltas antes de la manifestación. Varios niveles de PQ a varios precios.
Número relativamente pequeño de plantas generadoras grandes. Numerosos obstáculos existen para interconectar DER.	Acomoda todas las opciones de generación y almacenaje	Muy grandes números de diversos dispositivos de generación distribuida y almacenaje desplegados para complementar las plantas generadoras grandes. Conveniencia "Enchufar-y-Usar". Significativamente más enfoque en acceso a renovables.
Mercados de mayoreo limitados todavía trabajando para encontrar los mejores modelos de operación. No bien integrados entre uno y otro. La	Habilita mercados	Operaciones de mercado de mayoreo maduro en su lugar; bien integrado por toda la Nación e integrado con coordinadores de confiabilidad.

congestion de Transmisión separa compradores y vendedores.		Mercados de menudeo floreciendo donde sea apropiado. Mínima congestión de Transmisión y limitantes.
Mínima integración de datos operacionales limitados con procesos de administración de activos y tecnologías. Procesos de negocio rebanados. Mantenimiento basado en tiempo.	Optimiza activos y opera eficientemente	Grandemente expandidos el sensado y la medición de las condiciones de la red eléctrica. Las tecnologías de la red eléctrica profundamente integradas con procesos de administración de activos para más efectivamente administrar activos y costos. Mantenimiento basado en condición.

Plataforma de Comunicaciones Inteligente

Ha existido un empuje creciente para mejorar la Red Eléctrica Norteamericana hacia lo que ahora llamamos una Red Inteligente ("Smart Grid"); una que incluya comunicaciones prevalecientes e inteligencia embebida, mientras provea mucho más amplio compromiso del consumidor, y más diversos requerimientos de operación [7].

La reciente legislación de nivel de Estado y creciente sentimiento del consumidor, sugiere un apetito incremental para hacer inversiones en soluciones distribuidas de energía de tecnologías limpias. Tecnologías de generación distribuida tales como solar, viento y biodiesel están llegando a estar más fácilmente disponibles y tienen el potencial para mejorar significativamente las operaciones de la red eléctrica y la confiabilidad, mientras reduce las emisiones de carbón.

En la Tabla 3, se muestran las capacidades de Smart Grid definidas por el "Energy Independence and Security Act of 2007". Más de la mitad de los diez elementos que definen la Red Eléctrica Inteligente, directamente se relacionan o involucran comunicaciones avanzadas o una plataforma de comunicaciones inteligente.

Smart Grid requiere de un sistema nervioso sofisticado que proveerá incrementada confiabilidad, interoperabilidad, comunicaciones de dos vías, servicios de riesgo administrado y soportará cambios a



Tabla 3.- Muestra las capacidades de Smart Grid definidas por el “Energy Independence and Security Act of 2007” [7].

1. Uso incremental de información digital y tecnología de control para mejorar la confiabilidad, seguridad y eficiencia de la red eléctrica.
2. Optimizar dinámicamente las operaciones de la red eléctrica y los recursos con completa cyber-seguridad.
3. Desplegar e integrar recursos distribuidos y generación, incluyendo recursos renovables.
4. Desarrollar e incorporar respuesta de demanda, recursos del lado de la demanda, y recursos de eficiencia de energía.
5. Desplegar tecnologías “smart” (inteligentes) – tiempo real, automatizado, tecnologías interactivas que optimizan la operación física de aparatos electrodomésticos y dispositivos del consumidor – para medición, comunicaciones concernientes a las operaciones de la red eléctrica y estado, y automatización de la distribución.
6. Integrar aparatos electrodomésticos y dispositivos del consumidor “smart”.
7. Desplegar e integrar almacenaje de electricidad avanzado y tecnologías de rasurado de picos, incluyendo vehículos eléctricos híbridos y eléctricos enchufables, y acondicionamiento de aire de almacenaje térmico.
8. Proveer información en tiempo y controlar las opciones a los consumidores.
9. Desarrollar estándares para comunicación e interoperabilidad de aparatos electrodomésticos y equipo conectado a la red eléctrica, incluyendo la infraestructura que sirve a la red eléctrica.
10. Identificar y reducir barreras no razonables o innecesarias para la adopción de las tecnologías de Smart Grid, prácticas y servicios.

la red eléctrica, conforme nuevos recursos de energía eléctrica son agregados mientras potencia a los consumidores a ser capaces de direccionar mejor sus necesidades de energía y financieras. Para ser inteligente, el sistema nervioso de la red eléctrica debe contestar a la necesidad de comunicaciones prevalecientes.

La inteligencia de Smart Grid radica en la interconexión de tecnología de comunicaciones incluyendo voz, móvil y datos fijos y estándares inteligentes, para redes tipo conectar-y-usar, en una escala global.

Un activador de negocio central para la adopción de una plataforma de comunicaciones inteligente es que soporte aplicaciones de medición inteligente (“smart”), también referidas como Infraestructura de Medición Avanzada (AMI). AMI involucra medición automatizada de consumo de energía de tiempo-de-uso – intervalos horario, 15 minutos ó 5 minutos – y provee nuevas tarifas de tiempo de consumo que motiva a los consumidores a usar energía durante horas no-pico cuando los costos de generación son bajos, en vez de

periodos pico cuando los costos de generación son altos y la red eléctrica está bajo stress. O sea, los usuarios podrán decidir sobre cuando es conveniente el consumo de energía en función de la variación del costo del kilowatt-hora.

Otras capacidades de SG que pueden realizarse a través del despliegue de comunicaciones inteligentes, incluye administración mejorada de cortes de suministro, monitoreo de detección y restauración, aseguramiento de utilidades y medición virtual de activos de distribución realizada a través de asociar y agregar datos de medición.

Las soluciones de redes de comunicaciones modernas se apoyan en tecnologías basadas en estándares, tal como IEEE 802.15.4, para proveer comunicaciones de red malla inalámbrica de dos vías robusta, a un amplio rango de dispositivos sensores y de control. Una plataforma de comunicaciones inteligente provee gran habilidad para mercadear nuevas ofertas a clientes objetivo basado en sus perfiles de consumo de energía, mientras también potencia a los consumidores con nuevas herramientas y acceso a información, proveyendo un control más grande sobre los costos de la energía y satisfacción mejorada.

La plataforma de comunicaciones inteligente debería proveer actualizaciones de firmware remotas hacia dispositivos conectados y ser capaz de apoyar comunicaciones basadas en IP a través de múltiples plataformas de redes de área amplia (WAN); figura 2 [7].

Interoperabilidad e interconectividad:

- Interoperabilidad para aplicaciones de AMI: soportar un amplio rango de opciones para dispositivos de medición.
- Una plataforma de comunicaciones debería ser independiente del fabricante del medidor, potenciando la elección para las empresas eléctricas. Esto provee la competitividad actual y futura para el propio medidor.
- La interconectividad para plataformas de comunicaciones se refiere a la habilidad de soportar un amplio rango de funciones, tanto dispositivos en los puntos extremos tan bien como sistemas en el extremo central.
- Para soportar iniciativas de administración del lado de la demanda (DSM) y de eficiencia de energía, las comunicaciones inteligentes deberían soportar termostatos comunicantes programables (PCT),



pantallas dentro del hogar (IHD) e interruptores de control de carga (para clientes en algunos hogares y pequeños negocios; la automatización de los electrodomésticos de mayor energía, potencia a los participantes a desplazar el uso en respuesta a los cambios de la tasa sin intervención manual).

- Para la interconectividad del sistema de la empresa, una AMI, una DSM u otra aplicación del extremo central de la red inteligente debería desarrollarse usando principios de arquitectura orientada al servicio (SOA) y tecnologías Web.
- Estas aplicaciones deberían también soportar modernas soluciones basadas en servicios Web, proveyendo APIs publicadas basadas en el protocolo de acceso de objeto simple (SOAP). Así provee más fácil integración a los sistemas existentes de la empresa tan bien como simplificar el proceso de adicionar funcionalidad, ya sea a través de mejoras provistas por el fabricante o agregados entregados por terceros o desarrollados por la empresa eléctrica [7].

juiciozamente. La plataforma de comunicaciones que soporta el programa utiliza una red malla inalámbrica basada en el estándar IEEE 802.15.4.

Los dispositivos que interactúan en la red incluyen termostatos programables, interruptores de control de carga, pantallas del uso de energía dentro del hogar tan bien como medidores de intervalos eléctricos y de gas. La red malla utiliza múltiples opciones de respaldo de red de área amplia (WAN), incluyendo Wi-Fi, celular digital y fibra, proporcionando selección de acuerdo al menor costo y el mejor desempeño. Por ejemplo Hydro One ha construido una solución de medidor inteligente basada en una red de comunicaciones inteligente malla de RF de 2.4 GHz. Este plan de red inteligente es diseñado para maximizar flexibilidad e interoperabilidad dentro de una base de clientes que es una mezcla de clientes urbanos, rurales y remotos. La empresa eléctrica ve la red inteligente como representando el futuro de la administración de energía para la compañía y para sus clientes.

La red inteligente de Ontario incluye una infraestructura de comunicaciones inteligente malla autorecuperable y de dos vías, que está basada en estándares no propietarios, habilitadores industriales de alto ancho de banda (2.4 GHz IEEE 802.15.4) que habilita el uso de datos de muchos tipos de dispositivos de un amplio rango de fabricantes de medidores, control de carga, pantallas dentro del hogar, monitoreo de la distribución y control, y aplicaciones de software del extremo central. La información está disponible en la información del cliente, administración de la interrupción del servicio, administración de activos, información geográfica y sistemas de ejecución de trabajo. Una característica única de los despliegues de medidores inteligentes es su repositorio centralizado de administración de datos de medidores (MDMR) [7].

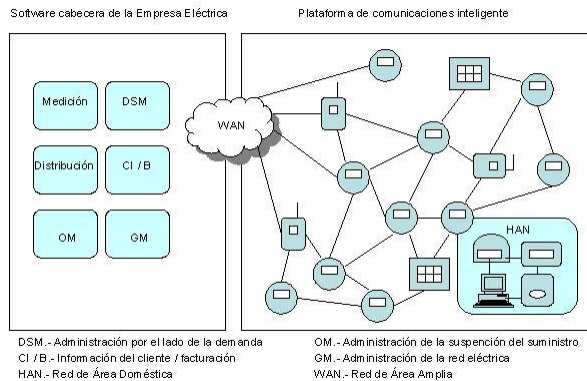


Figura 2.- Una configuración de red malla provee una plataforma de comunicaciones inteligente [7].

Las áreas principales de valor extendido incluyen integración con:

- Sistemas de información de los clientes
- Procesos de la central de llamadas
- Sistemas de administración de interrupción del servicio
- Sistemas de administración del trabajo.

El programa de administración del uso de la energía es diseñado para aprender acerca de si mantener a los clientes informados acerca de las tasas eléctricas y de su propio consumo, los estimulará a usar la energía más

Micro Redes Eléctricas

Una Micro Red Eléctrica (MicroGrid) puede ser considerada un sistema de energía integrado consistente de cargas interconectadas y recursos de energía distribuidos. Como un sistema integrado, la micro red puede operar en paralelo con la red o en un modo de isla intencional. Estos recursos de energía son también capaces de proveer energía continua y suficiente a una porción significativa de la demanda interna. La micro red posee controles independientes y puede ser isla y reconectarse con mínima interrupción del servicio. La



micro red puede ser diseñada para cumplir necesidades especiales de los consumidores y proveer beneficios adicionales, tales como confiabilidad y calidad de energía mejorada, eficiencia incrementada a través de la cogeneración y soporte de voltaje local [9].

Se necesitan desarrollar infraestructuras de telecomunicaciones específicas y protocolos de comunicaciones, para ayudar a administrar, operar y controlar estas micro redes. Probablemente, el componente más importante de los sistemas de micro redes es el Controlador Central de la Micro red (MGCC), el cual administra y controla la red completa. El MGCC se instala en el lado de LV de la subestación MV/LV y se espera que establezca algún diálogo con el Sistema de Administración de la Distribución (DMS), el cual está localizado hacia arriba dentro de la red de distribución y contribuye a mejorar la administración y operación del sistema de distribución de MV. En una segunda jerarquía del nivel de control, cada micro generación y dispositivo de almacenaje son controlados localmente por un Controlador de Micro fuente (MC), y cada carga eléctrica es localmente controlada por un Controlador de Carga (LC). La apropiada operación del sistema completo requiere una buena comunicación e interacción entre estos diferentes dispositivos [9].

En caso de que haya una falla en el sistema MV principal, la micro red puede operar en un modo aislado, eso es, operar en una manera autónoma similar al sistema eléctrico de islas físicas. En mayor aplicación, se esperará que la micro red se apague cuando la red principal se pierde y entonces arrancar respaldo para abastecer cargas locales. En este modo de operación, los micro controladores (MC y LC) rápidamente actuarán como agentes independientes haciendo un uso eficiente de los recursos locales, así manteniendo la operación del sistema en una condición de isla.

El pensamiento reciente acerca del como construir una red eléctrica más inteligente y robusta, se ha centrado en acoplar la energía eléctrica y los sistemas de comunicaciones, mientras toma ventaja de la computación distribuida para acelerar la implementación. Es reconocido que las tecnologías de computación y comunicaciones – particularmente con la incrementada utilización de tecnologías de internet – plantean no solamente una gran oportunidad para optimizar y mejorar la red eléctrica, sino también un tremendo reto.

El Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI), juega un rol clave en ayudar a diseñar, hacer la arquitectura y desarrollar este nuevo concepto de red eléctrica moderna. La visión de EPRI implica una “Intelligrid” que enlaza comunicaciones y electricidad dentro de una “Red Inteligente” – un sistema de potencia integrado, “autorecuperable” y controlado electrónicamente, que ofrecerá flexibilidad y funcionalidad, y mejora la seguridad del sistema (Figura 3) [9].

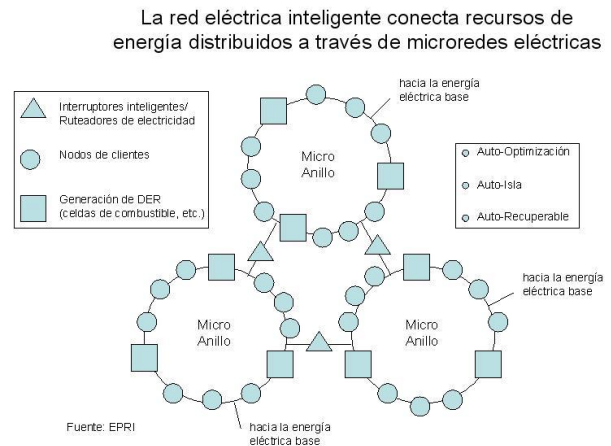


Figura 3.- Una red inteligente conectándose con diferentes fuentes de energía a través de micro redes [9].

Tecnologías: dispositivos y materiales.

Los desarrollos revolucionarios en tecnologías de información y ciencia de materiales e ingeniería prometen mejoras significantes en la seguridad, confiabilidad, eficiencia y efectividad de costo de los sistemas de entrega de energía eléctrica y de todas las infraestructuras críticas. Las áreas de enfoque en materiales y dispositivos incluyen sensores, materiales inteligentes (“smart”) y estructuras, microfabricación, nanotecnología, materiales avanzados y dispositivos inteligentes [11].

Los aspectos técnicos de los retos que serán planteados por este rápido crecimiento incluye tanto mejorar la tecnología existente a través de la ingeniería como inventar nuevas tecnologías requiriendo nuevos materiales. Algunos avances de materiales mejorarán la tecnología actual (por ejemplo, líneas aéreas de más alta corriente, más resistentes), algunas habilitarán tecnologías emergentes (p.e. cables superconductores, limitadores de corriente de falla y transformadores) y



algunas anticiparán tecnologías que son todavía conceptuales (p.e. almacenaje para extensiva generación de energía del viento y solar).

Los sistemas de potencia son también multiescala en el dominio del tiempo, desde nanosegundos hasta décadas, como se muestra en la tabla de jerarquía de tiempo multiescala para sistemas de potencia publicada en [11].

La visión incluye una “red inteligente” auto-recuperable, una “electrinet”, que habilitaría la operación de sistemas más seguros y robustos, monitoreo de la seguridad y mercados eficientes de energía. Tal “red inteligente” sería inteligente, comprendiendo un sistema digital autónomo capaz de identificar sobretensiones (“surges”), líneas caídas e interrupciones de servicio eléctrico; resistente, o “auto-recuperable”, proporcionando control instantáneo de daños; flexible, capaz de acomodar nuevas fuentes de energías alternas que no son parte de la red eléctrica; confiable, proporcionando balanceo dinámico de carga; y seguro, minimizando la vulnerabilidad a los terroristas y otros ataques.

El primer paso en hacer la red autorecuperable inteligente es construir un procesador dentro de cada componente de una subestación. Eso es, cada cortacircuito, interruptor, transformador y barra del bus, por ejemplo, debería tener un procesador asociado que pueda comunicarse con otros tales dispositivos. Cada conexión de alto voltaje al dispositivo debe tener una conexión de información paralela. Estos procesadores contienen información permanente sobre los parámetros del dispositivo, así como el estatus del dispositivo y mediciones análogas de sensores construidos dentro del componente. Implementando este paso requerirá tanto tecnologías existentes como nuevas [11].

En cualquier situación sujeta a cambios rápidos, el control completamente centralizado requiere múltiples enlaces de comunicaciones de dos vías de alta velocidad; una poderosa instalación de computación central; y un elaborado centro de control de operaciones. Sin embargo, todos estos componentes son susceptibles a interrupción en el mero momento cuando son más necesitados (o sea, cuando el sistema es estresado por desastres naturales, ataque a propósito o inusualmente alta demanda).

Cuando las fallas ocurren en varias localizaciones en tal red, el sistema completo se divide en “islas” aisladas,

cada cual debe entonces ver por sí misma. Sin embargo, en la red inteligente propuesta en la cual la inteligencia está distribuida a través de todos los componentes dentro del sistema, actuando como agentes independientes, los componentes en cada isla tienen la habilidad de reorganizarse ellos mismos y hacer uso eficiente de los recursos locales disponibles, hasta que puedan volver a unirse a la red. Una red con controladores locales puede actuar como una paralela, computadora distribuida, comunicándose vía microondas, cables ópticos o las mismas líneas eléctricas, e inteligentemente limitando sus mensajes a solamente esa información necesaria para realizar la optimización global y facilitar la recuperación después de la falla. La adecuada consciencia situacional combinada con mejor sentido de las condiciones del sistema, comunicación y controles, permitirían a la red eléctrica ser operada eficientemente cerca del límite de estabilidad.

El más simple tipo de control distribuido combinaría actuadores y sensores remotos para formar reguladores (por ejemplo, dispositivos inteligentes seguros controlados electrónicamente) y ajustar sus puntos de ajuste o polarizaciones con señales desde un lugar central. El plan: cada nodo en la red eléctrica del futuro estará despierto, resposivo, adaptivo, inteligente en precio, sensitivo ecológico, tiempo real, flexible, activo e interconectado con todo lo demás. Creemos que seis plataformas de tecnologías, nombradamente, sensores, biotecnología, materiales inteligentes, nanotecnología, materiales compuestos “fullerenes” (descrito enseguida) y tecnología de información, pudieran probar particularmente importante en resolver los retos encarando la industria de energía eléctrica. Por ejemplo, aleaciones de más alta temperatura para turbinas y componentes del generador de vapor; además, investigación a más largo plazo sobre cerámicas biomiméticas o materiales compuestos “fullerene” (molécula de carbono con las siguientes propiedades: alto esfuerzo, dureza y características eléctricas tanto metálicas como superconductoras) [11].

También, se necesitan sensores que puedan de manera precisa detectar y medir un amplio rango de especies químicas, tales como CO₂, NO_x y SO₂, así como que sean los sensores y medidores lo suficiente robustos para soportar las temperaturas severas y los ambientes químicos, característicos de las plantas eléctricas. Los sensores avanzados de fibra óptica – dispositivos



basados en fibras de zafiro o rejillas de Bragg de fibra – son especialmente importantes debido a su versatilidad, tamaño pequeño y libertad de interferencia magnética. Otra posibilidad incluye usando redes de sensores inalámbricos. Superando las limitaciones de hoy en temperatura, robustez, versatilidad y tamaño, facilitará el cumplimiento de un número de necesidades del sistema de potencia que han permanecido por largo tiempo, incluyendo la caracterización en tiempo real de las emisiones de la planta y derrames de desperdicio, medición distribuida de las temperaturas del embobinado del transformador y monitoreo en línea del pH en el agua de circulación de la planta de vapor.

Los materiales inteligentes son necesarios en el futuro de la red eléctrica para darle la habilidad de autorecuperarse con respuesta rápida en milisegundos bajo eventos de interrupción del servicio o ataques terroristas. Para cumplir este nivel de autorecuperación, es necesario hacer cada componente inteligente. Tal control autónomo local hará al sistema mucho más resistente a múltiples contingencias. Los componentes de control deben ser dispositivos de electrónica de potencia reconfigurables con un controlador distribuido para funcionar como interruptores de alta velocidad para redirigir el flujo de potencia. También deben tener una arquitectura completa adecuada al nuevo paradigma de control/comunicación. Finalmente, estos componentes deben poseer una tolerancia a fallas, inteligencia colaborativa basada en agentes en el nivel más bajo del sistema, para que tremendamente acelere la respuesta a eventos de contingencia. Una clase de materiales conocidos como estructuras y materiales inteligentes (SMSs), tienen la única capacidad de sentir y físicamente responder a cambios en el ambiente – cambios en temperatura, pH o campo magnético, por ejemplo. Generalmente consistiendo de un sensor, un actuador y un procesador, los dispositivos de SMS basados en tales materiales como polímeros piezoeléctricos, aleaciones de memoria de forma, hidrogels y fibras ópticas, pueden funcionar autónomamente en una manera casi biológica.

Los materiales inteligentes, en su versatilidad, pudieran ser usados para monitorear la integridad de las uniones de los conductores aéreos, suprimir el ruido de los transformadores y de los grandes ventiladores de enfriamiento de la planta eléctrica, reducir la erosión de cavitación en bombas e hidroturbinas, o permitir a las

plantas nucleares manipular mejor cargas estructurales durante terremotos [11].

Incorporando materiales inteligentes y estructuras inteligentes de más alto nivel y sistemas dentro de la red eléctrica, requerirá el desarrollo de componentes electrónicos avanzados. Estos incluyen medidores avanzados, sensores avanzados y monitores, motores avanzados (incluyendo motores superconductores), transformadores avanzados (incluyendo el concepto de un transformador universal que sería un diseño portable estandarizado, un transformador de desplazamiento de fase de FACTS capaz de controlar el flujo de potencia, y los transformadores de nueva generación usando dispositivos de estado sólido y superconductores de alta temperatura), electrónica de potencia (incluyendo FACTS, cortacircuitos de estado sólido, interruptor de potencia y limitadores de corriente de falla), computadoras y redes, dispositivos móviles, y electrodomésticos y equipamiento inteligentes.

Las aplicaciones de nanotecnología para almacenamiento de energía usan nanopartículas y nanotubos para baterías y celdas de combustible. La nanotecnología está siendo usada para mejorar el desempeño de baterías recargables a través del estudio del comportamiento electroquímico molecular. Otras baterías nuevas que apliquen nanotecnología pudieran proveer capacidades adicionales de almacenamiento y potencia, al aplicar un concepto basado en resonancia mecánica usando un solo dispositivo de sistemas microelectromecánicos (MEMS); tales dispositivos usan la tecnología combinada de computadoras y dispositivos mecánicos para mejorar la densidad de potencia, ofreciendo significantes beneficios para equipamiento portable.

Se visualizan las siguientes oportunidades futuras y retos:

- Dispositivos avanzados (post-silicón) de electrónica de potencia (válvulas), a ser embebidos dentro de la transmisión flexible AC y DC, y cortacircuitos de distribución, limitadores de corriente de corto circuito y transformadores basados en electrónica de potencia;
- Dispositivos de la red de distribución basados en electrónica de potencia con comunicaciones y sensores integrados;
- Comunicaciones a salvo de falla que son transparentes e integradas dentro de los sistemas de potencia;



- Sensores de bajo costo para monitorear los componentes del sistema y para proveer la base para la estimación de estado en tiempo real;
- Vehículos eléctricos (PHEVs) híbridos, enchufables, efectivos en costo, confiables y eficientes [11].

Generación distribuida, transmisión flexible y distribución reconfigurable.

Las redes eléctricas inteligentes en el futuro cercano, comprendiendo FACTS/FACTS distribuidos y SVCs/STATCOMs para flujo de potencia y control de calidad, aislamiento de línea coordinada y protección de falla, micro redes para soporte de DG (Generación Distribuida), se esperará que provean control de flujo de potencia de alta fidelidad, autorecuperación, y garantía de energía y seguridad de energía en cualquier momento y en cualquier lugar. Esto requerirá un marco de ubicuidad de comunicación y control distribuidos soportado por computación prevaleciente y tecnologías de sensado [12].

El sistema de red eléctrica inteligente emergente requiere sensado de alta velocidad de datos desde todos los sensores en el sistema dentro de unos pocos ciclos de potencia. La Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) es un simple ejemplo de tal sistema, donde todos los medidores en una cierta red eléctrica deben ser capaces de proveer la información necesaria hasta la estación central maestra con una muy corta duración (fracción de un segundo para control de carga de tiempo real). Las soluciones inalámbricas para los sistemas de red eléctrica inteligente se han implementado, pero no pueden acceder todos los lugares de la red eléctrica, especialmente los encerrados [13].

Por otro lado, se ha propuesto un sistema de comunicación basado en OFDMA, interactivo, optimizado para la operación sobre las líneas de potencia de baja tensión en las bandas A y B de CENELEC. Se ha propuesto un modelo de canal que representa canales de la red eléctrica de variación estadística de tiempo y selectivos en frecuencia, y ruido. Usando este modelo, se encontró un desarrollo de un transceptor basado en OFDMA que es capaz de proveer capacidad de acceso tipo red eléctrica inteligente hasta la estación central, conectado a múltiples medidores. El transceptor está optimizado

basado en el modelo de canal y en las características derivadas de la estructura de la red eléctrica [13].

Las tecnologías claves involucradas en la Red Eléctrica Inteligente incluyen: Comunicaciones integradas a través de la red eléctrica, métodos de control avanzado, sensado y medición, componentes avanzados de red eléctrica, y apoyo de decisiones e interfaces humanas. Con el horizonte de tiempo para las decisiones del operador, habiéndose movido a segundos, la red eléctrica inteligente requiere el amplio y sin ataduras uso de tiempo real de aplicaciones y herramientas, completamente integradas, que transforman al administrador y operador de la red eléctrica en trabajadores de conocimiento. Esto incluye el rol de la inteligencia artificial para apoyar la interface humana, soporte a las decisiones del operador (herramientas de alertas, herramientas Qué-Sí, herramientas de curso de acción, etc.), software agente semiautónomo, herramientas de visualización y sistemas, tableros de desempeño, diseño avanzado del cuarto de control y entrenamiento del simulador dinámico de tiempo real [14].

Por otro lado, las actividades de integración técnica incluirán la integración de los datos y mensajes asociados con los eventos de tiempo real, alarmas y otras notificaciones que requieren atención inmediata, e integración de datos asociados con los activos y las redes, su configuración, condición, y otros datos operacionales y de negocio que pueden ser accedidos a través de la empresa sobre una base de volumen o transaccional. Así, en una base conceptual, la integración de la información de nivel de empresa para las aplicaciones de red eléctrica inteligente, puede ser subdividida en dos clases generales: (1) notificaciones de tiempo real, control e integración del proceso; y (2) intercambio de datos basado en transacción y volumen, entre las diferentes aplicaciones. Los estándares industriales tales como IEC61850, IEC61968 e IEC61970, los servicios Web y otras tecnologías y herramientas, para la integración del sistema bajo arquitecturas orientadas al servicio (SOA), también jugarán un rol importante en la integración [14].

El objetivo de DV2010 ("Distribution Vision 2010") es hacer alimentadores virtualmente "a prueba de interrupciones del servicio" a través de una combinación de comunicaciones de alta velocidad, dispositivos de conmutación, controladores inteligentes y alimentadores reconfigurados. Esto habilitará a los



clientes para evitar interrupciones por la mayoría de las fallas de los alimentadores. Los conceptos de DV2010 no serían aplicados a todos los alimentadores. En vez, los conceptos serían usados para crear “Distritos de Operación Premium” (PODs) sirviendo clientes que requieren y estarían deseando pagar extra por tal servicio de alta calidad. Desde una perspectiva de diseño de AMI, la demanda pico es un accionador clave. Si la demanda pico por cliente se reduce, los alimentadores pueden ser más largos, los voltajes pueden ser más bajos y los tamaños de los cables pueden ser más pequeños. Muy probablemente, AMI dará como resultado alimentadores más largos [15].

La Automatización de la Distribución (DA) se refiere a funciones de monitoreo, control y comunicación localizadas fuera en el alimentador. Desde una perspectiva de diseño, los aspectos más importantes de la DA son en las áreas de protección y conmutación (a menudo integradas dentro del mismo dispositivo). Existen dispositivos de DA hoy que pueden de manera efectiva en costo servir como un “nodo inteligente” en el sistema de distribución. Estos dispositivos pueden interrumpir corriente de falla, monitorear corrientes y voltajes, comunicarse unos con otros y automáticamente reconfigurar el sistema para reestablecer a los clientes y realizar otros objetivos [15].

En el nivel de distribución, debido al número de puntos y costo de capital, el SCADA no es típicamente efectivo en costo en el nivel de subestación y raramente en el nivel de alimentador. La mayoría de la red de distribución no es monitoreada o controlada. Mientras la infraestructura de SCADA está típicamente limitada debido al costo, los despliegues de AMI involucran todos los sitios de los clientes a través de la red de distribución y son extremadamente sensibles de costo. Esto introduce una paradoja en los sistemas de hoy al tener una red de comunicaciones prevaletientes desplegada a través de la red eléctrica. Esto provee una única oportunidad para reunir más información sobre voltaje, corriente, potencia y caídas del suministro, a través de la red de distribución, para habilitar nuevas y exitantes aplicaciones. Esta es la premisa para la Infraestructura de Red eléctrica Avanzada (AGI) – apoyando la infraestructura AMI para realizar la red eléctrica inteligente [16].

Utilizando la infraestructura AMI, una empresa eléctrica puede saber cuándo una caída de suministro

ocurre. Esto es particularmente importante para caídas de suministro durante horas de trabajo o pequeñas caídas de suministro involucrando una o dos casas. De lo anterior, una caída de suministro puede no ser reportada hasta el final del día, resultando en un tiempo extendido de la caída de suministro y la necesidad de desplegar una cuadrilla en tiempo extra. Cuando se pierde el servicio del cliente, el sistema AMI puede notificar automáticamente al sistema de llamadas de problemas, facilitando el despliegue rápido de cuadrillas y tiempos reducidos de caída de suministro.

Al conectar los nodos de información en los puntos clave de las líneas de distribución de media tensión y transformadores de distribución, es posible que directamente calcule las pérdidas técnicas y no técnicas del sistema. Esto habilita mejor rastreo y eficiencia en la red de distribución [16]. Por otro lado, la auto respuesta de demanda (DR) es un programa que provee un sistema automatizado para señalar a los sistemas EMS de los clientes para iniciar un evento DR. Este programa ha sido exitoso para PG&E en el pasado y está planeado para crecer. La automatización es una clave para DR significativa, confiable y costo-efectiva. Otras actividades: la estandarización de la Red de Área Doméstica (HAN) y otras iniciativas están encaminadas a traer a todos los clientes dentro del mercado, en un modo automatizado [19].

La visión comprende una infraestructura de sistema de información y comunicaciones integrada que soporte una amplia variedad de aplicaciones inteligentes desde la administración de los activos hasta las operaciones de los sistemas de potencia [20]. En seguida se presenta una selección de casos de uso para el desarrollo de requerimientos de red eléctrica inteligente:

TRANSMISIÓN

1. Localización de fallas de transmisión
2. Recolección de datos PMU y administración
3. Monitoreo PQ de todo el sistema, integración con administración de activos
4. Monitoreo de la condición de los activos (sensores avanzados)
5. Estimación de estados de tiempo real

DISTRIBUCIÓN

6. Localización de fallas de distribución
7. Administración del sistema de distribución con reconfiguración automatizada
8. Estimación de estados de distribución (optimización del desempeño)



INTEGRACIÓN DEL CLIENTE

9. Información de uso de energía basada en Web para clientes
10. Información de precios de tiempo real para clientes
11. Monitoreo y Administración de recursos distribuidos [20].

Las tecnologías a evaluar que son requeridas por la red eléctrica inteligente son [25]:

- Red dorsal – el conjunto de protocolos de internet; dispositivos que soportan actuales y futuras capacidades tales como IEEE 1588.
- Seguridad – métodos de asegurar redes inalámbricas y la elección de Seguridad de Capa de Transporte (TLS) o Seguridad IP (IPsec).
- Administración de red – Protocolo Simple de Administración de Red (SNMP) y Protocolo de Información de Administración Común (CMIP).
- Estructuración de datos y presentación – Lenguaje de Mercado Extensible (XML) y Lenguaje de Marcado de Hipertexto (HTML) y cómo aplicarlos, usando esquemas especializados similares al Lenguaje de Configuración de Subestación (SCL) de IEC 61850-6 y nuevo esquema DNP.
- Tecnologías de Red de Área Amplia (WAN) – SONET, ATM, MPLS, etc.
- Tecnologías de Red de Área Local (LAN) – ethernet de cobre y fibra con potencial para inalámbricas dentro de la subestación. Para comunicaciones a alimentadores, las tecnologías candidatas son: Radio de Acceso Múltiple (MAS), fibra, WiFi (IEEE 802.11a,b,g) y WiMax (IEEE 802.16). Para comunicaciones de AMI, PLC, BPL, inalámbricas, WiFi y WiMax son las tecnologías candidatas para configuraciones punto-multipunto. Las redes malla igual-a-igual también ofrecen potencial significativo. Para la fuerza de trabajo móvil, celular rentado (4G), WiFi y WiMax son las tecnologías líderes.
- Operaciones del sistema de potencia – los conjuntos de protocolos líderes de telecontrol (SCADA) y subestación, incluyen DNP3, IEC 60870, IEC 61850 y el Modelo de Información Común (CIM). El protocolo líder de comunicaciones de medición de fasores es el IEEE C37.118-2005. Los formatos de registro de eventos deberían estar en IEEE COMTRADE. Los formatos de registro de la calidad de la Energía deberían utilizar PQDIF (IEEE 1159.3) [20].

El último paso del mapa tecnológico es definir la estrategia de migración para realmente implementar las tecnologías e infraestructura recomendadas para soportar aplicaciones de red eléctrica inteligente. Este proceso depende de los sistemas legados, evaluaciones costo/beneficio para las aplicaciones particulares y los requerimientos de infraestructura para soportar las aplicaciones [20].

Se introduce un nuevo marco, “integración inteligente”, que crea flexibilidad al integrar “aplicaciones dinámicas” con “interfaces dinámicas”. Se presenta el concepto nuevo de una “prueba de flexibilidad”, similar a desempeñar pruebas sísmicas en la industria de la construcción, que las empresas eléctricas pudieran usar para protegerse de aplicaciones e interfaces inflexibles [21].

Se requiere de construir una infraestructura flexible que pueda responder más a los ambientes cambiantes de negocio y a las necesidades de los consumidores, lo cual corresponde a la metodología de “integración de negocio inteligente”, que incluye los siguientes pasos [21]:

- Desglosar los procesos de negocio en un conjunto de servicios a un nivel más alto de abstracción, que como se hace hoy.
- Proveer la infraestructura necesaria para integrar estos servicios en un modo flexible de acuerdo a las mejores prácticas, en una arquitectura orientada al servicio (SOA).
- Comprar o construir aplicaciones para entregar los servicios deseados en un modo dinámico y flexible.
- Especificar y construir interfaces flexibles para puentear transferencia de datos entre diferentes aplicaciones, asegurando que las interfaces no estén acopladas ajustadamente con las aplicaciones.
- Gestionar procesos de negocio extremo-a-extremo con un software de administración de procesos de negocio (BPM) que coordine entre las diferentes aplicaciones.
- Simplificar las conexiones entre aplicaciones y minimizar el acoplamiento a través de una arquitectura de integración de aplicaciones de la empresa (EAI).
- Usar tecnologías inteligentes tales como procesamiento de eventos complejos (CEP) para analizar los eventos conforme ocurren y usar la



visión obtenida para automáticamente modificar los procesos de negocio dinámicamente.

Cuando se implementan a través del sistema, fuentes de energía intermitentes, tales como viento, estresará grandemente la operación de la red de transmisión. La red de distribución se estresará con la introducción y, quizás, rápida adaptación de la generación solar en sitio, tan bien como vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEV) y vehículos eléctricos enchufables (PEV) [22].

Los vehículos enchufables representarán una significativa nueva carga en las existentes redes de distribución primarias y secundarias, con muchos de estos circuitos sin tener ninguna capacidad de repuesto y sin capacidad de automatización y monitoreo. La carga adicional de recarga típicamente estará detrás ya sea de un existente transformador de distribución secundario en una vecindad residencial o de un circuito/transformador conectado a un alimentador de distribución. Se agregará significativa carga a la red de distribución conforme el nivel de penetración de PEVs incrementa [22].

Las iniciativas, tales como los esfuerzos del Consejo de la Arquitectura NIST/Gridwise para definir los requisitos de interoperabilidad Casa-a-Red (H2G), Edificio-a-Red (B2G), e Industria-a-Red (I2G), tan bien como los estándares de IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) para Redes de Área Doméstica (HAN), habilitarán la integración de los recursos del lado de la demanda con distribución y, en la forma de agregados, con las operaciones de transmisión. Los dispositivos de uso final tales como cargadores y aparatos inteligentes, tendrán visibilidad de posibles condiciones de la red de distribución (congestión) y precios dinámicos, y podrán tomar decisiones locales para controlar su consumo. El operador del sistema podrá monitorear y, ya sea directamente o a través de las señales de precios, administrar la demanda. La red estará lista para moverse de la tradicional estrategia de operación de seguimiento de carga, a una estrategia de conformado de carga, en la cual los recursos del lado de la demanda son administrados para cumplir con la generación disponible y con las capacidades de entrega de energía de la red, en cualquier tiempo [22].

En adición a la infraestructura de medición avanzada y de comunicaciones por toda la empresa eléctrica, que habilita la respuesta a la demanda y la administración de recursos distribuidos, la red eléctrica inteligente

impacta muchos de los sistemas operacionales y de información de la empresa, incluyendo el control supervisorio y adquisición de datos (SCADA), la automatización de subestaciones y alimentadores, los sistemas de servicio al cliente, la planificación, la ingeniería y las operaciones de campo, las operaciones de la red eléctrica, calendarización, y mercado de energía. La red eléctrica inteligente también impacta los sistemas corporativos de la empresa para la administración de activos, facturación y cobro, y administración del negocio [22].

El grupo de estándares que fue creado es conocido como el Grupo IEEE P2030. Se formaron tres fuerzas de tareas para abordar sistemas de distribución, incluyendo la integración de diferentes fuentes de energía, subestaciones de transmisión, requerimientos del lado de la carga y seguridad cibernética. Estas fuerzas de tarea se enfocarán en la tecnología de ingeniería de potencia, tecnología de información y tecnología de comunicaciones. El grupo de tecnología de comunicaciones definirá los requerimientos de comunicaciones entre los dispositivos en la red eléctrica inteligente y establecer límites para generación, transmisión y distribución en conjunto con el cliente [30].

El Acta de Seguridad e Independencia de Energía (EISA) asignó algunas responsabilidades al NIST, para desarrollar un marco que incluya protocolos y estándares para administración de la información, para realizar la interoperabilidad de los sistemas y dispositivos de la red eléctrica inteligente (ruta tecnológica de estándares de interoperabilidad de la red eléctrica inteligente). El modelo de referencia conceptual de NIST identifica siete dominios como generación de volumen, transmisión, distribución, mercados, operaciones, proveedor de servicio y cliente, y principales actores y aplicaciones dentro de cada uno. El modelo de referencia también identifica interfaces entre dominios y actores y aplicaciones, sobre cual información debe ser intercambiada y cuales estándares de interoperabilidad son necesarios [30].

Proveer energía eléctrica de buena calidad a los consumidores, es una de las metas de la tecnología de red eléctrica inteligente. Para realizar esto, habrá una necesidad de implementar sensores en varios puntos en la red de distribución y estos sensores necesitarán una red de comunicaciones para comunicarse con diferentes elementos de distribución y el centro de control [30].



El sensado tendrá la habilidad de detectar malfunciones o desviaciones de rangos operacionales normales que garantizarían acción. Además, ya que en una red eléctrica inteligente, un punto de consumo de electricidad puede también llegar a ser un punto de generación, el proceso de sensado estará cercanamente ligado con el proceso de medición. Las comunicaciones permitirán entradas desde los sensores para ser transmitidas a los centros de control de la red eléctrica, los cuales generarán los mensajes de control para la transmisión a varios puntos en la red eléctrica, resultando en la acción apropiada. Una red basada en IP proveerá una solución efectiva para las necesidades de comunicaciones de la red eléctrica inteligente, donde los dos requerimientos más importantes son latencia y grandes números de mensajes. El requerimiento de alto ancho de banda requerirá fibras ópticas para el medio de comunicación a lo largo de las líneas eléctricas de transmisión y distribución, para cumplir los requerimientos de latencia. Ya que las fibras ópticas pueden fácilmente soportar velocidades de varios cientos de gigabits por segundo, las redes basadas en fibra óptica serán la solución de largo plazo para las necesidades evolucionantes de las redes eléctricas inteligentes [30].

Redes de Sensores Inalámbricos

La mayoría de los dispositivos enchufados en la red eléctrica generan una respuesta basada en uno de dos diferentes estímulos. El primero es una respuesta generada por el sistema eléctrico sin intervención humana (por ejemplo, interruptor abriéndose dentro de la red de distribución, como resultado de la corriente o voltaje estando arriba de un cierto umbral). El segundo es una respuesta generada de la intervención humana (por ejemplo, ajustando el termostato). Incorporando redes de sensores inalámbricos [23] con sistemas legados, infraestructura y dispositivos, permitiría a estas entidades tomar decisiones autoinformadas usando los dos estímulos mencionados [31].

La Alianza Zigbee ha creado un estándar abierto para medición y comunicación de electrodomésticos, el cual está grandemente basado en los estándares Zigbee Pro y IEEE 802.15.4. Esta es una de varias soluciones excelentes que han sido propuestas para tratar con la cuestión de enviar datos del cliente de manera segura y confiable a los sistemas de gestión de datos de los medidores (MDMS) de las empresas eléctricas. Zigbee

ha sido estandarizado como la solución de elección por empresas eléctricas adjudicadas con estímulo económico para actualizar sus medidores existentes para que cumplan con los requerimientos de la especificación del sistema AMI. Está proyectado que los medidores solamente serán sondeados cada 15 minutos [31].

Zigbee usa ambos protocolos de ruteo AODV [24] y “cluster tree” (árbol de grupos). El ruteo de árbol de grupos se usa solamente en Dispositivos Funcionales Reducidos (RFD), los cuales son usualmente operados por batería o dispositivos de recursos limitados. AODV fue creado para uso por Dispositivos Funcionales Completos (FFD), los cuales están menos limitados de recursos que los RFDs, porque están usualmente conectados a una fuente de energía eléctrica. El ruteo de árbol de grupos sufre de tremendos retardos debido a la naturaleza multirelacionada del protocolo, donde AODV es mucho más rápido porque las rutas se establecen conforme se necesitan. Así, es previsto que el protocolo de ruteo será AODV puro.

Se sugiere que una nueva capa sea agregada entre la capa de ruteo Zigbee y la MAC 802.15.4, similar a la capa 2.5 usada en redes MPLS (conmutación de etiquetas multiprotocolo) para decrementar los retardos extremo-a-extremo, para paquetes de datos. El uso de etiquetas habilitará al ingeniero de red de las empresas eléctricas para sondear los medidores y recibir respuestas a subintervalos de 15 minutos, sin congestionar la red durante situaciones de misión crítica, cuando la demanda empieza a incrementarse más allá de un límite sostenible del sistema [31].

La introducción de medidores inteligentes ha creado un número de problemas de red interesantes. En nuestro marco vemos cada medidor como un sensor y actuador. Cada medidor mide la cantidad de potencia real y reactiva, y entonces ajusta estos parámetros basado en valores definidos por el usuario. En este sentido la red puede ser vista como un problema tradicional de red de sensores (red de medidores inteligentes). Diferente a las redes inalámbricas tradicionales, las redes de sensores inalámbricos usualmente operan bajo una variedad de limitantes. Usualmente el objetivo en una red de sensores inalámbricos es maximizar el tiempo de vida de la red al desarrollar protocolos de enrutamiento que minimizen el uso de batería y sean robustos encarando ataques de capa física, de enlace de datos y de red. Algunos proveedores han tomado en consideración la



seguridad cuando diseñan sus medidores, al incorporar los estándares de cifrado AES-128,256 [31].

Por ejemplo, una red de 2500 radios Zigbee/802.15.4, operando a la tasa de datos máxima de 250 Kbps, siendo sondeados cada 15 minutos, solamente será capaz de transmitir un archivo con a lo mucho 11,250 bytes lo cual corresponde con 88 paquetes. Para un archivo de este tamaño, cada nodo solamente será capaz de transmitir a lo mucho 244 paquetes por segundo, lo cual solamente le da al medidor aproximadamente 4 milisegundos para entregar un paquete de este tamaño. Lo anterior se simuló usando OPNET. Se usó el radio del estándar IEEE 802.11 y se hicieron tantas modificaciones como OPNET permitiría el parecido al radio IEEE 802.15.4 (DSSS, BPSK, 250 Kbps y CSMA/CA-Exponential Backoff) [31].

Una plataforma de radio alternativa como la 802.16 con WiMAX conectado en una configuración estrella, eliminaría la necesidad de una red multisalto. Obviamente esto elimina la amenaza de un ataque desde dentro de la red que pudiera hacer varios nodos inútiles. Además, las empresas eléctricas con clientes en localizaciones remotas pudieran beneficiarse de usar la plataforma WiMAX/802.16 al proveer servicios multimedia a sus clientes. Esto ayudaría a las pérdidas de compensación de las empresas eléctricas incurridas al implementar un sistema de respuesta de demanda. Por cada megawatt que un usuario pierde la empresa eléctrica perderá un cierto porcentaje de su ganancia. Ofreciendo servicios de datos a los clientes indemnizará a la empresa eléctrica por las pérdidas incurridas [31].

ZigBee como una nueva red inalámbrica atractiva puede ser usada en varias aplicaciones tales como interconexión de sensores, monitorear y automatizar diferentes sistemas en el hogar, hospitales, industria de manufacturas y agricultura. Las características como bajo costo, extensión fácil, confiabilidad, flexibilidad, seguridad, bajo consumo de energía, etc. lo hacen adecuado para ser desplegado en la red eléctrica inteligente. Sin embargo, comparte la banda de frecuencias con Wi-Fi el cual está ampliamente disperso en el mundo. Así, la anulación eficiente de la interferencia es un esquema clave para asegurar el desempeño de ZigBee con Wi-Fi presente. Se propone el algoritmo de anulación de interferencia de agilidad de frecuencia incluyendo detección de interferencia y selección inteligente de canal. La detección de interferencia basada en NACK y la detección de energía

como un ahorro de energía y el esquema de detección de interferencia preciso es adoptado. La detección de energía de canales clasificados en secuencia, es un método inteligente de encontrar el canal disponible tan pronto como sea posible. El sondeo activo asegura que el canal no está ocupado por otra red de área personal (PAN) ZigBee. De la implementación en el mundo real, este esquema ha sido validado que puede eficientemente anular la interferencia de Wi-Fi [32].

Son pocos los estándares para soportar el involucramiento del cliente, pero el progreso rápido se está haciendo en: (i) arquitectura de la red de área de las instalaciones (PAN), (ii) administración de precios, (iii) mensajes y alertas, y (iv) respuesta de demanda [33].

La Iniciativa MultiSpeak (multihablar) es un consorcio industrial de proveedores de software en colaboración con la Asociación Cooperativa Eléctrica Rural Nacional, la cual ha estado activamente involucrada en estandarizar la integración de la empresa desde 2000. La iniciativa ha desarrollado una especificación para interfaces de integración de la empresa, basado en un modelo de datos documentado en forma de esquema XML y un conjunto de servicios Web que las empresas eléctricas y los proveedores pueden usar para implementar las definiciones de las interfaces. La especificación de MultiSpeak incluye más de 25 perfiles maduros para interfacear las aplicaciones de la red eléctrica inteligente, incluyendo AMI, administración de datos de medidores (MDM), respuesta a la demanda, SCADA, sistemas de administración de caídas del servicio eléctrico, GIS y administración del trabajo. Las interfaces de MultiSpeak para los sistemas AMI y MDM están en operación en cientos de empresas eléctricas. La especificación de MultiSpeak ha sido incluida como uno de los estándares identificado para implementación en el marco de estándares de NIST [33].

Existen potencialmente dos trayectorias para la información desde una Red de Área Doméstica (HAN) del cliente hasta dentro de la empresa eléctrica: uno directamente a la empresa eléctrica, probablemente a través de la infraestructura de comunicaciones del sistema de medición de la empresa eléctrica, y el otro sobre un enlace de internet, posiblemente a través de un proveedor de servicio tercero [33].

La HAN del cliente provee un medio para conectar dispositivos, tales como (i) displays dentro del hogar (IHD), (ii) termostatos comunicantes programables



(PCT), (iii) electrodomésticos inteligentes, y (iv) sistemas de administración de energía para controlar cargas tales como calefacción y aire acondicionado (HVAC), bombas de albercas, etc. En adición, se anticipa que DG, PHEV y DS eventualmente estarán conectados a la HAN y estarán disponibles para comunicación con el dominio de operaciones de la empresa eléctrica [33].

La Fuerza de Tareas OpenHAN ha expedido su Especificación de Requerimientos del Sistema (SRS), la cual es quizás la más comprensiva declaración de qué funcionalidad la comunicación de medidor-a-HAN debería incluir y cómo una arquitectura conceptual debería soportar tales capacidades. Sin embargo, la SRS específicamente excluye cualquier consideración de flujos de información en el lado de la empresa eléctrica del medidor y en la HAN misma, excepto para dispositivos de HAN propios de la empresa eléctrica [33].

De las “suites” de protocolo de red doméstica, los candidatos líderes son ZigBee para comunicaciones inalámbricas dentro del hogar, ofrecido por la Alianza ZigBee, y HomePlug para comunicaciones por línea eléctrica dentro del hogar, ofrecido por la Alianza de Línea Eléctrica HomePlug. Las dos organizaciones recientemente acordaron unir esfuerzos y haber conjuntamente expedido el Documento de Requerimientos de Mercado de Perfil de Energía Inteligente. Extensiones a la SRS incluyen casos de uso para medición de prepago, mensajes extendidos y servicio a vehículos eléctricos enchufables [33].

El Perfil de Energía Inteligente ZigBee+HomePlug unidos (SEP) fue elegido como el modelo de información y de comunicaciones de dispositivos de HAN por NIST en su marco de estándares de interoperabilidad de red eléctrica inteligente y su ruta tecnológica. El SEP desglosa definiciones de mensajes detallados para el intercambio de información entre (i) medidores y dispositivos de compuerta (gateway) de red llamados Portales de Servicio de Energía (ESP) y (ii) entre ESPs y dispositivos HAN. El SEP agrupa capacidades de mensajes dentro de los así llamados “clusters” (grupos); los clusters definidos actualmente incluyen soporte para comunicaciones de precios, mensajes, medición simple y medición de prepago [33]. Además, los servicios de lectura de medidores y medición de prepago de MultiSpeak ya incluyen la capacidad de enviar mensajes, información de

facturación y señales de precios a los displays dentro del hogar para (i) notificación del cliente y (ii) implementar sistemas de medición de prepago. La figura 4 muestra las interfaces que han sido propuestas por el Comité Técnico de la Iniciativa MultiSpeak para las varias funciones de software abstractas [33].

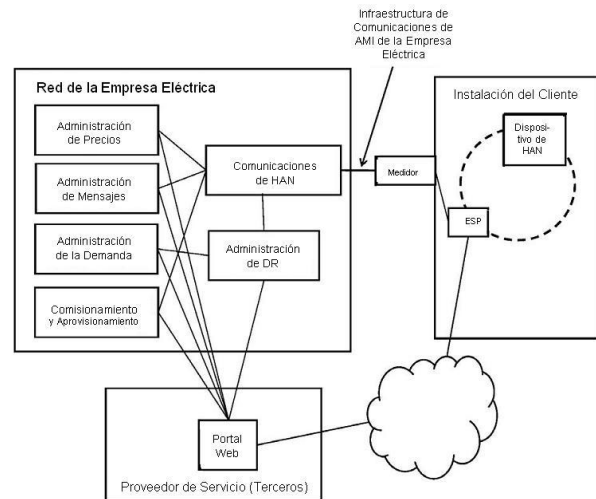


Figura 4.- Funciones abstractas para realizar requerimientos de HAN [33].

Será necesario para los estándares de integración de la empresa – MultiSpeak y IEC 61968, adoptar definiciones concretas de interfaces y especificaciones de mensajes para soportar los requerimientos y casos de uso identificados por grupos industriales desarrollando tecnologías de HAN [33].

Servicios de información para redes eléctricas inteligentes

Algunos de los elementos clave para respuesta en redes eléctricas inteligentes son [17]:

- Procedimientos bien definidos que requieren coordinación completa dentro del área afectada, tan bien como con las redes eléctricas vecinas.
- Herramientas de software eficientes y confiables para auxiliar a los operadores y coordinadores de área en ejecutar procedimientos de control dinámico y en tomar las decisiones correctas.
- Soluciones de control que reducen los riesgos de sobrecarga e inestabilidad durante la recuperación.

Los servicios de información operacional de alto nivel (en otras palabras, inteligencia accionable) a menudo se



necesitan junto con los datos de sensores de soporte o tendencias para proveer contexto. La conversión exitosa de los datos de sensores de potencia en inteligencia accionable, requerirá la integración de expertos de sistemas de potencia en modelado, administración de datos y entrega de servicio para describir el estado de la red eléctrica y para predecir respuestas al cambio potencial y real [17].

La semántica de la información es una solución innovativa para manipular sistemas complejos. Esta solución puede usarse para realizar descubrimiento de conocimiento y para proveer soporte a las decisiones de los operadores de la red eléctrica, al enfocarse en hacer que las máquinas interactúen más cercanamente a los niveles conceptuales humanos (sensores con dirección Web, lenguaje de marcado sensorML y Web semántico con recuperación de información, razonamiento del conocimiento y del significado a la acción). Una instancia específica del Web semántico es un habilitante Web de sensores (SWE) que hace a los sensores direccionables sobre la Web y provee un extensivo monitoreo y sistema de sensado que contribuye observaciones comprensivas, en tiempo, continuas y multi-modo para la red eléctrica. SWE facilita la recuperación flexible de datos, acceso, tareas y provee alertas basadas en estándares abiertos [17].

Para asegurar la operación segura y estable del sistema de potencia a través del espectro temporal, se requiere desarrollar y aplicar nuevas herramientas de soporte a las decisiones que proveen inteligencia accionable en el marco de tiempo requerido. En otros aspectos, tales como control de emergencias, control de restauración, etc., se requieren múltiples servicios que sean interconectados armoniosamente dentro de un sistema multi-agente para desempeñar cálculos, análisis y que sea capaz de crear inteligencia accionable para soportar la operación de auto-piloto (“piloto automático”) [17].

Para realizar la interconexión armoniosa de estos servicios de información, debemos arrancar desde el nivel de datos e información y trabajar en tres aspectos:

1. La estandarización del modelo de datos. Este esfuerzo está direccionado por el estándar IEC 61970. El estándar direcciona requerimientos para transmitir información entre el software de EMS (“Energy Management System”.- Sistema de Administración de Energía) o entre diferentes productos EMS.

2. Compartición de datos e información claros y precisos entre el software. Esta solución nos dirige hacia más alta eficiencia de trabajo y expansibilidad.
3. Estandarizar las semánticas (terminología) y desarrollar taxonomías para herramientas de soporte a las decisiones activadas por ontología, para la red eléctrica [17].

Para proveer los servicios necesarios para el sistema de soporte a las decisiones de la red eléctrica, se necesitará ser desarrollado el software intermedio (“middleware”) que provea funcionalidades para los servicios de administración de la ontología, de almacenaje, de consultas y de inferencias. También se necesitará diseñarse para habilitar descubrimiento de recursos y crear metadatos semánticos. Tal sistema middleware de ontología sirve como una plataforma flexible y extensible para soluciones de administración del conocimiento. Una solución propuesta es la siguiente:

- Conjuntos de datos de sensores heterogéneos integrados a través de las soluciones basadas en ontología y razonamiento inteligente sobre la base de conocimiento adquirido, que habilita el acceso al contenido en vez de sólo búsquedas basadas en palabras claves.
- Uso de datos de tiempo real o cercanos al tiempo real derivados de las redes de sensores (por ejemplo, SCADA).
- Extracción de datos semánticos y basados en el contenido e integración desde un “host” de sensores (Web de sensores).
- Involucrar grupos industriales y de expertos para proponer y evolucionar un estándar de metadatos semánticos de control y potencia, el cual se visualiza que sería desarrollado como una capa en la parte superior del estándar existente de metadatos sintácticos [17].

Es importante proveer una sencilla, consistente vista de la información a través de toda la organización, haciendo los datos de la empresa accesibles de manera segura y en una forma de tiempo a los usuarios a través de la empresa [22].

Algo emergente en IT es el uso de la Web (La Nube) como la plataforma de administración de la información y la computación. Esto permitirá la integración de los datos y las capacidades para múltiples diversas fuentes para entregar aplicaciones compuestas poderosas sobre la Web. Estas aplicaciones son almacenadas en centros



de datos que ofrecen capacidades de computación extensible para proveer la escalabilidad y seguridad necesaria para muchas de las emergentes nuevas aplicaciones, sin un mayor impacto en los sistemas legados detrás del cortafuegos empresarial de la empresa eléctrica [22].

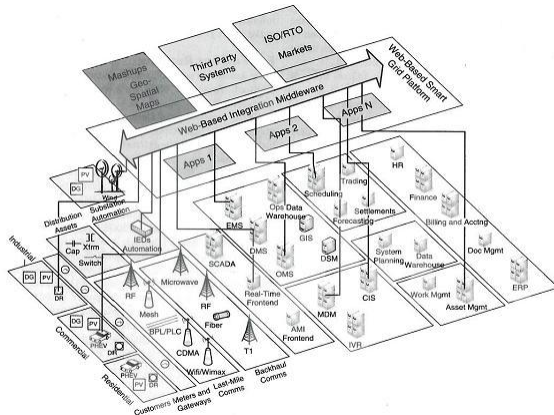


Figura 5.- Usando la nube para las aplicaciones de Red Eléctrica Inteligente [22].

La figura 5 provee una ilustración conceptual de este modelo, en el cual la Web es usada como una plataforma para la adición incremental de nuevas aplicaciones de red eléctrica inteligente y su integración con los sistemas legados de la empresa eléctrica y los sistemas externos y los usuarios. Los servicios Web, la Arquitectura Orientada al Servicio (SOA), y la Arquitectura Activada por Evento (EDA) son elementos integrales de la computación de nube. Los esfuerzos están encaminados a definir los servicios estandarizados para la integración de aplicaciones de energía, por ejemplo IEC 61970 para sistemas de administración de energía y el Modelo de Información Común (CIM). También existen otros estándares, tales como el IEC 61850 de IEC TC57 para la automatización de la subestación; IEC 61968 para los sistemas de administración de la distribución; y los estándares del IEEE, de los estándares del Instituto de Estándares Nacional Americano (ANSI), y otros estándares regionales y de empresas eléctricas, para el diseño de la red, las interconexiones de generación distribuida, y las operaciones. Aunque estos estándares proveen algún marco, no son completamente adoptados y soportados a través de la industria [22].

Para mejorar la resistencia y seguridad de sus activos de campo dispersados y responder más proactivamente a las necesidades del cliente, Great River Energy (GRE) decidió implementar una solución inalámbrica de banda ancha y modernizar su infraestructura con capacidades de red eléctrica inteligente. Esto significó que no tendría por más tiempo que desplegar una nueva red de telecomunicaciones para cada aplicación. En vez, la compañía pudiera migrar a una red de comunicaciones IP convergida, permitiendo una transferencia gradual [29].

Ya que el corazón de todas las soluciones de red eléctrica inteligente es un sistema de comunicaciones bidireccional, privado, seguro, de alto desempeño, GRE volteó a Arcadian Networks (AN) para proveer equipo y servicios al proyecto. AN se propone proveer lo mejor de ambos escenarios de construir y comprar. A través de su espectro de licencia a 700 MHz (con opción a 220 MHz) realiza aplicaciones SCADA (Control Supervisorio y Adquisición de Datos). AN es seguro, red de banda ancha privada en tiempo real, asegurando servicio de energía confiable a través de su red de clientes [29].

Otras aplicaciones de misión crítica facilitadas por la red de banda ancha inalámbrica incluyen:

- Lectura automatizada de medidores en subestaciones de punto de entrega;
- Voz sobre protocolo de Internet (VoIP);
- Vigilancia de la seguridad de la subestación;
- Operaciones del área de control; y
- Administración de la fuerza de trabajo de campo [29].

Las velocidades de transmisión de datos de 1.2 Mbps de subida y 0.8 Mbps de bajada aseguran la disponibilidad de tiempo real de información crítica. Las subestaciones son equipadas con puntos concentrados de Wi-Fi, de tal manera que las cuadrillas de campo puedan comunicarse inalámbricamente con operaciones cuando sea necesario. Las estaciones base son concentradores de banda ancha que soportan datos IP hacia y desde el equipo de las instalaciones del cliente (CPE). Cada subestación está equipada con un modem inalámbrico de 700 MHz, un ruteador, un cortafuegos y una antena. El diseño de la red punto-multipunto del sistema, permite comunicación hasta 20 millas desde una sola estación base – efectivamente dando acceso a través de múltiples modems dispersos sobre 1,250 millas cuadradas, a un solo concentrador.



El respaldo desde los sitios de las torres al centro de operaciones de GRE es por fibra y microondas digitales [29].

Con la red de Arcadian, las empresas eléctricas tales como GRE, pueden rasurar su carga pico o administrar mejor la demanda de electricidad durante periodos pico. Esto tiene el poder de potencialmente ahorrar millones de dolares y ayudar a proteger el futuro de la red eléctrica [29].

Trabajos futuros

Como trabajos futuros, se propone un enfoque en el transformador de distribución que cumpla con el concepto de red eléctrica inteligente, debido a su accesibilidad hasta el medidor doméstico y sus electrodomésticos.

Se considera la comunicación de dos-vías del transformador de distribución hacia un conjunto de sitios (usuarios) con esas cargas (Figura 1), entre otras, y la comunicación de dos-vías del transformador de distribución hacia la subestación de distribución. Lo anterior incluyendo el sensado del estado del transformador de distribución y la medición requerida en los sitios de los usuarios.

Conclusión

En conclusión, se llevó a cabo una revisión del estado del arte sobre Red Eléctrica Inteligente (REI o SG.-“Smart Grid”). El enfoque de este trabajo de investigación es en comunicaciones y sensado, incluyendo todos los elementos que componen una red eléctrica y lo que se debe considerar para cumplir con los lineamientos de SG.

La Red Eléctrica Inteligente considera comunicaciones integradas de dos vías (bidireccional), sensado y medición. Con estos tres temas se puede solucionar en los dispositivos de potencia lo referente a cumplir con SG, o sea, “Smart Grid Compliant”.

Se mencionan Micro Redes Eléctricas residenciales con comunicación con todos los dispositivos y electrodomésticos, donde se proponen comunicaciones inalámbricas (redes de sensores inalámbricos) y BPL (banda ancha por línea eléctrica).

Referencias

[1] Gary Locke, Steven Chu, “Significant Steps in Smart Grid Development”, U.S. Department of Energy, May 18, 2009, pp. 1-3, <http://www.energy.gov/news2009/print2009/7408.htm>.

[2] Bonneville Power, “The Pacific Northwest Smart Grid Test Bed”, 2009, pp. 1-21.

[3] Robert Robinson, Mark Hoffman, “Touch, Reach, Digitize: Are utilities looking hard enough at Smart Grid’s communications backbone?”, UTILITY PRODUCTS, November, 2007, pp. 1-4.

[4] NETL, “A vision for the modern grid”, The NETL Modern Grid Initiative, March 2007.

[5] Richard DeBlasio, “Standards for the Smart Grid”, IEEE Energy 2030, 17-18 November 2008.

[6] <http://archive.epri.com/intelligrid>

[7] Paul Karr, “The Intelligent Communications Platform, or Putting the ‘Smart’ in the Smart Grid”, Electric Energy T&D Magazine, November-December 2008, pp. 41-44.

[8] Patentes – <http://ep.espacenet.com> y Google Patents.

[9] Alex Domijan, Carlos Alvarez Bel, MICROGRIDS: A look into the power delivery system of the future, Proceedings of the Ninth IASTED International Conference, Power and Energy Systems, January 3-5 2007, Clearwater Florida USA, pp. 305-307, ISBN Hardcopy: 978-0-88986-621-8.

[10] Richard DeBlasio, Standards for the Smart Grid, IEEE Energy 2030, Atlanta Georgia USA, 17-18 November 2008, pp. 1-7.

[11] Massoud Amin, John Stringer, The Electric Power Grid: Today and Tomorrow, MRS BULLETIN, Harnessing Materials for Energy, Volume 33, April 2008, pp. 399-407.

[12] Sudip K. Mazumder, K. Acharya, M. Tahir, Towards Realization of a Control-Communication Framework for Interactive Power Networks, IEEE Energy2030, Atlanta Georgia USA, 17-18 November 2008, pp. 1-8.

[13] G.N. Srinivasa Prasanna, Amrita Lakshmi, Sumanth S., Vijaya Simha, Jyotsna Bapat, George Koomullil, Data Communication over the Smart Grid, IEEE, 2009, pp. 273-279.

[14] Javier Rodríguez Roncero, Integration is key to smart grid management, CIRED Seminar 2008 – Redes Eléctricas Inteligentes para Distribución, No. 9, Frankfurt, 23-24 June 2008, pp. 1-4.

[15] Richard E. Brown, Impact of Smart Grid on Distribution System Design, IEEE 2008, pp. 1-4.

[16] David G. Hart, Using AMI to Realize the Smart Grid, IEEE 2008, pp. 1-2.

[17] Roger L. King, Information services for smart grids, IEEE 2008, pp. 1-5.

[18] Doug Westlund, Cyber security issues, challenges and solutions for the emerging smart grid, The 2007 CIGRE Canada Conference on Power Systems: Technical and Business Challenges of the Next Generation of Power Systems, No. 473, August 26-28 2007, pp. 1-5.

[19] Ken Abreu, PG&E’s Perspective on Demand Response under the Smart Grid Paradigm, IEEE 2009.

[20] M. McGranaghan, D. Von Dollen, P. Myrda, E. Gunther, Utility Experience with Developing a Smart Grid Roadmap, IEEE 2008.

[21] Ali Vojdani, Smart Integration, IEEE Power & Energy Magazine, november/december 2008, pp. 71-79.

[22] Ali Ipakchi, Farrokh Albuyeh, Grid of the Future, IEEE Power & Energy Magazine, march/april 2009, pp. 52-62.

[23] Carlos F. García-Hernández, Pablo H. Ibarguengoytia-González, Joaquín García-Hernández, Jesús A. Pérez-Díaz, “Wireless Sensor Networks and Applications: a Survey”, IJCSNS International Journal of Computer Science and Network Security, Vol. 7, No. 3, March 2007, pp. 264-273.

[24] García-Hernández Carlos Felipe, Villanueva-Cruz José Alonso, “Seguridad en el enrutamiento del protocolo AODV para redes móviles Ad Hoc”, IEEE Decimosexta Reunión de Comunicaciones, Computación, Electrónica y Exposición Industrial, IEEE-ROC&C2005, C-03, 29 de Noviembre al 4 de Diciembre, 2005, Acapulco Gro., pp. 1-7.

[25] Carlos Felipe García-Hernández, Javier Meneses-Ruiz, Joaquín García-Hernández, “Tecnologías de Telecomunicaciones en la Industria Eléctrica”, IEEE VII Congreso Internacional en Innovación y Desarrollo Tecnológico, CIINDET, No. 400, Cuernavaca Mor. México, 07-09 de Octubre de 2009, pp.1-9.

[26] Javier Meneses-Ruiz, Carlos Felipe García-Hernández, “Tendencias



- tecnológicas de protocolos de comunicaciones para sistemas de automatización de subestaciones”, IEEE 6º Congreso Internacional en Innovación y Desarrollo Tecnológico, CIINDET, No. 41, Cuernavaca Mor. México, 08-10 de Octubre de 2008, pp. 1-11.
- [27] Carlos Felipe García-Hernández, “Análisis del estado del arte de la tecnología de BPL/PLC y sus riesgos tecnológicos”, IEEE Reunión de Verano de Potencia y Aplicaciones Industriales, IEEE-RVP-AI/2007, CSA-01, 8 al 14 de Julio, 2007, Acapulco Gro., pp. 1-11.
- [28] Javier Meneses-Ruiz, Carlos Felipe García-Hernández, “Aplicación de comunicaciones de banda ancha BPL/PLC en líneas de distribución de media y baja tensión”, IEEE RVP-AI, DIS-02 P11, Acapulco Gro., 06-12 de Julio de 2008, pp. 1-9.
- [29] Jake Rasweiler, “Implementing Smart Grid Solutions”, Control Engineering, April 2008, pp. E11-E12.
- [30] Amit Aggarwal, Swathi Kunta, Pramode K. Verma, “A Proposed Communications Infrastructure for the Smart Grid”, IEEE 2010, pp. 1-5.
- [31] Coalton Bennett, Steven B. Wicker, “Decreased Time Delay and Security Enhancement Recommendations for AMI Smart Meter Networks”, IEEE 2010, pp. 1-6.
- [32] Peizhong Yi, Abiodun Iwayemi, Chi Zhou, “Frequency Agility in a ZigBee Network for Smart Grid Application”, IEEE 2010, pp. 1-6.
- [33] Gary A. McNaughton, Robert Saint, “Enterprise Integration Implications for Home-Area Network Technologies”, IEEE 2010, pp. 1-5.



Javier Meneses-Ruiz [M’95] (jmeneses@iie.org.mx) Ingeniero Mecánico Electricista egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México en 1984. Obtuvo el grado de Maestría en Ciencias en 1986 en el Instituto de Ciencia y Tecnología de la Universidad de Manchester, UMIST Inglaterra. Desde 1983 es investigador del Instituto de Investigaciones Eléctricas, Gerencia de Control e Instrumentación, donde ha trabajado en proyectos de desarrollo tecnológico y

de consultoría en electrónica y telecomunicaciones. Perteneció al Sistema Nacional de Investigadores de 1987 a 1993. Es miembro del Comité de Estudios D2, Sistemas de Información y Telecomunicaciones para Sistemas de Potencia de CIGRÉ México y del Comité de Especialistas en Telecomunicaciones de CFE Distribución-LAPEM –IIE.

Currículo corto de los autores



Carlos Felipe García-Hernández [M’87, SM’99] (cfgarcia@iie.org.mx) obtuvo su grado de Licenciatura en Ingeniería en Comunicaciones y Electrónica en la Universidad de Guanajuato en 1983 y su grado de Maestría en Sistemas de Telecomunicaciones en la Universidad de Essex, Inglaterra, en 1986. Ha publicado diversos artículos Nacionales e Internacionales, presentado Conferencias y dirigido varias Tesis de Licenciatura y de

Maestría. Asimismo, ha recibido cursos de adiestramiento Profesional en Estados Unidos e imparte cursos Profesionales a nivel Nacional, de Licenciatura en el ITESM Campus Cuernavaca desde 1996 y de Posgrado desde 1987 en el CENIDET de la SEP. Labora como investigador y Jefe de Proyectos de Radiocomunicaciones y Telecomunicaciones en la Gerencia de Control e Instrumentación del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) desde 1983 y ha dirigido varios Proyectos sobre Redes Inalámbricas y Móviles. Además, fue Investigador Nacional Nivel-I de 1987 a 1993, es Miembro Senior del IEEE, Miembro Corresponding del CIGRE y Miembro del CIME, y está certificado como Perito en Telecomunicaciones con registro No. 555 de la SCT y la COFETEL con la Especialidad de Radiocomunicaciones desde 1993 y ahí mismo también está certificado como Radioaficionado Clase II con registro No. 10013 desde 1999 con indicativo XE1RFG.



Pablo Héctor Ibarguengoytia-González [pibar@iie.org.mx] received the degree of Electronic Engineer at the Universidad Autónoma Metropolitana (UAM) Campus Iztapalapa, in 1979. He received the Master of Science degree in Electrical Engineering from the University of Minnesota, U.S.A in 1983. Finally, he received the Ph.D. degree in Computer Science from the University of

Salford in the United Kingdom.

Currently, he is a full time investigator at the Instituto de Investigaciones Eléctricas (Electrical Research Institute) since 1983 at the Electronics department and at the Control and Instrumentation department in Cuernavaca México. He has been a professor of Intelligent Systems at the ITESM Campus Cuernavaca since 1998. He also has been part time professor at the DEPEFI in the National Autonomous University of Mexico (UNAM) from 1987 to 1990. He has published several national and international articles and participated in several congresses. He has directed several B.Sc., M.Sc. thesis and currently, he is co-assessor of a Ph.D. Thesis at the ITESM Campus Cuernavaca. At the IIE, he has participated in research and development projects involving hardware and software for industrial control. Currently, he participates in projects developing intelligent systems for the generation units.

Dr. Ibarguengoytia-González is Senior member of the IEEE, member of the Mexican Society of Artificial Intelligence and member of the National researchers system (SNI) in Mexico.