

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA



Facultad de Electrotecnia y Computación

**Trabajo Monográfico para obtener el Título
de
Ingeniero Electrónico**

**Estudio Técnico para la
implementación de Red Inteligente en la transformación de la
red de distribución de energía eléctrica en Nicaragua**

Autor: Hjalmar Ruiz Tückler.

**Tutor:
Tk.L. Norman Vargas.**

**Managua, Nicaragua
Marzo 2017**

Resumen.

Las redes eléctricas inteligentes están transformando los mercados de la energía eléctrica. En la última década el esfuerzo en el sector eléctrico se ha centrado en la identificación del conjunto de normas existentes relativas a redes y que son aplicables a las redes eléctricas inteligentes, teniendo su génesis en las nuevas redes de telecomunicaciones (NGN - Next Generation Networking), en proyectos pilotos de modernización de redes eléctricas y en labores de investigación, desarrollo e innovación del National Institute of Standards and Technology (NIST), así como en la Plataforma Tecnológica Europea para Redes Inteligentes. En el presente trabajo monográfico se propone un modelo y su arquitectura de referencia que permita la gestión integral de una red eléctrica avanzada, desde las unidades de generación hasta los consumidores.

En el presente trabajo se abordan de manera sintetizada los conceptos generales de las redes eléctricas inteligentes, el modelo NIST, su arquitectura de referencia, así como las tecnologías y estándares que están apoyando el desarrollo de las mismas y los pasos para su implementación en nuestro país.

Palabras clave: Redes inteligentes (Smart Grid), modelo y arquitectura de referencia, dominios, automatización, monitorización, medición, control, generación, transmisión, distribución, energías renovables, eficiencia energética.

Capítulo 1.

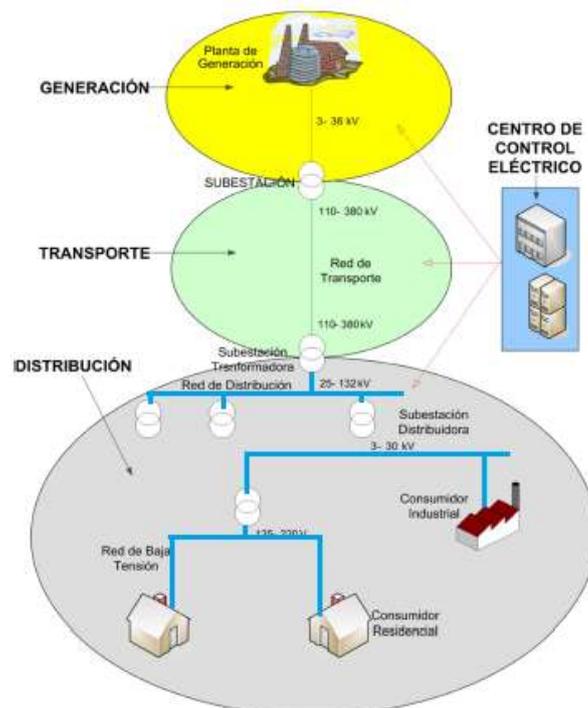
Introducción.

En el marco del desarrollo sostenible, la energía eléctrica juega un papel más que importante, dado que el desarrollo global de una comunidad se basa en gran medida en la disponibilidad y seguridad energética. Lograr un balance entre las fuentes energéticas y los consumos finales, permite además de mejorar las condiciones de eficiencia, mejorar las condiciones sociales, económicas, ambientales, y financieras en una comunidad, ya que se optimiza el uso o explotación de los recursos energéticos procurando que los usos finales sean racionales.

Hasta hace pocos años, las redes de distribución eléctrica se proyectaban y construían bajo el concepto de redes que distribuían la energía eléctrica desde una fuente de generación totalmente centralizada, y le transportaba a grandes distancias hasta los consumidores, a través de redes de alta, media y baja tensión, siendo transformada su tensión e intensidad en subestaciones eléctricas. Hoy día se recurre cada día más al esquema de unidades de generación distribuida, enlazadas mediante un sistema de interconectado de ámbito nacional (SIN) e incluso regional como el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), coordinando dicha actividad a través de los Centros Nacionales de Despacho de Carga (CNDC) en donde se combinan de forma cada vez más eficiente los aspectos técnicos y económicos.

1.1- Segmentación del sector eléctrico.

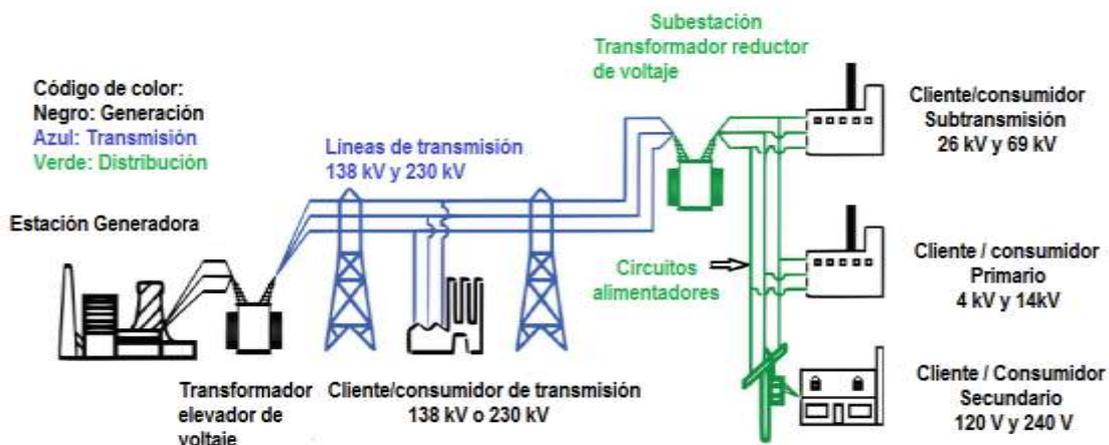
La Ley de Industria Eléctrica (Ley No. 272) y sus reformas establece la segmentación mostradas en las figuras 1 y 2.



Fuente. CEPAL.

Figura 1. Segmentación del sector eléctrico.

1.1.1- Estructura básica de la red eléctrica.



Fuente: elaboración propia.

Figura 2. Segmentación del sector eléctrico.

La actual red de distribución del país aún con la ejecución de los actuales planes de inversión, todavía conserva diseños de red tradicionales y enfrenta una creciente obsolescencia en el marco de un mercado con demanda creciente, que requiere ampliar la cobertura geográfica del servicio y desde luego mejorar la cantidad y calidad de la oferta.

Este nuevo y necesario desarrollo presionado por la demanda creciente de una mayor cantidad y calidad de energía eléctrica, se va a aprovechar del gran desarrollo que ha tenido lugar en los últimos años, de nuevos materiales, dispositivos y tecnologías para las redes eléctricas y su convergencia con el desarrollo de la telecomunicaciones y la informática (Telemática), siendo hoy posible construir una red común para la energía y las telecomunicaciones apoyándose de forma sustantiva para la gestión y control de la red eléctrica, transformada la misma en una red inteligente, mediante la implementación de las Tecnologías de la Información y Comunicaciones (TIC).

Por lo tanto las redes inteligentes van a suponer un cambio radical en el modelo en el que la energía eléctrica se genere, se distribuya y se consuma, incorporando sistemas de telegestión y telemedida, no solamente para la eficiente operación de las redes, sino para saber los hábitos de los consumidores, e intentar que poco a poco el consumidor se involucre en la gestión de su propio consumo de energía, con el fin de mejorar su propio rendimiento energético, y así poder en su conjunto optimizar el sistema eléctrico.

Con todos estos sistemas de monitoreo, medición y control, las compañías eléctricas de distribución eléctrica, deben obtener una serie de ventajas tales como conocer de una forma más exacta el estado de la red, y así poder identificar desde sus centros de operación, dónde y cómo se producen los cortes de suministro, para de esa forma mejorar su calidad. Podrán también identificar pérdidas y sustracción de energía eléctrica, conociendo por lo tanto los hábitos de los clientes e

incorporando cada vez más generación distribuida proveniente de una matriz de generación diversificada, con las ventajas para la red y para los consumidores que esto supone.

1.2- Antecedentes del sector eléctrico de Nicaragua.

- El desarrollo del sector eléctrico inicia con la instalación de la planta eléctrica Central American Power en 1941, con una capacidad instalada de 2.2 MW. En la década de los años cincuenta inicia el proceso de electrificación de la zona del Pacífico. A partir de los años 90, se inicia un proceso de reformas estructurales al sector energético. El diseño de la estrategia de reestructuración basada en la desincorporación de empresas públicas y promoción de la inversión privada en el sector, fue propiciada mediante la promulgación el 23 de Abril de 1998 de la Ley N° 272, Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y el DECRETO No. 42-98 “Reglamento a la Ley de la Industria Eléctrica”, que fue publicado en La Gaceta Diario Oficial No 74 del 23 de Junio de 1998. La LIE y sus reformas establecen los principios básicos para la operación de un mercado mayorista competitivo con la participación de empresas privadas, estando entre los principales los siguientes:
- Separación de los roles de formulación de políticas, regulación y empresarial. Se crea la Comisión Nacional de Energía (CNE) responsable de la formulación de políticas y la planificación indicativa (Hoy día Ministerio de Energía y Minas –MEM). El Instituto Nicaragüense de Energía, reformado por la Ley N° 271, asume a partir de ese momento y es responsable por la regulación y fiscalización de las actividades del sector.
- Separación vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución con prohibición expresa para que los generadores sean propietarios o accionistas de instalaciones de transmisión o distribución y para que las distribuidoras participen en actividades de generación.
- Libre acceso a la actividad de generación bajo el esquema de licencias.
- El Sistema Nacional de Transmisión propiedad de una empresa estatal de transmisión.
- La actividad de distribución se desarrolla bajo un esquema de concesiones otorgadas por un plazo máximo de 30 años, mediante licitación o negociación directa. La concesión otorga el derecho exclusivo de desarrollar esa actividad en un área geográfica determinada.

- Creación de un mercado mayorista de energía basado en contratos de suministro complementado con transacciones de oportunidad para liquidar las diferencias entre la operación real y los compromisos contractuales a precios horarios determinados en base al costo marginal de abastecer la demanda.
- Operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) a cargo del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), unidad de negocio de la empresa estatal de transmisión.

Luego del proceso de reformas que se han ejecutado en el sector energético, las funciones de la industria eléctrica se encuentran segmentadas en actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Actualmente la función de generación está conformada en un 80% por agentes generadores privados y 20% públicos, representando un total de 13 generadores principales. La actual estructura institucional del sector eléctrico de Nicaragua se muestra en la figura 3.

La red de transmisión es estatal y su operación está a cargo de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) que administra el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en conjunto con el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC). Referente al sistema de distribución, éste se privatizó desde el año 2000 y la empresa encargada inicialmente fue Unión Fenosa, y actualmente la empresa mayoritaria en la propiedad de la red de distribución es TSK-MELFOSUR, quien opera nacionalmente bajo las personas jurídicas DISNORTE y DISSUR.



Fuente. CEPAL.

Figura 3. Estructura institucional del sector eléctrico nicaragüense.

Es precisamente en el contexto de la evolución de la reestructuración, que en el período 2006-2007, el Sector Energético en Nicaragua presentó severos problemas financieros y técnicos que incidieron en la economía nacional.

Bajo estos escenarios financieros y técnicos, el Gobierno de la República de Nicaragua mediante el Decreto No. 70-2007 creó la Comisión Interinstitucional para

la negociación con Unión Fenosa Internacional, y para dar seguimiento al "Memorándum de Intenciones entre el Gobierno de la República de Nicaragua y la Empresa Unión Fenosa Internacional", suscrito en La Moncloa, Madrid, el veintiocho de junio del año dos mil siete.

Como resultado de las negociaciones, el día veintinueve de mayo del año dos mil ocho, en la ciudad de Managua, Nicaragua, se suscribió el Protocolo de Entendimiento entre las Empresas Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. (DISNORTE), Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A (DISSUR), el Grupo Unión Fenosa Internacional S.A., y el Gobierno de la República de Nicaragua, el que fue sometido al conocimiento del Presidente de la República, y aprobado mediante Decreto Ejecutivo No. 29-2008, todo de conformidad con lo establecido en el artículo cinco del Decreto No. 70-2007.

El objetivo general de la firma del Acuerdo Internacional de Carácter Económico denominado "Protocolo de Entendimiento", era establecer soluciones a corto y mediano plazo que nos permitieran, como nación, dar respuesta a los problemas planteados por los usuarios del servicio eléctrico, así como por los distintos agentes del sector, mediante la concertación de diferentes instituciones del Estado con las empresas distribuidoras de electricidad y sus inversores extranjeros. Un objetivo fundamental era disminuir y en algunos casos, resolver los problemas financieros y técnicos que afectan el buen funcionamiento del servicio de distribución eléctrica, en el marco de resultados favorables y satisfactorios en defensa del patrimonio del Estado y los intereses nacionales. Entre ellos se establecieron compromisos y planes de inversión (2007-2011 y 2012-2016) para la mejora de la red de distribución y con los objetivos principales tal como se indica a continuación:

- Reducción de pérdidas no técnicas (Comerciales).
- Crear una arquitectura energética que permita controlar la energía que circula y ha circulado en la red.
- Mejorar la calidad de suministro.
- Mejorar la operación de la red.
- Adecuar la capacidad de la red existente al crecimiento vegetativo previsto.
- Posibilitar la conexión a la red de todos los nuevos suministros que se demanden.
- Mejorar la calidad de atención al cliente.

El Plan de Inversión en su fase 2007-2011 y luego en su fase 2012-2016 se estructuró en cuatro (4) apartados denominados "líneas de acción", siendo las siguientes:

1. Lucha contra el fraude y modernización de la medida: plan estratégico para la reducción de pérdidas.

2. Mejora de la calidad e incremento de capacidad en la red.
3. Crecimiento del mercado: posibilitar el acceso a la energía a los nuevos clientes que la demanden.
4. Atención al cliente.

Con el fin de poder costear la ejecución de las medidas antifraude, así como la mejora de la calidad del servicio de distribución y comercialización, la reducción de las pérdidas técnicas, la expansión de la red y el control energético, las Distribuidoras diseñaron una propuesta de Plan Básico de Inversiones 2007-2011, por un importe de US \$ 33.7 millones y un monto básico similar para el período 2012-2016.

1.3- Antecedes de implementación de redes inteligentes en la distribución de energía eléctrica en América Latina.

La década de los años noventa se caracterizó en América Latina por la implementación de procesos de privatización de los servicios públicos, entre ellos transporte, agua, telecomunicaciones y energía. La siguiente década se caracterizó por una liberalización regulatoria para la prestación de dichos servicios públicos. Es en el contexto combinado de privatización y liberalización que ha surgido en América Latina, la necesidad de optimizar la operación, control y gestión de las redes eléctricas, recurriendo a la implementación de redes inteligentes. La transformación de las redes en inteligentes, ya está sucediendo y desde luego por su magnitud no es evento que se realice de una sola vez y por tanto se necesita de forma urgente un amplio sistema de demostraciones e implementaciones, para determinar las soluciones que puedan ser desplegadas, integrando todo un conjunto de tecnologías de redes inteligentes con las infraestructuras de distribución de electricidad existentes. Esta transformación paulatina de las redes eléctricas en redes inteligentes es vital para la sostenibilidad a mediano y largo plazo de las redes eléctricas y de los mercados eléctricos nacionales.

En las últimas tres décadas los sistemas SCADA (acrónimo en inglés de Adquisición de Datos y Control de la Supervisión) produjeron una verdadera revolución en el monitoreo, control y operación automatizada, con base en el desarrollo de la informática. Más recientemente, la aplicación de las nuevas tecnologías de la información y comunicaciones en los sistemas eléctricos constituye una nueva evolución en el control de estos sistemas, vinculando los conceptos antiguos de control, monitoreo y operación a distancia de sistemas con el de "redes", lo cual permite la comunicación entre los diversos elementos de los sistemas. Es así que surge el concepto de redes inteligentes en la industria eléctrica que permite, entre otros beneficios, la interacción de los diversos agentes en todos los segmentos de la cadena de valor del sector eléctrico: generación, transmisión, distribución y las instalaciones de los consumidores.

América Latina es una región que muestra una actividad creciente y significativa en la implementación de redes inteligentes. En la región son tres los países líderes en

el desarrollo de tecnologías e implementación de proyectos de ese tipo: Brasil, Argentina y México.

Brasil. En Brasil, el concepto de red inteligente es el tema con mayor énfasis en el sector energético brasileño. Brasil es identificado como un país que recientemente ha tenido, y continúa teniendo un enorme potencial de crecimiento económico y por lo tanto, la necesidad de expansión y modernización del actual sistema de energía eléctrica, con el fin de hacer frente al incremento continuo de demanda de energía. En el 2010, empresas eléctricas brasileñas comenzaron el estudio de redes inteligentes con el fin de prepararse y estratégicamente dirigir sus inversiones hacia: nueva infraestructura, investigación y desarrollo, y sobre todo para la modernización del sistema eléctrico brasileño. Entre los factores motivadores, para la implementación de redes inteligentes, se destacan los siguientes:

- Reducción de las pérdidas no técnicas.
- Aumento de la eficiencia operativa
- La ampliación y automatización del sistema de alimentación eléctrica con la normalización de las tecnologías inteligentes.
- Mejora de la confiabilidad del sistema y la calidad de energía, especialmente para las industrias.

De acuerdo a la publicación “The First International Conference on Smart Grids, Green Communications and IT Energy-aware Technologies”, (2011), con el fin de ayudar con las investigaciones para el desarrollo de las redes inteligentes en Brasil grades empresas privadas como por ejemplo: IBM, Silver Springs Redes y General Electric, ya están haciendo inversiones en investigación, y ya están en implementación proyectos en algunas ciudades brasileñas, siendo los más destacados los siguientes:

- La Compañía Energética de Minas Gerais S.A. (CEMIG), con el proyecto Ciudad del futuro.
- La empresa Metropolitana de Electricidad de Sao Paulo S.A. (AES Eletropaulo), con el proyecto Red Inteligente en la ciudad de Sao Paulo.
- Centrales Eléctricas de Santa Catarina S.A. (CELESC), con el proyecto micro red de energía sostenible.

El proyecto ciudad del futuro fue implementado en Sete Lagoas, este proyecto sirvió de modelo para la implementación de nuevas tarifas en tiempo real con su respectiva facturación, redujo los costos de la energía y las pérdidas, mejoró la eficiencia de la red eléctrica, optimizó la gestión y el control de la carga, y finalmente mejoró la calidad del servicio eléctrico en esta ciudad.

A partir del año 2010, la compañía AES Electropaulo ha invertido recursos en proyectos para desarrollar un sistema de distribución inteligente integrando, sistemas de información y comunicación, así como equipos avanzados. Con el objetivo de supervisar el sistema eléctrico y automatizar el proceso de distribución de energía.

En el sector de Medición Inteligente, a partir del año 2010 CELESC puso en marcha, proyectos enfocados a la implementación de red inteligente en la ciudad de Blumenau. Este proyecto utiliza tecnología PLC (Power Line Communications), que envía y recibe información a través de la red eléctrica de distribución. La información relativa al consumo se obtiene de forma remota.

Los medidores instalados están conectados a un módulo de comunicación, que envía señales con información sobre el consumo de electricidad. Estas señales se envían a través de la red de distribución, llegan a la subestación de CELESC, en este lugar, un equipo especializado recibe y retransmite las señales a una central de control, la cual analiza los datos obtenidos. El sistema de medición automática introduce muchas facilidades y beneficios para los usuarios, tales como: lectura y medición automática, conexión y desconexión remota de módulos de carga y reinicio automático después del corte. Desde el punto de vista de la empresa, los beneficios que aporta, la medición automática, es el levantamiento de la curva de carga en cada instante de tiempo, el registro automático de la potencia dejada de suministrar con fecha y hora de interrupción, además de que permite el monitoreo en tiempo real de la tensión en la red.

Argentina. De acuerdo a las publicaciones finales del Congreso Internacional de Distribución Eléctrica en Argentina (CIDEL 2010), como parte del aporte a la integración de redes inteligentes, en las áreas de alta tensión, Energía Argentina S.A. (ENARSA) está implementando desde hace varios años acciones tendientes a obtener un monitoreo activo de los equipos asociados a la subtransmisión.

El concepto de monitoreo activo, se refiere a sistemas y dispositivos capaces no solo de coleccionar datos, sino de evaluar los mismos estableciendo tendencias y acciones automáticas de aviso, previniendo respuestas de los equipos si estos no se mantienen en las condiciones registradas. Con el objeto de dar un mayor impulso al cambio de modelo de generación argentina, ENARSA ha implementado el Programa de Generación Distribuida creado para dar respuesta al reto que implica el desarrollo de las redes inteligentes dentro del país.

En el ámbito de transmisión, el monitoreo en tiempo real consiste en vigilar todos los parámetros críticos de todo equipo cuya falla implicaría interrupción de servicio eléctrico. Para lo anterior se ha implementado sistemas de telesupervisión y telecontrol en las redes de media y alta tensión, además de un sistema de lectura remota. Por otra parte, también se ha implementado un Sistema de Monitoreo Inteligente centralizado para el control de las subestaciones. Este sistema denominado SIMIS, es un software por medio del cual se puede supervisar los tableros primarios de media tensión, servicios auxiliares, transformadores y los seccionadores de la subestación. Así mismo EDENOR ha implementado una serie de tecnologías cuyo horizonte es lograr una gestión inteligente de la red eléctrica, entre las cuales se puede mencionar:

- Sistemas de telecontrol y telesupervisión, de subestaciones y redes de alto y medio voltaje.
- Telecontrol y telesupervisión de centros de transformación

- Telegestión de medidores
- Redes de telecomunicación

México. De acuerdo a las publicaciones del Instituto de Investigaciones Eléctricas de Mexico (2011), las redes inteligentes desarrolladas en México permiten incorporar tecnología digital en la generación, transmisión, distribución y consumo de energía. Además, han facilitado la incorporación de las energías renovables a la matriz energética mexicana, ya que éstas son capaces de modular los desequilibrios entre oferta y demanda de electricidad. La compañía Mexicana de Energía Eléctrica, y la Comisión Federal de Electricidad (CFE), con el objetivo de supervisar y controlar parámetros eléctricos de la red eléctrica, están llevando a cabo proyectos para mejorar el envío de datos generados desde la misma red, usando tecnología inalámbrica, para su envío hacia los centros de análisis.

Paralelamente, pero con el apoyo de Free Wave Technologies, se está desarrollando aplicaciones inalámbricas, con la finalidad de proporcionar datos referentes al consumo de energía, así como del control y vigilancia de las redes de distribución. Como parte de las acciones necesarias para garantizar la seguridad, integridad y confiabilidad del servicio eléctrico, también se implementó una red de telecomunicaciones con fibra óptica instalada sobre la red troncal de potencia, cuyo principal objetivo es incrementar la seguridad del sistema eléctrico al permitir su operación en tiempo real, particularmente a través de los sistemas de teleprotección y telecontrol.

En cuanto se refiere a infraestructura para medición avanzada de una red inteligente, la CFE en conjunto con Elster Group, ha seleccionado el proyecto Energy Axis, para el desarrollo de infraestructura de medición avanzada (AMI). Para el efecto, ya se han desplegado con éxito sistemas de Energy Axis a lo largo de 14 de las 16 áreas de servicio de México. Este mismo sistema se está instalando en las ciudades densamente pobladas, como la ciudad de México y Monterrey.

El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) ha trabajado en los últimos años en un programa que ayude al desarrollo de las redes inteligentes; este programa integra un conjunto de actividades orientadas a realizar un control y uso eficiente sobre el consumo de energía. Las principales actividades sobre las cuales se ha estado trabajando son:

- Inversores fotovoltaicos
- Sistemas de gestión de energía para el hogar
- Infraestructura avanzada para medición
- Perfiles para las subestaciones de distribución bajo la norma IEC 61850
- Modelado de la distribución y análisis de la operación de la red
- Interoperabilidad

Estas actividades, son integradas con el fin de realizar un consumo eficiente de la energía, desde las mismas unidades de consumo. La visión de futuro de la red inteligente es transformar radicalmente la manera de producir, distribuir y consumir energía eléctrica, ya que a través de ella se busca replicar la operatividad de la red

telemática en una gran red eléctrica de productores, distribuidores y consumidores que maximice la eficiencia energética en todas las etapas y niveles.

1.4- Explicitación de los objetivos generales y particulares

1.4.1- Objetivo general

OG1- Realizar un estudio técnico para la implementación de la red eléctrica inteligente en las actividades de la administración, operación, monitoreo y control vinculados a la telegestión de las redes de distribución interconectadas al sistema interconectado Nacional de Nicaragua.

1.4.2- Objetivos específicos.

- **OE1.** Identificar las tecnologías de la información y comunicación más convenientes para la gestión bajo el modelo de red eléctrica inteligente en el Sistema Interconectado Nacional de Nicaragua.
- **OE2.** Identificar las barreras y oportunidades potenciales para la implementación de una red eléctrica inteligente en nuestro país.
- **OE3.** Identificar las barreras regulatorias en el actual mercado eléctrico para migrar a un nuevo modelo de negocio del mercado.
- **OE4.** Proponer la ruta a seguir en las actuales redes de distribución para la migración paulatina del modelo y arquitectura de las redes inteligentes, para conseguir su desarrollo sostenido y operaciones eficientes desde el punto de vista técnico y económico.
- **OE5.** Identificar los beneficios que van a reportar la incorporación del modelo de redes inteligentes en las actuales redes de distribución de nuestro país.

1.5- Justificación.

En las últimas cuatro décadas, la red de distribución de energía aun cuando se han realizado planes de inversión focalizados en ampliación de red y mejora de la misma, ha caído en una obsolescencia creciente, en tanto no se han incorporado de forma generalizada nuevas tecnologías que promuevan o posibiliten la conversión de la red y su gestión en las propias de una red inteligente. Nicaragua, hoy día es el país de América Central que posee la capacidad de generación de electricidad más baja, así como el porcentaje más bajo de población con acceso a la electricidad. A lo anterior se suma la realidad fáctica que de la electricidad producida, casi un 28% se pierde en las redes, correspondiendo un 2 % al segmento de transmisión y 26 % al segmento de distribución, incluyendo este segmento un 5 % debido a pérdidas técnicas en la red de distribución y un 21 % provocado en gran medida por la cultura del no pago y sustracción de energía que prevalece en un segmento importante de los consumidores.

Actualmente las pérdidas técnicas y principalmente las no técnicas están llevando al sistema a un creciente grado de insostenibilidad. Se pretende con el trabajo monográfico identificar la problemática de la red y los aspectos críticos relacionados a la utilización de las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones en el diseño, desarrollo, operación y mantenimiento de redes de distribución de energía eléctrica, con la intención de proporcionar un instrumento de ayuda para acelerar la transformación crítica de nuestra infraestructura nacional de distribución de energía en una "red inteligente", en el sentido que pueda integrar inteligentemente las acciones de todos los usuarios y agentes económicos conectados a ésta con el fin de entregar eficientemente servicios de distribución de energía, sostenibles, seguros, económicos y de calidad.

1.6- Marco Teórico.

El desarrollo de redes inteligentes es esencial para la comunidad mundial, si se quieren alcanzar la seguridad energética, el desarrollo económico y sostenibilidad de los servicios públicos entre ellos el de distribución de energía eléctrica.

Requerimos identificar un modelo y arquitectura de referencia que nos permita migrar la actual red eléctrica nacional hacia un red eléctrica inteligente, estableciendo los pasos principales a realizar, los niveles de desarrollo escalonado y las funcionalidades de la misma, así como las tecnologías y estándares que nos permitan la gestión integral de la red en la medida que evoluciona para la prestación de nuevos servicios que respondan a las nuevas demandas en el sector eléctrico de nuestro país.

Aunque no existe una definición estandarizada del término, la European Technology Platform Smart Grids (Plataforma Tecnológica Europea para Redes Inteligentes) define las redes inteligentes en el ámbito energético como aquellos sistemas de intercambio de energía eléctrica capaces de integrar de forma inteligente el comportamiento de los usuarios que se encuentran conectados a él, de modo que facilitan un transporte energético sostenible, económico y seguro.

Aunque los conceptos se confunden a veces, la red inteligente no es sólo la medición inteligente, la red inteligente es un conjunto mucho más amplio de tecnologías y soluciones. Mientras que muchas empresas de servicios públicos han puesto su foco en la medición inteligente, la medición inteligente no proporciona una red inteligente. De hecho, es posible tener las redes eléctricas inteligentes (es decir, redes de distribución y redes de transporte) sin la medición inteligente. Sin embargo, hay varios beneficios importantes cuando se incluyen los equipos de medición inteligentes, en tanto pueden reforzar otras acciones de política, no solamente en relación al sector energético, sino que nos lleva a alcanzar aspectos positivos en relación a temas como el cambio climático.

Se ha puesto en evidencia, por ejemplo, que cuando se utiliza la medición inteligente con múltiples parámetros, entre ellos los diferentes costos horarios de la energía, se logra tener una gestión de la demanda, y la disponibilidad de costos y perfiles de consumo en los medidores inteligentes, alientan a los cliente/consumidores a reducir su demanda (carga) cuando los precios son altos o cuando la fiabilidad del sistema o la calidad de la energía están en riesgo. Si a lo

anterior se suma, el monitoreo, el control y la gestión dinámica de la red interconectada en su conjunto, ya estamos en presencia de una red inteligente.

No obstante lo anterior, tengo a bien destacar que el Departamento de Energía de los Estados Unidos define las redes inteligentes como “un tipo de tecnología que las personas están usando para modernizar los sistemas de suministro del servicio público de electricidad, según las exigencias del siglo XXI, utilizando equipo de cómputo con base en el control remoto y la automatización. Estos sistemas son posibles gracias a la tecnología de comunicación bidireccional y al equipo de procesamiento que se ha utilizado durante décadas en otras industrias. Están empezando a utilizarse en las redes eléctricas, desde centrales eléctricas y parques eólicos hasta los consumidores de electricidad en los hogares y empresas. Ofrecen muchos beneficios a empresas de servicios públicos y a los consumidores, que son mayormente observados en grandes mejoras en la eficiencia energética de la red eléctrica y en los hogares y oficinas de los usuarios de energía”.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) define las redes inteligentes así: “Una red inteligente es una red eléctrica que utiliza tecnologías digitales y otras tecnologías avanzadas para controlar y gestionar el transporte de electricidad, a partir de todas las fuentes de generación, con el fin de satisfacer la demanda variable de electricidad de los usuarios finales. Las redes inteligentes coordinan las necesidades y capacidades de todos los generadores, operadores de red, usuarios finales y actores del mercado eléctrico para utilizar todas las partes del sistema de la manera más eficiente posible, reduciendo al mínimo los costos y el impacto ambiental mientras se aumenta al máximo la fiabilidad, resistencia y estabilidad del sistema”.

El Instituto Coreano de Redes Inteligentes (KSGI, por sus siglas en inglés) establece que una “Red inteligente se refiere a una red de próxima generación que integra la tecnología de la información a la red eléctrica existente para optimizar la eficiencia energética a través del intercambio bidireccional de información eléctrica, en tiempo real, entre los proveedores y los consumidores” (Jeju SGTB, 2012a).

Estas redes permiten una mayor respuesta a la demanda y la eficiencia energética, así como una mayor integración de los recursos energéticos renovables, todo ello con reducción de la demanda en punta y una mejor estabilidad del sistema eléctrico.

La transformación inteligente de las redes, ya está sucediendo, pero no es un evento que se realice de una sola vez. Las limitaciones en la capacidad de inversión de los operadores de red, así como los sistemas actuales de regulación y de mercado pueden obstaculizar dicha transformación.

En el emergente mundo de la Smart Grid, Smart City, Microgrid, Smart Building, Smart Home, Smart Metering, Smart Customer, entre otras, donde las soluciones a los problemas a resolver deben de partir de vertientes diferentes, el futuro del transporte, distribución y consumo de la energía eléctrica pasa necesariamente por la implementación de las redes inteligentes, y el que se llegue a ellas en un mayor o menor tiempo dependerá, en buena medida, de todos los agentes económicos involucrados en la consecución de las mismas.

Para la implementación de una red inteligente de distribución de energía eléctrica es relevante entender cómo las tecnologías de redes inteligentes pueden ser integradas con el fin de producir un sistema benéfico tanto para los proveedores de servicios públicos como para los operadores de las TIC y los usuarios, abriendo de esta manera nuevos mercados y generando nuevos modelos de negocio. En dicha integración se puede decir que la Red Inteligente no es sólo un concepto sino un esquema que combina diversas tecnologías, especialmente aquellas vinculadas a la comunicación y al control, para transformar la actual red de distribución eléctrica en una red inteligente, incorporando la generación distribuida, lo que aumenta además, su confiabilidad, flexibilidad y disponibilidad y reduce el costo de la energía.

Tradicionalmente la interacción del consumidor en la gestión de su propio consumo de energía se ha limitado al control voluntario de la demanda y a programas de control directo de carga, como por ejemplo el cambio a bombillos ahorradores o luminarias LED. Con una red inteligente es posible que los usuarios o dispositivos instalados en el lado del cliente tomen decisiones para controlar la demanda que se adapten mejor a sus necesidades financieras y sociales. Se estima que tal como ocurrió con Internet, la red eléctrica será interactiva tanto para las entidades de generación de energía como para los actores del lado del consumo. Se incorpora aquí el concepto de medición inteligente AMI (Advanced Metering Infrastructure). La infraestructura de medición avanzada posibilitará la incorporación de los consumidores al sistema eléctrico por medio del despliegue de nuevas redes de comunicaciones y sistemas de base de datos, y proporcionará beneficios importantes tanto a las compañías eléctricas como a los consumidores. AMI consiste en un sistema de comunicación bidireccional que involucra medidores inteligentes y otros dispositivos de gestión de la energía. Esto permite a las empresas responder más rápidamente a los posibles problemas, los servicios de conexión/desconexión, y comunicar en tiempo real diversos indicadores que permiten la gestión y control automático en las redes de distribución.

Expertos de la Comisión Europea, prevén que para el año 2020 las empresas de servicios energéticos permitirán a toda persona tener acceso a la prestación de otros servicios, como la gestión de la demanda y como efecto de los equipos de medición inteligentes, las tecnologías de control electrónico, los medios modernos de comunicación y la mayor conciencia de los usuarios, la gestión local del consumo de electricidad jugará un papel clave en la prestación de nuevos servicios que crearán valor para las partes involucradas. En este contexto la medición y gestión de los servicios tendrá una influencia fundamental en la evolución de la demanda de la energía eléctrica, en tanto de acuerdo a estudios de la Agencia Internacional de Energía (IEA), la demanda pico aumentará en todas las regiones del mundo, y el despliegue de redes eléctricas inteligentes podría reducir los crecimientos proyectados de la demanda máxima entre un 13% y un 24 %. Por esta razón, elementos tales como los equipos de medición electrónicos, los sistemas de gestión automática y lo que en principio se denomina las redes HAN (Home Area Network), junto con otros sistemas de comunicación y control que se utilizan en las redes de transmisión y distribución, servirán de apoyo para crear una herramienta valiosa para la integración de los procesos de negocio en la gestión en tiempo real de la cadena de valor entre los agentes económicos, consumidores y la red inteligente operada por las empresas de distribución.

Visto lo anterior, el trabajo monográfico se desarrollará en el marco del proceso de reforma del sector energético de Nicaragua que se inició con el proceso de privatización de los sectores de distribución y generación, y su segunda fase a partir del 2007, en donde los principales elementos son el aumento de la capacidad de generación, el cambio de la matriz de generación energética y el incremento de la penetración del servicio de distribución de energía eléctrica tanto en el ámbito geográfico como en la cantidad de población que accede a dicho servicio como un elemento sustantivo del desarrollo social y económico sostenible.

El Plan Nacional de Desarrollo Humano 2012-2016, establece como uno de sus lineamientos estratégicos: Infraestructura social, de transporte, energética y productiva para la transformación de Nicaragua. Específicamente se determina la planificación del sector energético tomando en consideración la "política de infraestructura energética", que incluye los siguientes ejes de acción:

- Transformación de la matriz eléctrica.
- Aumento de la generación de energía eléctrica para disminuir el déficit de electricidad.
- Expansión de la red de transmisión de energía eléctrica y distribución eléctrica a nivel nacional.
- Ampliación de la red de electrificación urbana y rural.
- Electrificación en la Costa Caribe.
- Ahorro y eficiencia energética.

Para ello, en el marco del Programa Económico Financiero 2014-2018 y el Programa de Inversión Pública se mencionan las acciones implementadas y futuras intervenciones complementarias a las políticas macroeconómicas orientadas para asegurar un crecimiento económico sostenido y reducción de la pobreza, en el cual el sector eléctrico es considerado un sector priorizado.

Todo lo anterior con el objeto de superar el rezago tecnológico existente por medio de la liberalización de ciertos segmentos del sector energético, de la apertura a la competencia en el segmento de generación, la incorporación de particulares en la prestación de servicios y la modernización del ordenamiento del sector energético, así como la globalización de la economía, el uso intensivo de las TIC, la implementación de una red inteligente de distribución de energía eléctrica y el surgimiento propiciado por los tratados de libre comercio, de nuevos modelos de negocios y comportamiento, tanto en lo social como en lo empresarial, que son rasgos esenciales de esta nueva era económica caracterizada porque sus fuentes principales de riqueza son el conocimiento y su utilización en la creación de riqueza, frente a los tradicionales: materias primas y trabajo físico.

1.7- Hipótesis y variables.

1.7.1- Hipótesis.

La incorporación de nuevas tecnologías constituye un instrumento de ayuda para acelerar la transformación crítica de nuestra infraestructura eléctrica nacional y en particular de la red nacional de distribución de energía eléctrica en una "red

inteligente”, en el sentido que posibilita una mejor administración, en tanto integra las actividades de gestión, monitoreo y control de operaciones de la red.

1.7.2- Variables.

A continuación menciono las variables básicas que nos permiten la gestión técnica y financiera de la red eléctrica nacional. Estas variables constituyen las mínimas necesarias para el control gerencial de la red y los flujos de energía a través de la misma, así como la medición, tasación, facturación, cobro y recuperación de cartera, posibilitando de esta manera la sostenibilidad técnica y financiera de las operaciones en los diferentes subsectores de acuerdo a la actual segmentación del sector en Nicaragua:

- MWh de extracción de energía en los puntos SIMEC (Sistemas de Medición Comercial) en los puntos frontera de las diferentes unidades de generación distribuida.
- MWh de inyección de energía en las bolsas de medición de flujo de energía en los puntos frontera entre la red de transmisión y la red de distribución.
- KWh de inyección de energía en las bolsas de medición de flujo de energía en la entrada (Primario) de los centros de transformación (CT) de la red de distribución.
- KWh de extracción de energía en las bolsas de medición de flujo de energía en la salida (Secundario) de los centros de transformación (CT) de la red de distribución.
- KWh medidos en las bolsas de medición de flujo de energía en la red de distribución.
- KWh medidos y facturados en los equipos de medición en los suministros de consumidores/clientes.
- Frecuencia Media de Interrupción (FMIK): Para un periodo determinado, representa la cantidad de veces que el KVA promedio sufrió una interrupción de servicio.
- Tiempo total de interrupción (TTIK): Para un periodo determinado, representa el tiempo total en que el KVA promedio no tuvo servicio.
- Pérdidas técnicas en la red de transmisión y en la red de distribución.
- Pérdidas por diseño.
- Monto de compra de energía.
- Monto facturado por distribución de energía.
- Monto recuperado de la facturación por distribución de energía.
- Mora de consumidores/clientes.

Sin embargo debo resaltar que cada tecnología involucrada en la REI cuenta con variables muy específicas que se pueden incluir en los Cuadros de Control Gerencial (Balanced Scorecard) a los diferentes niveles operativos, como un instrumento para medir resultados, partiendo de la base del establecimiento de indicadores financieros y técnicos derivados de la visión, misión y estrategia de las empresas y las tecnologías involucradas, por lo que se convierte en una

herramienta para gestionar la estrategia de desarrollo de la red y de la prestación de los servicios.

Capítulo 2. Redes eléctricas inteligentes en Nicaragua: Modelo conceptual, barreras, oportunidades y su rol en la sostenibilidad.

2.1- Red inteligente.

La Red Inteligente (RI), utiliza tecnologías telemáticas en combinación con tecnología ya tradicional en las redes eléctricas para optimizar la producción y la distribución de electricidad con el fin de equilibrar mejor la oferta y la demanda entre los centros de generación y los centros de consumo, tendiendo la nuevo modelo y arquitectura de red a la diversificación de las fuentes de energía, un mayor aprovechamiento de las energías renovables, la mejora de la eficiencia operativa y el ahorro energético.

Hoy día, una red inteligente cuenta con innovadores productos y servicios, junto con el control y gestión inteligente, comunicación y tecnologías de auto detección y restauración de averías con el fin de:

- Facilitar la conexión y el funcionamiento de las unidades de generadores de todos los tamaños y tecnologías.
- Permitir a los consumidores desempeñar un papel en la optimización de la operación del sistema.
- Proporcionar a los cliente/consumidores la mayor información, y las mejores opciones para la elección de la oferta.
- Reducir significativamente el impacto medioambiental del sistema de suministro eléctrico.
- Mantener, o incluso mejorar, los niveles existentes del sistema eléctrico nacional en relación a su disponibilidad, fiabilidad, calidad y seguridad del suministro.
- Mantener y mejorar los servicios existentes de manera eficiente.
- Fomentar la integración de los mercados, tendiendo en nuestro caso hacia el mercado centroamericano integrado.

La inteligencia en este tipo de redes (Smart Grids), se manifiesta en una mejor utilización de las tecnologías y de las soluciones para mejorar la planificación y las operaciones en las redes eléctricas, y así controlar en tiempo real de forma eficaz y eficiente la generación, la transmisión y la distribución, permitiendo nuevos servicios y mejoras de eficiencia energética. Pero también tiene otra serie de significados:

- La red inteligente se refiere a la red eléctrica en los niveles de la generación, transmisión, distribución y consumo y a su mejora continua en relación al monitoreo, control y gestión de las mismas.
- Las redes inteligentes no son nuevas redes, ya que no son muy diferentes de las redes convencionales de hoy en día, pero lo que sí ocurre con ellas, es que conducen la energía eléctrica mejorando los costos, la eficiencia y la eficacia en las operaciones en general.
- La red inteligente es una evolución, es decir el resultado de un proceso en el que las redes eléctricas se están mejorando continuamente para satisfacer las necesidades de los clientes/consumidores actuales y futuros.

Las redes inteligentes no solo transportan energía, sino también recogen y facilitan información muy valiosa para la correcta gestión del sistema eléctrico. Para ello, cuentan con tres componentes primarios:

- La infraestructura de red y sus sistemas de control (Grid Intelligence).
- La gestión inteligente de datos (Utility IT) y,
- Los equipos de medición inteligentes (Smart Metering) en el marco de la infraestructura de medición avanzada (Advanced Metering Infrastructure - AMI).

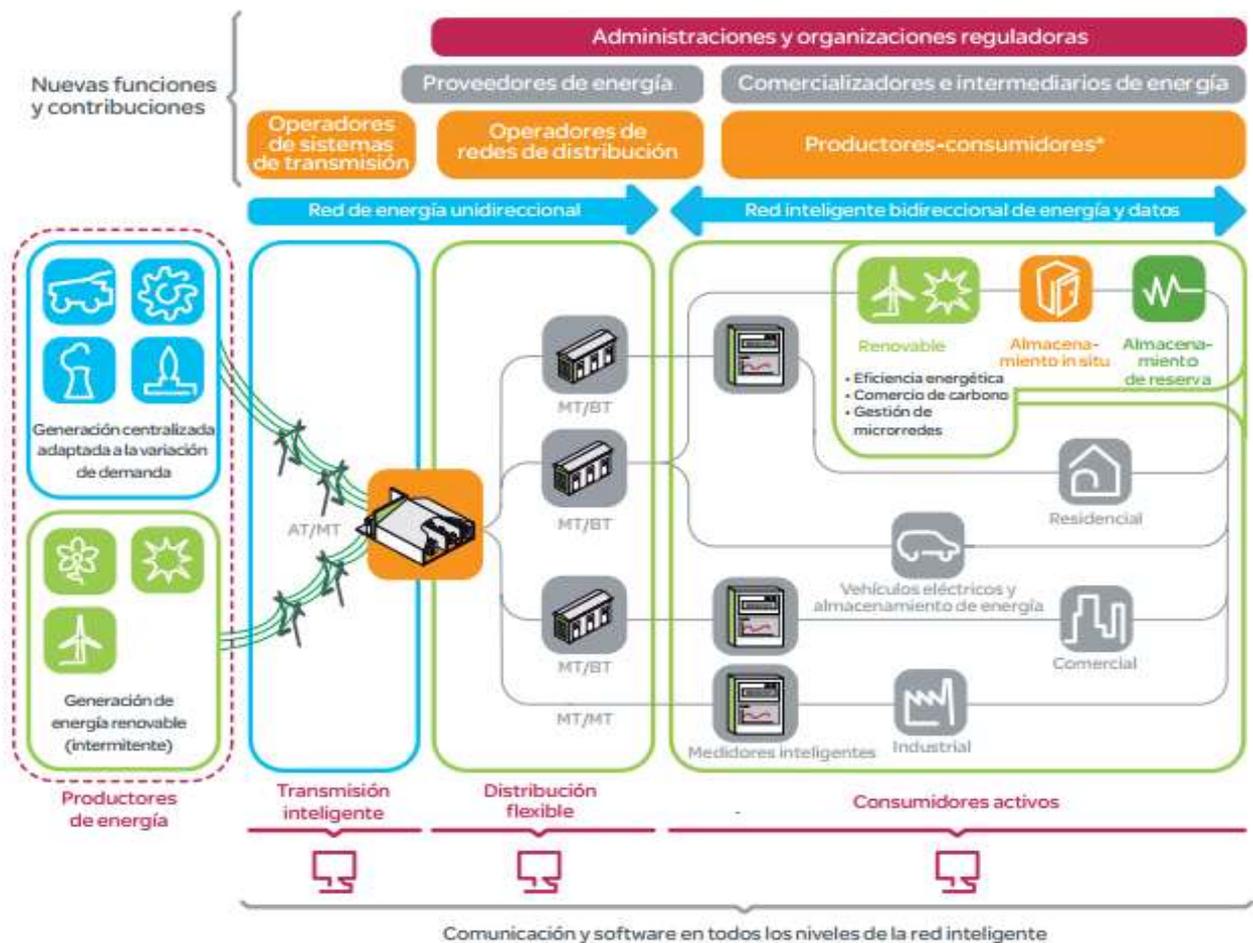
Los componentes primarios implementados mediante una serie de tecnologías cuyo horizonte es lograr una gestión inteligente de la red eléctrica, entre las cuales se puede mencionar:

- Sistemas de telecontrol y telesupervisión, de subestaciones, redes de alto y medio voltaje y la propia red de distribución de electricidad.
- Telecontrol y telesupervisión de centros de transformación.
- Telegestión de medidores.
- Redes de telecomunicación.

La Red Eléctrica Inteligente es una red que puede integrar las acciones de todos los usuarios conectados a ésta (generadores, consumidores y todo entre estos) con el

fin de entregar eficientemente servicios eléctricos sostenibles, económicos y seguros.

Desde luego, la Red Inteligente puede incluir no sólo el desarrollo tecnológico, de mercado y comercial, impactos ambientales, marco regulatorio, aplicaciones estandarizadas, tecnologías de información, y estrategias de migración, sino que también incluye políticas gubernamentales y requerimientos sociales, tal y como sucede en el ámbito europeo (European Technology Platform Smart Grid), llegando a constituir un ecosistema tal y como se muestra a continuación en la figura 4.



Fuente: Schneider Electric Company. 2016.

Figura 4. Ecosistema básico de una red eléctrica inteligente.

2.2- Modelo Conceptual, su motivación y principios de la Arquitectura de Referencia.

Antes de abordar el Modelo Conceptual, debemos tener presente que el sistema de energía eléctrica nacional, aún presenta un esquema clásico de generación, transmisión, distribución y consumo y por tanto su transformación en una red inteligente no será una labor sencilla, en tanto requiere la identificación de un modelo posible de alcanzar mediante un proceso evolutivo moderado en el tiempo.

Se tiene que migrar paulatinamente hacia un modelo en donde los agentes económicos cambien sus roles de forma dinámica e interactúen cooperativamente.

Veremos aquí, el modelo conceptual de la red inteligente, su motivación y los principios de la arquitectura de referencia.

2.2.1- Motivación para el modelo conceptual y la arquitectura de referencia.

La normalización de las redes inteligentes en el sector eléctrico no es un campo nuevo, pero no muy extendido en el mundo por las inversiones requeridas. Se basa en gran parte en el trabajo realizado por las empresas operadores de redes eléctricas a nivel nacional e internacional, particularmente en Europa y América del Norte y más recientemente por las entidades generadoras de políticas públicas e instituciones relacionadas con la normalización de redes y servicios asociados a la industria de redes.

En la última década el esfuerzo en el sector eléctrico se ha centrado en la identificación del conjunto de normas existentes relativas a redes y que son aplicables a las redes eléctricas inteligentes, teniendo su génesis en las nuevas redes de telecomunicaciones (NGN - Next Generation Networking), en proyectos pilotos de modernización de redes eléctricas y en labores de investigación como fundamento a la normalización. El esfuerzo se ha enfocado en lograr un modelo de referencia que permita la gestión integral de una red eléctrica avanzada, desde las unidades de generación de todo tipo (centralizadas y descentralizadas), hasta los consumidores, logrando una mayor capacidad operativa que permita:

- Proporcionar a los consumidores información y herramientas para responder a las condiciones de la red eléctrica, incluidos la tarifa y la confiabilidad, a través del uso de tecnologías y servicios confiables, incluidos los de valor agregado.
- Asegurar el uso eficiente de la red eléctrica, logrando una optimización de los activos actuales mientras se integran tecnologías emergentes como las vinculadas a las energías renovables y dispositivos de almacenamiento.
- Aumentar la confiabilidad y robustez de la red, principalmente en lo relacionado con la protección de la misma ante ataques cibernéticos y fenómenos naturales, promoviendo la detección temprana y la auto corrección de la red, lo que deviene en el aumento de la calidad del servicio.

El esfuerzo de los grupo de trabajo alrededor del desarrollo de la Arquitectura de Referencia, se basa actualmente en el uso significativo de material existente y documentado como el Modelo Conceptual del **National Institute of Standards and Technology (NIST)** de los Estados Unidos de América y el Consejo de Arquitectura para acelerar el progreso del sistema eléctrico inteligente interoperable (**GWAC 2008**), así como estándares de arquitectura tales como el **TOGAG (The Open Group Architecture Framework)**, que cuenta con un esquema o marco de trabajo que proporciona un enfoque para el diseño, planificación, implementación y gobierno de una arquitectura empresarial de información.

Según Lankhorst (2009) esta arquitectura está modelada, por lo general, en cuatro niveles o dimensiones: Negocios, Tecnología (TI), Datos y Aplicaciones y cuenta con un conjunto de arquitecturas base que buscan facilitarle al equipo de arquitectos cómo definir el estado actual y futuro de la arquitectura, así como el **Archimate** que nace como un lenguaje de modelado de arquitecturas empresariales, el cual según Lankhorst (2010), “tiene como objetivo proveer una representación uniforme de los diagramas que describen la arquitectura empresarial de un organización, permitiendo comprender las diferentes áreas o capas empresariales: estrategia, negocio, información, aplicaciones e infraestructura tecnológica, describiendo los diferentes dominios, relaciones, dependencias e incorporando el concepto de orientación a servicios”.

Entre otras iniciativas adelantadas en este ámbito se encuentran las actividades del Sector de Normalización de la Unión Internacional de Telecomunicaciones (UIT) en materia de redes domésticas de área local, en particular las Recomendaciones UIT-T G.9960 y G.9964, junto con los mecanismos de coexistencia especificados en la Recomendación UIT-T G.9972 y el proyecto sobre medidores inteligentes que ha tenido como resultado la emisión de las Recomendaciones UIT-T G.9955 y G.9956, el protocolo IEEE 1901, la Multimedia over Coax Alliance (MoCA) y la Universal Powerline Association. Estas se refieren a las comunicaciones en interior y exterior a través de líneas de baja y media tensión y de transformadores eléctricos de baja a media tensión y de media a baja tensión, tanto para comunicaciones en zona urbana como de larga distancia. Dichas recomendaciones se ocupan de las aplicaciones entre redes eléctricas y medidores e infraestructuras de medición avanzada, así como de otras aplicaciones de redes inteligentes tales como la carga de vehículos eléctricos, la domótica y las comunicaciones por redes de área doméstica.

En Estados Unidos y Europa es en donde las tecnologías asociadas a las redes eléctricas inteligentes están a la vanguardia y donde se realizan esfuerzos muy relevantes en materia de seguridad informática y protección de sistemas de control en infraestructuras críticas, como las Guide Lines for Smart Grid Cyber Security and Technology o el trabajo del TCIPG (Trustworthy Cyber Infraestructura for the Power Grid).

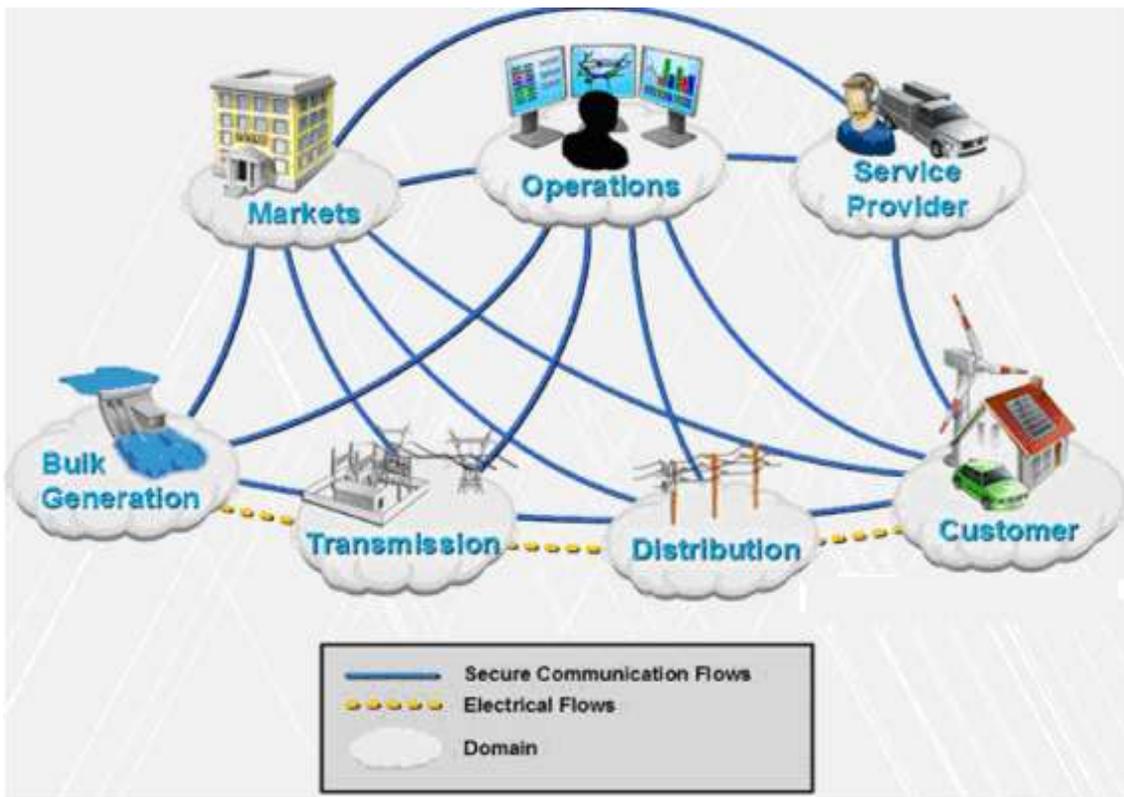
Todo este esfuerzo está siendo sistematizado por el National Institute of Standards and Technology en cumplimiento a la Energy Independence and Security Act (EISA) del año 2007, por lo que tomaremos como punto de partida en este trabajo monográfico el modelo de referencia NIST, en tanto paralelamente al desarrollo de tecnologías asociadas a la gestión, control y operación de redes, ya se han creado y emitido por el NIST, estándares de seguridad cibernética para las redes eléctricas inteligentes, que por su importancia detallaremos más adelante en la sección correspondiente a normas, estándares y protocolos.

Así mismo, las características distintivas de la RI citadas en la Ley de independencia energética y seguridad de 2007 de los Estados Unidos de América, son similares a las contenidas en el Mandado M/490 de la Unión Europea por lo que es importante citarlas a continuación:

1. Optimización dinámica de las operaciones y recursos de la red con plena seguridad cibernética.
2. Despliegue e integración de recursos distribuidos y generación de Recursos renovables.
3. Integración de dispositivos "inteligentes" y dispositivos de consumo.
4. Provisión a los consumidores de información oportuna y opciones de control.
5. Aumento del uso de tecnología digital de información y control para mejorar la fiabilidad, seguridad y eficiencia de la red eléctrica.
6. Desarrollo e incorporación de la respuesta a la demanda, recursos de la demanda, y recursos de eficiencia energética.

2.2.2- Modelo Conceptual y arquitectura de referencia.

El Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST) de los Estados Unidos de América ha introducido el Modelo Conceptual del proyecto de Red Inteligente que se muestra en la figura 5. El Modelo Conceptual, proporciona un marco referencial para este tipo de redes, en el que define siete Dominios de alto nivel (Generación masiva, Transmisión, Distribución, Clientes/Consumidores, Operaciones, Mercados y Proveedores de Servicios), mostrando todos los flujos e interrelaciones posibles de información y flujo de energía entre los dominios. Cada dominio individual está compuesto por importantes elementos de red inteligentes (actores y aplicaciones) que están conectados entre sí físicamente e intercambian información a través de equipamiento telemático asociado.



Fuente: NIST Smart Grid Framework 1.0 Sept 2009.

Figura 5. Los siete dominios de red inteligente en el modelo conceptual del NIST.

El Modelo Conceptual del NIST ayuda a las partes y/o agentes económicos interesados en comprender los bloques constructivos de una red inteligente de extremo a extremo, desde la generación hasta la gestión del consumo, explorando en todo momento la interrelación entre estos segmentos y los demás elementos de la Red Inteligente. Este modelo es descriptivo y pretende ser de alto nivel. El Modelo Conceptual del NIST, dado sus principios básicos puede servir como una herramienta para identificar actores y posibles vías de comunicación en la Red Inteligente y constituye un modelo idóneo para seguir en la evolución de la actual red eléctrica de Nicaragua en tanto:

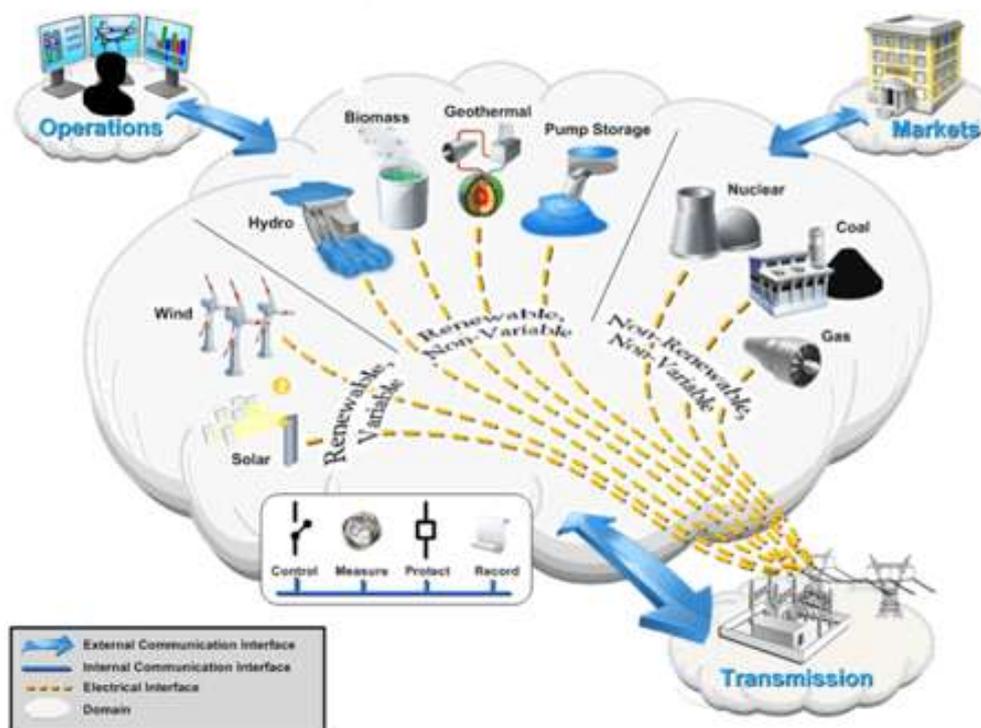
- Los sistemas y redes eléctricas se están volviendo más complejos y requieren un tratamiento por segmentos y capas que el modelo NIST establece de forma muy clara, teniendo la gran ventaja que ya existen implementaciones muy exitosas.
- Escalas de despliegue y altas prestaciones del equipo de red:
 - De miles a millones de unidades de equipo de campo.
 - Medios físicos diversos.
 - Equipo suministrado por múltiples proveedores.
 - Control y gestión más sofisticados.

- Necesidad de administrar y documentar sistemas:
 - Requisitos y diseños iniciales
 - Gestión del ciclo de vida
- Los estándares contemplados en el modelo NIST impulsan la necesidad de un buen manejo de interfaces e integración de equipos.

En síntesis el modelo NIST proporciona un marco de trabajo para discutir las características, usos, comportamiento, interfaces, requisitos y estándares que puedan ser asociados o incorporados en las redes eléctricas inteligentes a medida que evolucionan hacia una mayor complejidad y prestaciones.

2.2.2.1- Dominio de la Generación masiva (Bulk Generation).

Las aplicaciones en el dominio Generación masiva (figura 6) son típicamente el primer proceso en la entrega de electricidad a los clientes/consumidores. La generación de electricidad es el proceso de creación de electricidad a partir de otras formas de energía, que pueden variar desde la combustión química hasta la fisión nuclear, las fuentes hídricas, el viento, la radiación solar y el calor geotérmico.



Fuente: NIST Smart Grid Framework 1.0 Sept 2009.

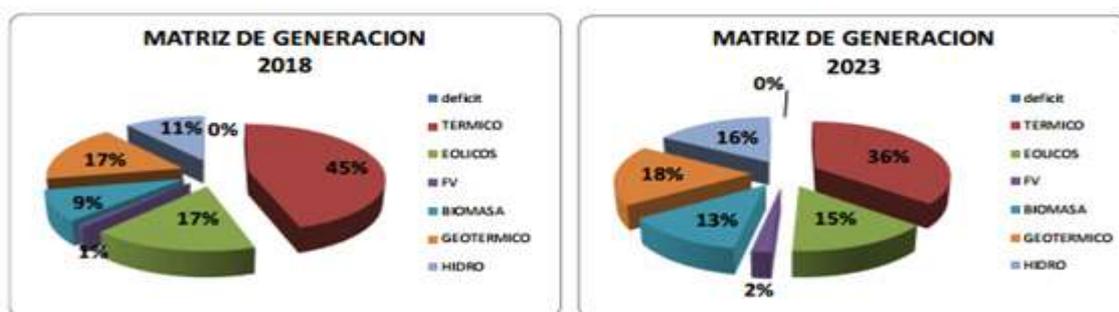
Figura 6. Dominio Generación masiva.

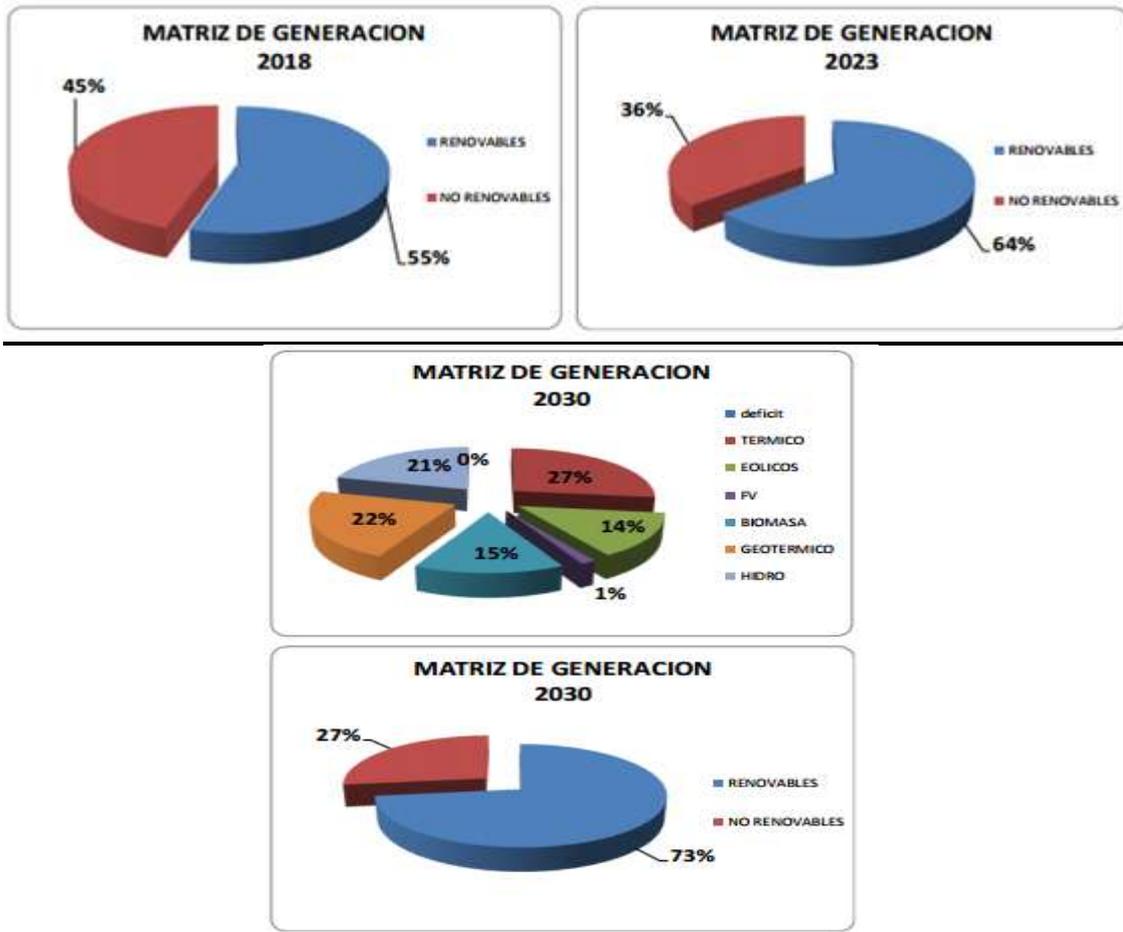
El dominio Generación masiva está conectado eléctricamente a los dominios Operaciones, Mercados y Transmisión. Algunos beneficios para el dominio Generación masiva del despliegue de la red inteligente son la capacidad de reorientar automáticamente el flujo de energía de otras partes de la cuadrícula cuando los generadores fallan, esto se logra mediante los controles automáticos de generación coordinados por los Despachos Económicos y Técnicos de Carga. En Nicaragua el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Los agentes económicos en el dominio Generación masiva pueden incluir generadores de electricidad "instantánea" por ejemplo los generadores eólicos , así como dispositivos de almacenamiento que pueden "almacenar energía" para su posterior conversión y distribución. Un ejemplo de ellos lo constituyen los embalses de aguas y el control de sus niveles sobre el nivel del mar.

En otro aspecto sustantivo de la red inteligente, la Generación Inteligente de energía eléctrica incluirá el uso creciente de la electrónica de potencia para controlar los armónicos, el recorrido de fallas y la generación fluctuante proveniente de las unidades de Energías Renovables, así como proporcionará una mayor flexibilidad para el despacho técnico y económico de energía eléctrica proveniente de ese tipo de fuentes de generación.

Si bien en el Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2016-2030 se contempla la continuidad en la transformación de la matriz energética del país, en el mismo no contempla el criterio de generación inteligente mediante la incorporación de los sistemas de control automático de generación. Esto desde luego constituye una debilidad en el dominio de generación y desde luego una barrera, ya que no se contempla como parte de una política sectorial la incorporación de tales sistemas y dispositivos asociados. A continuación se muestra en la figura 7 la evolución prevista de la matriz energética cuya operación eficiente se vería muy beneficiada si se contemplase los criterios de despacho de carga y generación inteligente.





Fuente: Plan de expansión de la generación eléctrica 2016-2030. Informe ejecutivo. MEM-ENATREL. Octubre 2016.

Figura 7. Evolución prevista de la matriz de generación de Energía (2018-2030).

La introducción de nuevos proyectos de generación basados en energías renovables en el periodo 2016 – 2030, permitirá modificar la matriz de generación, reduciendo la generación de energía térmica basada en combustibles fósiles, del 45% en el año 2018, a un 36% en el año 2023 y a un 27% en el año 2030, como se muestra en el gráfico anterior. Desde luego esta evolución introduce en el SIN mayor cantidad de generación no despachable (Eólico, Hidro a filo de agua, Biomasa y Geotérmico), lo que desde luego hace necesario que la capacidad de energía renovable no despachable que se instale no sobrepase la demanda mínima del sistema para que no existen excedentes de energía en las horas de la madrugada, de modo que no se afecte la operatividad del sistema.

2.2.2.2- Dominio de la Transmisión.

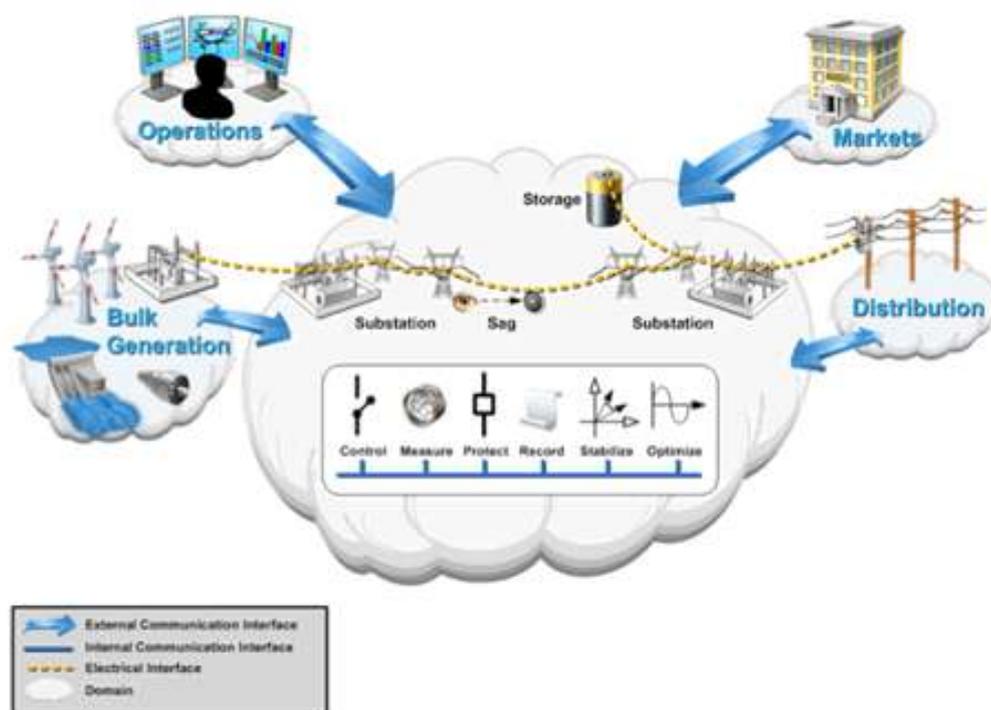
La transmisión es la transferencia masiva de energía eléctrica de las unidades de generación a la distribución a través de múltiples subestaciones. El dominio de transmisión (figura 8) está conectado eléctricamente a los dominios de Generación y Distribución, y desde luego en comunicación con los dominios Operaciones y Mercados.

Una red de transmisión suele ser operada por un Operador de Transmisión Nacional o Regional o un Operador Independiente del Sistema cuya responsabilidad principal es mantener la estabilidad en la red eléctrica equilibrando la generación (suministro) con carga (demanda) a través de la red de transmisión.

El dominio de transmisión puede contener recursos de energía distribuidos, tales como unidades de generación eléctrica denominadas de base o de generación de picos para cubrir momento de demanda puntual. La energía y los servicios auxiliares (capacidad que puede ser despachada cuando es necesario) se obtienen a través del dominio de Mercados y se programan y operan desde el dominio Operaciones. A continuación, se entregan a través del dominio de transmisión al sistema de distribución brindados bajo el esquema de servicio público y, finalmente, a los clientes.

Los agentes económicos y actores en el dominio de transmisión pueden incluir unidades terminales remotas, medidores de subestación, relés de protección, monitores de calidad de potencia, unidades de medida del fasor, monitores de desviación, registradores de fallas y interfaces de usuario de subestación, entre otros dispositivos.

En Nicaragua la principal barrera en este dominio es de carácter económico, en tanto no existe gran disponibilidad de fondos para lograr una masificación en el uso de los elementos antes mencionados.



Fuente: NIST Smart Grid Framework 1.0 Sept 2009.

Figura 8. Dominio de Transmisión.

2.2.2.3- Dominio de la Distribución.

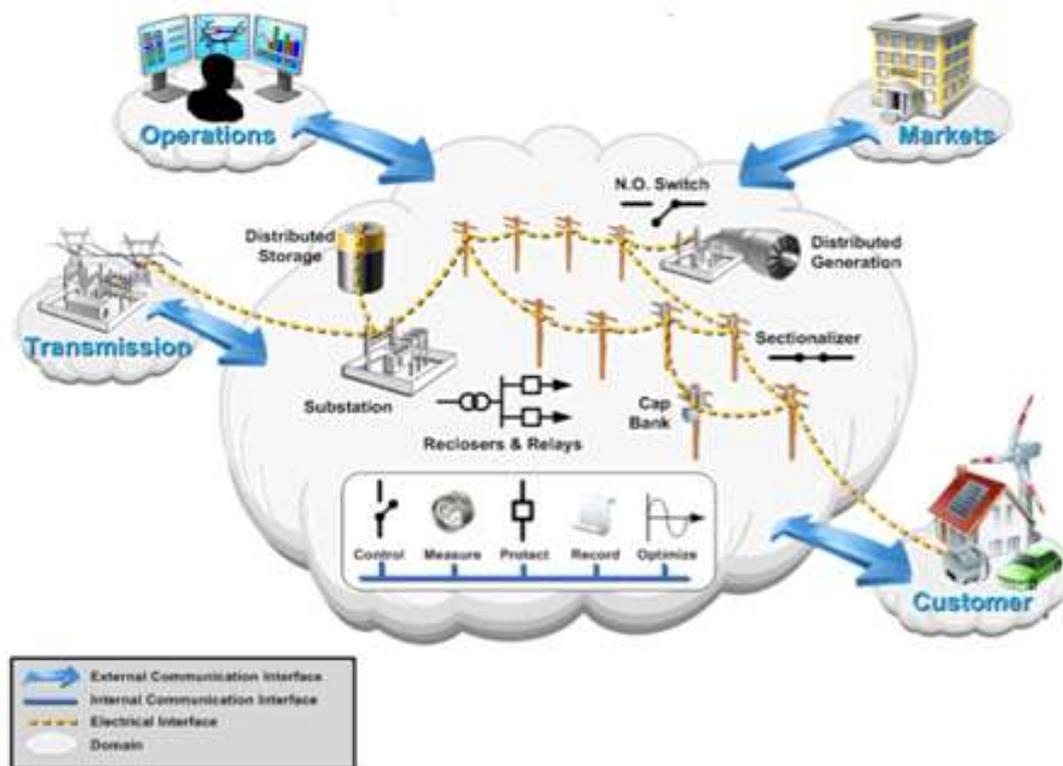
El Dominio de Distribución (figura 9) está conectado eléctricamente entre el dominio de transmisión y el dominio de cliente en los puntos de medición para consumo. El dominio de distribución también se comunica con los dominios Operaciones y Mercados.

Históricamente las redes de distribución tienen poca instrumentación instalada, y hubo muy pocas comunicaciones dentro de este dominio y precisamente es lo que tratamos de cambiar en el marco de un mundo interconectado y gestionado de forma dinámica. Muchas interfaces de comunicaciones dentro de este dominio eran jerárquicas y unidireccionales, la tendencia hoy día es de llegar a esquemas muy similares a las nuevas redes de telecomunicaciones (NGN) por su potencia de monitoreo, control y gestión.

Con el avance del almacenamiento distribuido, la generación distribuida, la respuesta a la demanda y el control de carga, existe la capacidad del dominio del cliente para mejorar la confiabilidad del dominio de distribución. Hoy día, en los países cuyas economías lo permiten, las redes de distribución se están construyendo con mucha interconexión, generalizados dispositivos de supervisión y control y recursos energéticos distribuidos capaces de almacenar y generar energía.

Tales redes de distribución pueden ser capaces de fraccionarse en "micro-redes" autosuficientes cuando ocurre un problema y los clientes ni siquiera pueden ser conscientes de ello, mejorando sensiblemente la calidad en la prestación de los servicios. Los dispositivos en el dominio de distribución pueden incluir bancos de condensadores, seccionadores, reconectores, relés de protección, dispositivos de almacenamiento y generadores distribuidos, entre otros.

Resaltamos nuevamente que la principal barrera en Nicaragua para implementar este tipo de despliegues lo constituye el factor económico, en tanto el sector no cuenta con fondos suficientes para este tipo de emprendimientos, debido a la obsolescencia de la red de distribución dadas sus actuales características, prestaciones y su topología de implementación que se caracteriza por circuitos de distribución de excesiva longitud, lo que afecta la calidad del servicio y desde luego la creciente demanda de nuevos servicios con modelos de negocios muy particulares.



Fuente: NIST Smart Grid Framework 1.0 Sept 2009.

Figura 9. Dominio de distribución.

2.2.2.4- Dominio del Cliente / Consumidor.

El dominio del **cliente/consumidor** (Figura 10) está conectado eléctricamente al dominio de distribución. Se comunica con los dominios Distribución, Operaciones, Mercados y Proveedor de servicios.

Los dispositivos en el dominio del cliente/consumidor, típicamente permiten a los mismos, administrar su uso y generación de energía. Estos dispositivos también proporcionan control y flujo de información entre el Cliente y los otros dominios. Los límites del dominio del Cliente/consumidor se consideran típicamente el equipo de medición de servicios públicos y / o una pasarela de comunicación adicional a la empresa de servicios públicos en las instalaciones.

Hay tres tipos de clientes dentro del dominio del cliente:

- industrial,
- comercial y
- domiciliar.

Los límites de estos diferentes tipos de clientes de acuerdo a práctica internacional se fijan típicamente en menos de 20kW de la demanda para el hogar, 20-200kW

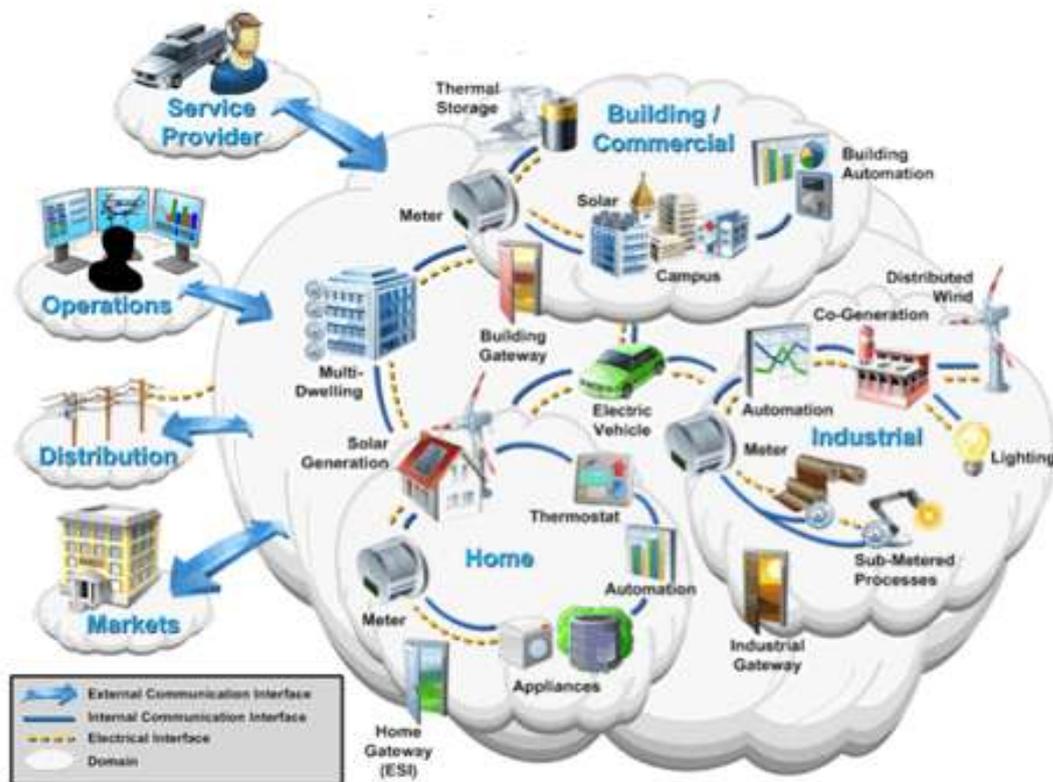
para el comercial/edificio, y sobre 200kW para el industrial. En Nicaragua existe un Pliego Tarifario emitido por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE) que establece bajo políticas públicas nacionales, los límites de consumo para las diferentes categorías establecidas en la Normativa del Servicio Eléctrico y la Normativa de Tarifas del Sector Eléctrico.

Es importante resaltar que hay actores en este dominio, tales como el vehículo eléctrico que es un ejemplo de un actor que interactúa con la red en las diferentes categorías o tipos de clientes establecidos. Las tres categorías o tipos (industrial, comercial y residencial) cuentan con sus equipos de medición y ya algunos de ellos cuentan con pasarela de comunicación de forma tal que se implementa la telemedida.

Vemos que aquí hay un segmento sumamente importante de actuación en la modernización de la red de distribución en tanto los modelos y arquitecturas de referencias actuales permiten la telemedida y la telegestión por parte de las empresas de servicios y la administración eficiente de la curva de consumo de parte de los clientes/consumidores.

La pasarela de comunicación permite aplicaciones como control de carga remota, monitoreo y control de generación distribuida, visualización en el domicilio del uso del cliente, lectura de contadores no energéticos e integración con sistemas de administración de edificios. También puede proporcionar auditoría / registro para fines de seguridad.

En Nicaragua la topología y el grado de obsolescencia de la red de distribución constituyen una barrera muy importante para la implementación sostenible de la parte de mercado/comercial de este dominio. El porcentaje cercano al 20% de pérdidas no técnicas es sustancialmente alto en la red nicaragüense.



Fuente: NIST Smart Grid Framework 1.0 Sept 2009.

Figura 10. Dominio del Cliente/Consumidor.

En este dominio es necesario resaltar lo siguiente:

- El consumo inteligente permite dar respuesta a la demanda y se encuentra en la interfaz entre la gestión de la distribución y la automatización de edificios y centros de consumo de electricidad.
- En este dominio se contemplan las soluciones para el control y gestión de la generación local y distribuida de energía eléctrica. Actualmente, la generación local y distribuida no es un componente importante en la red nacional, pero está propuesto como un elemento sustantivo a ser implementado y controlado como parte de una red inteligente.
- En este dominio se contemplan las soluciones de control y gestión de los denominados hogares inteligentes, que son casas que están equipadas con un sistema de domótica que automatiza la gestión interna de las casas y mejora la calidad vida de sus ocupantes.
- El sistema de domótica interconecta una gran variedad de dispositivos de uso común en los hogares y permite su interrelación y control. Adicionalmente por medio del internet de las cosas (Iot) empiezan a interrelacionarse con otros dispositivos en otros espacios logrando una

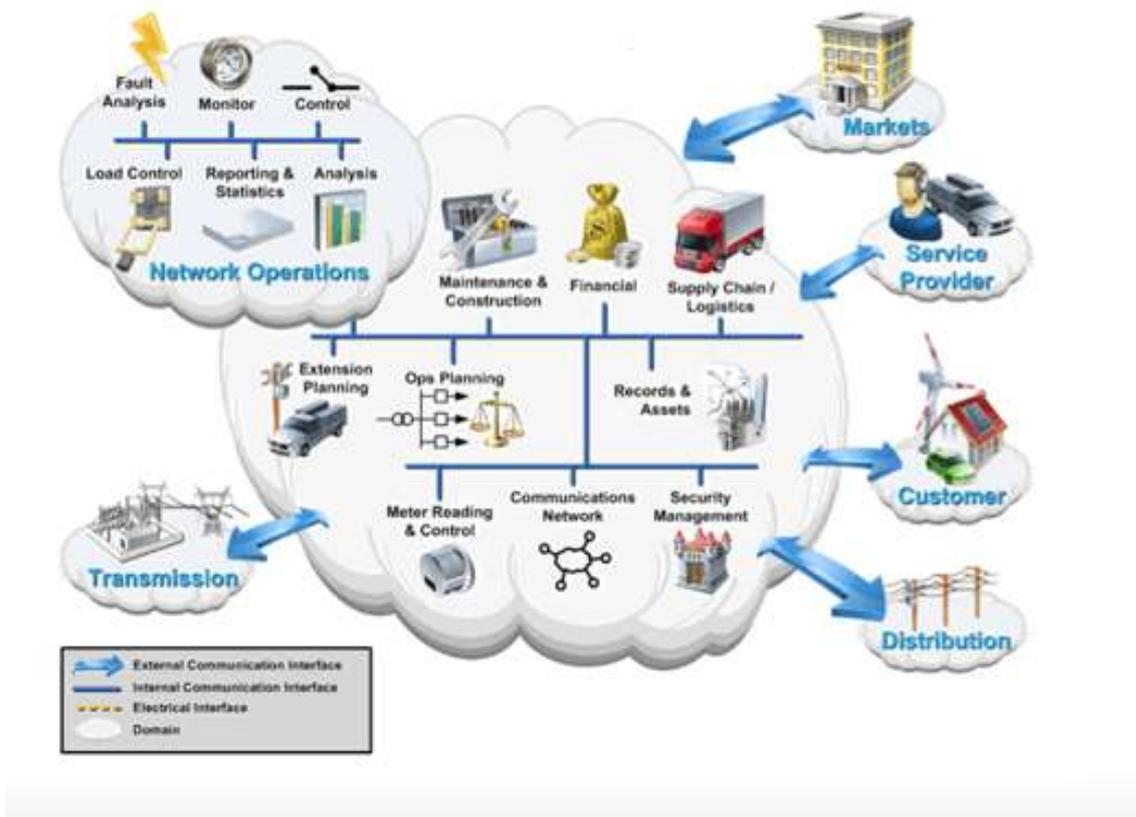
mayor eficiencia en la administración de los hogares y desde luego en el uso y consumo eficiente de la energía eléctrica.

- Así mismo se contemplan los sistemas de automatización y control de edificios (BACS - Building automation and control systems). BACS incluye la tecnología de instrumentación, control y gestión para todas las estructuras de edificios, plantas, instalaciones al aire libre y otras instalaciones con automatización. BACS consiste en todos los elementos y servicios requeridos para Control Automático incluyendo funciones lógicas, controles, monitoreo, optimización, operación, intervención y gestión dinámica e incluso contemplan en caso necesario el control manual, para alcanzar la eficiencia energética, económica y fiable en los edificios inteligentes y que han alcanzado la certificación LEEDS (acrónimo de Leadership in Energy & Environmental Design).

2.2.2.5- Dominio de las Operaciones asociadas al sistema de energía.

Los actores en el dominio Operaciones (Figura 11) realizan las funciones de gestión continua necesarias para el buen funcionamiento del sistema de energía. Si bien la mayoría de estas funciones suelen ser responsabilidad de una empresa regulada, muchos de ellos pueden ser subcontratados a proveedores de servicios y algunos pueden evolucionar con el tiempo. Por ejemplo, es común que algunas funciones de servicio al cliente formen parte del dominio Proveedor de servicios o dominios de Mercados.

Las aplicaciones típicas realizadas dentro del dominio Operaciones pueden incluir: operación de red, supervisión de operación de red, control de red, administración de fallas, análisis de retroalimentación de operación, estadísticas y reportes operacionales, cálculo de redes en tiempo real y capacitación de despachadores. Hay dos aspectos que afectan en Nicaragua el desarrollo de este dominio, el primero la falta de empresas proveedoras de servicios con la debida especialización y la falta de legislación que regule la obligaciones derivadas de la prestación de servicios tercerizados.



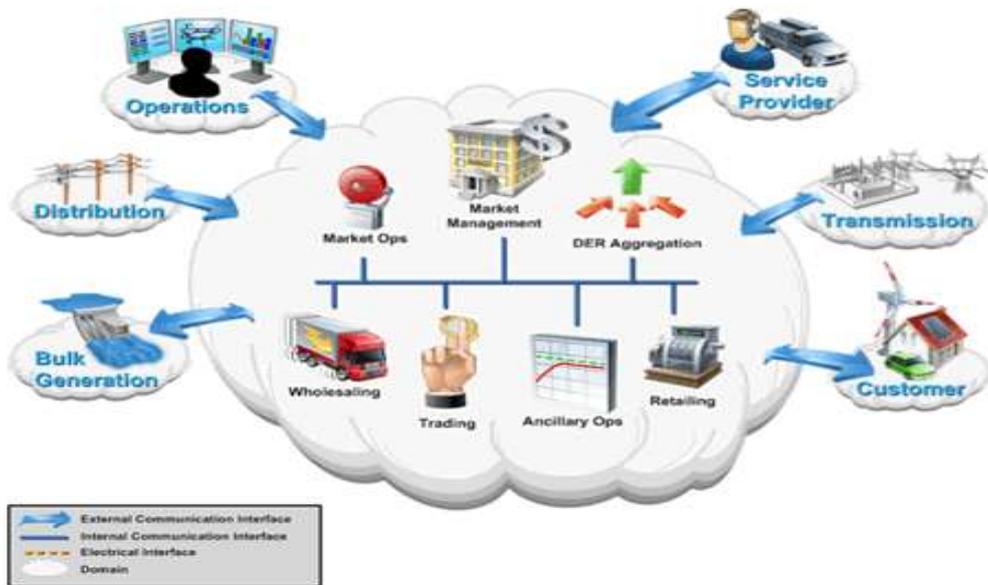
Fuente: NIST Smart Grid Framework 1.0 Sept 2009.

Figura 11. Dominio de las Operaciones asociadas al sistema de energía.

2.2.2.6- Dominio de los Mercados.

Los actores en el dominio de Mercados (Figura 12) típicamente estructuran precios y equilibran la oferta y la demanda dentro del sistema eléctrico. Los límites del dominio de Mercados se consideran típicamente en el borde del dominio de Operaciones donde ocurre el control y en los dominios que contienen activos físicos (por ejemplo, generación, transmisión, etc.).

Las interfaces entre el dominio de Mercados y aquellos dominios que contienen generación son los más críticos porque la adecuación de la producción con el consumo depende de los mercados. Además del dominio de Generación la generación de electricidad también tiene lugar en los dominios de Transmisión, Distribución y Cliente/consumidor y se conoce como recursos de energía distribuidos (DER). Es necesario resaltar que en Nicaragua aún no se contempla regulatoriamente la posibilidad de la generación distribuida y la actual experiencia nacional en el despacho de carga no es la adecuada para este tipo de escenario.

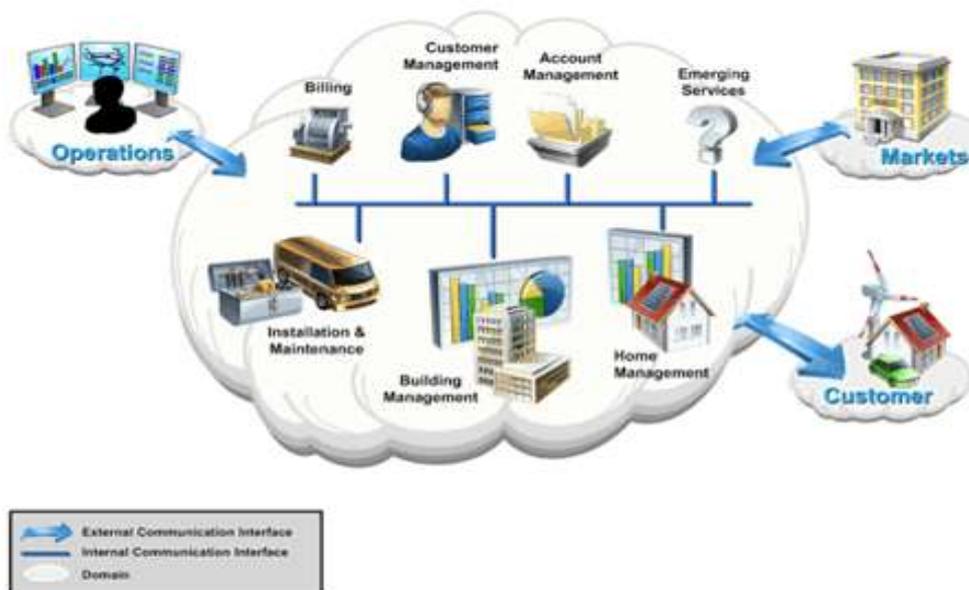


Fuente: NIST Smart Grid Framework 1.0 Sept 2009.

Figura 12. Dominio de los mercados.

2.2.2.7- Dominio de los Proveedores de servicio.

Los actores en el dominio Proveedor de servicios (Figura 13) incluyen las organizaciones que proporcionan servicios a clientes eléctricos y servicios públicos. Es decir, los actores en este dominio normalmente realizan una variedad de funciones que soportan los procesos de negocio de los productores, distribuidores y clientes del sistema eléctrico.



Fuente: NIST Smart Grid Framework 1.0 Sept 2009.

Figura 13. Dominio de los proveedores de servicio.

Estos procesos de negocio abarcan desde servicios básicos tradicionales como facturación y gestión de cuentas de clientes, hasta servicios mejorados de atención al cliente, tales como generación de emergencia y gestión de energía doméstica. Se espera que los proveedores de servicios creen servicios (y productos) nuevos e innovadores en respuesta a las necesidades y requerimientos del mercado a medida que evoluciona la red inteligente.

Los servicios emergentes representan un área de importante crecimiento económico. Los servicios pueden ser realizados por el proveedor de servicio eléctrico, por un tercero en su nombre, o en apoyo de nuevos servicios fuera de los actuales modelos de negocio. No obstante existe una muy limitada experiencia y especialización de este tipo de proveedores de servicios y como ya se ha mencionado una barrera muy importante es la falta de legislación que regule las obligaciones derivadas de prestación de servicios tercerizados.

Los límites del dominio Proveedor de servicios se consideran típicamente como la red de transmisión y distribución de energía controlada por el dominio Operaciones. Los servicios prestados no deben comprometer la seguridad, fiabilidad, estabilidad, integridad y seguridad de la red eléctrica.

El dominio del proveedor de servicios suele conectarse eléctricamente en el dominio del cliente. Se comunica con los dominios de Mercados, Operaciones y Clientes. De estos, las interfaces con el dominio de operaciones son fundamentales para el control del sistema y el conocimiento del estado de la red, pero las interfaces con los mercados y los dominios del cliente son fundamentales para permitir el crecimiento económico a través del desarrollo de servicios "inteligentes". El dominio del proveedor de servicios puede, por ejemplo, proporcionar la conexión "front-end" entre el cliente y los mercados y de hecho en el futuro constituye una importante fuente de negocios por la posibilidad de brindar servicios de soporte e información.

Hemos visto que es esencial para lograr la coherencia y la integración de la innovación de manera gradual, el incorporar una serie de elementos considerados esenciales en cada uno de los dominios presentados anteriormente. Sin embargo es fundamental el establecer un modelo general de alto nivel y un esquema universal que permita caracterizar una red inteligente, lo que veremos a continuación:

- Un modelo general de alto nivel que describe los principales actores de la Red Inteligente y sus principales interacciones. Esto es mostrado de forma clara por el Modelo Conceptual del NIST y un buen punto sería el comparar con los modelos conceptuales de las redes de telecomunicaciones de próxima generación y un poco más general, con el modelo de red y arquitectura resultante de la implementación del Internet de las cosas (IoT). Es evidente que tenemos una gran ventaja al utilizar modelos ya muy probados y que han resultado exitosos en sus campos de acción.
- La importancia de contar con un conjunto de esquemas de presentación universal que permite la caracterización de la Red Inteligente en dominios que mediante un adecuado detalle nos permiten conocer las necesidades y requisitos de interoperabilidad y de gestión del sistema en general.

Esto es captado en la Arquitectura de Referencia que debe ser vista como la agregación de varias arquitecturas en un marco común, tal y como se muestra en las figuras explicativas de los diferentes dominios de la red.

De hecho la motivación para la creación y utilización de arquitecturas de referencia es tener un fundamento para el desarrollo de futuros sistemas y componentes, ofreciendo la posibilidad de identificar brechas en una serie de productos o incluso para tener la posibilidad de estructurar mejor un determinado dominio de la red inteligente y la interconexión e interoperabilidad con otros dominios del modelo conceptual. El contar con este tipo de modelo nos permite el documentar nuestros procesos de decisiones y operaciones vinculados a los dominios que se superponen e interactuar en el modelo de referencia.

Una importante motivación adicional para los grupos de trabajo, es asegurar que la Arquitectura de Referencia ayude, proporcionando una metodología apropiada para identificar donde hay puntos débiles o brechas en los diferentes dominios, y finalmente señalar que una motivación esencial para desarrollar la arquitectura de referencia, es la de utilizar todo el trabajo y desarrollo existente como sea posible, para no empezar de cero los modelos conceptuales de red inteligente en el ámbito eléctrico, en tanto este escenario se vuelve luego uno entre muchos que se presentan al articular el internet de la cosas (IoT).

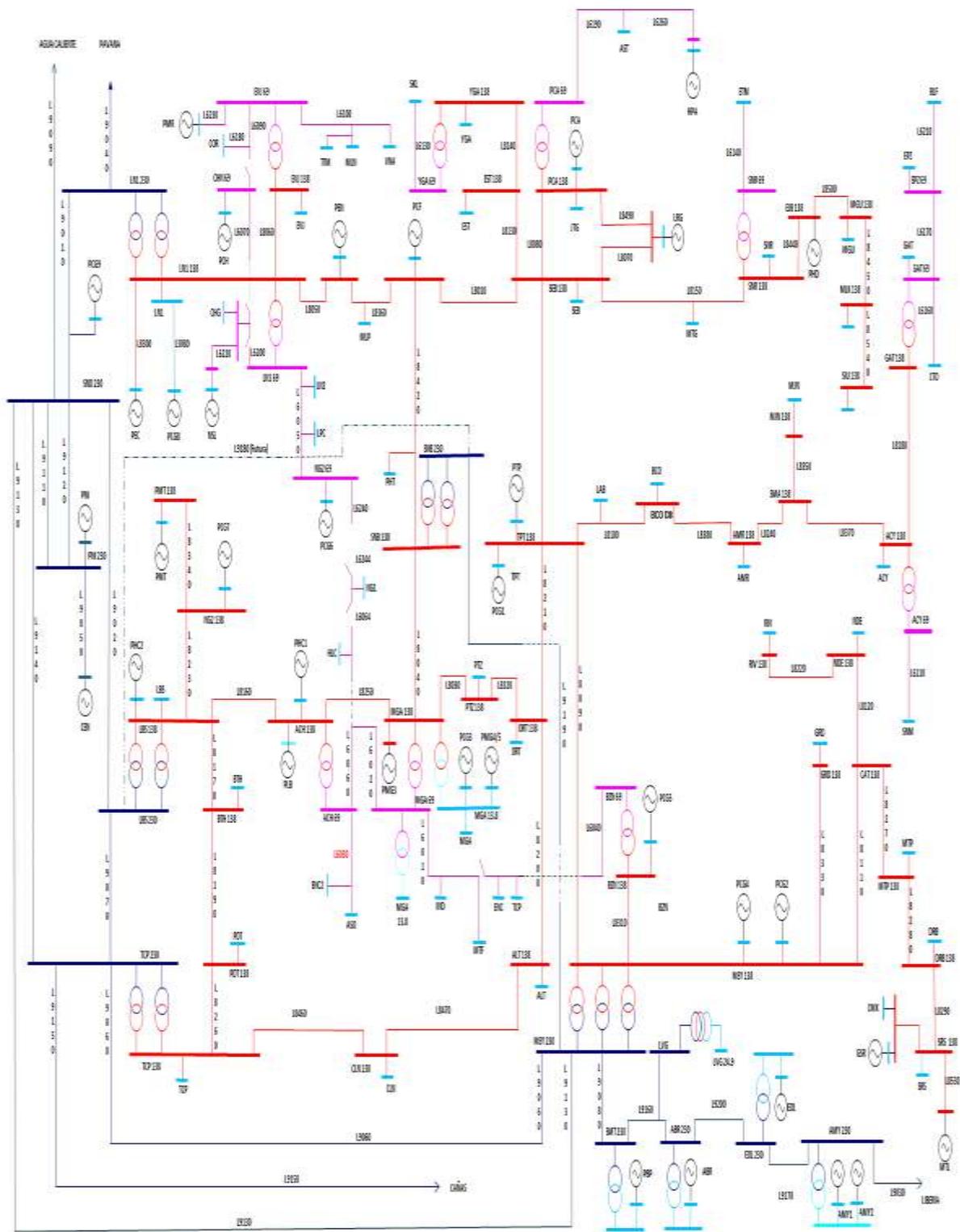
2.2.3- Enfoques y requerimientos para la arquitectura de referencia.

La Ley de Industria Eléctrica (Ley No. 272) define como Sistema Interconectado Nacional (SIN) el conjunto de centrales de generación eléctrica y sistemas de distribución que se encuentran interconectados por el Sistema Nacional de Transmisión (SNT).

La red eléctrica de Nicaragua y en particular el Sistema Interconectado Nacional (SIN Figura 14) se basa en el modelo tradicional, en donde existen diferentes agentes económicos vinculados a la generación con diversos tipos de fuente de energía, el segmento de transmisión, actualmente de propiedad estatal, el segmento de distribución y un segmento de clientes/consumidores sin mayor desarrollo que le vincule a necesidades muy particulares de calidad de servicios o servicios especiales, más allá del simple suministro de energía eléctrica en sus tradicionales niveles de voltaje y configuraciones.

El enfoque operativo del SIN ha evolucionado de un mero despacho técnico a un despacho económico y técnico que busca la operación eficiente en ambos aspectos. La programación y operación integrada del SIN esta a cargo del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), cumpliendo con los criterios de seguridad, confiabilidad y calidad en el suministro a la demanda, de la que se derivan requerimientos para viabilizar los aspectos antes mencionados.

Esta nueva visión se deriva de la creación de un mercado eléctrico mayorista a nivel nacional y un mercado de ocasión que se transa en la región centroamericana a través del Sistema de Interconexión Eléctrica de Centroamérica y Panamá. (SIEPAC).



Fuente. ENATREL. CNDC. 2016.

Figura 14. Sistema Interconectado Nacional.

Visto desde la óptica del modelo de referencia NIST, la red eléctrica de Nicaragua opera con el mínimo necesario de interrelación entre los diferentes dominios para comportarse como un todo coherente, sin embargo la realidad de evolución hacia una red inteligente implica la centralización en algunas funciones de los diferentes dominios y la descentralización en otros, estando todos los elementos que le conforman, jerárquicamente organizados, interrelacionados e interconectados. Por tanto el modelo que apliquemos en Nicaragua debe soportar escenarios tanto de centralización como de descentralización y esto precisamente es posibilitado por el modelo NIST que se caracteriza por ser un modelo de capas, que constituyen una colección de funciones conceptualmente similares que proporcionan servicios a la capa anterior y reciben servicios de la capa de abajo.

En consecuencia, los requerimientos tanto para la aplicación del concepto distribuido como el centralizado, exige que el modelo permita diferentes niveles en ambos aspectos entre los dos extremos: Sistemas de Energía totalmente centralizados y los Sistemas de Energía completamente descentralizados.

Por tanto, la arquitectura de referencia debe estar en consonancia con los siguientes aspectos y debe apoyar el trabajo de la estandarización de Redes Inteligentes de forma permanente, logrando:

- Ser capaz de representar la situación actual de la red nacional.
- Ser capaz de mapear conceptos futuros (migración y análisis de brechas en los diferentes dominios).
- Un entendimiento común de las partes y/o agentes económicos interesados.
- Cumplir con la demanda de coordinación sistemática de la estandarización de redes inteligentes y sus modelos arquitectónicos.
- Proporcionar una perspectiva de nivel superior que abarque toda la red inteligente, sus elementos constitutivos, así como el modelo de ciclo de vida, normas y métodos de la arquitectura de referencia o la de cada dominio en particular.
- Tener en cuenta las actividades de normalización, nacional y regional.
- Ser capaz de reflejar proyectos piloto nacionales y de investigación nacional e internacional.

Más específicamente, la Arquitectura de Referencia debe ser capaz de:

- Ser consistente con los requerimientos establecidos para el modelo conceptual especificado en el Mandato / 490 en tanto al día de hoy es el más detallado y versátil de cara a la integración futura con otras redes propias de las ciudades inteligentes. Un aspecto importante es que el Mandato / 490, establece que en el marco del proceso de normalización de las redes inteligentes en Europa, se espera que el CEN, CENELEC y ETSI faciliten al menos lo siguiente:

-Una arquitectura de referencia,

- Un conjunto consistente de normas,
 - Un proceso y un conjunto de herramientas colaborativas para una normalización continuada y sostenible
- Cumplir con la necesidad de un esquema de presentación universal que permita prospectiva específica de las partes o agentes económicos interesados en una visión común.
 - Ser capaz de representar las opiniones de las diferentes partes o agentes económicos interesados para poder proporcionar los siguientes puntos de vista de una manera abstracta:
 - de la empresa,
 - de la información,
 - computacional,
 - de ingeniería,
 - tecnológico,
 - arquitectura de aplicaciones,
 - arquitectura de datos,
 - arquitectura tecnológica.
 - Ser coherente con categorías y experiencias de interoperabilidad.
 - Proporcionar una vista abstracta de estructuras específicas tales como los dominios, zonas y capas del modelo de arquitectura de referencia.

El modelo NIST cumple con los requerimientos europeo y norteamericano.

2.2.4- Ventajas y Desventajas de las redes inteligentes.

En el mundo actual, hay una necesidad urgente de acelerar el desarrollo de tecnologías energéticas bajas en carbono, con el fin de abordar los desafíos globales de seguridad energética, cambio climático y el crecimiento económico.

En los aspectos antes mencionados, las redes inteligentes son especialmente importantes, ya que permiten la actuación de tecnologías de bajo consumo de carbono, incluyendo los vehículos eléctricos, las fuentes variables de energía renovables y a la respuesta de la demanda.

Ya hemos visto que una red eléctrica inteligente utiliza tecnologías digitales avanzadas, para controlar y gestionar el transporte y la distribución de electricidad de todas las fuentes de generación, para satisfacer las diferentes demandas de electricidad de los usuarios finales. Las redes inteligentes logran lo anterior mediante la coordinación de las necesidades y capacidades de todos los generadores, operadores de red, los usuarios finales y los agentes económicos del mercado eléctrico, para operar todas las partes del sistema, de la manera más eficiente posible, reduciendo al mínimo los costos e impactos ambientales, aumentando al máximo la seguridad y estabilidad del sistema.

A estos efectos, las redes eléctricas inteligentes incluyen las redes de electricidad (transporte y distribución) y las interfaces con generación, almacenamiento, y los usuarios finales. Las redes inteligentes incluyen un conjunto de tecnologías que se desplegarán a ritmos diferentes, con una gran variedad de opciones alrededor del mundo, según el atractivo comercial local, compatibilidad con las actuales tecnologías, desarrollos regulatorios y marcos de inversión. Desde luego en todo este despliegue y explotación de tecnologías se presentan ventajas y desventajas a como veremos a continuación.

2.2.4.1- Ventajas.

Basado en el modelo conceptual del Instituto Nacional de Estándares y Tecnología, los beneficios anticipados de una RI son los siguientes:

- Mejora la fiabilidad y calidad del suministro.
- Mejora la capacidad y eficiencia de las redes eléctricas existentes
- Presenta oportunidades para mejorar la seguridad de la red.
- Mejora la resistencia a la interrupción por desastres naturales y ataques cibernéticos.
- Posibilita la incorporación de fuentes de energía distribuidas.
- Facilita el despliegue ampliado de las fuentes energéticas renovables.
- Facilitan instrumentos para que los clientes optimicen su consumo, y con este el funcionamiento global de la red.
- Contribuyen a la sostenibilidad ambiental.
- Mejoran la eficacia de la gestión integral de la red eléctrica.
- Automatiza el mantenimiento y la operación.
- Reduce costos de operación y mantenimiento.
- Optimiza la utilización de las instalaciones y evita la construcción de plantas de energía de reserva para servir a cargas picos.

2.2.4.2- Desventajas.

- Coexistencia con la red actual.
- Dudas en la madurez del desarrollo tecnológico.
- Largos plazos para la recuperación de la inversión.
- Marcos regulatorios no adaptados para la inclusión de este tipo de redes.
- Poco conocimiento y preparación técnica para su aplicación y sostenibilidad.

2.2.5- Oportunidades y barreras para la implementación de redes inteligentes.

Las redes eléctricas actuales casi no han cambiado desde que se concibieran a finales del siglo XIX. La idea básica consiste en hacer llegar grandes cantidades de energía a los clientes/consumidores finales en todo momento, tanto si lo necesitan como si no. Además, se trata de una relación unidireccional. Los clientes/consumidores son receptores pasivos y no pueden participar como posibles productores domésticos.

Por tanto es importante identificar las oportunidades y barreras potenciales que pueden enfrentar las redes eléctricas inteligentes, en la administración, monitoreo, gestión y control de las redes de distribución eléctrica en nuestro país.

2.2.5.1- Oportunidades.

Las oportunidades surgen de las mismas características, configuración y baja eficiencia de la actual red eléctrica del país, así como de la segmentación del sector eléctrico:

- Mejoramiento de redes existentes que han entrado en obsolescencia.
- Reducción de costos de operación y mantenimiento.
- Aprovechamiento del tránsito coyuntural de las redes telemáticas a redes de nueva generación.
- Aumento en la eficiencia en las operaciones de red, optimizando la explotación de sus activos mediante la automatización de todos los elementos implicados.
- Respuesta a la demanda y gestión de cargas.
- Facilitar la evolución de los mercados, con la inclusión de nuevos elementos en la red como el vehículo eléctrico y electrodomésticos inteligentes, entre otros.
- Nuevos y mejores servicios asociado a los requerimientos de sectores en transformación por el desarrollo tecnológico.
- Mejora de la competitividad de las empresas en el contexto del comercio globalizado.
- Mejora en la intensidad eléctrica del país.
- Mejora en la seguridad energética del país.
- Resistencia a ataques y desestabilizaciones.
- Participación activa de los clientes/consumidores, incentivando la generación local de energía y la entrega del exceso energético a la red en horas de alta demanda.
- Fácil adaptación a las diversas modalidades de generación y almacenamiento.
- Capacidad de suministro de energía de calidad adecuada, dado que cuenta con un mayor número de puntos de generación que permitirá la entrega de diferentes calidades energéticas para cada tipo de aplicación.
- Auto restauración (self healing), que consiste en hacer continuas evaluaciones para detectar, analizar, responder y restaurar componentes o secciones de la red que han fallado o están propensas a fallar.
- Capacidad instantánea de recuperación de la red, es decir, que ante cambios en su estructura o pérdida de nodos es capaz de mantenerse activa, conservando o reconfigurando su topología, evitando distorsiones en su funcionamiento.
- Sostenibilidad ambiental y social en las industrias de redes.

Es decir, las principales oportunidades derivan de la posibilidad de brindar nuevos servicios a través de la red eléctrica inteligente (REI), no obstante veremos más adelante que el actual marco regulatorio constituye una barrera regulatoria para la implementación de estas oportunidades.

Actualmente el mercado eléctrico se caracteriza por estar basado en un monoproducto, la compra/venta de energía sin mayor valor agregado. La implementación de una REI nos permite el pasar rápidamente a un mercado multiproducto, en donde tenemos posibilidades de comercializar servicios

adicionales asociados a la distribución de energía. A continuación presento una lista que pretende ser enunciativa y no limitativa de los servicios tales como:

- **Venta de energía mediante la contratación prepago.**
- **Gestión de la demanda.**
- **Gestión de la medición distribuida.**
- **Gestión de facturación y cobro como complemento a la medición distribuida.**
- **Servicios de gestión integral de la eficiencia energética.**
- **Servicios de auditoría energética.**
- **Servicios energéticos, tales como la gestión de iluminación y climatización.**
- **Soluciones para hogares inteligentes (Domótica) asociados al Internet de las Cosas (IoT).**
- **Servicio de planta eléctrica virtual.**
- **Servicio de microrred. (Agrupamiento de distribución distribuida y consumo local.**

En el Anexo C se muestran algunas referencias simples de los modelos de negocios de algunos de los servicios listados anteriormente.

A los aspectos antes mencionados es importante agregar los siguientes:

- **Integración eficiente de fuentes renovables y clientes/consumidores al sistema eléctrico nacional.** Nos señalan N. Phuangpornpitak, S. Tia (2013), que las redes eléctricas inteligentes permiten la integración de la generación a partir de fuentes no convencionales, mejorando la calidad de la energía y disminuyendo la emisión de gases que causan efecto invernadero, por lo tanto son amigables con el ambiente. Así mismo hacen que los consumidores participen como agentes activos en el sistema eléctrico, disminuyendo los picos de la demanda con los cambios en sus hábitos de consumo y mejorando la eficiencia de la red.

- **Sistemas de comunicación bidireccional avanzada, asociada a las modernas redes telemáticas.** En este aspecto Luthra et al (2014) comenta, que el flujo bidireccional de energía eléctrica y de la información, es la columna vertebral de la red eléctrica inteligente y las comunicaciones avanzadas son el componente esencial que permite esta interacción. El desarrollo de las redes inteligentes es la oportunidad de invertir en redes de telecomunicaciones de nueva generación, a través de sinergias entre los proveedores del sector eléctrico y los del sector de las telecomunicaciones.

- **Sistemas de autogestión de incidencias.** Solucionando los errores producidos en la red y asegurando el flujo eléctrico en todos los puntos. Esta particularidad permite minimizar las interrupciones del servicio con ayuda de tecnologías de adquisición de datos, ejecución de algoritmos para la decisión y el control del flujo de energía.

- **Almacenamiento de energía.** Nos señala Colak et al (2014) que el almacenamiento de energía ha tenido algunos avances pero aún se puede decir que está en la fase inicial. Es un tema de actualidad que brinda flexibilidad a la red, posibilidad de balancear la carga y optimización de los recursos de generación.

2.2.5.2- Barreras.

- Económicas y financieras, principalmente asociadas a las altas inversiones requeridas y la baja recuperación en el corto y mediano plazo.
- Limitaciones en las inversiones de desarrollo por parte de las empresas distribuidoras.
- Deficiente formación técnica en las distintas áreas de aplicación de las redes inteligentes.
- Baja concientización del cliente/consumidor como partícipe de la cadena energética.
- Baja información del comportamiento de las demandas por tipo de cliente/consumidor.
- Baja motivación para realizar proyectos de desarrollo e investigación en Redes Inteligentes.
- Bajo nivel de conocimiento local del comportamiento de las tecnologías disponibles.
- Conocimiento insuficiente de resultados exitosos para aplicación en el país.
- Políticas energéticas insuficientes para propiciar un desarrollo de infraestructura de red eléctrica inteligente.
- Interoperabilidad
- Limitaciones y obsolescencia del marco regulatorio.

A las barreras antes mencionadas se suma la poca interacción entre las empresas distribuidoras y los operadores de redes de telecomunicaciones, aún cuando en Nicaragua las empresas UFINET y REDCA operan red de fibra óptica sobre las redes eléctricas de distribución y transmisión respectivamente.

Es bastante evidente la falta de coordinación entre los proveedores de energía eléctrica y los de telecomunicaciones, lo que podría influir negativamente en un intento de implementación de redes eléctricas inteligentes.

Por otro lado las inversiones en modernización de la red que van dirigidas a la implementación de medidores inteligentes y a las comunicaciones bidireccionales entre el cliente/consumidor y el proveedor de servicio, en el caso de Nicaragua, no está previsto que sean un componente para el aumento de tarifas al cliente/consumidor final, por lo que los propios operadores deben tomar la decisión de invertir en esta evolución de red o seguir soportando pérdidas técnicas y comerciales muy por arriba de los estándares internacionales y que incluso pueden poner en peligro la sostenibilidad del servicio eléctrico.

En relación a las políticas energéticas y la regulación (Ley de Industria Eléctrica y Normativas Sectoriales) vigente, se debe señalar que la mayoría de los países y Nicaragua no es la excepción, regulan sus mercados eléctricos con políticas establecidas en marcos regulatorios diseñados años atrás, que bien podrían ser idóneos para esa época pero que hoy día son obsoletos. Estos sistemas normativos deben ser modificados para incluir los nuevos retos que presentan las redes eléctricas inteligentes, teniendo en cuenta incentivos que fomenten la generación distribuida, a partir de fuentes renovables, así como los estándares que permitan la interacción bilateral entre los actores de la oferta y consumo, permitiendo que los clientes/consumidores pasen a ser agentes activos en la red, no solamente como gestores de su consumo, sino que como posibles vendedores de energía, tomando las medidas necesarias para la seguridad de la red y la protección de la información y datos.

Quiero resaltar las siguientes barreras.

2.2.5.2.1- Deficiente formación técnica de personal técnico. En las distintas áreas de aplicación de las redes inteligentes no se cuenta con personal ampliamente especializado y con visión y formación multidisciplinaria. En la actualidad las empresas de servicios públicos enfrentan una barrera para la adopción de tecnologías de redes eléctricas inteligentes en los conocimientos técnicos que debe adquirir y disponer el personal técnico, principalmente debido a que no solamente debe conocer perfectamente el sistema eléctrico, sino también las nuevas tecnologías que hay en el mercado y que están siendo utilizadas para la modernización de la red eléctrica. Nos comenta Luthra et al., (2012), que las inversiones en capacitación de personal son relativamente altas en el caso de los empleados más antiguos y en cierta medida se tiene que buscar en el mercado personal con formación multidisciplinaria, tales como una combinación de ingenieros con conocimientos eléctricos, electrónicos, de telecomunicaciones e incluso de informática, lo que desde luego eleva los costos de contratación de personal interno y externo.

2.2.5.2.2- Interoperabilidad. De acuerdo a Luthra et al (2014), aún hoy día están presente en el mercado de soluciones tecnológicas muchos estándares propietarios que están en servicio en las redes eléctricas inteligentes o en inicio de despliegue evolutivo de las mismas y estos para alcanzar economías de escala deben ser sustituidos por estándares abiertos que permitan la interoperabilidad con cualquier fabricante, para incentivar la innovación tecnológica y no limitarnos a un solo proveedor de dispositivos inteligentes y soluciones de red. Por tanto es recomendable y yo diría ineludible en la toma de decisiones gerenciales el emplear estándares y tecnologías normalizados que promuevan y posibiliten la interoperabilidad.

2.2.5.2.3- Barreras regulatorias que podrían incidir en la migración a un nuevo modelo de negocio del mercado eléctrico.

Las barreras regulatorias se derivan del actual texto y alcances de la Ley de Industria Eléctrica (Ley No 272) publicada en La Gaceta No. 172 del 10 de septiembre de 2012. La mencionada ley legisla solamente sobre actividades de generación, transmisión y distribución. Particularmente en el Capítulo V. Generación, en los artículos 21 al 36. Capítulo VI. Transmisión, en los artículos 27 al 30 y en el Capítulo VII. Distribución, en los artículos 31 al 54.

Los Títulos habilitantes establecidos (Concesiones y Licencias, artículos 66 y 67 de la ley) están previstos específicamente para las actividades de generación, transmisión y distribución. No se contempla el otorgamiento de títulos habilitantes para la prestación de otros tipos de servicios energéticos. Este aspecto resulta medular para la implementación de nuevos modelos de negocios ya que no son contemplados en la actual ley, tales como la generación distribuida, la medición bidireccional en los puntos de suministros a los clientes/consumidores del servicio público de distribución de energía eléctrica y por tanto el texto actual de la ley no contempla el otorgamiento de títulos habilitantes para la prestación de servicios de valor agregado (SVA) en o sobre la infraestructura eléctrica en los segmentos en que actualmente está dividido el mercado eléctrico nacional. Por otro lado las actuales normativas de construcción de redes eléctricas denominadas ENEL 1998, no contemplan ninguna disposición para la incorporación de infraestructura y/o dispositivos que permitan la prestación de servicios denominados de valor

agregado.

Lo anterior implica la necesidad de contar con una nuevo marco regulatorio derivado de una nueva ley que regule la industria eléctrica.

2.2.6- Comparación entre la red eléctrica actual y la REI.

A continuación en el Cuadro 1 se especifican las características de la red eléctrica actual y se comparan con las características que presentan las actuales redes eléctricas inteligentes. En la línea base se muestran las características de la red eléctrica actual que ante la creciente demanda de nuevos servicios le hacen entrar en un proceso de obsolescencia, que se manifiesta principalmente en los actuales indicadores de calidad del servicio que mostraré más adelante.

Cuadro 1. Mapeo de la red actual y comparación con la REI.

N°	Característica	Red eléctrica actual (Línea base)	Red Eléctrica inteligente
1	Tipo de sistema	Electromecánico	Digital
2	Flujo de información	Comunicaciones unidireccionales	Comunicaciones bidireccionales
3	Sensores	Pocos sensores	Un gran número de sensores
4	Capacidad de seguimiento	Monitoreo manual	Monitoreo automático. Autocontrol
5	Comprobación y Prueba	Comprobación manual del equipo	Comprobar remota del equipo
6	Topología de la red	Topología Estática. Radial / jerárquica.	Topología Dinámica. Malla / Radial / jerárquica.
7	Capacidad de control	Control limitado sobre flujos de energía	Control total sobre flujos de energía
8	Eficiencia general	Baja	Alta
9	Contaminación Ambiental	Alta	Baja
10	Generación eléctrica	Generación centralizada	Generación distribuida
11	Responsable ante los fracasos	Los apagones pueden generalizarse	Protección adaptativa e isla en caso necesario
12	Integración de energía distribuida	Rara vez, muchos obstáculos para la interconexión de recursos energéticos distribuidos	Muchos recursos energéticos distribuidos (plug-and-play). Enfoque de la conveniencia en las energías renovables
13	Toma de decisiones en situaciones de emergencia	Decisiones de emergencia por teléfono y mediante comité	Sistemas de apoyo a las decisiones, fiabilidad predictiva
14	Proporciona energía de calidad para el Economía digital	Se centra en superar interrupciones. Lenta respuesta a problemas de calidad de energía	La calidad de la energía es una prioridad con una variedad de opciones de precio de calidad. Resolución rápida de interrupciones de energía.
15	Permite activar Participación de Consumidores	Los consumidores están desinformados y no tienen participación directa en el sistema.	Consumidores informados, involucrados y activos. Respuesta a la demanda y recursos energéticos distribuidos
16	Optimiza los activos y opera eficientemente	Poca integración de datos operativos con procesos empresariales de gestión de activos	Ampliación de la adquisición de datos de la red. Parámetros, se centran en la prevención y minimizan el impacto para los consumidores
17	Opera elásticamente contra	Vulnerable a malicioso. Actos de terror y desastres naturales	Resistente a ataques y desastres naturales. Con capacidades de

	Ataques y desastres naturales		restauración rápida
18	Permite nuevos servicios, mercados y oportunidades para las elecciones de los consumidores	Mercados al por mayor limitados, oportunidades no bien integradas y limitadas elecciones para los consumidores	Mercados al por mayor maduros, bien integrados, crecimiento del nuevo mercado de la electricidad Opciones para los consumidores
19	Anticipa y Responde a las perturbaciones de los sistemas y a la recuperación de interrupciones	Responde para evitar más daño. Se centra en la protección de los bienes después de la falla (restauración manual)	Detecta y responde automáticamente a los problemas. Se centra en prevenir y minimizar el impacto al consumidor (auto-reconfiguración)

Fuente: Elaboración propia. 2016.

La actual topología radial de la red nacional cuenta con circuitos de distribución de gran longitud (típicamente superiores a los 50 kms), lo que incrementa en gran medida las probabilidades de falla tanto a nivel de redes troncales como derivaciones. Como evidencia de lo antes manifestado muestro a continuación los datos del período 2008-2016 relacionados con los indicadores básicos de calidad de servicio utilizados en Nicaragua y que están establecidos en la Normativa de Calidad de Servicio: El FMIK y el TTIK.

FMIK (Frecuencia Media de Interrupción): Para un periodo determinado, representa la cantidad de veces que el KVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

TTIK (Tiempo total de interrupción): Para un periodo determinado, representa el tiempo total en que el KVA promedio no tuvo servicio.

Se muestran a continuación el registro de estos indicadores de las dos empresas distribuidoras principales de Nicaragua, DISNORTE (Cuadro 2) y DISSUR (Cuadro 3).

Cuadro 2. FMIK y TTIK. DISNORTE. (2008-2016).

EMPRESA DISTRIBUIDORA DISNORTE										
Año	Semestre	FMIK				TTIK				
		URBANO		RURAL		URBANO		RURAL		
		Resultado	Normado	Resultado	Normado	Resultado	Normado	Resultado	Normado	Resultado
2008	I	4.47	1.8	8.47	1.8	9.1	4.6	39.11	4.6	
	II	4.87	1.8	9.66	1.8	10.32	4.6	57.3	4.6	
2009	I	4.9	4.1	4.5	15	6.4	7	13.75	27	
	II	3.03	4.1	3.65	15	5.13	7	10.45	27	
2010	I	2.97	4.1	4.5	15	4.67	7	11.62	27	
	II	3.09	4.1	3.65	15	5.13	7	10.45	27	
2011	I	2.35	4.1	6.43	15	3.75	7	16.43	27	
	II	3.61	4.1	8.69	15	4.35	7	20.77	27	
2012	I	2.76	4.1	5.57	15	4.21	7	15.06	27	
	II	2.71	4.1	6.88	15	3.49	7	15.26	27	
2013	I	2.34	4.1	4.8	15	3.26	7	12.9	27	
	II	3.39	4.1	5.99	15	5.15	7	17.71	27	
2014	I	1.96	4.1	4.2	15	3.67	7	11.3	27	
	II	2.49	4.1	5.2	15	5.17	7	18.6	27	
2015	I	2.77	4.1	5.4	15	5.51	7	17.6	27	
	II	1.94	4.1	5.5	15	3.41	7	14.4	27	
2016	I	2.81	4.1	5.6	15	4.63	7	13.7	27	
	II	2.9	4.1	6.4	15	5.9	7	17.6	27	

Fuente: Dirección de Calidad del Servicio. INE.

Cuadro 3. FMIK y TTIK. DISSUR. (2008-2016).

EMPRESA DISTRIBUIDORA DISSUR									
Año	Semestre	FMIK				TTIK			
		URBANO		RURAL		URBANO		RURAL	
		Resultado	Normado	Resultado	Normado	Resultado	Normado	Resultado	Normado
2008	I	3.3	1.8	5.26	1.8	10.13	4.6	20.79	4.6
	II	5.04	1.8	7.77	1.8	12.01	4.6	44.6	4.6
2009	I	6.65	4.1	2.36	15	10.86	7	6.68	27
	II	4.41	4.1	2.73	15	5.95	7	6.48	27
2010	I	3.74	4.1	6.29	15	8.2	7	20.75	27
	II	4.41	4.1	2.73	15	5.95	7	6.48	27
2011	I	2.39	4.1	6.18	15	3.33	7	14.86	27
	II	3.47	4.1	8.66	15	5.1	7	20.91	27
2012	I	3.23	4.1	7.44	15	4.5	7	17.2	27
	II	2.71	4.1	8.49	15	4.34	7	17.04	27
2013	I	2.3	4.1	7.1	15	3.5	7	12.9	27
	II	2.66	4.1	6.85	15	5.97	7	16.71	27
2014	I	2.1	4.1	6.2	15	3.5	7	13	27
	II	2.4	4.1	7.9	15	5	7	19.3	27
2015	I	2.1	4.1	7.8	15	4.8	7	20.5	27
	II	2.2	4.1	5.2	15	4.2	7	11.3	27
2016	I	2	4.1	7.6	15	3.5	7	18.7	27
	II	2.2	4.1	7.6	15	3.7	7	17.5	27

Fuente: Dirección de Calidad del Servicio. INE.

Un aspecto a resaltar es que los indicadores del año 2008, fueron influidos directamente por los graves problemas de generación que experimentó el sector eléctrico en el período 2006 a 2008. A partir del 2009 se superaron los problemas de generación y sin embargo para evitar multas constantes por incumplimiento de calidad de servicios se modificaron los umbrales en la Normativa de Calidad del Servicio relativa a ambos indicadores.

A continuación muestro la cantidad actual de circuitos de distribución urbanos y rurales de las empresas de distribución DISNORTE y DISSUR.

Empresa	RURAL	URBANO	Total
Disnorte	49	55	104
Dissur	38	51	89
Total	87	106	193

Fuente: Departamento de Fiscalización. INE

Abajo se muestra el detalle de las interrupciones por tipo y por cantidad de tiempo correspondiente al II Semestre del año 2016 de la empresa DISNORTE (Cuadro 4):

Cuadro 4. Interrupciones DISNORTE. II Semestre 2016.

Area de incidencia	URBANO			RURAL		
	Veces	t (h)	t Prom/sem	Veces	t (h)	t Prom/sem
Total general	2647	12122	4.6	3708	24056	6.5
ARBOL / RAMA SOBRE LA RED	139	802	5.8	776	6033	7.8
ROTURA DEL CONDUCTOR	452	1989	4.4	686	4044	5.9
FALLA EN EMPALME	684	2291	3.3	610	3487	5.7
QUEBRADO POR PODRIDO	66	808	12.2	231	2288	9.9
TRANSFORMADOR QUEMADO	140	1481	10.6	203	2856	14.1
BAJANTE DAÑADO	189	885	4.7	147	978	6.7
POSTE QUEBRADO	46	503	10.9	132	1308	9.9
PERDIDA DE AISLAMIENTO	206	1076	5.2	125	1186	9.5
CCF CON TERMINALES AVERIADOS	126	675	5.4	117	689	5.9
TERMINALES SECUNDARIO DAÑADO	222	1612	7.3	107	1187	11.1
AISLADOR PERFORADO	8	32	4.0	91	802	8.8
AISLADOR QUEBRADO	42	229	5.5	86	345	4.0
CLV CON TERMINALES AVERIADOS	79	291	3.7	71	457	6.4
TRANSFERENCIA DE CARGA	70	15	0.2	61	50	0.8
PARARRAYO FALLADO	24	70	2.9	54	243	4.5
AVERIA EN INTERRUPTOR	15	35	2.4	42	92	2.2
POSTE PODRIDO	51	761	14.9	40	674	16.9
FALLA EN TC Y TP	1	2	2.1	15	38	2.6
ROTURA DE CONDUCTOR	19	111	5.9	15	163	10.9
CORTACIRCUITO QUEMADO/FLAMEADO	9	30	3.3	14	63	4.5
CRUCETA QUEBRADA	3	12	4.1	13	45	3.5
AISLADOR DESPRENDIDO	7	8	1.2	11	85	7.8
AVERIA EN TERMINALES	18	76	4.2	10	112	11.2
SECCIONADOR QUEMADO/FLAMEADO	2	3	1.3	9	10	1.1
FALLA EN CONEXION SEC. DE TC, TP	1	7	7.3	8	9	1.1
QUEMADO POR PERDIDA DE AISLAMIEN	2	13	6.3	8	147	18.4
QUEBRADA POR PODRIDA	0	0	0.0	7	33	4.8
SECC. CON TERMINALES AVERIADOS	21	31	1.5	7	3	0.4
AVERIA EN TC	0	0	0.0	6	6	1.1
BUSHING PRIMARIO DAÑADO	5	46	9.2	6	57	9.5
MEDIDOR AVERIADO	24	132	5.5	30	57	1.9
CRUCETA PODRIDA	0	0	0.0	5	15	3.1
ERROR DE OPERACION DE TELECONTROL	0	0	0.0	4	7	1.7
ERROR DE OPERACION LOCAL	1	0	0.2	5	0	0.0
CONECTOR DE LINEA QUEMADO	0	0	0.0	3	20	6.8
ENVIADA A OD SIN ENERGIA	21	366	17.4	22	38	1.7
FALLA DE EMPALME	3	6	1.9	4	1	0.2
FALLA EN TRAFIO DE AP	1	0	0.0	2	3	1.3
MAL CONTACTO EN EL SOCKET	21	133	6.3	22	0	0.0
PERDIDA EN AISLAMIENTO	0	0	0.0	1	0	0.1
SOCKET AVERIADO	4	11	2.7	5	9	1.7
ACOMETIDA DESPRENDIDA	3	7	2.4	3	0	0.0
FALLA EN ACOMETIDA SECUNDARIA	3	4	1.2	3	0	0.0
MEDIDOR DESPRENDIDO	2	4	2.0	2	0	0.0

Fuente: Departamento de Fiscalización. INE

Abajo se muestra el detalle de las interrupciones por tipo y por cantidad de tiempo correspondiente al II Semestre del año 2016 de la empresa DISSUR (Cuadro 5):

Cuadro 5. Interrupciones DISNORTE. II Semestre 2016.

Area de Incidencia	URBANO			RURAL		
	Veces	t (h)	t Prom/sem	Veces	t (h)	t Prom/sem
Total general	2272	10113	4.45	2561	13874	5.42
FALLA EN EMPALME	642	2126	3.31	606	2896	4.78
ARBOL / RAMA SOBRE LA RED	154	655	4.25	539	2534	4.70
ROTURA DEL CONDUCTOR	301	817	2.71	371	1455	3.92
PERDIDA DE AISLAMIENTO	178	874	4.91	166	962	5.79
QUEBRADO POR PODRIDO	78	795	10.20	110	971	8.83
TRANSFORMADOR QUEMADO	97	991	10.21	110	1458	13.25
CCF CON TERMINALES AVERIADOS	101	283	2.80	108	402	3.72
TERMINALES SECUNDARIO DAÑADO	199	1509	7.58	108	1065	9.86
CLV CON TERMINALES AVERIADOS	125	335	2.68	72	363	5.05
BAJANTE DAÑADO	105	420	4.00	55	256	4.65
POSTE QUEBRADO	13	108	8.33	42	330	7.86
AISLADOR QUEBRADO	13	54	4.19	35	175	5.01
AISLADOR PERFORADO	25	121	4.82	28	140	4.99
PARARRAYO FALLADO	33	121	3.65	28	159	5.66
POSTE PODRIDO	27	310	11.48	26	247	9.51
SECC. CON TERMINALES AVERIADOS	7	15	2.17	26	24	0.91
CORTACIRCUITO QUEMADO/FLAMEADO	21	59	2.81	25	67	2.68
TRANSFERENCIA DE CARGA	42	2	0.04	22	30	1.35
CONECTOR DE LINEA QUEMADO	7	22	3.08	19	53	2.78
FALLA EN TC Y TP	2	9	4.52	12	27	2.22
AVERIA EN INTERRUPTOR	3	1	0.44	8	8	0.99
AISLADOR DESPRENDIDO	3	8	2.52	6	12	2.06
CRUCETA QUEBRADA	3	16	5.28	6	4	0.62
SECCIONADOR QUEMADO/FLAMEADO	5	5	0.95	5	9	1.72
AVERIA EN TERNIMALES	5	9	1.87	4	13	3.31
AVERIA EN SECCIONADORES	0	0	0.00	3	20	6.58
ENVIADA A OD SIN ENERGIA	16	271	16.93	3	81	26.87
QUEMADO POR PERDIDA DE AISLAMIEN	0	0	0.00	3	41	13.63
ROTURA DE CONDUCTOR	4	7	1.86	3	18	6.12
AVERIA EN TERMINALES	2	9	4.68	2	13	6.62
AVERIA EN TP	2	32	15.84	2	12	5.95
MEDIDOR AVERIADO	15	28	1.87	2	5	2.33
ACOMETIDA DESPRENDIDA	4	11	2.75	1	20	19.85
CAPACITOR QUEMADO	8	4	0.44	1	0	0.03
ERROR DE OPERACION LOCAL	6	1	0.11	1	0	0.07
FALLA DE EMPALME	1	1	0.70	1	2	1.77
FALLA EN ACOMETIDA SECUNDARIA	1	7	6.62	1	2	1.98
FALLA EN CONEXION SEC. DE TC, TP	0	0	0.00	1	3	2.55
BUSHING PRIMARIO DAÑADO	6	40	6.64	0	0	0.00
FALLA EN TERMINALES	2	11	5.32	0	0	0.00
MAL CONTACTO EN EL SOCKET	9	10	1.15	0	0	0.00
QUEBRADA POR PODRIDA	3	8	2.50	0	0	0.00
SOCKET AVERIADO	4	12	3.03	0	0	0.00

Fuente: Departamento de Fiscalización. INE

De este seguimiento se hace evidente que las caídas de servicio provienen en su mayor medida de la falla de elementos de red que ya han llegado al final de su vida útil o incluso están siendo sobreexplotados.

El actual estado de la red aún con las inversiones realizadas en los cinco años aún no permite el seguimiento de la calidad del servicio mediante indicadores individuales tales como:

- Índice de frecuencia de interrupción por usuario (interrupciones /usuario /año) (**SAIFI_{us}**).

- Índice de duración de interrupción por usuario (horas /usuario /año) (**SAIDI_{US}**).
- Índices de frecuencia de interrupción promedio por usuario (interrupciones /usuarios afectados /año) **CAIFI**.

y que hoy día son usuales en las redes eléctricas inteligentes, a efectos de mejora de la calidad y a compensaciones económicas individuales a clientes/consumidores finales.

2.2.7- Importancia en el marco de la sostenibilidad.

Las redes de electricidad del mundo se enfrentan a un gran número de desafíos, incluyendo la infraestructura obsoleta, el continuo crecimiento de la demanda, la integración de un número creciente de fuentes de energías renovables variables, los vehículos eléctricos, la necesidad de mejorar la seguridad del suministro y la necesidad de bajar las emisiones de carbono.

Las tecnologías de redes inteligentes ofrecen formas no sólo para cumplir con estos retos, sino que también para desarrollar un suministro de energía más limpio, energéticamente más eficiente, más asequible y sostenible.

Teniendo en cuenta la naturaleza altamente regulada del sistema eléctrico, la tecnología subyacente en las redes inteligentes nos permiten asegurar el desarrollo de soluciones técnicas, financieras y regulatorias que permitan la sostenibilidad a mediano y largo plazo del sector energético en Nicaragua, en el marco del desarrollo social y económico sostenibles (Figura 15).



Fuente: Introducción a la sostenibilidad. Certificación LEED. Ana Ávila. 2016. Panamá.

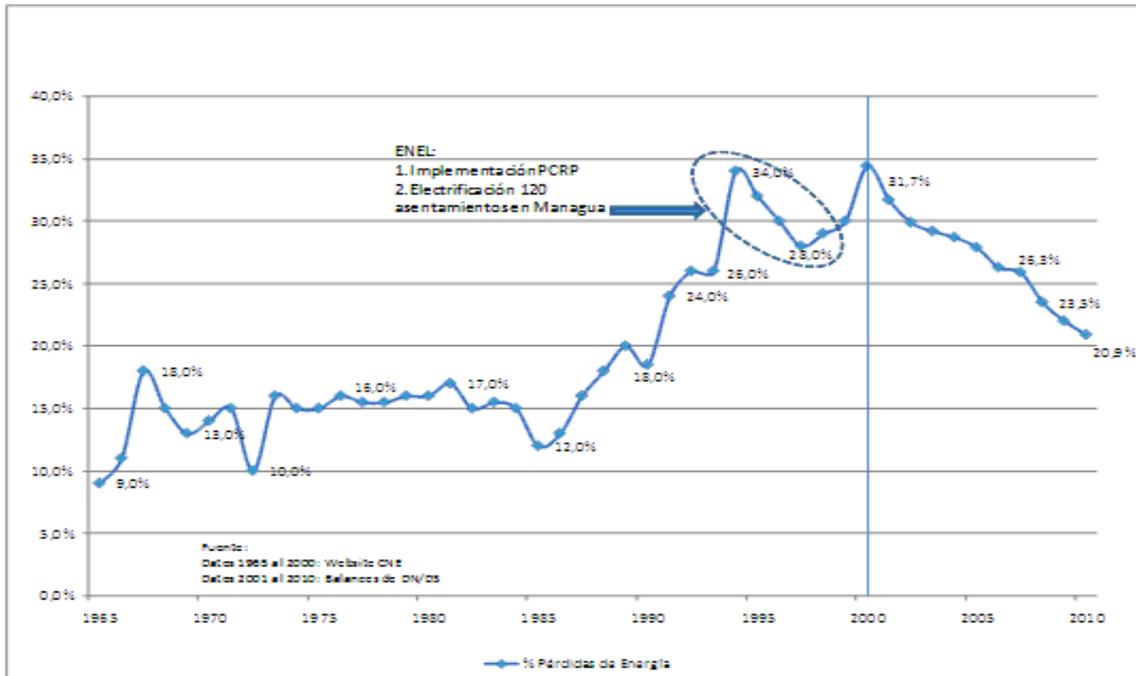
Figura 15. Interacciones en el ámbito de la sostenibilidad.

Una red eléctrica inteligente haría uso de equipos y servicios innovadores, junto con nuevas tecnologías de comunicación, control, monitorización y autodiagnóstico, que ayudarán a conseguir los siguientes objetivos:

- Robustecer y automatizar la red, mejorando la operación de la red, los índices de calidad y las pérdidas en la misma.

- Optimizar la conexión de las zonas con fuentes de energías renovables, maximizando las capacidades de conexión y minimizando el coste de conexión de las mismas.
- Desarrollar arquitecturas de generación descentralizadas, permitiendo el funcionamiento de instalaciones de menor tamaño (Generación Distribuida) en armonía con el sistema.
- Mejorar la integración de la generación intermitente y de nuevas tecnologías de almacenamiento.
- Avanzar en el desarrollo del mercado de la electricidad, posibilitando nuevas funcionalidades y servicios a los comercializadores y a cientos de miles de consumidores en el mercado.
- Gestión activa de la demanda, permitiendo que los consumidores gestionen de manera más eficiente sus consumos y mejorando la eficiencia energética.
- Posibilitar la penetración del vehículo eléctrico, acomodando estas nuevas cargas móviles y dispersas a la red, minimizando el desarrollo de nueva infraestructura y habilitando las funcionalidades de almacenamiento de energía que poseen.

Nicaragua necesita de la implementación paulatina de una red eléctrica inteligente para hacer frente de manera sostenible a los nuevos retos que suponen la creciente demanda energética como consecuencia del desarrollo económico, la evolución de pérdidas no técnicas (Figura 16), la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico del país y la región y desde luego la aparición de innovaciones tecnológicas capaces de cambiar nuestro comportamiento en cuanto al consumo energético.



Fuente: Dirección de Distribución Dn/Ds. 2010.

Figura 16. Evolución de pérdidas no técnicas. (1965 – 2010).

Se trata de pasar de un modelo centralizado, donde había un generador principal y muchos consumidores a otro sistema dividido en dominios especializados, donde

haya muchos productores y muchos consumidores, vinculados por una red de interconexión que permita su interacción eficiente y en tiempo real.

Desde luego se requieren ciertos indicadores de seguimiento (Cuadro 6) asociados con la sostenibilidad, proponiéndose los siguientes:

Cuadro 6. Indicadores de seguimiento asociados a la sostenibilidad.

Tipo de indicador	Indicadores asociados
Indicadores ecológicos (sostenibilidad fuerte)	<p>Resiliencia: capacidad de un ecosistema para retener su estructura organizativa y funcional después de una perturbación.</p> <p>Huella ecológica: medida de la carga impuesta por una determinada población sobre los recursos naturales y el medio ambiente.</p>
De Operación	<p>Carga pico trasladada a horas fuera de pico</p> <p>Costo de la energía facturada por usuario</p> <p>Costo de operación por kWh</p> <p>Costo promedio de mantenimiento</p> <p>Costo de la energía dejada de producir</p> <p>Frecuencia y duración de las fallas o salidas del sistema</p> <p>Aprovechamiento limpio: relación entre la energía renovable producida y la energía total suministrada</p>
De Gestión	<p>Número de mantenimientos programados ejecutados</p> <p>Tarifa diaria promedio transada</p> <p>Demanda diaria total y por tipo de usuario</p> <p>Participación energética diaria de los pro-consumidores</p> <p>Número de cambios topológicos de la red en el mes</p>

Fuente: Msc. Sandra Yomary Garzón Lemos. 2016.

Visto lo anterior, se llega a la conclusión que la clave para un futuro sostenible del sector eléctrico nacional es comprender que se debe pasar del concepto "cómo conseguir más energía" a "cómo conseguir la necesaria"

Breviario del capítulo: En este capítulo se resalta, que la Red Eléctrica Inteligente (REI), utiliza tecnologías telemáticas en combinación con tecnología ya tradicional en las redes eléctricas para optimizar la producción, transporte y la distribución de electricidad con el fin de equilibrar la oferta y la demanda entre los centros de generación y los centros de consumo, tendiendo el nuevo modelo y arquitectura de red basado en los desarrollos del Instituto de Estándares y Tecnología de los Estados Unidos de América (NIST) a la diversificación de las fuentes de energía, un mayor aprovechamiento de las energías renovables, la mejora en la gestión integral de la red, el incremento en la eficiencia operativa, el ahorro energético y la prestación de nuevos servicios energéticos. Se señala que en mercados en procesos de desarrollo hay una vinculación directa entre la emisión de políticas públicas, la puesta en vigencia de nueva legislación que promueva la investigación, desarrollo, innovación con la inversión para la implementación de redes eléctricas inteligentes, resaltando como casos emblemáticos, la Ley de independencia

energética y seguridad de 2007 de los Estados Unidos de América, y el Mandado M/490 de la Unión Europea. Se escribe el modelo conceptual NIST, su motivación y principios de la arquitectura de referencia asociada. Así mismo se discurre sobre las características de la red eléctrica actual, de la REI y en función de los objetivos específicos dos (OE2) y tres (OE3) se les compara en el contexto de las ventajas, desventajas, oportunidades y barreras, incluidas la regulatorias, así como la importancia de dichos elementos para la sostenibilidad a futuro de la red eléctrica nacional.

Capítulo 3- Tecnologías, protocolos y estándares para una red eléctrica inteligente en Nicaragua.

De acuerdo al actual desarrollo del Sistema Interconectado Nacional en Nicaragua, se evidencian claramente cuatro ámbitos en donde las necesidades son perentorias para asegurar mediante un adecuado proceso de diseño y la explotación de tecnologías telemáticas, la auto sostenibilidad a mediano y largo plazo del sector eléctrico y desde luego la red en proceso de modernización:

- Técnicos
- Económicos
- Ambientales y
- Sociales.

3.1- Consideraciones básicas para el diseño de una Red Eléctrica Inteligente (REI).

Lo anteriormente expuesto en la descripción del modelo de referencia NIST determina aspectos que se deben contemplar para el diseño del proceso evolutivo que una red nacional debe contemplar durante el proceso de transformación hacia una red inteligente, lo que en cierta medida determina un metamodelo de arquitectura que sea funcional y que cuente con elementos suficientes para responder adecuadamente a las necesidades y requerimientos nacionales en los ámbitos antes mencionados. Desde luego para responder adecuadamente a los diferentes requerimientos se requiere una variedad de tecnologías que precisaremos más adelante y la observancia de todas las disposiciones legales y normativas vinculadas al sector energético y la conservación del medio ambiente.

Veremos que su diseño para lograr la interrelación dinámica y la interconexión tanto eléctrica como a nivel de funciones de monitoreo, gestión y control de la red nacional eléctrica, considerando tanto generación concentrada (líneas negras) como generación mediante recursos energéticos distribuidos (líneas azules), debe responder a la arquitectura básica e interrelaciones entre dominios mostrados a en la figura 17.

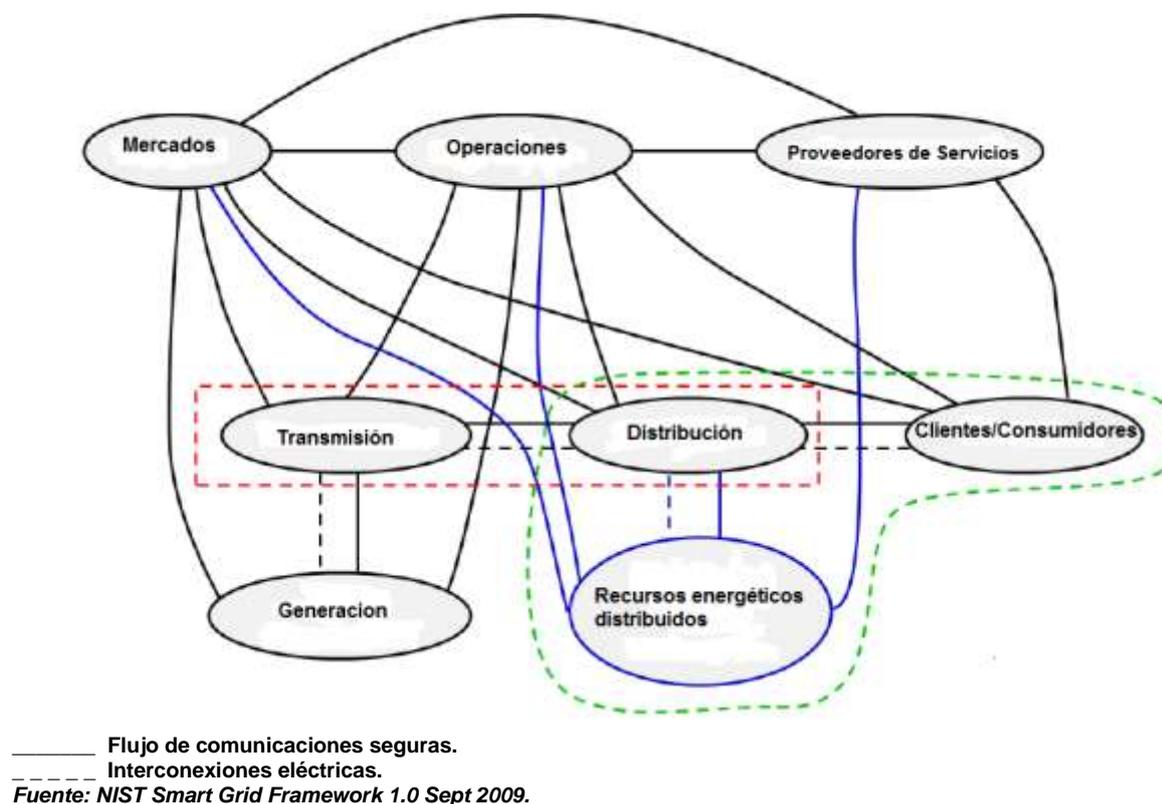


Figura 17. Interrelación de Dominios.

3.2- Tecnologías y estándares a considerar en la implementación de redes eléctricas inteligentes.

En Nicaragua actualmente se han introducido sistemas SCADA a nivel de subestaciones, para el control de medida y maniobra en las subestaciones que opera ENATREL, y en las cabeceras de circuitos asociados a dichas subestaciones y cuyos elementos de actuación son instalados y operados por personal de Dn/Ds. El soporte de transmisión para los elementos de telemática es brindado por UFINET y por ENATREL en los segmentos que les corresponde a cada una de estas empresas. Dn/Ds ha instalado interruptores telecontrolados (ITC) en puntos importantes de la red, sin embargo su número es relativamente reducido en comparación con el tamaño del SIN. Podríamos decir que el despliegue de TIC es ínfimo y por tanto la red no alcanza a ser calificada como una red moderna que incluya sistemas telemáticos que puedan convertirla a corto o mediano plazo en una red eléctrica inteligente y que enfrenta un mercado que demanda una creciente calidad en la prestación del servicio y desde luego nuevos productos asociados a la generación distribuida, medición bidireccional en los suministros de usuarios/consumidores, eficiencia energética y servicios energéticos especializados que ya son comunes en los mercados desarrollados.

Las redes eléctricas inteligentes incluyen las redes de telemáticas en sus segmentos de transmisión y distribución y las interfaces con generación, almacenamiento, y los clientes/consumidores finales.

Por tanto incluyen un conjunto de tecnologías que se desplegarán a ritmos diferentes, con una gran variedad de opciones, según el atractivo comercial local, compatibilidad con las actuales tecnologías, desarrollos regulatorios y marcos de inversión. Por tanto se requiere identificar las tecnologías de la información y comunicación más convenientes para la infraestructura de gestión de la red de distribución en el Sistema Interconectado Nacional de Nicaragua.

Las tecnologías que muestran tendencia a estar involucradas en la implementación de redes eléctricas inteligentes, están directamente vinculadas con las características y elementos de las mismas, en función de lograr la eficiencia energética y una eficiente monitorización y gestión de la misma, por lo que responderán a un combinación de tecnologías, que bien podemos denominar redes heterogéneas (Redes HetNet), muy vinculadas al Internet de las cosas (IoT) con el fin de lograr la mayor adecuación a cada caso de gestión en particular.

Características y elementos tales como:

- Flexibilidad
- Interoperabilidad
- Seguridad
- Dinámica gestión de red
- Ambientalmente amigable
- Bidireccionalidad en los flujos de potencia
- Comunicaciones seguras (Seguridad)
- Medición inteligente
- Infraestructura avanzada de medición.
- Generación distribuida
- Gestión de recursos energéticos distribuidos.
- Automatización avanzada.
- Gestión de respuesta a la demanda.
- Servicios de gestión energética para edificios y ciudades inteligentes.
- Aplicaciones de almacenamiento energético.
- Soporte a vehículos eléctricos.

Sin embargo en esta evolución paulatina hacia una red eléctrica inteligente, deberemos pasar por un proceso de optimización de la explotación de la misma, realizando una importante explotación y desarrollo en tecnologías asociadas a:

- Telecontrol y monitorización de la red.
- Telegestión de los sistemas de protección.
- Gestión dinámica de la red.
- Herramientas de soporte a la operación y mantenimiento.

En lo concerniente al telecontrol y la telegestión, se hace necesario actividades tales como:

- Despliegue generalizado de dispositivos telecontrolados que permitan la conexión, desconexión, maniobra y reconfiguración de red, tales como los

interruptores telecontrolados y elementos de corte y reconexión en los equipos de medición inteligente en los suministros eléctricos.

- Despliegue generalizado de dispositivos de medición inteligente asociado a una verdadera arquitectura de medición inteligente, tales como los medidores inteligentes de consumo, de flujo y los transformadores de medida.
- Despliegue generalizado de dispositivos que posibiliten la comunicación bidireccional, tales como los equipos PLC, Ethernet y LTE.
- Despliegue generalizado de dispositivos de control y medición tales como los relés de seguimiento y control de instalaciones de media tensión, reguladores de flujo, equipos de electrónica de potencia, unidades terminales remotas (TUR), así como el software pertinente para la lectura remota, tratamiento y gestión generalizada de información sobre uso y explotación de la red inteligente.
- Despliegue generalizado de dispositivos y elementos que viabilicen la integración de todos los procesos de los Gestores de transmisión y de distribución, así como la gestión de subestaciones, principalmente los centros de gestión de red y sus unidades terminales remotas para la medición, protección y control de red.

Se verán involucradas tecnologías asociadas a la integración de la Generación Distribuida, en las que se deberán implementar y desarrollar:

- Nuevos criterios técnicos de conexión
- Integración de los sistemas de control.
- Operación en isla.

Y desde luego tecnologías asociadas a la gestión avanzada de la demanda, con un avance importante en:

- Participación activa de la demanda, tales como desplazamientos de carga y reducción del consumo.
- Gestión activa de la demanda por centro de consumo o suministro.
- Automatización del consumo final, con la incorporación de redes inteligentes en los hogares y aparatos eléctricos inteligentes, basados en el desarrollo de la domótica.
- Vehículo eléctrico con base de carga en los hogares.

Finalizando todo lo anterior con una optimización y coordinación del sistema eléctrico global, con una operación optimizada de las instalaciones, un control avanzado de los sistemas de red, vinculados a la fiabilidad de la misma, al control de fraude eléctrico, control de flujos de energía y comunicaciones y desde luego el almacenamiento eficiente de energía.

Una exitosa y eficiente implementación de una red eléctrica inteligente, pasa por la adecuada selección de tecnologías, estándares y protocolos a utilizar, de forma tal que responda a los requerimientos particulares de la actual red eléctrica nacional de

Nicaragua. A continuación se muestra una matriz (Cuadro 7) en donde se enlistan tecnologías, estándares y algunos protocolos de comunicaciones que son usualmente utilizados en redes eléctricas inteligentes. Este listado pretende ser de carácter enunciativo más no limitativo, dado el continuo desarrollo de interfaces y procesos de integración que se puedan derivar del empleo de nuevas tecnologías

Cuadro 7. Matriz de aplicación de tecnologías y estándares de comunicaciones a las redes eléctricas inteligentes.

	Hogares / Edificios		Red de área vecina Vehículo eléctrico Área de campo			Automatización de la distribución Dentro de las subestaciones Entre Subestaciones Dentro de los Centros de Control Dentro de los Centros de Datos Empresas Equilibrio							Intercambio Trans regional Trans nacional WAN				
	I*	E*															
IEEE P1901.2	X	X	X	X	X												
EN 50090		X	X	X	X												
EN 14908	X	X	X	X	X												
IEEE 802.15.4	X	X	X	X	X												
IEEE 802.11		X	X	X		X	X										
IEEE 802.3.1		X				X	X		X	X	X						
IEEE 802.16	X		X		X												
ETSI 102 887		X	X	X	X												
6 LowPan		X			X												
IPv4	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
IPv6	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
RPL	X	X			X												
IEC 61850						X	X	X									
GSM / GPRS / EDGE	X		X	X													X
3G /WCDMA / UMTS	X		X	X					X	X	X	X	X	X	X	X	X
HSPA	X		X	X	X				X	X	X	X	X	X	X	X	X
LTE /LTE-A	X		X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
SDH / SONET	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
MPLS	X		X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

Fuente: I Congreso Smart Grids. Madrid. 2012.

Nota: I*: Interiores, E*: Exteriores

Ya he mencionado que uno de los aspectos más importantes para la selección de tecnologías y estándares de telecomunicaciones para implementar redes eléctricas inteligentes, está directamente vinculado a sus características, en función de lograr una eficiente monitorización y gestión integral de las REI, por lo que su selección nos lleva a incorporar y combinar tecnologías, que nos lleva a implementar una red que bien podemos denominar red heterogénea (Redes HetNet), y que hoy día están muy vinculadas al Internet de las cosas (IoT). Esto desde luego pasa por considerar aspectos tales como la estandarización, normalización y la existencia de economías de escala.

Aquí es necesario resaltar, que en la ISO (International Organization for Standardization), la normalización es la actividad que tiene por objeto establecer, ante problemas reales o potenciales, disposiciones destinadas a usos comunes y repetidos, con el fin de obtener un nivel de ordenamiento óptimo en un contexto dado y que en el caso que nos ocupa trasciende el ámbito tecnológico y llega al económico, vinculado a las economías de escala. Mientras que la normalización hace referencia a las normas que son de carácter regulatorio y obligatorio, la estandarización establece normas de facto que si bien pueden ser cumplidas opcionalmente, la mayoría de los fabricantes dirigen sus esfuerzos en esta dirección para poder competir en la mayor cantidad posible de mercados nacionales, regionales y mundiales y alcanzar las tan deseadas economías de escala.

Las normas son establecidas con el objeto de garantizar un desempeño óptimo en los sistemas y procesos que se llevan adelante y los estándares se encargan de velar por una buena interoperabilidad y compatibilidad entre estos sistemas y procesos.

Tomando en consideración lo anteriormente manifestado, así como la existencia de personal nacional calificado en las mismas, soy de la opinión que para el caso de Nicaragua nos centraríamos en la utilización e implementación de las siguientes tecnologías y estándares de comunicaciones (Ver Cuadro 8) en la red eléctrica inteligente nacional, en cuanto cumplen con el requerimiento de ser estándares ampliamente utilizados, la mayoría de ellos ya normalizados y desde luego con economías de escala por su amplia utilización mundial tanto en la infraestructura vinculados a los mercados de telecomunicaciones, así como a los mercados eléctricos.

Cuadro 8. Matriz de aplicación de tecnologías y estándares de comunicaciones a las redes eléctricas inteligentes en Nicaragua.

	Hogares / Edificios		Red de área vecina	Vehículo eléctrico	Área de campo	Automatización de la distribución Dentro de las subestaciones Entre Subestaciones Dentro de los Centros de Control Dentro de los Centros de Datos						Empresas Equilibrio				Intercambio Trans regional Trans nacional WAN			
	I*	E*																	
IEEE P1901.2	X	X	X	X	X														
EN 50090		X	X	X	X														
EN 14908	X	X	X	X	X														
IEEE 802.15.4	X	X	X	X	X														
IEEE 802.11		X	X	X		X	X												
IEEE 802.3.1		X				X	X		X	X	X								
IEEE 802.16	X		X		X														
6 LowPan		X			X														
IPv4	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		
IPv6	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		
RPL	X	X			X														
IEC 61850						X	X	X											
LTE	X		X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		
SDH / DWDM	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		

Fuente: Selección propia con base en el I Congreso Smart Grids. Madrid. 2012.

Nota: I*: Interiores, E*: Exteriores

Una breve descripción de estas tecnologías y estándares se detallan en el Anexo A del presente trabajo monográfico.

3.3- Protocolos de comunicaciones a considerar para ser utilizados en las redes eléctricas inteligentes.

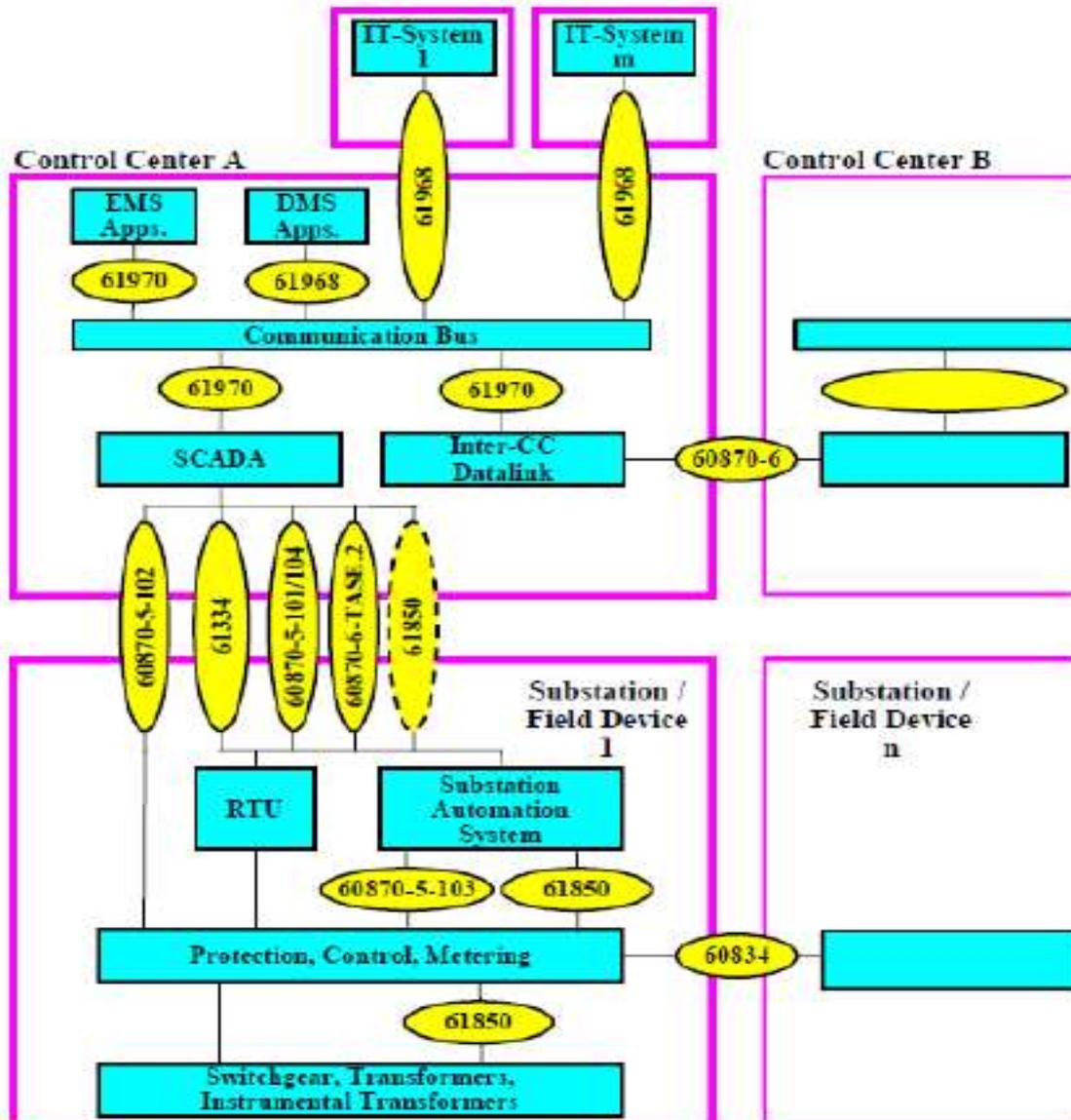
La transición de las redes eléctricas actuales hacia las redes eléctricas inteligentes pasa inevitablemente por la introducción de nuevos equipos con capacidad local de gestión y decisión y desde luego con la incorporación de tecnologías de comunicaciones.

El listado actual de protocolos de comunicaciones utilizados en las redes eléctricas inteligentes en múltiples países es relativamente extenso y está regulado por el Comité Técnico TC57 de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC). El TC57 aglutina varios grupos de trabajo cuya función principal es estandarizar las comunicaciones vinculadas a las redes inteligentes eléctricas, mediante el desarrollo de modelos para el manejo de datos e interfaces genéricas. Cada uno de estos grupos de trabajo se ha encargado de, definir y mantener un estándar de comunicaciones en función de las necesidades de comunicación en cada punto de la red eléctrica. Así, cabe destacar:

- **IEC60870-5** para comunicar maestros SCADA y subestaciones eléctricas para el control y adquisición de datos sobre líneas serie o TPC/IP. Desarrollado por el grupo de trabajo WG3.
- **IEC60870-6** también conocido como TASE-2 para comunicaciones entre centros de control sobre redes WAN. Desarrollado por el grupo de trabajo WG7.
- **IEC61970** para interconectar aplicaciones de gestión de energía en el entorno de los centros de control. Desarrollado por el grupo de trabajo WG13.
- **IEC61968** para comunicar los centros de control con los sistemas de la red de distribución. Desarrollado por el grupo de trabajo WG14.
- **IEC61334** para comunicaciones sobre líneas de distribución PLC. Desarrollado por el grupo de trabajo WG9.
- **IEC62325** que define una nueva interfaz entre utilidades locales y el mercado energético liberalizado. Desarrollado por el grupo de trabajo WG16.
- **IEC62351** para definir perfiles de seguridad a utilizar en todos los anteriores a nivel TCP/MMS/61850. Desarrollado por el grupo de trabajo WG15.
- **IEC61850** para automatización en el entorno de subestaciones eléctricas (buses de estación y proceso) y comunicación entre sus IEDs (Intelligent Electronic Devices). Desarrollado por el grupo de trabajo WG10. Teniendo como referencia IEC61850 se han desarrollado otras normativas similares en otros ámbitos de aplicación:
 - + **IEC61400-25** que hereda un subconjunto de servicios de comunicaciones definidos en IEC61850, aporta un nuevo mapeado de comunicaciones a Servicios Web y extiende el modelo de datos modelando las funcionalidades, datos y atributos presentes en un aerogenerador.
 - + **IEC61850-7-420**, que extiende el modelo de datos modelando las funcionalidades, datos y atributos presentes en sistemas de generación distribuida tales como sistemas fotovoltaicos, sistemas de almacenamiento, generadores diesel y sistemas de intercambio de calor.

+ IEC61850-7-410, idéntico al IEC61850-7-420 pero utilizado para las centrales hidroeléctricas.

En la figura 18 se puede observar la relación entre los distintos actores, elementos presentes en las redes eléctricas y los protocolos utilizados entre ellos para el intercambio de información:



Fuente: *Harmonization of CIM with IEC. Report for CIM an other IEC Working Groups. EPRI, Palo Alto. 2008.*

Figura. 18. Utilización de protocolos en las redes eléctricas inteligentes.

Todos estos protocolos son ampliamente utilizados a lo interno de las redes eléctricas inteligentes, cada uno en el ámbito y funcionalidades para el que fueron definidos: Generación, transporte o distribución.

En total la norma **IEC61850** se divide en diez partes en las que se aborda aspectos relacionados con requerimientos generales del sistema, gestión de los proyectos de ingeniería y requerimientos de comunicaciones. A partir de ello, propone un Modelo de Datos sobre el cual describe las capacidades de los IEDs. Dicho modelo es descrito a través del Lenguaje para Descripción de Subestaciones (SCL). La funcionalidad estándar de una subestación es modelada a partir de los denominados Nodos Lógicos (LN) que a su vez se forman a partir de Common Data Classes y Common Data Attributes. La norma define un conjunto de servicios en lo que se denomina Abstract Communication Service Interface (ACSI). Los apartados 8 y 9 de la norma explican cómo se mapean estos objetos y servicios en términos de protocolos concretos, particularmente MMS (Manufacturing Message Specification) (ISO/IEC9506-1 e ISO/IEC 9506-2, GOOSE y Sampled Value). El último apartado de la norma trata sobre las pruebas de conformidad que debe superar un equipo o una arquitectura para ser homologado según el estándar.

Una breve descripción de los protocolos MPLS (**Multiprotocol Label Switching**) IPV4, IPV6 y RPL (**Routing Protocol for Low-Power and Lossy Networks**), está contenidas en el Anexo B del presente trabajo monográfico.

3.4- Normas y estándares de seguridad cibernética para redes eléctricas inteligentes recomendados por el NIST.

Ya mencionamos en la sección **2.2.2**, que uno de los motivos por los cuales se prefiere la utilización del modelo NIST, es que ayuda a las partes y/o agentes económicos interesados, a comprender los bloques constructivos de una red inteligente de extremo a extremo, desde la generación hasta la gestión del consumo, explorando en todo momento la interrelación entre estos segmentos y los demás elementos de la Red Inteligente. A esto se suma el amplio desarrollo alcanzado por el Modelo NIST en lo relativo a las normas y estándares de seguridad cibernética que se muestran en la cuadro 9 siguiente. Así mismo pruebas con otras infraestructuras relativas a REI, no han arrojado mejores resultados en tanto las mismas han sido empleadas en proyectos pilotos de pequeño alcance y no cuentan con el dominio de los “Proveedores de Servicios” que hoy día es fundamental para rentabilizar la explotación de la infraestructura de red mediante la prestación no sólo de nuevos servicios relacionados con la distribución de electricidad, sino de servicios de telecomunicaciones u otros de valor agregado que puedan integrarse y que estén vinculados a Smart City, Microgrid, Smart Building, Smart Home, Smart Metering y Smart Customer.

El Modelo NIST es ampliamente usado en América del Norte y la Unión Europea y cuenta ahora mismo en la Isla de Jeju en Corea del Sur con un amplio banco real de pruebas, en tanto la red eléctrica ha sido habilitada para efectuar pruebas reales en cinco áreas de negocio:

Smart Power Grid: Habilita la transmisión y medición bidireccional de energía eléctrica, la restauración automática de fallas y posibilita la comunicación de equipos electrónicos de vanguardia para el control de los dispositivos inteligentes para la gestión del flujo de energía eléctrica. Posibilita servicios energéticos de valor agregado.

Smart Place: Proporciona en tiempo real la tarifa eléctrica aplicada. Esto a través de contadores inteligentes y permite el control de demanda de acuerdo a medición horaria.

Smart Renewable: Permite la conexión estable y eficiente de energía renovables y la generación distribuida, transmitiendo y distribuyendo los excedentes de energía hacia otras zonas en donde se requiere. Esto implica la sincronización y temporización de sistemas inteligentes de protección sobre la red.

Smart Transportation: Proporciona estaciones públicas de recarga para vehículos eléctricos, así como instalaciones que permiten la carga de los mismos en los hogares.

Smart Service: Desarrolla y opera nuevos servicios de energía eléctrica, incluyendo información de energía a medida, control de demanda y sistema de tasación en tiempo real. Cuenta con un centro de operación integrado que monitoriza la situación operativa del banco de pruebas reales para recolectar en tiempo real información integral sobre flujos de energía, calidad de los servicios, integridad y operación de la red de energía.

Visto lo anterior se hace evidente que es necesaria la combinación de tecnologías, estándares y protocolos para implementar un proceso de modernización de las actuales redes eléctricas para su evolución hacia una red eléctrica inteligente avanzada con una arquitectura similar a la mostrada en la figura 19.

Cuadro 9. Normas y estándares de seguridad asociadas al Modelo NIST.

Norma / Estándar	Título	Aplicación
IEEE 1711	Estándar de prueba de un protocolo criptográfico para la seguridad cibernética de subestaciones de enlaces seriales	Subestaciones eléctricas
IEEE 1686	Seguridad para dispositivos electrónicos inteligentes	Subestaciones de dispositivos eléctricos inteligentes
NERC CIP 002-009	Seguridad cibernética identificación de activos críticos	Sistema eléctrico
IEC PAC 62559	Metodología intelligrad para el desarrollo de requerimientos de sistemas eléctricos	Sistemas eléctricos
OPC-UA Industria	OPC Unified Architecture	Sistemas de automatización

Security Profile for Advanced Metering Infrastructure v 1.0	Perfil de seguridad de la infraestructura de medición avanzada	Sistemas de adquisición de datos
DHS Cyber Security Procurement Language for Control Systems	Lenguaje de adquisición DHS de seguridad cibernética para sistemas de control	Sistemas de control
NIST SP 800-82	Guía para sistemas de control industrial de seguridad (ICS)	Sistemas de control y de adquisición de datos
ISA SP100	Estándar industrial de redes inalámbricas	Sistemas de control inalámbrico
ISA SP 99	Automatización industrial y seguridad de sistemas de control	Automatización y sistemas de control
IEC 62351 Partes 1-8	Sistemas de gestión de energía e intercambio de información asociada	Sistemas de información y de comunicaciones (dispositivos)
NISTIR 7628 vol. 1,2 y3	Directrices de seguridad cibernética para redes inteligentes	Red eléctrica inteligente (redes inteligentes)
NIST SP 800-53	Guía para la evaluación de controles de seguridad en los sistemas de información federal y organizaciones	Organizaciones y sistemas de información federal
ISO 27000	Sistema de gestión de la seguridad de la información	Sistemas de información de organizaciones públicas o privadas
NIST FIPS 140-2	Requerimientos de seguridad para módulos criptográficos	Sistemas de información
OASIS WS	Estándares de seguridad OASIS	Servicios web

Elaboración propia. 2016

Breviario del capítulo: En el Capítulo tres se resalta la necesidad de incorporar de forma extensiva e intensiva tecnologías, protocolos y estándares que ya cuentan con una amplia utilización en soluciones y dispositivos de redes y que han alcanzado economías de escala. Se parte de realizar una serie de consideraciones básicas para el diseño de una red eléctrica inteligente. Se retoma lo expuesto en la descripción del modelo de referencia NIST recalcando que esto determina aspectos que se deben contemplar para el diseño del proceso evolutivo que una red nacional debe contemplar durante el proceso de transformación hacia una red inteligente, lo que en cierta medida determina un metamodelo de arquitectura que sea funcional y que cuente con elementos suficientes para responder adecuadamente a las necesidades y requerimientos nacionales en los ámbitos antes mencionados. Se mencionan una serie de tecnologías y estándares que se deben considerar en la implementación de redes eléctricas inteligentes, y su relación con los diferentes dominios del modelo NIST. Se presenta una matriz que interrelaciona tecnologías y estándares con ámbitos de implementación, tales como los hogares y edificios denominados inteligentes y la automatización de la distribución de energía y las operaciones en subestaciones. Se incluye el Anexo A, en donde se hace una breve descripción de las tecnologías y estándares implementados en las redes eléctricas inteligentes y el Anexo B en donde se describe brevemente los protocolos más usuales en las redes eléctricas inteligentes. Este capítulo trata en general de fundamentar el objetivo específico uno (OE1) del presente trabajo monográfico.

Capítulo 4- Principales Infraestructuras para el diseño de la red eléctrica inteligente en Nicaragua.

Partiendo del Modelo de Referencia NIST y tomando en consideración sus diferentes dominios, todo planificador del proceso de transformación del actual Sistema Interconectado Nacional (SIN) y particularmente de la red de distribución de energía eléctrica debe contemplar la incorporación de los siguientes sistemas e infraestructuras

4.1- Elementos básicos que conforman la infraestructura de una red eléctrica inteligente.

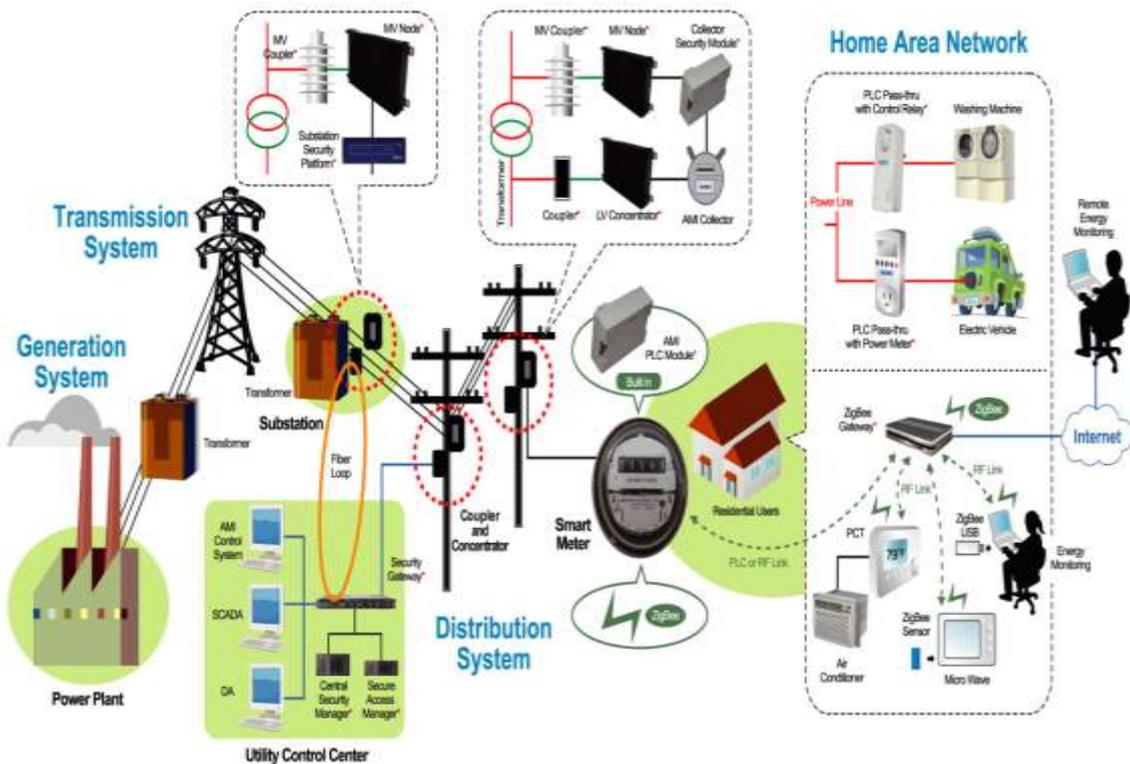
La mención y breve descripción de los elementos tecnológicos de infraestructura propias del Modelo NIST se plasman aquí en forma enunciativa más no limitativa, en tanto, la interrelación de dominios del modelo de referencia puede ser tan avanzada como lo permita la capacidad de inversión empeñada en la evolución de la red y desde luego el grado de inteligencia que se quiera aplicar en el SIN y muy en particular en la red de distribución eléctrica. No obstante el enunciar en este capítulo las principales infraestructuras a tomar en consideración en el diseño de la red eléctrica inteligente en Nicaragua, haremos especial mención en un capítulo aparte de la infraestructura de medición avanzada y la optimización de la arquitectura de la misma.

4.1.1- Administración de la Fuerza de Trabajo (WFM).

Es un sistema para ubicar la posición y el tipo de vehículo de la cuadrilla, complementa la información del personal que integra la cuadrilla para determinar si tienen las habilidades y destrezas requeridas para atender el reporte.

4.1.2- Infraestructura Avanzada de la Medición (AMI).

Sistema que utiliza comunicación de dos vías para coleccionar la información relacionada con el consumo de energía eléctrica del Usuario Final y entregar información útil a este. Se le conoce también como AMI (del inglés: Advanced Metering Infrastructure) que son los sistemas que miden, recolectan y analizan el uso y consumo de la energía eléctrica, e interactúan con dispositivos como los medidores inteligente de energía eléctrica (Ver figura 20). Dicho sistema está en capacidad de gestionar toda la información recolectada y tomar decisiones, para ello la infraestructura (que usualmente es de propiedad de las empresas de servicios) incluye el hardware, software, equipos de comunicaciones, pantallas con información de consumo y gestión del mismo para los clientes/consumidores). Debemos resaltar que la infraestructura avanzada de medición se diferencia de los sistemas de lectura automática de medidores (SLAM) o AMR (del inglés: Automatic Meter Reading), en que permite la comunicación bidireccional entre el equipo de medición inteligente y el centro de control de la empresa.



Fuente: www.bectechnologies.net

Figura 20. Tecnología AMI.

4.1.3- Sistema de Información Geográfica (SIG). Administra bases de datos y un visualizador de la información geográfica. Cuenta con un conjunto de herramientas que integra y relaciona diversos componentes, tales como usuarios, hardware, software, procesos, lo que permite la organización, almacenamiento, manipulación, análisis y modelización de grandes cantidades de datos procedentes del mundo real que están vinculados a una referencia espacial.

Si bien existen fundamentalmente dos tipos de sistemas de información geográfica. El modelo vectorial que lleva a cabo la representación de los datos por medio de los elementos bien definidos como son el punto, la línea o el polígono, éstos se encuentran representados en el SIG por medio de coordenadas UTM (Universal Transversal Mercator), tratándose de estas coordenadas las representadas en un eje cartesiano (x e y), y el modelo ráster, que se caracteriza porque la representación de la información no se realiza por medio de puntos, líneas o polígonos, sino por celdillas o píxeles. Sin embargo hoy día existe, un modelo híbrido entre el modelo ráster y el modelo vectorial, se trata del Modelado Digital del Terreno (MDT). Dicho modelo consiste en la representación tridimensional de la topografía de un territorio. Es el modelo más generalizado y por tanto el que se recomienda utilizar en nuestro caso.

4.1.4- Localización Automática de Vehículos (AVL). Es un sistema que permita identificar la ubicación y el tipo de vehículo sobre la base geográfica del GIS, con la finalidad de llevar un registro de ubicación de los vehículos, para el despacho de las cuadrillas. Se utilizan dispositivos GPS (Global Positioning System) del tipo

diferencial, que proporciona a los receptores GPS correcciones de los datos recibidos de los satélites GPS, con el fin de proporcionar una mayor precisión en la posición calculada.

4.1.5- Sistemas de Administración de la Energía (EMS). Es un sistema para la gestión y el control de la Red Nacional de Transmisión. Están ubicados en los Centros de Despacho Técnico y Económico de Carga, lo que determina que estén administrados en el dominio de transmisión del modelo NIST. No obstante existen soluciones a nivel del dominio del cliente / consumidor y que están vinculados al consumo inteligente y a la eficiencia energética.

4.1.6- Sistema de Información al Cliente/consumidor (CIS- Customer Information System). Administran en tiempo real y de forma histórica la información relacionada con la atención al cliente. Debe contemplar la gestión integral de la estructura de la cadena de valor propia de la prestación del servicio de distribución eléctrica que se muestra en la figura 21 recomendada por Michael Porter (1985) y bajo el entendido que la cadena de valor identifica la secuencia de procesos necesarios para entregar a los clientes/consumidores los productos y servicios de la compañía.



Fuente: Michael Porter (1985).

Figura 21. Estructura de Cadena de Valor aplicable a las empresas de distribución eléctrica.

4.1.7- Sistema Flexible de Transmisión en Corriente Alterna (FACTS). Está basado en electrónica de potencia y otros equipos estáticos que pueden proporcionar control sobre uno o más parámetros del sistema de transmisión en corriente alterna, para mejorar el control e incrementar la capacidad de transmitir energía. Las tecnologías FACTS están tradicionalmente divididas en dos categorías según la compensación de serie y la compensación de desviación. Las cuatro tecnologías (compensación fija de serie y compensación de serie controlada por tiristores, pertenecientes al primer grupo, y SVC y STATCOM/SVC Light del último grupo), que forman las dos categorías, son innovaciones de la empresa ABB (acrónimo de **Asea Brown Boveri**) y son los que se recomiendan para nuestro caso, en tanto al día de hoy se considera que son las soluciones de automatización con mayores innovaciones disponibles comercialmente. Son administrados en el ámbito del Dominio de Transmisión del modelo NIST.

Además de su rol primario de incrementar la capacidad de transmisión y mejorar el control de la red de transmisión, los sistemas y tecnologías FACTS también se

utilizan para reducir las pérdidas energéticas que aparecen en la transferencia de energía a través de largas distancias, para descongestionar rápidamente cuellos de botella en la transmisión, para minimizar el riesgo de apagones, y para integrar fuentes de energía renovables, como la eólica, en la red. Son administrados generalmente por los centros de despacho de carga, que en nuestro caso (CNDC) está adscrito administrativamente a ENATREL.

4.1.8- Sistema para la Administración de Interrupciones y restauración de la red (OMS - Outage management System). Es un sistema que ordena la información por grado de relevancia en función de la magnitud de la falla e importancia de los usuarios afectados, entre otros criterios. Contribuye a reducir el impacto de las interrupciones de suministro planificadas e incidentes imprevistos. Estos sistemas permiten reducir el tiempo y los recursos necesarios para solucionar las interrupciones del servicio, mejorar los niveles de fiabilidad del servicio y aumentar la satisfacción del cliente/consumidor. Es administrado a nivel de los centro de operaciones de red (COR) que en nuestro caso son gestionados por las empresas distribuidoras y por tanto a nivel del Dominio de Distribución del Modelo NIST. En nuestro caso se recomienda la adopción del sistema OMS detallado en el proyecto llamado Intelligrid del Instituto de Investigación de Energía Eléctrica de EE.UU, cuyas funciones más relevantes en relación a las operaciones de red son:

- La localización de falla, aislamiento y restauración del servicio.
- La automatización avanzada de la distribución, y
- El análisis y modelado de la operación de distribución.

Gestiona los datos operativos, del cliente y de infraestructuras de medición avanzada en toda la red de distribución, y distribuye aplicaciones e información de operaciones a todo aquel que las necesite.

4.1.9- Sistema para la Administración en Distribución (DMS). Se refiere al sistema de tecnologías de la información, capaz de integrar, organizar, desplegar y analizar en tiempo real, o cercano a tiempo real, los datos de los sistemas de distribución con el fin de ofrecer un amplio rango de beneficios operativos. Pueden también integrar sistemas tradicionales como el GIS, OMS y CIS para crear un sistema capaz de realizar el tratamiento de un problema de distribución de manera más holística y automatizada. Está directamente vinculado a las funciones supervisión, control y funciones de comunicación implementados en el alimentador.

El Sistema es un componente crucial para la implementación de las redes inteligentes, en tanto las compañías eléctricas le utilizan asiduamente para mejorar la fiabilidad y la eficiencia de la red de distribución. Hay múltiples soluciones de software en el mercado que contemplan todos los requerimientos para la gestión del Dominio de Distribución del Modelo NIST, sin embargo existe personal que ha sido capacitado en la solución conocida como ZEUS que ha sido desarrollada en forma conjunta por INDRA España y por Elektro Brasil y que es ampliamente utilizada por IBERDROLA y Gas Natural FENOSA.

Desde una perspectiva del diseño, los aspectos más importantes de estos sistemas se encuentran en los dispositivos de protección, de conmutación y que a menudo

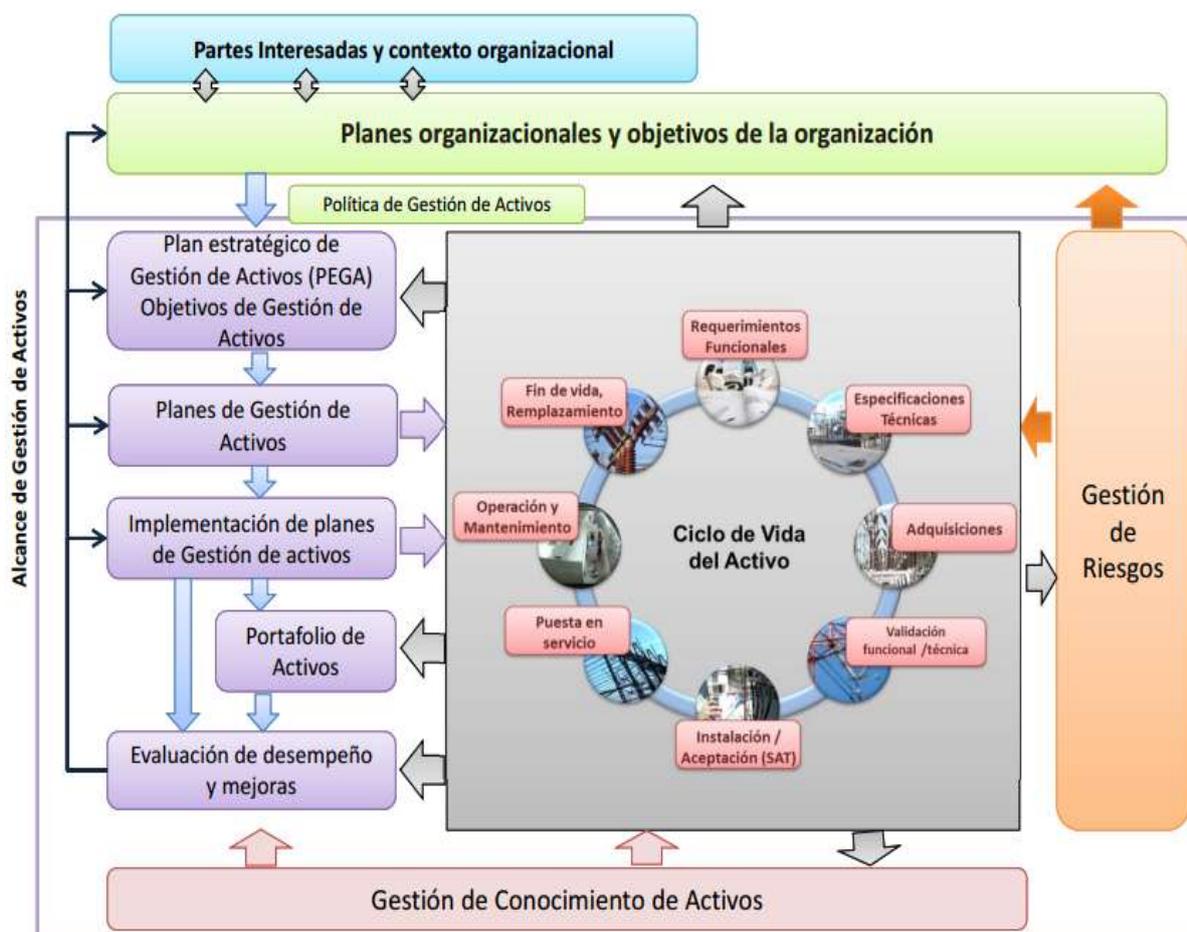
están integradas en el mismo dispositivo o elemento de red. Estos dispositivos pueden interrumpir la corriente de falla, vigilar niveles de corriente y voltaje, comunicarse entre ellos, y automáticamente reconfigurar la red para restaurar el servicio a los clientes/consumidores. La flexibilidad y rapidez en la reconfiguración de segmentos de la red de distribución es un componente clave en las redes eléctricas inteligentes. Es importante resaltar que estas capacidades habilitadas por la distribución avanzada, requiere de la existencia de componentes con capacidad para aceptar la transferencia y requiere una coordinación en tiempo real con los elementos de protección para poder aislar una falla en la topología reconfigurada de la red. Se debe estar claro que las redes inteligentes de distribución deben estar diseñadas como una red integrada de líneas de distribución, que posibilitan la conexión de los centros de consumo con múltiples subestaciones y por tanto surge un nuevo escenario de coordinación de sistemas y elementos de protección. Es decir que desde la perspectiva del diseño, la topología de la red y sus protecciones deben ser planificadas junto a la correcta coordinación de las protecciones para una variedad de configuraciones posibles de red. El sistema AGD permite que las compañías eléctricas gestionen la generación de energías renovables distribuidas, implementen medidas de mejora de eficiencia de la red y controlen el aislamiento y la recuperación tras la interrupción del suministro. Así mismo las compañías eléctricas obtienen información abundante en tiempo real sobre la red de distribución, incluyendo los circuitos de alimentación sin medición remota.

4.1.10- Sistema para la Administración en Distribución Avanzada (ADMS - Advanced Distribution Management System). Se utiliza en redes eléctricas con algo grado de modernización e inteligencia. Representa la evolución de la tecnología de los centros de operaciones de red o cuartos de control al combinar las tecnologías de supervisión, control y adquisición de datos: SCADA. Sistema de gestión de cortes en el suministro eléctrico: OMS. Sistema de gestión de distribución: DMS y Sistema de gestión de energía: EMS en una solución integral de gestión de redes. No aplicaría para el caso de Nicaragua en tanto nuestra red eléctrica por cuestiones de costos no llegaría a un estado de desarrollo tal que requiriese de dicha solución.

4.1.11- Sistema de Control, Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA). Es un sistema de adquisición de datos para la supervisión y control de una parte o de todo el Sistema Eléctrico, en este caso sobre la red de distribución. Permite automatizar gran parte del trabajo de los operadores a cargo del funcionamiento de la red. Permite controlar y supervisar todos los procesos en el SIN y en la red de distribución a distancia. Facilita retroalimentación en tiempo real con los dispositivos de campo (sensores y actuadores), y controla el proceso de distribución de energía eléctrica automáticamente. Provee de toda la información que se genera en el proceso de generación, transporte, transformación y distribución de energía eléctrica y permite su gestión e intervención en caso necesario. Es importante resaltar que los sistemas SCADA se implementan a nivel de generación, de transmisión y de distribución de forma independiente. Personalmente en los segmentos de distribución y transmisión recomiendo las soluciones de la empresa Schneider Electric.

4.1.12- Unidad de Medición Fasorial (PMU). Las unidades de medición fasorial, los concentradores de datos fasoriales, la tecnología de comunicación y las aplicaciones avanzadas de software permiten al operador del sistema reunir y analizar los datos para ofrecer una visión precisa y completa de una o varias áreas de interconexión del Sistema Eléctrico.

4.1.13- Gestión de Activos (GA). La gestión de activos permite conocer la operación y funcionamiento de los activos previendo las fallas y alargando la vida de los equipos y sistemas. En la figura 22 se muestra el modelo de gestión de activos que responde a la norma ISO 55000. El desarrollo de esta herramienta es conveniente hacerla con desarrolladores y programadores locales.



Fuente: Andrés Rodríguez Martínez. Gerencia. Gerencia de Tecnologías de Información. Instituto de Investigaciones Eléctricas. IEEE. Sección Morelos. México.

Figura 22. Modelo de gestión de activos.

4.1.14- Administrador de Datos de Medición (MDM - Meter Data Management). Es un sistema que realiza la gestión de los datos de medición provenientes de los sistemas AMI, permitiendo almacenarlos en una base central de datos a largo plazo y los pone a disposición de todos los demás sistemas para utilizarlos en diversas aplicaciones.

4.1.15- Modelo de Información Común (CIM – Common Information Model). El Modelo de Información Común es un estándar definido por la IEC (Comité Técnico 57) y descrito en Lenguaje de Modelamiento Unificado (UML). El objetivo principal de este modelo es estructurar la información de las redes inteligentes de energía para facilitar los procesos de gestión y el intercambio de información entre las diferentes empresas y agentes económicos del sector eléctrico. Cabe resaltar que este modelo se puede extender de forma fácil, lo cual permitirá agregar nuevos elementos de un sistema de energía en caso de ser necesario.

Estandariza la manera de organizar toda la información que pueda ser necesaria en las aplicaciones dedicadas a la gestión de la red eléctrica SCADA, GIS, aplicaciones para la administración y operación del SIN.

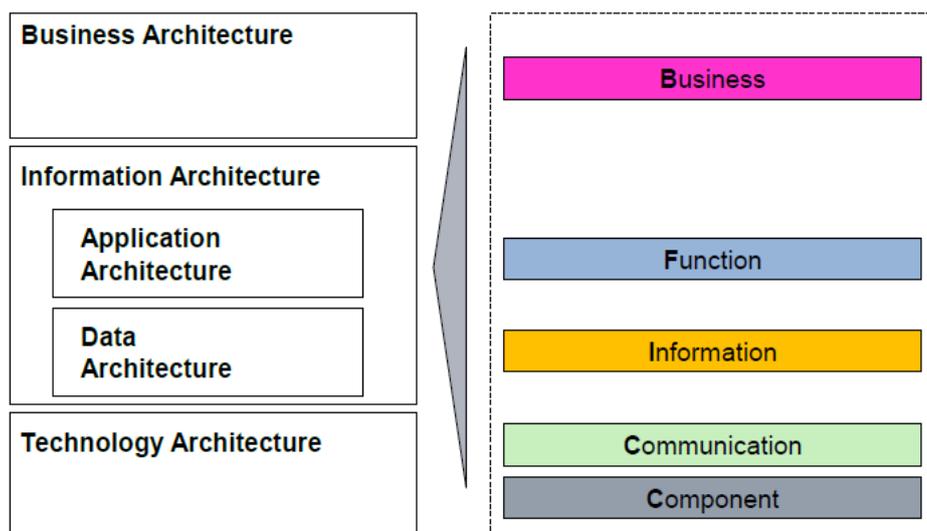
4.1.16- Sistema de Comunicaciones. La comunicación como un todo constituye una de las columnas fundamentales de una Red Eléctrica Inteligente. Las redes eléctricas inteligentes tendrán que incorporar una enorme cantidad de sensores y medidores inteligentes en el segmento de la distribución, los sitios donde se encuentran las Fuentes de Energía Distribuida, y los hogares para gestionar las aplicaciones de demanda y respuesta, generación distribuida y concienciación del consumo energético. Esto producirá más y mayores cantidades de información para la gestión y control de la red y por tanto la existencia de una red telemática subyacente a la eléctrica es vital. Desde luego esto requiere una combinación de tecnologías que ya se han señalado en el Cuadro No. 2A. Matriz de aplicación de tecnologías y estándares de comunicaciones a las redes eléctricas inteligentes en Nicaragua.

La seguridad de una infraestructura crítica como las redes eléctricas y sus redes telemáticas asociadas siempre ha sido un desafío. En una red inteligente se observa una importante monitorización de parámetros y un importante incremento de transmisión y procesamiento de datos para lograr el control de operaciones de red y el control de los parámetros de calidad de la misma. Por tanto la seguridad e integridad de la data en los sistemas de comunicaciones es fundamental para la correcta operación de la red. Los estándares y normas de seguridad son los inherentes a las soluciones de comunicaciones que se implementen en la red eléctrica nacional. (Ver Cuadro No. 3. Normas y estándares de seguridad asociados al Modelo NIST y las vinculadas a las tecnologías LTE y LTE-A).

4.1.17- Dispositivos inteligentes. Son indispensables para el desarrollo de una red eléctrica inteligente autosuficiente, en tanto es necesario tener en cuenta un amplio conjunto de aspectos y problemas operativos en condiciones normales y anormales, así como situaciones relacionadas a los límites operacionales de equipos y sistemas en cuanto su buen estado es crucial para solventar las actividades y problemas operativos. Entre ellos están, los equipos de medida, protección y control, relés de protección y auxiliares, medidores inteligentes, transformadores de distribución, transformadores de medida, centro de transformación y equipos de telecomunicaciones entre otros.

4.2- Capas, elementos y funciones de red.

Con el establecimiento de una arquitectura funcional para el SIN se pretende luego describir los elementos funcionales del sistema eléctrico y su relación independiente de la implementación física, tecnología aplicada o actor asignado. En el contexto de la red eléctrica inteligente, una arquitectura funcional debe contar de elementos y funciones, vinculados a capas, como se muestran en la figuras 23 y 24 que faciliten no sólo la evolución de nuestra red hacia una red del tipo inteligente, sino que promueva la implementación de nuestra Política de Infraestructura Energética establecida en el Plan Nacional de Desarrollo.



Fuente. CEN - CANELEC- ETSI. Smart Grid Coordination Group. 2012.

Figura 23. Capas y su vinculación a la arquitectura interna del Modelo NIST.

Breve descripción de cada una de las capas:

Capa de negocios: Representa la visión empresarial sobre el intercambio de información entre las rejillas que bien se pueden usar para mapear las estructuras y políticas regulatorias y económicas en el contexto del mercado sectorial de mercado). Modelos de negocio, carteras de negocios (productos y servicios) de los agentes del mercado involucrados. También pueden ser representados en esta capa las capacidades empresariales y los procesos de negocio. De esta manera se brinda apoyo a los ejecutivos de negocios en la toma de decisiones relacionadas con nuevos modelos de negocios, así como a los reguladores en la definición de nuevos modelos de mercado.

Capa de funciones:

Esta capa describe funciones y servicios, incluyendo sus relaciones desde un punto de vista arquitectónico. Las funciones están representadas independientemente de los actores e implementaciones en aplicaciones, sistemas y componentes.

Capa de información:

Esta capa describe la información que se está utilizando e intercambia entre funciones, servicios y componentes. Contiene objetos de información y los objetos subyacentes del modelo de datos. Estos objetos de información y modelos de datos representan la semántica de funciones y servicios para permitir un intercambio de información interoperable a través de medios de comunicaciones.

Capa de comunicación:

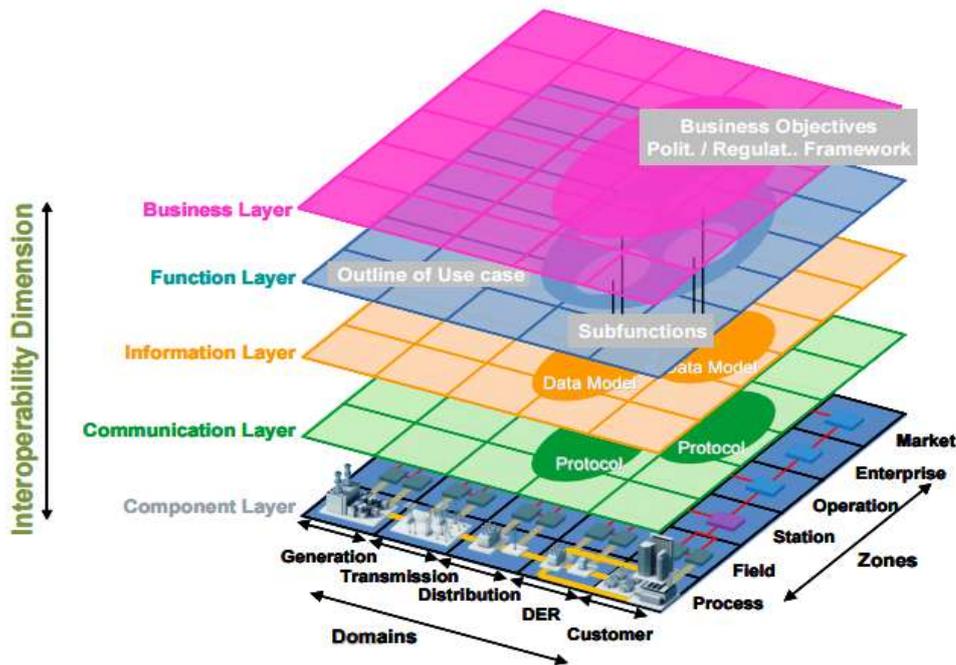
El énfasis de la capa de comunicación es describir protocolos y mecanismos para su implementación como elementos sustantivos para garantizar la interoperabilidad de la información entre los componentes, objetos de información, servicios y modelos de datos relacionados. Esta capa es la que representa un verdadero reto a la integración de las diferentes capas del modelo de referencia y los diferentes segmentos en que tradicionalmente ha estado dividida el SIN de Nicaragua.

Capa de componentes:

El énfasis de la capa de componentes es la distribución física de todos los componentes, en el contexto de la red eléctrica inteligente. Esto incluye a los actores del sistema, las aplicaciones, el equipo del sistema eléctrico (Típicamente situados a nivel de proceso y de campo), dispositivos de protección y de control, red e infraestructura (conexiones de comunicación cableada / inalámbrica, enrutadores, conmutadores, servidores) y desde luego los tipos de computadoras requeridas para soporte de todas estas operaciones.

Debemos tener claro y presente, que en general, la administración y gestión del sistema de energía eléctrica distingue entre proceso eléctrico y los vinculados a la información, procesamiento de la misma y el uso de la misma para procesos de interoperabilidad a lo largo de todo el SIN. Todos estos puntos de vista se pueden dividir en los dominios físicos vinculados a la cadena de valor o cadena de conversión de la energía eléctrica y las zonas jerárquicas a efectos operativos de la gestión dinámica del proceso eléctrico (véase **IEC62357 - 2011**, **CEI 62264-2003**).

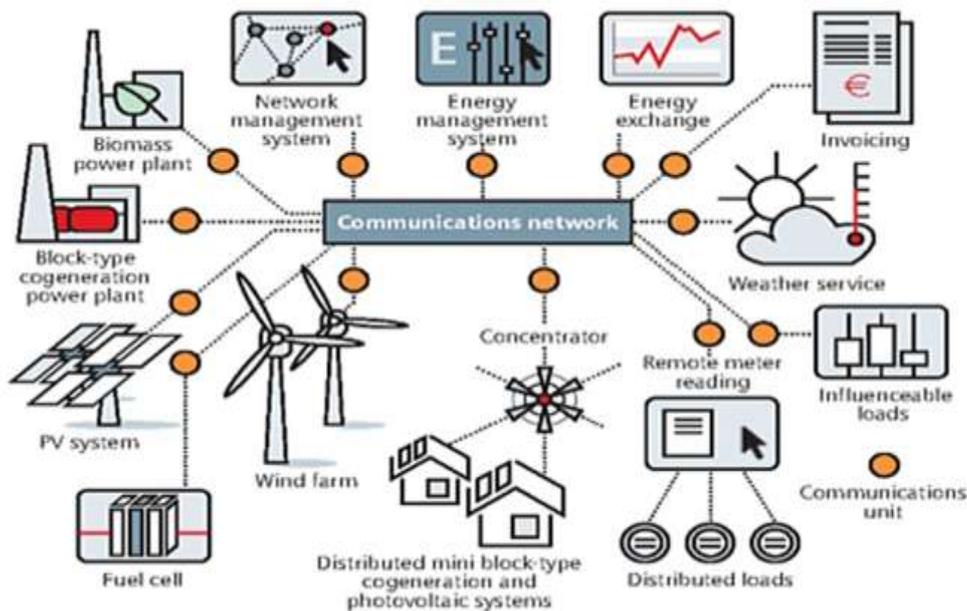
La aplicación de estos conceptos, capas y del modelo conceptual de la red, permite la implementación de la Red Eléctrica Inteligente Avanzada (Véase figura 14). La aplicación de este modelo permite la representación sobre los niveles y la interacción entre las capas y los dominios en las que tienen lugar la interacción.



Fuente. CEN - CANELEC- ETSI. Smart Grid Coordination Group. 2012.

Figura 24. Capas vinculadas a elementos y funciones de red.

De la interconexión e interrelación física de los elementos de la red eléctrica y del sistema de comunicaciones resulta el diagrama básico (Figura 25) de una red eléctrica inteligente.



Fuente: European Platform Smart Grids.

Figura 25. Diagrama básico de una red eléctrica inteligente.

Quiero resaltar aquí, la capa de funciones en tanto las mismas están directamente vinculadas con las tecnologías disponibles ahora mismo para la implementación de una red eléctrica inteligente en Nicaragua.

4.3- Funciones de las tecnologías disponibles.

Entre algunas de las funciones que pueden incluir los elementos de la Red Eléctrica Inteligente son:

4.3.1- Cambio a modo isla y reconexión automatizada. El cambio a modo isla y la reconexión se puede realizar por una separación automatizada de circuitos ante una falla y su subsecuente reconexión. Esto le brinda versatilidad a la red y la posibilidad de operar aún con fallas localizadas, superarlas y reconectar al sistema nacional.

4.3.2- Control de flujo de potencia. Se utiliza con herramientas como los sistemas flexibles de transmisión en AC (FACTS), transformadores reguladores de ángulo de fase, capacitores en serie, y superconductores de muy baja impedancia.

4.3.3- Control de voltaje y VAR automatizado. Estas funciones pueden operar de manera autónoma en respuesta a eventos locales o en respuesta a señales de un sistema de control central.

4.3.4- Diagnóstico y notificación de la condición de equipos. Notifica automáticamente a los encargados de los equipos para que respondan a condiciones que podrían incrementar la probabilidad de falla del equipo.

4.3.5- Limitar la corriente de falla. Puede ser obtenida a través de sensores, comunicaciones, procesamiento de información y actuadores que permiten la coordinación y reconfiguración del sistema para prevenir que las corrientes de falla excedan los límites de daño de los equipos.

4.3.6- Medición y administración de carga en tiempo real. Esta función proporciona medición en tiempo real del consumo del Usuario Final.

4.3.7- Monitoreo, visualización y control de área amplia. Permite observar la condición de la Red Eléctrica y analizar la información en tiempo real, de manera que se puedan tomar acciones de manera oportuna.

4.3.8- Protección adaptable. La Protección adaptable utiliza parámetros ajustables en tiempo real basado en señales de sensores de un sistema de control local o central. Esto es particularmente útil para situaciones con flujos de potencia bidireccionales.

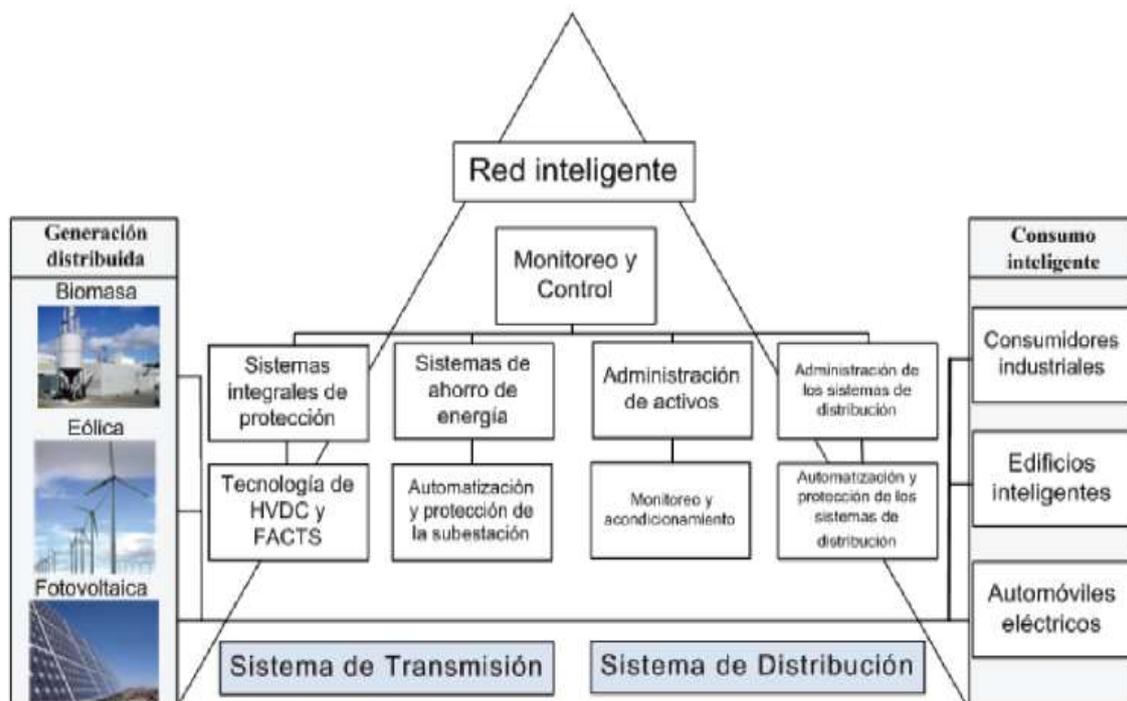
4.3.9- Protección mejorada de falla. Para aplicaciones en distribución son sistemas que detectarán y aislarán fallas sin provocar un recierre a plena carga, reduciendo el efecto ante fallas permanentes. Utilizando sensores de alta resolución e identificadores de falla, estos sistemas pueden detectar de mejor manera fallas de alta impedancia. Para aplicaciones en transmisión, son sistemas que utilizan

comunicaciones de alta velocidad entre múltiples elementos, para proteger regiones completas, en lugar de elementos individuales.

4.3.10- Transferencia de carga en tiempo real. Se logra a través de una reconfiguración en tiempo real de los alimentadores, así como la optimización para reducir la carga en equipos, mejorar la utilización de equipos, mejorar la eficiencia del sistema de distribución y mejorar el desempeño del sistema.

4.3.11- Detección de Falla, Aislamiento y Reconexión (FDIR). Se logra a través de los Equipos de Protección y Seccionamiento (EPROSEC) con la posibilidad de interactuar o no con un sistema de control central, ubicando las fallas en el sistema eléctrico, para posteriormente aislarlas, después se recuperan los tramos no fallados para dejar la mayor cantidad de usuarios con servicio de energía eléctrica.

De la interacción de las capas, elementos y funciones surge un esquema de operación muy particular de las redes eléctricas inteligentes que se muestra en la figura 26.



Fuente: Redes de transmisión inteligente. Beneficios y riesgos. Velasco, Ángeles & García. 2013. Ingeniería Investigación y Tecnología, volumen XIV. 81-88 ISSN 1405-7743 FI-UNAM.

Figura 26. Esquema de operación de una red inteligente.

Este esquema de operación presenta de manera general, los elementos principales que intervienen de forma integral para lograr la eficiencia operacional en las mismas, en tanto se involucran, los sistemas integrales de protección, los de ahorro de energía, los elementos de automatización y protección de subestaciones y en caso necesario la incorporación de tecnologías HVDC (**Tecnología de alta tensión en corriente continua**) y FACTS (**Sistemas de transmisión AC flexible**).

Desde luego esto nos lleva al problema práctico que ante el estado actual de la red eléctrica nacional, se requieren acciones específicas, tales como la puesta en vigencia de un marco regulatorio que incentive la inversión y reduzca los riesgos, sin desde luego dejar de tutelar los derechos de los clientes/consumidores y desde luego la introducción paulatina de tecnología que implica a mi criterio a lo menos tres fases (Ver cuadro 10):

Cuadro 10. Fases de Implementación.

Fase I: Diagnóstico del sector y del marco legal sectorial así como la modernización de la legislación de forma tal que permita:

- Establecer una línea base correspondiente a la red actual.
- Crear y mantener una infraestructura confiable y segura en el SIN.
- Mejorar la calidad del suministro de energía eléctrica.
- Satisfacer la demanda eléctrica de manera económicamente eficiente y sustentable. Facilitar la incorporación de nuevas tecnologías que:
 - Promuevan la reducción de costos del sector eléctrico.
 - Provean servicios adicionales a través de sus redes.
 - Promuevan la Energía Limpia y la Generación Limpia Distribuida.
 - Permitan una mayor interacción entre los dispositivos de los usuarios/consumidores finales y el sistema eléctrico.

Fase II:

- Investigación sobre tecnologías probadas y aplicaciones que sean susceptibles de incorporarlas en el mercado eléctrico de Nicaragua.
- Pruebas de campo para validar soluciones.
- Estandarización para el uso en las redes nacionales.

Fase III:

- Introducción a gran escala en el sistema interconectado nacional de soluciones probadas.
- Aplicación de modelos de negocios reales.

Breviario del capítulo: En el Capítulo cuatro se mencionan las principales infraestructuras a considerar para el diseño de una red eléctrica inteligente en Nicaragua. Partiendo del Modelo de Referencia NIST y tomando en consideración sus diferentes dominios, todo planificador del proceso de transformación del actual Sistema Interconectado Nacional (SIN) y particularmente de la red de distribución de energía eléctrica debe contemplar la incorporación de determinados sistemas e infraestructuras que se detallan en el capítulo. Se inicia con un detalle de los

elementos básicos que conforman la infraestructura de una REI, desde la infraestructura de medición, hasta la infraestructura asociada con un sistema flexible de transmisión de corriente alterna. Se detallan las capas, elementos y funciones de red asociados al modelo NIST y su arquitectura de referencia y el manejo de la información por medio de un modelo de información común que permita procesarla para las actuaciones automáticas o para la toma de decisiones en los diferentes niveles operativos y gerenciales, que nos sustentan de forma adicional el objetivo específico número uno. (OE1).

Se resalta la infraestructura avanzada de medición, en tanto es un sistema que utiliza comunicación de dos vías para coleccionar la información relacionada con el consumo de energía eléctrica del Usuario Final y entregar información útil a este, en el contexto proporcionado por la cadena de valor aplicable a las empresas de distribución eléctrica que es extensible a los segmentos de generación, transmisión y servicios energéticos denominados de valor agregado que llegan a tener enorme importancia en las REI, en tanto con modelos de negocios específicos constituyen una fuente de ingresos muy importantes para las empresas que operan redes eléctricas inteligentes, tal y como se muestra brevemente en el Anexo C, en donde se presentan algunas gráficas con modelos de negocios adicionales al de distribución de energía eléctrica.

Desde luego esto nos lleva al problema práctico que ante el estado actual de la red eléctrica nacional, se requieren acciones específicas, tales como la puesta en vigencia de un marco regulatorio que incentive la inversión y reduzca los riesgos, sin desde luego dejar de tutelar los derechos de los clientes/consumidores y desde luego la introducción paulatina de tecnología que implica a mi criterio a lo menos tres fases de implementación con cuya descripción se cierra el capítulo que nos sustenta el objetivo específico número 3. (OE 3).

Capítulo 5- Infraestructura de medición avanzada y optimización de su arquitectura para proyectos de redes eléctricas inteligentes en Nicaragua.

La medición es un proceso clave de las redes y sistemas de energía eléctrica, que permite, a las empresas prestadoras del servicio, cuantificar la cantidad de energía que se genera, transmite, distribuye y se factura. La medición y desde luego al tasación que da origen a la facturación y cobro se convierte en un elemento sustantivo para la sostenibilidad de la red de distribución en Nicaragua y del propio negocio de reventa de energía en el marco del segmento de distribución eléctrica. La incorporación de infraestructura de medición avanzada y la optimización de su arquitectura es fundamental para la sostenibilidad a futuro del sector eléctrico en nuestro país.

El proceso tradicional de medición es periódico y genera valores acumulados que únicamente muestran la cantidad de energía consumida, pero que no proporcionan información de la forma de uso de la misma, ni de los niveles de carga en tiempo real de los consumidores, particularmente de los que consumen energía en baja tensión, ni permite tener el control de los consumos ni acciones de reacción inmediata en presencia de eventos que perturban la operación de la red. Ni las empresas que comercializan la energía, ni los usuarios que la consumen, tienen información suficiente, ni datos sobre los flujos de energía en los nodos de la red de distribución, ni en las cargas de los consumidores, lo que se traduce en falta de herramientas eficaces para hacer frente a desafíos que presenta el control eficiente de la red de distribución en condiciones de operación normal o en presencia de perturbaciones.

Y se ha mencionado que los sistemas avanzados de medición o sistemas con infraestructura de medición avanzada (IMA), son sistemas con capacidad de medir, registrar, recolectar y transferir remotamente, la información asociada al consumo, la demanda, los parámetros eléctricos y la forma de uso de la energía eléctrica, para su posterior presentación, análisis, gestión y toma de decisiones.

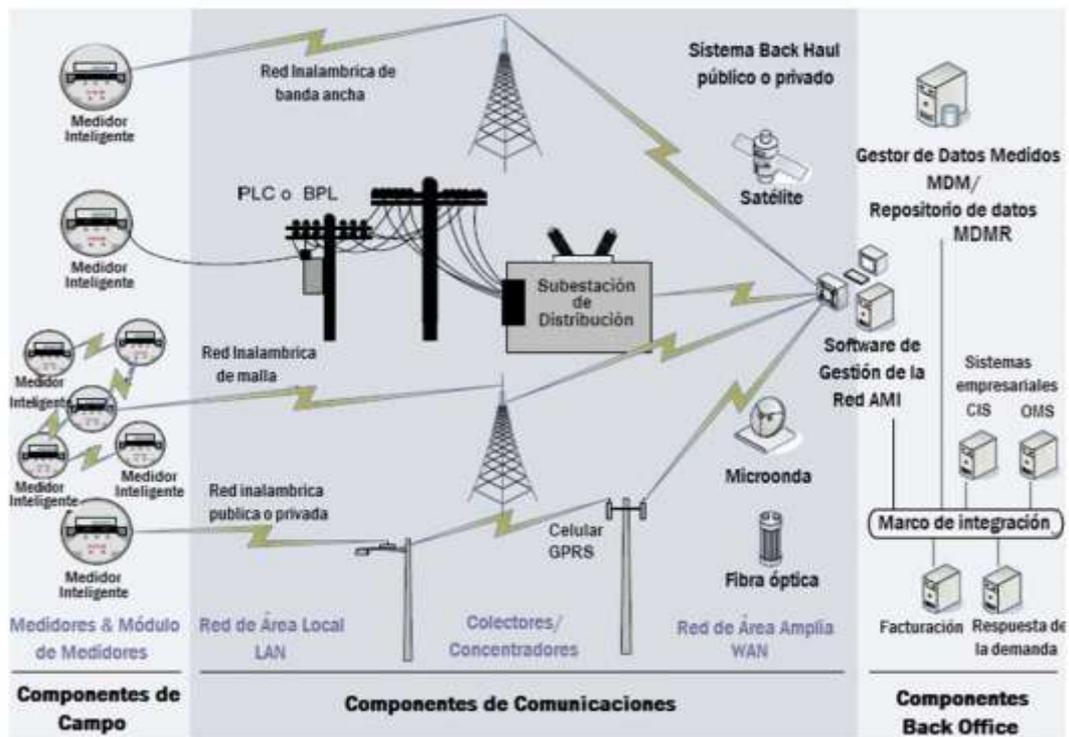
Un sistema IMA en general se compone de tres componentes principales:

- medidores inteligentes,
- redes de comunicaciones y
- el sistema de gestión de datos de medición.

5.1- Infraestructura de medición avanzada (IMA).

Es uno de los más críticos e importantes elementos de una red eléctrica inteligente, que crea una red de comunicaciones entre medidores inteligentes y un sistema diseñado para medir, recoger, transmitir (ya sea ha pedido o automático) y analizar los datos de consumo de energía de los clientes / consumidores. En Nicaragua tenemos la ventaja de la presencia de operadores globales de telecomunicaciones que cuentan con redes inalámbricas y alámbricas bastante robustas a efectos de requerimientos de comunicación de la red eléctrica inteligente.

IMA (Figura 27) es una versión mejorada de la lectura automática de contadores que proporciona una enorme mejora sobre ella. La lectura automática del medidor se desarrolló en 1972 (después de 85 años que las mediciones de los contadores se leyeron manualmente), para recolectar automática y remotamente datos de diferentes tipos de medidores y transmitir esta información al centro de gestión y procesamiento de datos, a través de un esquema de comunicación unidireccional con el fin de analizarlos para facturación. Hoy día IMA posibilita una mejor gestión de recolección, transmisión y tratamiento de datos, así como operaciones de red, en tanto está disponible la comunicación bidireccional, a efectos del telecomando y telecontrol.



Fuente: Johan M. Alvarado B. Universidad de Cuenca. 2016.

Figura 27. Infraestructura de medición avanzada.

Nos comenta A. Ghasempour (2016), que entre las funcionalidades en tiempo real de la infraestructura IMA está el monitoreo de la calidad de la energía (tensión, corriente, fase, frecuencia, etc), así como la supervisión, gestión y control, que posibilita la gestión en la mejora de la eficiencia energética (para disminuir los costos, mejorar la prestación de servicios a los clientes y actualizar los precios de la energía en tiempo real), la gestión de la demanda, la capacidad de auto restauración de la red para proteger a la RI contra actos maliciosos, sabotajes y desastres naturales, mejorar la fiabilidad de la RI, así como la posibilidad de actualizar el firmware de los medidores e interactuar con otros sistemas.

Es necesario precisar que según Balachandran K. et al, (2014) la IMA hoy día aún no tiene una arquitectura estandarizada, por lo que existen varias implementaciones y en base a cada tipo de implementación, existen requerimientos de infraestructura,

aún cuando hay elementos comunes a todas ellas y por lo tanto es importante analizar los requisitos en la red nacional para elegir adecuadamente el tipo de tecnología eléctrica y de telecomunicaciones para lograr satisfacer las necesidades y lograr un eficiente dimensionamiento (costo/rendimiento) de la infraestructura.

5.1.1 Medidores Inteligentes.

Algunas características de medidores inteligentes que deben ser utilizados en la red eléctrica inteligente en Nicaragua son las siguientes:

- Grabación de datos y lecturas a intervalos
- Enlace de comunicación
- Conexión / desconexión remota
- Detección de interrupciones
- Detección de interferencia
- Programación remota
- Compatibilidad con versiones anteriores
- Soporte de red de área local
- Medición bidireccional

A continuación se citan algunos de los más destacados fabricantes de equipos de medición (Cuadro 11) para suministros eléctricos en el contexto operativo de una Red Eléctrica Inteligente y que se construyen bajo las normas de la Comisión Electrotécnica Internacional (**IEC - International Electrotechnical Commission**) principalmente las normas **IEC 62053-21**, en donde ya se incluye su enmienda en el año 2016 y la norma **IEC 62053-11**.

Cuadro 11. Fabricantes destacados de equipos de medición vinculados a REI.

Fabricante	País	Productos y servicios que ofrecen
Circuitor	España	Diseño y fabricación de equipos para la eficiencia energética eléctrica, protección eléctrica industrial, medida y control de la energía eléctrica.
Echelon	EEUU	Network Energy Services (NES). Contadores Inteligentes. Agente certificador de ANSI y IEC para contadores inteligentes.
Elster Group	Luxemburgo	Proveedor de equipos para control de red y software. Desarrollo de soluciones de medición inteligente. Proveedor mundial de productos avanzados de medición y soluciones inteligentes de medición.
GE Energy	EEUU	Contadores inteligentes de electricidad, agua y gas. AMR y Smart Meters.
Iskraemeco	Eslovenia	Proveedor mundial de los dispositivos y sistemas de medición de energía eléctrica, registro y facturación.
Itron, Actaris	EEUU	Es un proveedor de tecnologías energéticas.
Landis+Gyr	Suiza	Medición de electricidad, con posicionado en telegestión y contadores inteligentes.
Siemens Energy	Alemania	Especializado en sistemas eléctricos de automatización y contadores inteligentes. AMIs.
ZIV	España	Contadores de energía eléctrica y sistemas de contadores, equipos de medida de calidad de servicio eléctrico.

Fuente: Fedit. Centro Tecnológico de España. 2011.

Desde luego la operación de la IMA requiere de un centro de gestión y procesamiento de muy buenas capacidades. En el ámbito eléctrico se les denomina

“Utility Center” (UC). El UC recopila, almacena y analiza datos de los medidores inteligentes e interfaces con los proveedores, que pueden consultar medidores de clientes para propósitos de facturación o cambio de tarifas y alarmas de respuesta a la demanda.

5.1.2 Redes de comunicación.

Constituyen un elemento sustantivo para la implementación de una red eléctrica inteligente. Según la revista *Networking the smart grid* (2017), fundamentalmente, los requisitos generales que una infraestructura de comunicación en la Red Inteligente debe reunir, son los siguientes:

- **Estándar:** La infraestructura de comunicación debe basarse en estándares para soportar un conjunto diverso de aplicaciones de utilidad.
- **Ser red basada en IP:** Una red basada en IP proporciona la más amplia plataforma para la entrega de una amplia gama de aplicaciones.
- **Proporcionar comunicaciones en tiempo real:** La red debe proporcionar información en tiempo real, así como capacidades de comunicaciones con baja latencia.
- **Capacidad de expansión:** La red debe tener la capacidad de seguir la expansión de la RI para servir un gran número de dispositivos.
- **Resiliencia y alta disponibilidad:** la arquitectura de red debe ser capaz de continuar operando incluso en presencia de fallas localizadas.
- **Seguridad:** la infraestructura de comunicación debe proporcionar un entorno seguro para el flujo de información.
- **Apoyo a la priorización de tráfico:** La red de comunicación debe ser capaz de priorizar la entrega de aplicaciones sensibles a la latencia, como la automatización de la distribución.
- **Movilidad:** La red debe apoyar la movilidad para permitir la conectividad para aplicaciones de alta productividad.
- **Estar a prueba del futuro:** La arquitectura de la red y sus elementos deben ser seleccionados para proporcionar una amplia protección de las inversiones.
- **Ser competitivo:** la infraestructura de comunicación debe ser competitiva en función de los costos, calidad en la prestación del soporte de comunicaciones y cobertura sobre la red inteligente.
- **Tener una cobertura amplia:** La red de comunicaciones debe tener una amplia cobertura sobre un área geográfica grande para supervisar y controlar la red eléctrica inteligente.

- **Conexión de múltiples tipos de sistemas:** La red de comunicaciones debe ser capaz de interoperar con diferentes tipos de hardware, desde sensores inteligentes hasta transformadores y realizar funciones más allá del intercambio de datos entre ellos.
- **Transmisión de datos a través de múltiples medios:** La infraestructura debe ser capaz de transmitir datos a través de una variedad de medios como cables de cobre, fibra óptica, redes inalámbricas, etc.
- **Recopilación y análisis de grandes cantidades de datos:** La infraestructura debe ser capaz de capturar y analizar cantidades masivas de datos.

Según **Ghasempour** (2015), la IMA se compone generalmente de equipo de medición inteligente, concentradores de datos, la plataforma de control y gestión, así como la infraestructura de comunicación bidireccional. Los componentes de la IMA se localizan generalmente en los diferentes dominios y capas que conforman su arquitectura y pueden incluso no encontrarse a lo interno de la RI, sino en otras asociadas a la misma o en puntos frontera.

Los aparatos eléctricos, así como otros dispositivos y sistemas integrados están conectados a los medidores inteligentes a través de una red de área residencial (HAN del inglés Home Area Network), una red de área de construcción / comercial / de negocios (BAN del inglés Business Area Network) o una red de área industrial (IAN del inglés Industrial Area Network). Es importante hacer notas que se puede utilizar tecnología Bluetooth, ZigBee KNX, Wi-Fi, HomePlug, IEEE 802.11b, IEEE 802.11s, IEEE 802.3az-2010 o tecnología PLC (Power Line Communications) para la comunicación entre los medidores inteligentes y los dispositivos que conforman la HAN. Así mismo para lograr la interoperabilidad mundial (en el ámbito de las redes NAN – Neighborhood Area Network) de los medidores inteligentes propios de la IMA se utilizan interfaces WiMAX, Long Term Evolution (LTE) y otras tecnologías celulares 3G o más avanzadas.

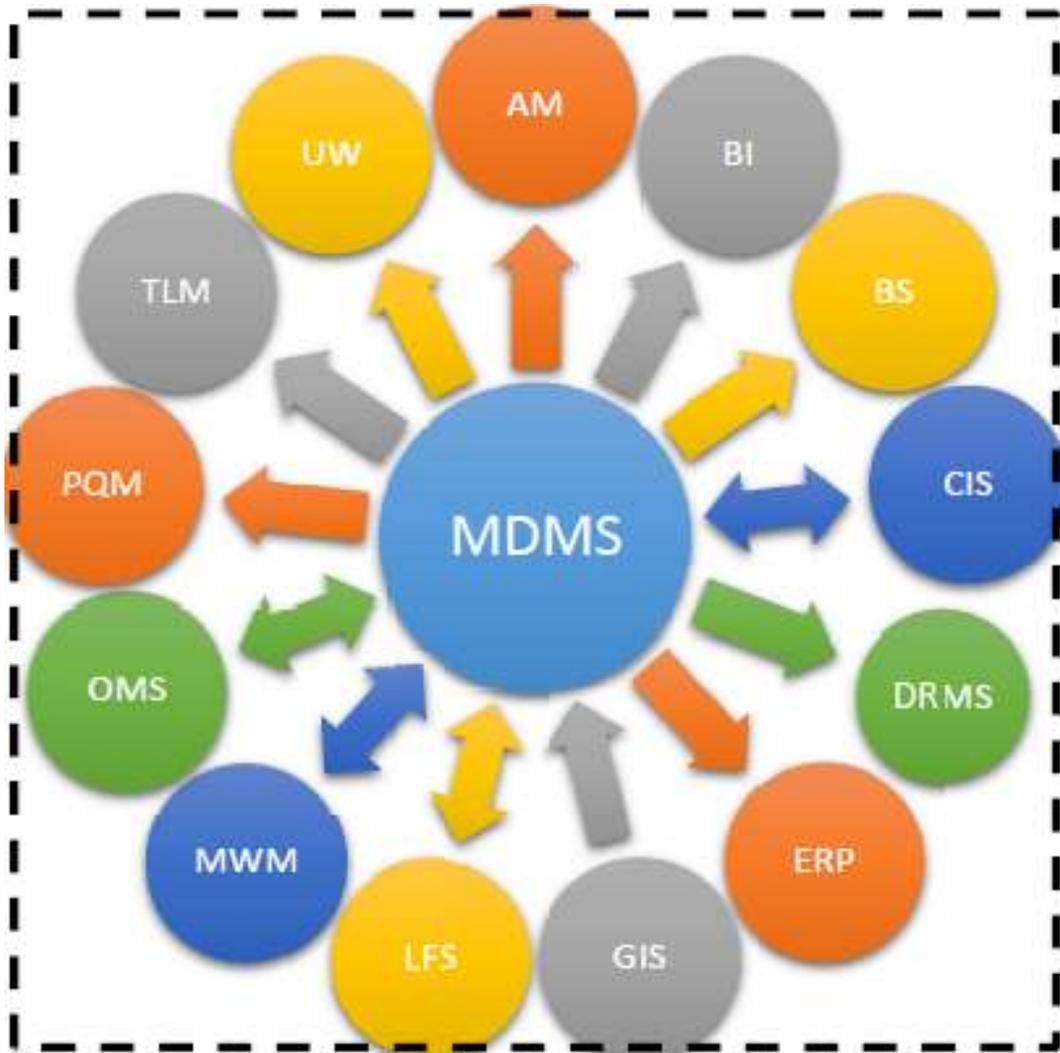
5.1.3 Centros de gestión de datos de medición.

Los centros de gestión se encargan de administrar y operar los sistemas de gestión que son una colección de herramientas para monitorización y control de la red

Los Centros de Gestión (UC) de forma generalizada están equipados (Figura 28) con los siguientes módulos:

1. Sistema de gestión de datos del medidor (MDMS-Meter Data Management System)
2. Sistema de Información Geográfica (SIG)
3. Sistema de gestión de interrupciones (OMS)
4. Gestión de la carga del transformador (TLM)
5. Gestión de la fuerza de trabajo móvil (MWM)
6. Sistema de información al consumidor (CIS)
7. Sistema de facturación (BS)
8. Sitio web de utilidades (UW)

- 9. Planificación de recursos empresariales (ERP)
- 10. Gestión de la Calidad de la Energía (PQM)
- 11. Gestión de activos (AM)
- 12. Inteligencia de Negocios (BI)
- 13. Sistema de gestión de respuesta a la demanda (DRMS)
- 14. Sistemas de pronóstico de carga (LFS)



Fuente: Alireza Chasempour. UTAH State University. 2016.

Figura 28. Componentes del MDMS (Meter Data Management System).

Es importante resalta el módulo denominado **MDMS** que es una base de datos con herramientas analíticas que recopila datos de medidores (como uso, generación de electricidad y información de almacenamiento) y permite desde luego el análisis de datos por períodos de tiempo, así como el almacenamiento, procesamiento y gestión de grandes cantidades de datos relacionados con el consumo y eventos en la red inteligente.

En el cuadro 12 se muestran algunas características de los medidores inteligentes (SM), de los concentradores de datos (DC) y de los Centros de Procesamiento y Gestión, los denominados Utility Center (UC).

Cuadro 12. Características de los medidores inteligentes, concentradores y centros procesamiento/gestión.

Medidores Inteligentes (SM)	Concentradores de datos (DC)	Centro de Procesamiento y Gestión (UC)
Cantidad de datos en un SM individual es pequeño ya que las fuentes de datos son las HAN del cliente/consumidor y sus dispositivos asociados.	La cantidad de datos es comparativamente mayor ya que tiene que manejar los datos de cerca de unos pocos cientos a decenas de miles de SM.	La cantidad de datos en la UC es en un volumen enorme, ya que tiene que abordar los datos de varios millones de SM.
Recursos como memoria principal (en kilobyte), capacidad del procesador, etc., tiene sus restricciones.	Recursos como memoria principal (en megabytes), capacidad del procesador, etc., son más poderosos.	Los recursos son muy poderosos, porque generalmente son de gama alta, tales como servidores.
La velocidad de los datos es relativamente baja porque ya que los requerimientos en los SM así lo determinan.	La velocidad de datos es alta ya que agrega un buen número de datos de los SM.	La velocidad de los datos es muy alta, ya que tiene que manejar gran cantidad de datos del medidor, datos de eventos, comandos, etc.

Fuente: Desarrollo propio. 2016.

5.2- Optimización de la arquitectura de la Infraestructura de Medición Avanzada (IMA).

Se busca la optimización técnica, operativa y económica de la IMA. Desde luego esto pasa por lograr una infraestructura eficiente en relación a su operación, a su ampliación como resultante del crecimiento del mercado y desde luego el manejo de costos asociados al sostenimiento y ampliación de la red eléctrica y la prestación de nuevos servicios a través de la misma, en horizontes temporales de uno, cinco y diez años.

5.2.1- Diferentes arquitecturas de la IMA.

Si bien al día de hoy no hay un estándar específico, podríamos decir que hay tres arquitecturas básicas: Directa, derivada de la agregación directa, la indirecta, derivada de la agregación indirecta y la híbrida, resultante de la combinación de las

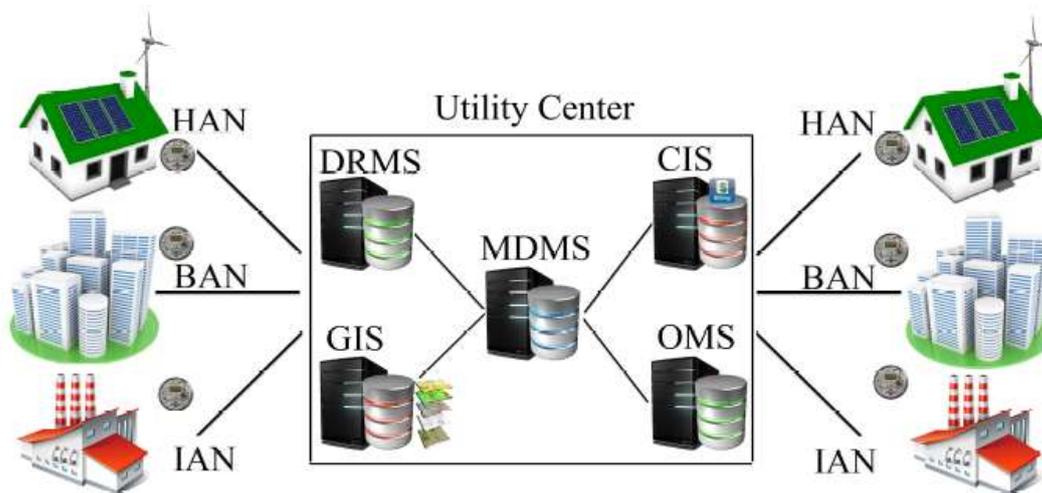
dos primeras. Con agregación nos referimos a la incorporación de dispositivos inteligentes en las diferentes capas características de una infraestructura de medición avanzada y desde luego en primera instancia vinculada a los puntos de suministro eléctrico, sin perjuicio de la incorporación de dispositivos relacionados a funcionalidades específicas de las diferentes capas del modelo IEC62357. La arquitectura a utilizar depende del número de medidores inteligentes y de las velocidades de datos requeridas.

5.2.2- Problemática derivada de las diferentes arquitecturas de la IMA.

De las diferentes arquitecturas se deriva la problemática de la optimización de los activos, la eficiente operación de la red y los dispositivos asociados a la misma. El análisis económico es fundamental pero no será tratado en este trabajo monográfico. Sin embargo es importante resaltar que están disponibles algoritmos para encontrar la solución casi óptima y son proporcionados por diferentes integradores de soluciones de RI.

5.2.2.1- Arquitectura directa.

La arquitectura directa (figura 29) es la más simple. Los SMs se conectan directamente a los centros de gestión y control (UC) a través de una red de comunicación alámbrica o inalámbrica. Presenta topología en estrella. Este esquema no tiene agregadores. Debido a la densidad de SMs y sus distancias a los UC, esta arquitectura no es adecuada para áreas urbanas densamente pobladas, en tanto no es fácilmente escalable. Se utiliza en zonas de baja densidad. El ancho de banda disponible debe ser el económicamente justificable para las aplicaciones y funcionalidades.

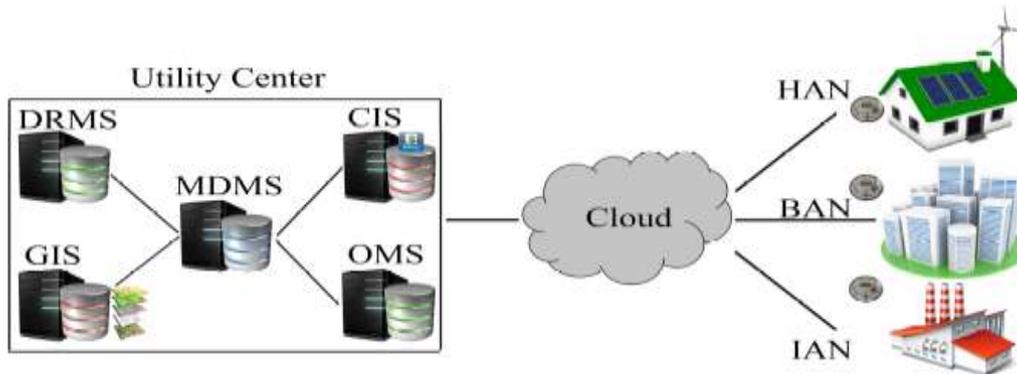


Fuente: Alireza Chasempour. UTAH State University. 2016.

Figura 29. Arquitectura directa.

5.2.2.2- Arquitectura indirecta.

En una arquitectura indirecta, los SMs envían sus datos a los centros de gestión y control (UC) a través de routers o agregadores (ver Figuras 30, 31 y 32). Una arquitectura indirecta también puede implementarse a través de la nube (Cloud Internet) y enrutadores o agregadores. En el AMI basado en la nube, los SM utilizan la conexión a Internet para enviar su información a la UC. Esta configuración brinda mayor versatilidad y escalabilidad de la red y de la infraestructura de medición avanzada.

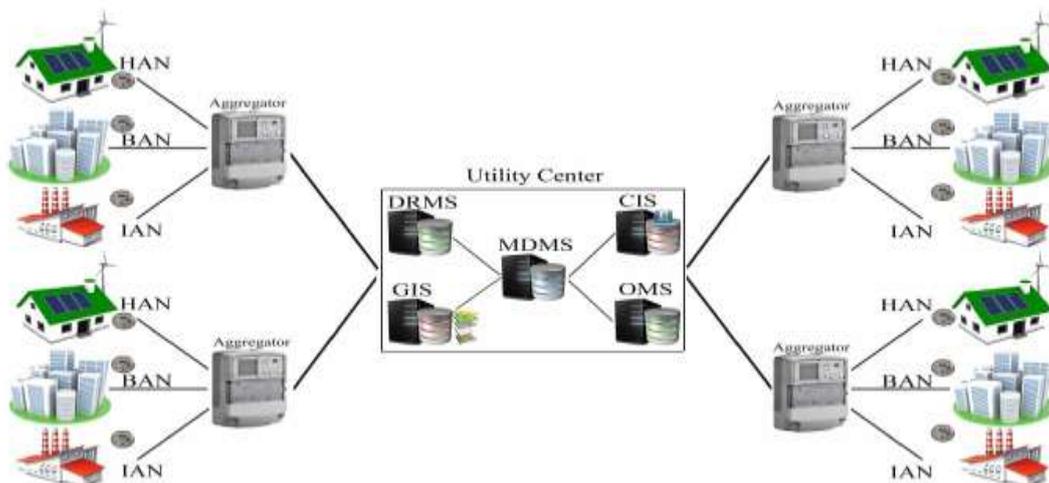


Fuente: Alireza Chasempour. UTAH State University. 2016.

Figura 30. Arquitectura indirecta basada en la nube.

En esta arquitectura los SMs utilizan la conexión a Internet para enviar su información a la UC. La principal ventaja de esta arquitectura con respecto a la arquitectura directa es la posibilidad de utilizar un bajo ancho de banda entre los SMs y los agregadores, reduciendo el número de conexiones directas a la UC, lo que aumenta la confiabilidad y disminuye la vulnerabilidad a los efectos de los ciberataques.

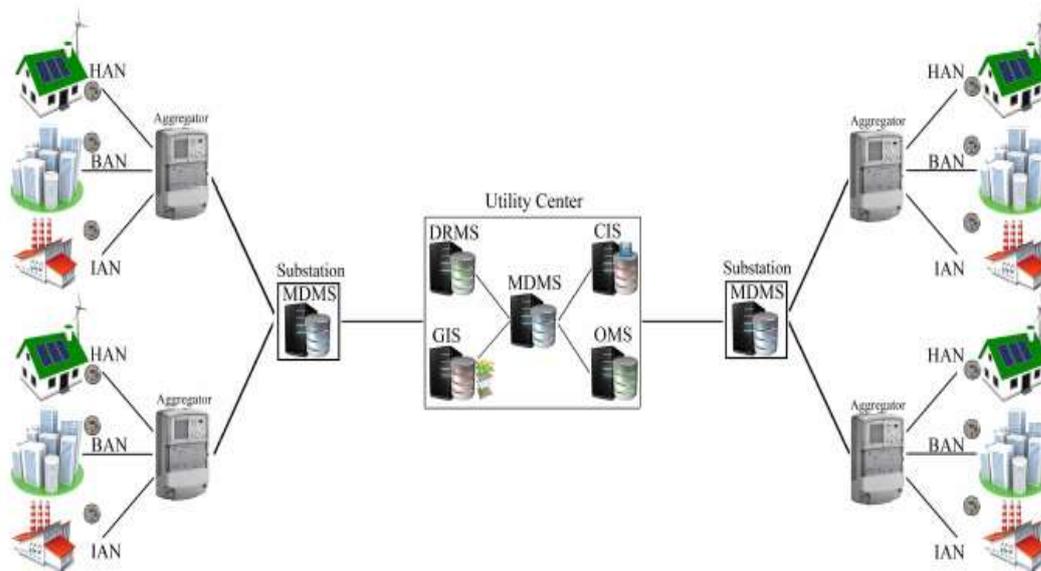
Se caracterizan principalmente por contar solamente con un MDMS (Meter Data Management System).



Fuente: Alireza Chasempour. UTAH State University. 2016.

Figura 31. Arquitectura indirecta basada en la agregación centralizada.

Se caracterizan principalmente por contar con múltiples MDMS (Meter Data Management System). Lo que desde luego permite una mayor complejidad de red y funcionalidades.



Fuente: Alireza Chasempour. UTAH State University. 2016.

Figura 32. Arquitectura indirecta basada en la agregación descentralizada.

Para implementar esta arquitectura, debemos consideramos las siguientes condiciones y supuestos:

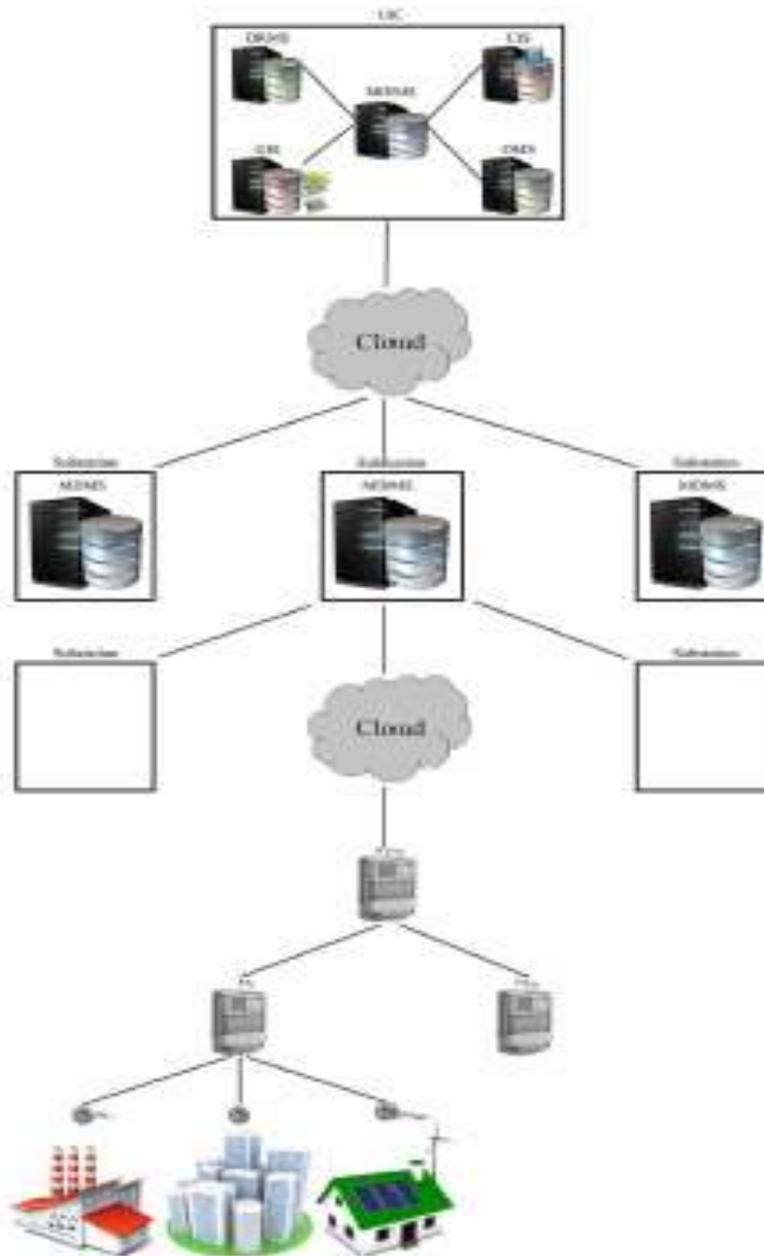
1. Cada SM se conecta a un solo enrutador o agregador.
2. Se utiliza la tecnología PoweRline Intelligent Metering Evolution (PRIME) v1.41 entre los medidores inteligentes, los enrutadores y los centros de gestión y control. La tecnología PRIME PLC es una tecnología ortogonal de multiplexación por división de frecuencias
3. Para usar la tecnología PRIME, la distancia entre SMs y su agregador debe ser a lo más 700 metros y la velocidad máxima de datos requerida de 5Kbps.
4. La unidad de gestión y control implementada en una subestación atiende o gestiona un máximo de 30 circuitos de distribución.
5. La velocidad máxima de datos en la tecnología PRIME en la versión 1.4 es de 1 Mbps y suponiendo un requerimiento de velocidad de datos de 5 Kbps por medidor inteligente, no se deben conectar más de dos mil (2000) equipos de medición inteligente a cada agregador.

5.2.2.3- Arquitectura indirecta híbrida descentralizada.

Es la arquitectura más compleja (figura 33) y físicamente tiende a comportarse como una arquitectura distribuida. Los sistemas distribuidos son comúnmente complejas y deben estar apropiadamente organizados para su control y gestión.

¹ I.B. et al. (2014). Prime V1.4. White Paper. Disponible en : http://www.prime-alliance.org/wp-content/uploads/2014/10/whitePaperPrimeV1p4_final.pdf.

Esta arquitectura está en proceso de desarrollo en la medida que los sistemas eléctricos y telemáticos se van interrelacionando e ínteroperando en la misma medida que se modernizan los modelos de negocios, de forma tal que hay tendencia a la existencia de diversas configuraciones de componentes y funciones que definen una arquitectura dinámica en capas, objetos, en datos y en eventos.

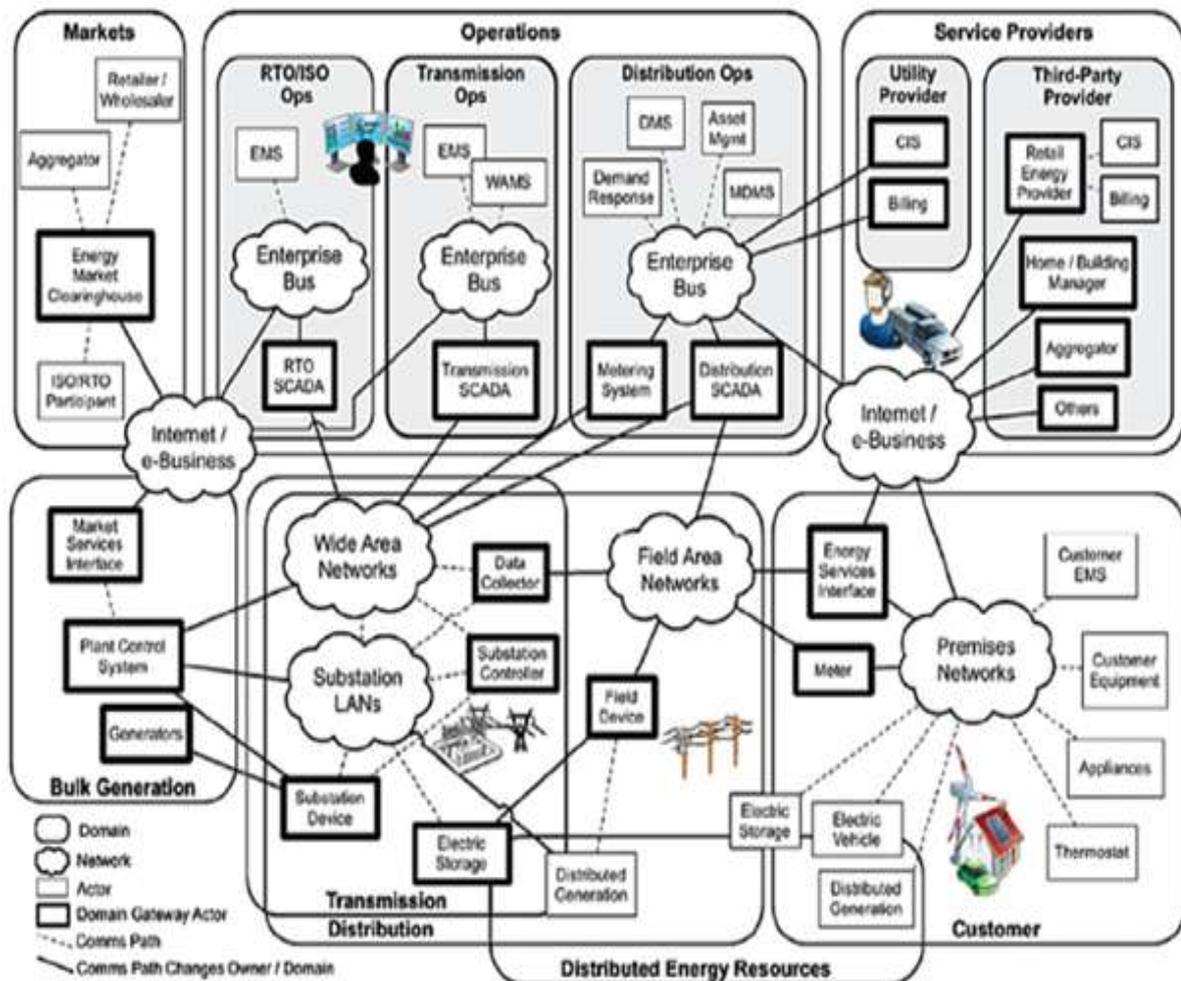


Fuente: Alireza Chasempour. UTAH State University. 2016.

Figura 33. Arquitectura indirecta híbrida descentralizada

La combinación de estas diferentes variantes de arquitectura, donde se involucran elementos, funcionalidades e infraestructura viene a determinar un esquema básico de interconexiones resultantes del seguimiento del Modelo NIST. En el caso de

Nicaragua, una arquitectura no tan compleja pero altamente eficiente sería algo similar a la mostrada en la figura 34 mostrada a continuación.



Fuente: <http://cdn.powermagn.com>

Figura 34. Esquema e interconexiones de una red eléctrica inteligente bajo el modelo NIST aplicable a Nicaragua.

El esquema mostrado no alcanza la complejidad y desde luego las prestaciones del esquema mostrado en la **página 64 (Figura 19)** pero brinda las herramientas necesarias para la gestión integral eficiente desde el punto de vista técnico y económico, al permitir la monitorización, medición y tasación de los flujos de energía. Permite adicionalmente una gestión dinámica de la calidad del servicio y desde luego la medición inteligente en cada punto frontera entre la generación, la transmisión, la distribución y comercialización de servicios de distribución eléctrica y servicios de valor agregado que bien pueden implementarse a través de la red de la propia red eléctrica o la red de telecomunicaciones subyacente.

Breviario del capítulo: En el Capítulo cinco, tratamos en más detalle la infraestructura de medición avanzada y la optimización de su arquitectura para proyectos de redes eléctricas inteligentes en Nicaragua. Resaltamos que la medición es un proceso clave de las redes y sistemas de energía eléctrica, que permite, a las empresas prestadoras del servicio, cuantificar la cantidad de energía que se genera, transmite, distribuye y se factura. La medición y desde luego la tasación que da origen a la facturación y cobro se convierte en un elemento sustantivo para la sostenibilidad de la red de distribución en Nicaragua y del propio negocio de reventa de energía en el marco del segmento de distribución eléctrica, a la vez que permite vender servicios de valor agregado mediante la utilización de dichos dispositivos de medición para la obtención de información muy útil para la gestión de la demanda de parte de los clientes/consumidores y para la implementación de procesos de ahorro y eficiencia energética.

La incorporación de infraestructura de medición avanzada y la optimización de su arquitectura es fundamental para la sostenibilidad a futuro del sector eléctrico en nuestro país. Al final del capítulo resaltamos el hecho que la combinación de las diferentes variantes de arquitectura para la medición avanzada resultantes del seguimiento del Modelo NIST en donde se involucran elementos, capas y funcionalidades nos proporciona una arquitectura de red no tan compleja pero altamente eficiente en cuanto nos permite la gestión integral de los flujos de energía, así como la gestión integral de la red en todos y cada uno de los dominios del modelo ya mencionado. Este capítulo refuerza la identificación de beneficios que trae la incorporación del modelo de redes inteligentes y muy en particular la medición avanzada en las actuales redes de distribución de nuestro país. (OE 5).

Capítulo 6- Operación y mantenimiento en las redes eléctricas inteligentes.

La operación y los programas de mantenimiento están vinculados a los niveles de implementación (cuadro 11) y madurez (cuadro 12) que se hayan alcanzado en las redes eléctricas inteligentes. Este tipo de redes requiere la incorporación de sistemas computarizados de gestión tanto el área de operación como la de mantenimiento, en lo que hoy día se conoce como el Concepto de Integración Total.

6.1- Etapas de implementación y niveles de madurez de las RI.

Las etapas de implementación (Ver cuadro 13) van desde la implementación temprana, pasando por la implementación en desarrollo hasta la implementación avanzada a como se muestra a continuación.

Cuadro 13. Etapas de implementación de las RI.

Temprana	Desarrollo	Avanzada
<ul style="list-style-type: none"> • No existen políticas públicas y no hay un marco regulatorio específico. • No se están llevando a cabo proyectos a gran escala, pero se planean proyectos piloto. • La eficiencia operativa y el impulso de nuevas fuentes de energía impulsan la demanda. 	<ul style="list-style-type: none"> • Existen políticas públicas y marco regulatorio. • Existe una hoja de ruta de la política de despliegue • Las inversiones son impulsadas por empresas estatales y/o privadas. • El despliegue ha comenzado y parte de la red ya es inteligente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Existe políticas públicas, marco regulatorio y un mandato nacional para el despliegue sostenido, con metas e inversiones establecidas. • Las inversiones son realizadas por todos los agentes económicos del sector. • El despliegue generalizado está en marcha.

Fuente: A.T. Kearney Análisis. 2015.

Cuadro 14. Niveles de madurez en la implementación de las Redes Inteligentes.

Nivel	Etapa	Descripción de la etapa de madurez
5	Pionera	Redes en mejora continua; Innovación líder en la industria. Se rompen barreras tecnológicas.
4	Optimizadora	Optimizar la red inteligente para beneficiar a todo el sector; La optimización puede ir más allá del sector. Alta automatización.
3	Integradora	Integrando despliegues de red inteligente en toda la infraestructura del sector, realizando una mejora medible del rendimiento en la totalidad de la red. Implementación de REI en toda la estructura de la empresa eléctrica, se puede medir la mejora en el desempeño.
2	Facilitadora	Inversión basada en una estrategia definida. La implementación de los primeros proyectos para establecer la red inteligente. Puede ser por subsectores: Generación, transmisión y distribución. Se implementan proyectos que facilitan la REI.
1	Inicializadora	Primeras acciones para explorar opciones. Proyectos pilotos. Establecimiento de la visión de red inteligente y su plan de implementación a mediano y largo plazo. Se conducen pruebas de implementación y se desarrolla la visión de REI.
0	Predeterminada	Nivel base de la red existente. No se tiene implementada REI en el sistema.

Fuente: SGMM Solutions. CES. 2015.

6.2- Características de la Operación de la red inteligente.

- Integra sistemas de monitoreo y sensores a lo largo de la red.
- Cuenta con restablecimiento automático y semiautomático.
- Propone mantenimientos basados en la condición del equipo.
- Tiene sistemas de control dominantes, como estimadores de estado.
- Presente información al cliente/consumidor relacionada con tarifas y consumo.

6.3- Concepto de Sistema total de Operación y mantenimiento.

Un aspecto muy importante del concepto de Sistema Total es la integración entre Operaciones y Mantenimiento. Es un sistema de gestión que evita todo tipo de pérdidas durante los procesos de operación y mantenimiento, maximizando su eficacia e involucrando a todos los departamentos y a todo el personal desde

operadores hasta la alta dirección, y orientando sus acciones apoyándose en las actividades en pequeños grupos.

Sin embargo debemos recordar que las Operaciones y Mantenimiento son dos funciones productivas complementarias. Ambas indispensables y tradicionalmente rivales. La lucha entre ambas se debe a que ocupan las mismos equipos e instalaciones para sus respectivos trabajos. Una los opera, utiliza, maneja, los quiere siempre trabajando y produciendo. La otra los cuida, mantiene, repara, elimina sus defectos y los quisiera, en óptimo estado aún a costa de paros ya sean estos planificados o no.

6.3.1- Integración en el Control Operacional y el mantenimiento de la red inteligente.

La Operación y el Mantenimiento son dos funciones que están insertas en el día a día de la red eléctrica inteligente y que se relaciona con todos los subsistemas al interior de la misma y con los del entorno de ella. Son dos de las funciones que más depende del resto y por lo tanto no se puede pensar en su funcionamiento en forma aislada.

Los sistemas de control computarizado de operación y mantenimiento actuales contribuyen en forma importante a la integración de todas las funciones con bases de datos comunes que comparten todas las funciones evitando duplicaciones y conflictos de intereses. Por ello es altamente recomendable que tanto la operación como el mantenimiento dispongan de un módulo de administración (CMS, Computerized Management Systems) de sus actividades, integrado con el resto de las funciones productivas. Ya no se concibe implementar un módulo de mantenimiento que no converse en forma fluida con el módulo de operación, en línea y en tiempo real con el resto de las funciones de la red eléctrica inteligente.

Desde luego, a un mayor nivel de implementación y madurez de la red eléctrica inteligente le corresponde una operación más eficiente y un programa de mantenimiento más riguroso y detallado en donde se deben contemplar tres tipos de mantenimiento:

- Mantenimiento Predictivo.
- Mantenimiento Preventivo.
- Mantenimiento Correctivo.

Mantenimiento Predictivo: Pruebas que se realizan a los equipos con el propósito de conocer su estado actual y predecir posibles fallas que se podrían ocasionar. El resultado de este mantenimiento permite tomar acciones correctivas y/o preventivas para optimizar su funcionamiento. En el caso de las redes inteligentes se utilizan muchas herramientas informáticas para determinar el estado actual y la predicción de posibles fallas.

Mantenimiento Preventivo: Mantenimiento programado que se efectúa a un bien, servicio o instalación con el propósito de reducir la probabilidad de fallo, mantener condiciones seguras y preestablecidas de operación, prolongar la vida útil y evitar accidentes. El mantenimiento preventivo tiene la finalidad de evitar que el equipo falle durante el periodo de su vida útil: y la técnica de su aplicación se apoya en experiencias de operación que determinan que el equipo, después de pasar el periodo de puesta en servicio, reduzca sus posibilidades de falla.

Mantenimiento Correctivo: Es la reparación que se realiza al bien, servicio o instalación una vez que se ha producido el fallo con el objetivo de restablecer el funcionamiento y eliminar la causa que ha producido la falla. El mantenimiento correctivo tiene la finalidad de reemplazar los elementos o equipos averiados y que no pueden funcionar operativamente en la subestación, el reemplazo también se da cuando los equipos han cumplido las horas de trabajo para las que fue fabricado.

Documentos básicos requeridos para el mantenimiento.

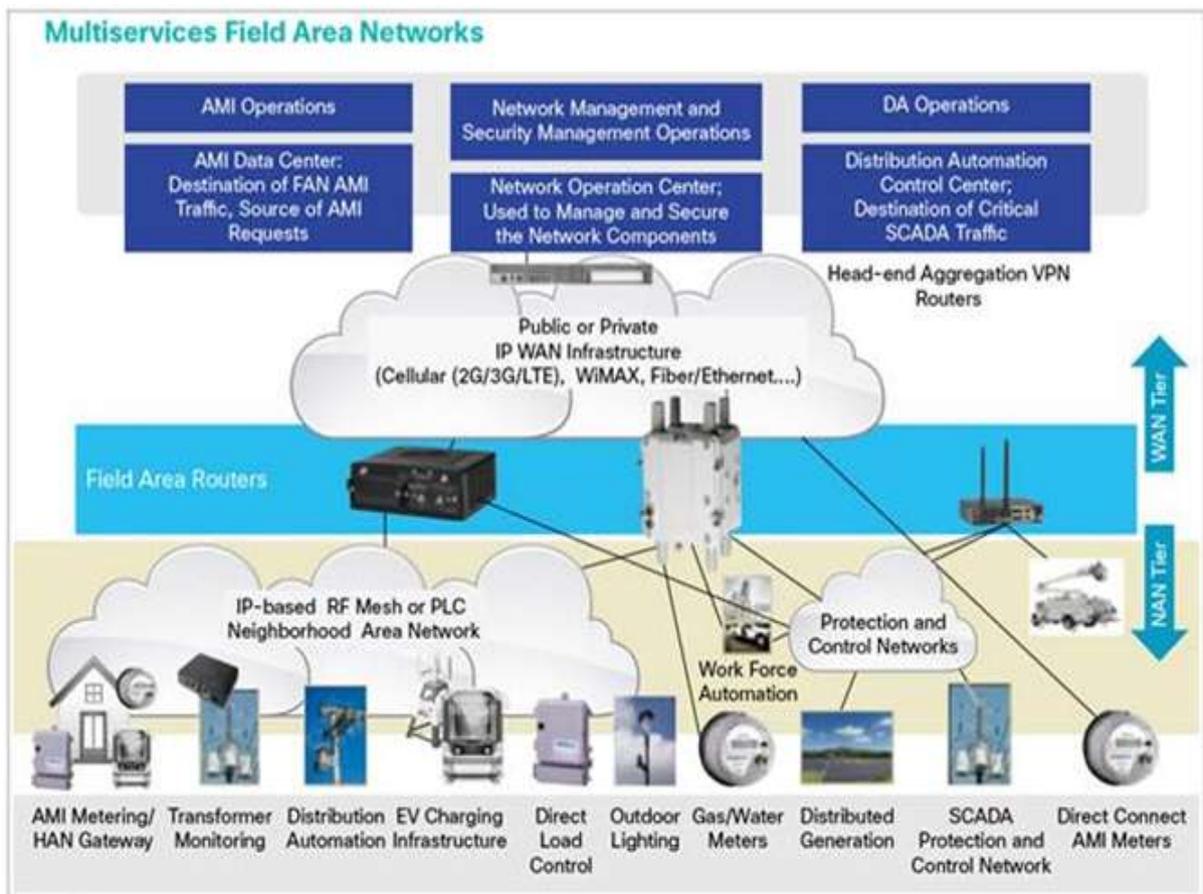
- a) Manuales de Operación.
- b) Manuales de Procedimiento de Mantenimiento
- c) Manuales de Procedimiento de contingencia
- d) Manual de mantenimiento de la Empresa.
- e) Manual de mantenimiento del fabricante de los equipos.
- f) Formato para diagnóstico e inspección de equipos
- g) Hoja de vida de los equipos.
- h) Normas para pruebas de equipos.
- i) Procedimientos para realización de las pruebas.
- j) Formatos para reporte de las pruebas.

De lo anterior surgen una asociación de conceptos generales de Operación y Mantenimiento en la red eléctrica inteligente, con especial énfasis en el segmento de distribución y que siempre deben ser tomados en consideración a efectos de despejes por mantenimiento, ya sean estos programados o no.

ADA: Automatización de distribución avanzada, conformado por:

- **ADO:** Operación de distribución avanzada, que realiza el control de supervisión y adquisición de datos, control de reactivos, despacho, mediante la operación de comandos a interruptores. Éste sistema ubica la falla, la aísla y restaura, siendo una de los elementos vitales de la red de distribución.
- **DMS:** Sistema de gestión de distribución.

En el ambiente de la automatización de distribución avanzada, dada la complejidad del soporte de operaciones, así como de los servicios asociados a las labores de mantenimiento, surgen una serie de funciones derivadas del propio esquema de interconexión de una Red Inteligente, así como de los diferentes servicios internos de soporte (Ver figura 35), con el fin de viabilizar su funcionamiento integrado.



Fuente: Cisco. 2015.

Figura 35. Multiservicios de soporte de operaciones de una red eléctrica inteligente.

6.4- Funciones asociadas a la operación y mantenimiento de redes eléctricas inteligentes en el ámbito de la distribución.

FDIR: Detección de falla, aislamiento y restauración: mejora la confiabilidad.

IVVC: Voltaje integrado/Control de VAR: reduce las pérdidas de red energizando o desenergizando bancos de condensadores, asegurando un óptimo perfil de tensión.

TP: Procesador de topología: es un sistema fuera de línea que determina la configuración de la red, muestra información a través de colores como datos del SCADA.

DPF: Flujo de potencia en distribución: corrige desbalances en los flujos de carga radiales o enmallados, trabaja conjuntamente con el FDIR y el IVVC.

LM/LE: modelamiento de carga/estimación de carga: dado que se busca una modelación dinámica, esta función incluye manejo de transformadores, capacitores, fusibles, y combina la medición en tiempo real de los alimentadores.

CA: Análisis de Contingencia: función que se integra al sistema DMS (Sistema de Gestión de Distribución) y es diseñado para analizar el potencial de posibilidades para reconfigurar escenarios fallidos en donde se puede afectar el sistema o a los usuarios. Así mismo permite contemplan acciones preventivas o correctivas para asegurar la correcta operación de la red.

SOM: Gestión de comandos de cierre y apertura: este sistema entrega un análisis avanzado para todas las operaciones de reconfiguración en el sistema de distribución.

SCA: Análisis de corto circuito: analiza cortocircuitos fuera de línea, para evaluar la corriente en condiciones de falla hipotética evaluando la posibilidad de impacto de la falla en la red. Verifica ajustes de sistemas de protección y los calibra en los relés.

RPC: Coordinación de los relés de protección: esta función administra y verifica los ajuste del relé utilizado para los alimentadores de distribución que permiten establecer las condiciones de configuración de la red.

OPC/OVP: Ubicación óptima de capacitores/Ubicación óptima de reguladores: permite hacer la ubicación óptima de bancos de capacitores y de la regulación de tensión en los sistemas de distribución.

DTS: Simulador de preparación de despacho: función que permite simular condiciones de operación normal, escenarios de reconfiguración antes de ser aplicados al sistema en tiempo real, evalúa impactos, planea la operación futura del sistema, simula escenarios de operación históricos como condiciones a la expansión del sistema de distribución.

Breviario del capítulo: En el capítulo seis se resalta el hecho que la operación y los programas de mantenimiento están vinculados a los niveles de implementación y madurez de la implementación que se hayan alcanzado en las redes eléctricas inteligentes. Este tipo de redes requiere la incorporación de sistemas computarizados de gestión tanto el área de operación como la de mantenimiento, en lo que hoy día se conoce como el Concepto de Integración Total que a su vez determina una nueva visión alrededor de Multiservicios de Soporte de Operaciones en las REI muy vinculado a la dinámica de sistemas en la modelación operativa de la red, en donde tienen gran importancia el simular condiciones de operación, escenarios de reconfiguración antes de ser aplicados al sistema en tiempo real, evaluación del impacto en la REI de potenciales eventos. Así mismo se hace énfasis en la planeación de la operación futura de la REI a efectos de la expansión de la red. Esto último es muy importante a efectos de la incorporación de la generación distribuida, principalmente relacionada con la generación no despachable. Aquí se hacen evidentes las ventajas resultantes de la introducción de las REI en relación a los programas de operación y mantenimiento en sus diferentes escalones, predictivo, preventivo y correctivo, lo que finalmente incide en la mejora sustantiva de la calidad en la prestación de los servicios tradicionales y los nuevos servicios de valor agregado. (OE5).

Capítulo 7. Ruta y pasos principales para la migración hacia una red eléctrica inteligente en Nicaragua.

La ruta se compone de cinco pasos secuenciales que nos permiten determinar el grado de inteligencia y flexibilidad que se quiere implementar en una red eléctrica y mercado específicos. Con ella proponemos la ruta a seguir en las actuales redes de distribución para la migración paulatina hacia el modelo y arquitectura de las redes inteligentes, para logra operaciones eficientes y conseguir su desarrollo sostenible desde el punto de vista técnico y económico.

7.1- Pasos principales para la migración:

Cuadro 15. Pasos principales.

7.1.1- Identificación del estado actual de la red.

- **Información técnica y tecnológica**
- **Necesidades y recursos de la red**

7.1.2- Identificación de la Red Inteligente a implementar.

- **Selección del nivel de la red eléctrica inteligente.**
- **Identificación de las necesidades de la red eléctrica inteligente.**

7.1.3- Característica de la Red Inteligente a implementar.

- **Identificación de los dominios, comunicaciones, funciones, y equipos.**
- **Listado de equipos y aplicaciones a adquirir, y costos**

7.1.4- Implementación de la Red Inteligente.

- **Identificación de los fondos**
- **Etapas de implementación**
- **Identificación de acciones complementarias**

7.1.5- Administración de la Red Inteligente.

- **Identificación de acciones operativas, control y seguimiento.**
- **Identificación de acciones de gestión**

7.1.1- Identificación del estado actual de la red.

Cuadro 16. Información técnica y tecnológica.

Técnico	Nivel de Capacitación	Tipo de Capacitación		Número de personas capacitadas	
	Líneas de formación	Técnico	Especializado	Maestría	Doctorado
	Entrenamiento	Instalación de equipos	Mantenimiento	Operación	Soporte
	Tipo de certificación	Instalaciones eléctricas internas	Comunicaciones	Instalaciones de media y baja tensión	
Tecnológico	Estado del sistema de potencia incluyendo redes internas	Generación	Transmisión	Distribución	Redes internas
	Nivel de adopción de sistemas de automatización y comunicaciones	Tipo de automatización instalada		Números de equipos instalados	
		Equipos de comunicación		Estándares y protocolos	
	Facilidad de adopción tecnológica	Protocolos y estándares que pueden ser aplicados			

Fuente: Msc. Sandra Yomary Garzón Lemos. 2016.

Cuadro 17. Necesidades y recursos de la red

De usuarios	Tipo de proyectos productivos asociados	Nuevos proyectos o potencializar eléctricamente los existentes
	Identificación de los sectores económicos base	Identificación de los diferentes sectores a quienes se les presta el servicio
	Capacidad competitiva de los sectores económicos	Identificación de los sectores con potencial para convertirse en pro consumidores
	Otros servicios asociados a la red inteligente	Vehículos eléctricos, estaciones de carga, edificios inteligentes, hogares inteligentes
Financieros	Fuentes de financiamiento	Identificación de las posibles entidades que pueden apoyar el proyecto
	Capacidad de inversión	Determinar montos de inversión en caso de tener capacidad
Energéticos	Listado de fuentes energéticas	Identificación de las posibles fuentes de la región
	Mediciones de potencial energético	Determinar valores promedio anual, comportamientos anuales y tendenciales
	Complementariedad de recursos energéticos	Identificación de las posibles complementariedades entre las fuentes energéticas
	Necesidades de almacenamiento	A partir de la disponibilidad energética de las fuentes se identifican si se requieren o no sistemas de almacenamiento
	Tipos de uso eléctrico	Identificación de los usos como cocción, calefacción, aire acondicionado, fuerza, etc.
	Tipos de demanda	Identificación de los sectores de demanda eléctrica, número de usuarios y cargas instaladas promedio
	Cantidades energéticas por tipo de demanda	Identificación del comportamiento de carga por tipo de usuario
	Nivel de uso energético por tipo de consumidor	Establecer porcentajes de participación en la demanda por tipo de usuario

Fuente: Msc. Sandra Yomary Garzón Lemos. 2016.

7.1.2- Identificación de la Red Eléctrica Inteligente a implementar

Cuadro 18. Selección del nivel de la Red Inteligente.

Grado de Inteligencia de Red	Descripción
1	<ul style="list-style-type: none"> • Sin ningún grado de automatización, comunicaciones, y medición remota. • Sin interoperabilidad. • Sin equipos o tecnología instalada de RI.
2	<ul style="list-style-type: none"> • Con muy bajo nivel de automatización y de comunicaciones. • Interoperabilidad limitada y específica entre equipos. • Equipos instalados con características mínimas de red inteligente y flexibilidad mínima.
3	<ul style="list-style-type: none"> • Con nivel medio de automatización y de comunicaciones. • Interoperabilidad limitada. • Equipos instalados con características RI media y flexibilidad media. • Sin disponibilidad de herramientas que faciliten la gestión.
4	<ul style="list-style-type: none"> • Con nivel alto de automatización y de comunicaciones. • Interoperabilidad media. • Equipos instalados con características RI altas y flexibilidad alta. • Disponibilidad media de herramientas de faciliten la gestión.
5	<ul style="list-style-type: none"> • Con nivel máximo de automatización y de comunicaciones. • Interoperabilidad alta. • Equipos instalados con características RI altas y flexibilidad alta. • Disponibilidad alta de herramientas que faciliten la gestión.

Fuente: Niveles propuestos por Ingrid Kirschning.

A partir de la selección del nivel de red inteligente requerido se definen las necesidades en:

- Equipos de medición inteligente, comunicaciones, protecciones, recursos distribuidos, sensores, y otros.
- Definición de los medios, estándares, y protocolos de comunicación de acuerdo a los dominios y sistemas a interconectar.
- Sistemas SCADA, de gestión, monitoreo y control.
- Sistemas avanzados de medición, distribución, subestaciones.
- Sistemas avanzados de gestión, operación, y mantenimiento.
- Sistemas para gestión de mercado, interregional, e inter áreas.

Luego en base a la selección de nivel de red inteligente que queremos implementar, determinamos sus características específicas. El cuadro 19 siguiente nos puede ser de gran ayuda para organizar dicha información, que desde luego pasa por la identificación de los dominios, capas, elementos, funciones y equipos, tanto de energía como de telemática:

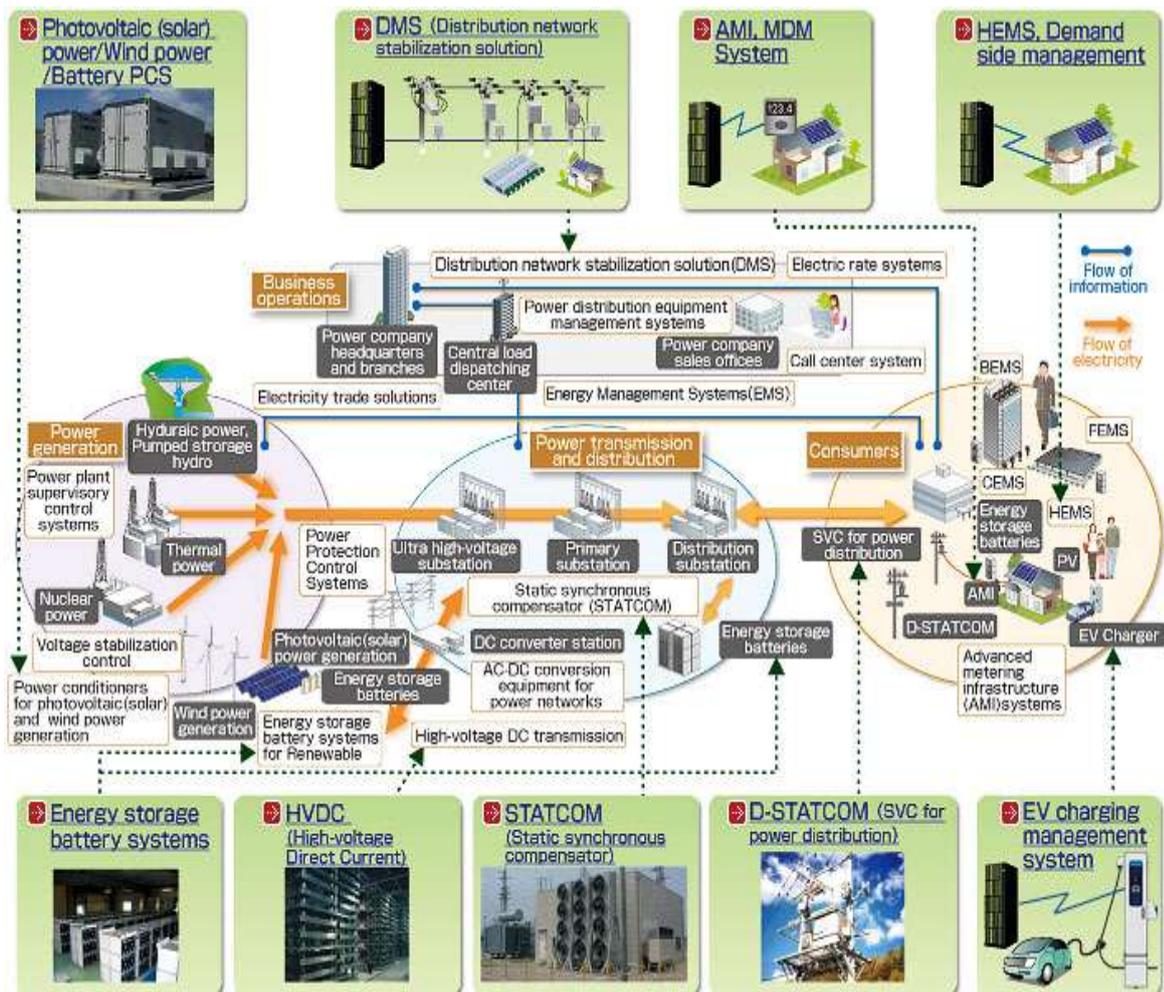
Cuadro 19. Identificación de los dominios, comunicaciones, funciones, y equipos.

Dominio	Generación	Transmisión	Distribución					DER	Consumidor			
			AMI	ADA	DMS	EMS	Almacenamiento		Edificios Inteligentes	Hogares Inteligentes	EV	Almacenamiento
Interoperabilidad												
Componentes												
Comunicación												
Información												
Función												
Negocios												

Fuente: Msc. Sandra Yomary Garzón Lemos. 2016.

Una vez cumplimentada con la debida especificidad esta tabla, ya estaremos en posición de elaborar un listado de equipos y aplicaciones a adquirir. Este listado nos lleva a los costos de equipamiento, a los que tendremos que sumar luego los costos constructivos y de mano de obra. Un trabajo detallado en el seguimiento de la metodología nos llevará a contar con un listado exhaustivo de equipamiento y aplicaciones para la implementación de la red eléctrica inteligente.

El esquema general (Figura 36) mostrado más adelante, nos da una idea de los elementos, funciones y dominios a tomar en consideración, todo desde luego bajo la óptica del Modelo NIST y el mandato M/490.



Fuente: Hitachi. Businesses, infrastructure and product solution for energy.

Figura 36. Esquema general. (Elementos, funciones y dominios básicos de una Red Eléctrica Inteligente).

Descriptivo de la figura 36:

- DMS** : Distribution Management System
- BEMS** : Building and Energy Management System
- CEMS** : Community Energy Management System
- FEMS** : Factory Energy Management System
- HEMS** : Home Energy Management System
- AMI** : Advanced Metering Infrastructure
- MDM** : Meter Data Management
- PCS** : Power Conditioning System
- SVC** : Static Var Compensator
- PV** : Photovoltaic
- EV** : Electric Vehicle
- PHEV** : Plug-in Hybrid Electric Vehicle

7.1.3- Característica de la Red Inteligente a implementar.

- Identificación de los dominios, comunicaciones, funciones, y equipos.
- Listado de equipos y aplicaciones a adquirir, y costos

Cuadro 20. Características de la Red Eléctrica Inteligente. (No limitadas a ellas):

N°	Característica	Red Eléctrica inteligente
1	Tipo de sistema	Digital
2	Flujo de información	Comunicaciones bidireccionales
3	Sensores	Un gran número de sensores
4	Capacidad de seguimiento	Monitoreo automático. Autocontrol
5	Comprobación y Prueba	Comprobar remota del equipo
6	Topología de la red	Topología Dinámica. Malla / Radial / jerárquica.
7	Capacidad de control	Control total sobre flujos de energía
8	Eficiencia general	Alta
9	Contaminación Ambiental	Baja
10	Generación eléctrica	Generación distribuida
11	Responsable ante los fracasos	Protección adaptativa e isla en caso necesario
12	Integración de energía distribuida	Muchos recursos energéticos distribuidos (plug-and-play). Enfoque de la conveniencia en las energías renovables
13	Toma de decisiones en situaciones de emergencia	Sistemas de apoyo a las decisiones, fiabilidad predictiva
14	Proporciona energía de calidad para el Economía digital	La calidad de la energía es una prioridad con una variedad de opciones de precio de calidad. Resolución rápida de interrupciones de energía.
15	Permite activar Participación de Consumidores	Consumidores informados, involucrados y activos. Respuesta a la demanda y recursos energéticos distribuidos
16	Optimiza los activos y opera eficientemente	Ampliación de la adquisición de datos de la red. Parámetros, se centran en la prevención y minimizan el impacto para los consumidores
17	Opera elásticamente contra Ataques y desastres naturales	Resistente a ataques y desastres naturales. Con capacidades de restauración rápida
18	Permite nuevos servicios, mercados y oportunidades para las elecciones de los consumidores	Mercados al por mayor maduros, bien integrados, crecimiento del nuevo mercado de la electricidad Opciones para los consumidores
19	Anticipa y Responde a las perturbaciones de los sistemas y a la recuperación de interrupciones	Detecta y responde automáticamente a los problemas, se centra en prevenir y minimizar el impacto al consumidor (auto-reconfiguración)

Fuente: Elaboración propia. 2016.

Medidas principales para el cambio paulatino al nuevo modelo de red eléctrica inteligente:

Al hilo de lo expuesto en el apartado anterior, se llevarán a cabo las medidas necesarias siguientes que corregirán la problemática actual:

Participación activa del usuario/consumidor: Actualmente es una parte completamente pasiva. Con las nuevas medidas se busca un usuario activo, concienciado, cualificado y flexible. Será necesario incentivar la participación del usuario/consumidor a la hora de entregar energía generada localmente, en función de su cantidad y la franja horaria.

Automatización de la red eléctrica: mantenimiento mucho más eficiente de todos los componentes de la red y soluciones de gestión remota. Fuerte inversión en la renovación de las infraestructuras existentes. Existen proyectos que tratan sobre estos conceptos exponiendo una arquitectura basada en IED's (Intelligent Electronic Devices) según la norma IEC 61850.

Seguridad en la generación centralizada: Renovar las centrales generadoras con el fin de asegurar un suministro seguro y fiabilidad ante cualquier incidente

Generación distribuida y fuentes de energía renovable: Gestión energética local, reducción de pérdidas y emisiones, integración en redes de potencia

Interoperabilidad con las redes eléctricas de la región centroamericana: Será necesario mejorar el transporte a largas distancias y la integración de fuentes de energía renovable, fortaleciendo la seguridad europea de suministro a través de unas capacidades de transferencia mejoradas

Gestión de la demanda: Desarrollo de estrategias para la regulación local de la demanda y control de cargas mediante medición electrónica y sistemas automáticos de gestión de medidas

Aspectos sociales y demográficos: Conciencia y estudio del cambio de comportamiento de la sociedad al incrementar su confort y calidad de vida, y su influencia en la gestión de la demanda

Mejora de la calidad eléctrica: Será posible la elección del grado de calidad eléctrica requerido por cada usuario, permitiendo un abanico de posibilidades a la hora de contratar el servicio energético. De esta forma será posible cubrir las necesidades para aplicaciones que requieren un nivel de calidad elevado en el suministro eléctrico, evitando micro cortes, perturbaciones, huecos, etc.

Monitorización de la red: Aunque en la actualidad existen diversos sistemas de monitorización implantados en la red de transporte, éstos se verán ampliados en gran medida, integrándose también en la red de distribución y en los usuarios finales

7.1.4- Implementación de la Red Inteligente.

7.1.4.1- Identificación de los fondos.

- Objeto del fondo (investigación, desarrollo, implementación)
- Condiciones de los fondos (contrapartidas, formatos, presentación de solicitudes)
- Tiempos para entrega de documentación, y de ejecución del proyecto
- Productos exigidos por los fondos
- Articulación de los actores involucrados

7.1.4.2- Etapas de implementación.

Se definen los alcances por etapas del proyecto (temprana, crecimiento, madurez)

A partir de los objetivos y alcances de las etapas y el objeto de las entidades de financiamiento, se define el proyecto a implementar (incluye costo, tiempo, actividades, riesgos, cronograma, flujo de caja, responsables)

Una vez aprobado, se inicia la ejecución del proyecto.

- Selección de proveedores, asesores, y prestadores de servicio
- Revisión de los equipos seleccionados para ajustes de capacidad, conexiones, cantidad, etc.
- Preparación de formatos para bitácoras, seguimiento de la ejecución, presentación de informes, lecciones aprendidas
- Programación de las pruebas de operación (por equipos, comunicaciones, ejecución de los aplicativos, interoperabilidad)

7.1.4.3- Identificación de acciones complementarias.

Se identifican las acciones complementarias asociadas con los aspectos sociales, ambientales, y económicas.

- Identificación de talleres, charlas y reuniones con la comunidad, en especial los diferentes usuarios involucrados en el proyecto para concienciación, transferencia tecnológica, y apropiación.
- Elaboración de estudios de evaluación de impacto y de planes de manejo ambiental para implementación y operación.
- Actividades de operación y capacitación con los pro consumidores.
- Revisión de los aspectos regulatorios, de mercado, normativos y de estándares que se aplican durante la implementación y futura operación del proyecto.

Se programan dentro del cronograma estas actividades, incluyendo actividades de control para éstos dentro de la implementación.

Se ejecutan las actividades complementarias programadas.

7.1.5- Administración de la Red Inteligente.

7.1.5.1- Identificación de acciones operativas, control y seguimiento.

Acciones operativas y de mantenimiento

- Revisión permanente del estado de operación y de los mantenimientos sugeridos por el sistema.
- Programación de los mantenimientos preventivos y chequeo con los sugeridos por el sistema.
- Análisis de fallas, contingencias, e irregularidades del sistema.

Acciones de control

- Revisión de los ajustes de equipos, despachos automáticos, y de operaciones automáticas del sistema.

Acciones de seguimiento

- Revisión de históricos, perfiles de carga, cambios de topología de la red, generación entregada, costos por kWh.

7.1.5.2- Identificación de acciones de gestión

- Programación de mantenimientos preventivos y correctivos.
- Revisión de las tarifas aplicadas por tipo y condición de los usuarios.
- Revisión de las transacciones del mercado eléctrico.
- Análisis de proyección de demanda.
- Planeación de expansión y/o mejora del sistema instalado.
- Revisión de la respuesta ante contingencias para preparación del sistema.
- Revisión de los tiempos de respuesta ante contingencia.
- Análisis de estabilidad estable y transitoria (estimador de estado).
- Aplicación de estándares, protocolos, y regulación que se vayan aprobando.
- Aplicación de los planes sociales y ambientales.
- Preparación de informes ejecutivos de gestión.

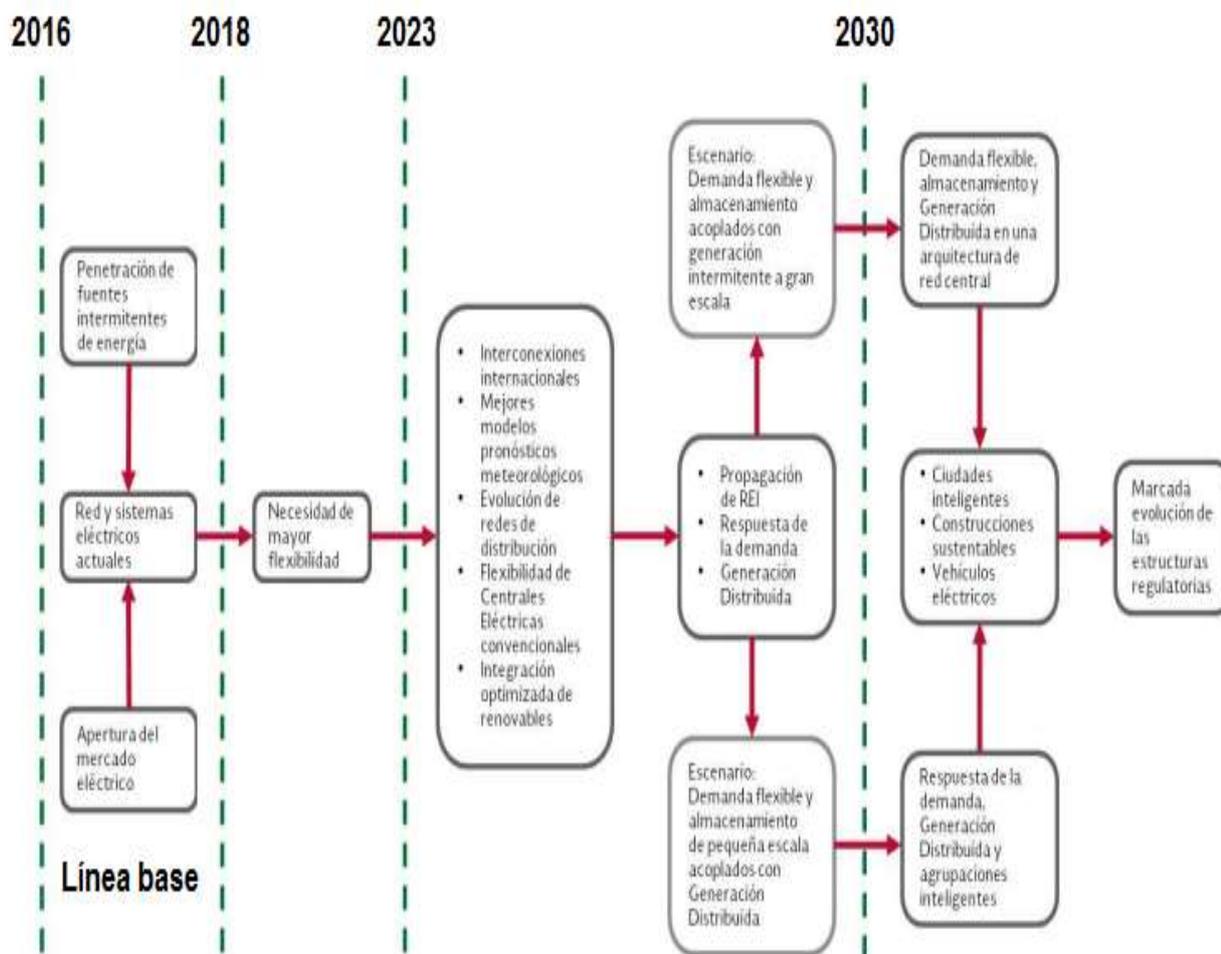
Muestro un resumen básico en la figura 37 mostrada a continuación:



Fuente: Msc. Sandra Yomary Garzón Lemos. 2016.

Figura 37. Resumen de los pasos principales para el desarrollo de proyectos de redes eléctricas inteligentes.

Visto lo anterior y tomando en consideración lo establecido en el Informe Ejecutivo sobre la Evolución de la Matriz Energética de Nicaragua (2018 – 2030) presentado por el Ministerio de Energía y Minas y ENATREL en el mes de octubre del año 2016, es previsible luego del establecimiento de las políticas públicas y legislación pertinentes que el SIN evolucione de la siguiente manera (Ver figura 38):



Fuente. Elaboración propia. 2016.

Figura 38. Posible escenario de la evolución del SIN de Nicaragua con la incorporación de Redes Eléctricas Inteligentes.

Breviario del capítulo: En este capítulo se propone la ruta y pasos principales para migrar la actual red hacia una REI. La ruta propuesta se compone de cinco pasos secuenciales que nos permiten determinar el grado de inteligencia y flexibilidad que se quiere implementar en una red eléctrica y mercado específicos. Con esta ruta y pasos es posible lograr operaciones eficientes y conseguir un desarrollo sostenible de la red eléctrica desde el punto de vista técnico y económico. Partiendo del grado de desarrollo actualmente alcanzado en la generación, transmisión y distribución es

posible el seleccionar el grado de inteligencia de red necesario en cada segmento del sector para dimensionar las inversiones. Retomamos aquí el cuadro de características básica asociados a las REI de forma enunciativa más no limitándonos a ellas. Aquí cumplimentamos nuestro objetivo específico número 4 (OE4), y adicionalmente se propone las medidas principales para el cambio paulatino al nuevo modelo de red eléctrica inteligente.

8- Conclusiones.

- El desarrollo de una red eléctrica inteligente es esencial para el sector eléctrico y en general para Nicaragua, en tanto nos permiten estar en una mejor situación para alcanzar los objetivos de seguridad energética que se derivan de la gestión integral de la red, y que coadyuvan en el desarrollo económico nacional sostenible. (OG1)
- Una red eléctrica inteligente permitirá al sector eléctrico en Nicaragua, una mejor y mayor respuesta a la demanda y a la eficiencia energética, así como una mayor integración de los recursos energéticos renovables y en el futuro, la integración de vehículos y sistemas de transporte público eléctrico, todo ello con reducción de la demanda en punta y una mejor estabilidad del sistema interconectado nacional (SIN). (OG1)
- La eficiencia energética y los aspectos ambientales como el calentamiento global están demandando nuevas tecnologías en las redes eléctricas. Las redes inteligentes son una respuesta a esta demanda ya que permiten la coexistencia de diversas tecnologías que interactúan entre sí para facilitar el control en tiempo real, satisfacer la demanda de los clientes/consumidores y preservar los recursos naturales. (OE1)
- Una red eléctrica inteligente impulsa la generación distribuida, la automatización en su control y la integración de tecnologías de la información para la transmisión y el manejo de datos, resulta ser una solución cercana a los problemas actuales. Soluciones como inversión en infraestructuras, equipos y procesos, convergencia a un sistema descentralizado, generación distribuida, telecomunicaciones, gestión activa de la demanda, gestión automática de cargas, automatización, sistemas de monitorización y autodiagnóstico, entre otros, proponen un modelo operativo mucho más eficiente. (OE1)
- El Modelo Conceptual del NIST ayuda a las partes y/o agentes económicos interesados en comprender los bloques constructivos de una red inteligente de extremo a extremo, desde la generación hasta la gestión del consumo, explorando en todo momento la interrelación entre estos segmentos y los demás elementos de la Red Inteligente. El Modelo Conceptual del NIST, dado sus principios básicos puede servir como una herramienta para identificar actores y posibles vías de comunicación en la Red Inteligente y constituye un modelo idóneo para seguir en la evolución de la actual red eléctrica de Nicaragua. (OE1)
- Debido a la complejidad de las redes y sistemas inteligentes eléctricos, es poco probable que el mercado por sí solo ponga en práctica el uso de las redes eléctricas inteligentes en la escala necesaria. Mediante un esquema de alianza público-privada, el Gobierno de Nicaragua, el sector privado, y otros agentes interesados, tales como los consumidores y los grupos de defensa del medio ambiente, deben trabajar juntos para definir necesidades y prioridades del sistema interconectado nacional y determinar soluciones tecnológicas e infraestructuras para implementar exitosamente una red eléctrica inteligente en Nicaragua. (OE1)
- Muchas de las ventajas están vinculada a la implementación de un modelo de referencia y una arquitectura de referencia ya probados en mercados desarrollados,

y las desventajas y los retos generados por el despliegue de la Red Eléctrica Inteligente son problemas conocidos que tienen sus antecedentes en los despliegues de redes de telecomunicaciones 3G o 4G, para los que ya existen soluciones. (OE2)

- Se requiere en Nicaragua la implementación de proyectos pilotos o islas de red eléctrica inteligente, para poner a prueba diferentes modelos de negocios y adaptarlos a las circunstancias locales. (OE3)

- El actual sistema de regulación y de mercado pueden obstaculizar el despliegue de proyectos pilotos. El modelo regulatorio debe evolucionar en la misma medida o incluso más que las tecnologías que ofrezcan nuevas opciones en el mediano y largo plazo, con el fin de propiciar el despliegue incremental de la red eléctrica inteligente. (OE3)

- La ruta para la transformación paulatina de la red eléctrica nacional a una red eléctrica inteligente se compone de cinco pasos secuenciales que nos permiten determinar el grado de inteligencia y flexibilidad que se quiere implementar en una red eléctrica y mercado específicos. Con ella proponemos la ruta a seguir en las actuales redes de distribución para la migración paulatina hacia el modelo y arquitectura de las redes inteligentes, para logra operaciones eficientes y conseguir su desarrollo sostenible desde el punto de vista técnico y económico. (OE4)

Pasos Principales:

Identificación del estado actual de la red.

- Información técnica y tecnológica
- Necesidades y recursos de la red

Identificación de la Red Inteligente a implementar.

- Selección del nivel de la red eléctrica inteligente.
- Identificación de las necesidades de la red eléctrica inteligente.

Característica de la Red Inteligente a implementar.

- Identificación de los dominios, comunicaciones, funciones, y equipos.
- Listado de equipos y aplicaciones a adquirir, y costos

Implementación de la Red Inteligente.

- Identificación de los fondos
- Etapas de implementación
- Identificación de acciones complementarias

Administración de la Red Inteligente.

- Identificación de acciones operativas, control y seguimiento.
- Identificación de acciones de gestión (OE4)

- La implementación paulatina de una red eléctrica inteligente proporcionará importantes beneficios a Nicaragua. El futuro de la generación eficiente, así como del transporte, distribución y consumo de la energía eléctrica pasa necesariamente por la implementación de las redes eléctricas inteligentes, en tanto la misma cuenta con importantes elementos y funciones de gestión y control en tiempo real de la operación y mantenimiento de ese tipo de redes. (OE5)

9- Recomendaciones.

- **Se recomienda el establecimiento de un programa de investigación sobre las tecnologías** para la gestión automatizada e incorporación de dispositivos inteligentes en la red eléctrica nacional y muy en particular en las redes de distribución energética del futuro. Este esfuerzo debe centrarse en las siguientes áreas de investigación: (OE1)
 - Ingeniería de red que redefina la estructura y topología de la misma (arquitectura de red) y sus equipos e instalaciones (almacenamiento, FACTS, etc), sin la cual sería prácticamente imposible conseguir los importantes avances tecnológicos previstos en los proyectos en base a las experiencias adelantadas en otros países.
 - Dispositivos inteligentes de red, que permitan transformar las redes actuales en redes inteligentes a través de la implantación masiva de equipos de monitorización, medida y controles en todos los niveles de tensión de la red (AT, MT, BT) y equipos de medición en los suministros de clientes/consumidores que posibiliten la telegestión.
 - Infraestructura y tecnologías de control y comunicaciones, que permitan mantener permanentemente comunicados de forma bidireccional los puntos de control, poniendo la información a disposición de los diversos actores o agentes económicos que la necesitan.
 - Métodos y técnicas de gestión de redes energéticas, para la planificación, operación y mantenimiento, y que apoyados en tecnologías de procesamiento y modelización, tales como algoritmos de red, optimización y previsión, permitan optimizar la explotación de la red.
 - Comprensión de los requisitos industriales y sociales de las futuras redes de distribución energética que aseguren un alineamiento de los objetivos del proyecto con las necesidades sociales y económicas.

Desde luego algunas de éstas áreas constituyen campos de investigación bastante complejos, con resultados a largo plazo, en donde la comunidad académica de las universidades de ciencia y tecnología de Nicaragua tendrían un importante papel y aporte para el desarrollo sostenible de este tipo de proyectos, en especial la transformación paulatina de nuestra actual red eléctrica en una red eléctrica inteligente.

- **Se recomienda la emisión de políticas públicas que posibiliten la inversión** en la implementación de redes eléctricas inteligentes bajo el esquema de alianza público privada.(OE 2 y OE3)
- **Se recomienda que ante el estado actual de la red eléctrica nacional, se tomen acciones de carácter regulatorio**, tales como la puesta en vigencia de un marco legal y regulatorio que incentive la inversión y reduzca los riesgos, sin desde luego dejar de tutelar los derechos de los clientes/consumidores y desde luego la introducción paulatina de tecnología que implica a mi criterio a lo menos tres fases: (OE4)

Fase I: Diagnóstico del sector y del marco legal sectorial así como la modernización de la legislación de forma tal que permita:

- Establecer una línea base correspondiente a la red actual.
- Crear y mantener una infraestructura confiable y segura en el SIN.
- Mejorar la calidad del suministro de energía eléctrica.
- Satisfacer la demanda eléctrica de manera económicamente eficiente y sustentable. Facilitar la incorporación de nuevas tecnologías que:
 - Promuevan la reducción de costos del sector eléctrico.
 - Provean servicios adicionales a través de sus redes.
 - Promuevan la Energía Limpia y la Generación Limpia Distribuida.
 - Permitan una mayor interacción entre los dispositivos de los usuarios/consumidores finales y el sistema eléctrico.

Fase II:

- Investigación sobre tecnologías probadas y aplicaciones que sean susceptibles de incorporarlas en el mercado eléctrico de Nicaragua.
- Pruebas de campo para validar soluciones.
- Estandarización para el uso en las redes nacionales.

Fase III:

- Introducción a gran escala en el sistema interconectado nacional de soluciones probadas.
- Aplicación de modelos de negocios reales.

- **Se recomienda que todo proyecto de red eléctrica inteligente se estudie e investigue dentro de los siguientes tres aspectos: (OE1 y OE5)**

- Infraestructura de red.
- Plataforma de gestión de red.
- Superestructura o estructura de gestión inteligente de datos de red

Todo ello centrado en los siguientes campos:

- Las herramientas para la obtención de señales y medidas que permitan enlazar la red con la generación distribuida, el consumo y el almacenamiento eléctrico de una forma más eficiente.
- Las tecnologías necesarias para la creación de una plataforma que permita la adquisición de las señales en el tiempo, provenientes de la red inteligente y una respuesta a las aplicaciones necesarias para la gestión de dicha red eléctrica inteligente.
- Desarrollo de nuevos métodos y técnicas para la gestión de la red, capaces de hacerla trabajar de una manera más eficiente.
- Consecución de nuevos estándares y patentes en desarrollo, que permitirán el establecimiento de un protocolo de actuación, facilitando un uso más eficaz de la red eléctrica inteligente, y un mayor aprovechamiento de la misma.

10- Bibliografía.

A. Ghasempour (2015), "Optimized scalable decentralized hybrid advanced metering infrastructure for smart grid," in IEEE International Conference on Smart Grid Communications (IEEE Smart Grid Comm), 2015,pp. 223-228.

A. Ghasempour (2016), "Optimized advances metering infrastructure architecture of smart grid based on total cost, energy, and delay," in IEEE Conference on Innovative Smart Grid Technologies (IEEE ISGT).

Agencia Internacional de la Energía-IEA, (abril 2011). «Technology Roadmap. Smart Grids».

Agencia Internacional de la Energía-IEA, "World Energy Outlook 2011". ISBN. 978 92 64 124134.

Balachandran K, R.L. Olsen, and J.M. Pedersen,(2016), "Bandwidth analysis of smart meter network infrastructure," in 2014. 16th International Conference on Advances Communication Technology (ICACT), 2014,pp 928-933.

Comisión Europea, (2006). «European Technology Platform Smart Grids Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future».

Comisión Europea, (2007). «European Technology Platform, Strategic research agenda for Europe's electricity networks of the future».

Comisión Europea, (abril 2010). «European Technology Platform, Smart Grids Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future».

Comisión Europea, (diciembre 2010). «EU Commission Task Force for Smart Grids. Expert Group 3: Roles and Responsibilities of Actors involved in the Smart Grids Deployment».

Comisión Europea, (abril 2011). «Smart Grids: From Innovation to Deployment».

Comisión Europea, (abril 2011). «Definition, Expected Services, Functionalities and Benefits of Smart Grids», «Smart Grids: From Innovation to Deployment».

Endesa. Nota de Prensa, (marzo 2011). «El consorcio Smart City, liderado por Endesa, inaugura su centro de control y monitorización en Málaga».

Endesa, (febrero 2010). Presentación sobre «Smart City Respondiendo a los retos energéticos del siglo XXI!»,

Energía y Sociedad, (marzo 2010). «Smart Grids», presentación disponible en www.energiaysociedad.es.

ENTSO-E y EDSO, (mayo 2010). «The European Electricity Grid Initiative (EEGI) Roadmap 2010-18 and Detailed Implementation Plan 2010-12».

- EPRI**, (enero 2010). «Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects».
- EPRI**, (marzo 2011). «Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid. A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Result and Benefits of a Fully Functioning Smart Grid».
- ERGEG**, (junio 2010). «Position Paper on Smart Grids. An ERGEG Conclusions Paper».
- Eurelectric**, (febrero 2011). «Regulation for Smart Grids».
- Eurelectric**,(abril 2011). «10 Steps to Smart Grids Eurelectric 'sDSOs'».
- Eurelectric**, (junio 2011). «European Commission's Communication on Smart Grids: from Innovation to Deployment».
- Gabiña Juanjo**. (2016). «Las redes eléctricas inteligentes: 'Smart Grids'». Recuperado de <https://juanjogabina.com/tag/redes-electricas-inteligentes/>. 16-08-2016.
- Gail Reitenbach**. «The Smart Grid and Distributed Generation: Better Together».
- Ilhami Colak, Ramazan Bayindir, Gianluca Fulli, Ibrahim Tekin, Kenan Demirtas, Catalin-Felix Covrig**. «Smart grid opportunities and applications in Turkey. Renewable and Sustainable Energy». *Reviews* 33 344–352. (2014).
- International Energy Agency**. 2011. **World Energy Outlook 2011**. ISBN. 978 92 64 124134.
- Koenigs, C., Suri, M., Kreiter, A., Elling, C., Eagles, J., Peterson, T.R., ...Wilson, E.J. (2013)**. “ A Smarter Grid for Renewable Energy: Different States of Action. Challenges)20781547), 4(2), 216-217.
- Komor,P., Hoke, A., & Kempener, R. (2014)**. “Seven Steps to a Smarter Grid”. *The Electricity Journal*, 27(2), 61-67.
- Lin,C.C., Yang, C.H., & Shyua, J.Z. (2013)**. “A comparison of innovation policy in the smart grid industry across the pacific: China an the USA”. *Energy Policy*, 57, 119-132.
- Luthra Renee et al.** (2014). Barriers to Investment in Energy from Renewable Sources.
- Luthra, S., Kumar, S., Kharb, R., Ansari, M. F., & Shimmi, S. L. (2014)**. “Adoption of smart grid texchnologies: An analysis of interactions among barriers”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33, 554-565.

McNaughton, G. & Saint. (enero 2010). «Enterprise integration implications for Home-Area Network technologies». «Innovative Smart Grid technologies» (ISGT) 2010, Gaithersburg, MD. 1-5. doi:10.1109/ISGT.2010.5434755.

Ministerio de Energía y Minas. Informe Ejecutivo. (Octubre 2016).

Meeus, L., Saguan, M. et al, (mayo 2010). «Smart Regulation for Smart Grids», EUI Working Paper RSCAS 2010.

M.M Lankhorst, H.A. Proper, and H. Jonkers (2009), “The architecture of de archimate language”, in Enterprise, Business-Process and Information System Modeling, Springer, 2009,pp. 367-380.

M.M Lankhorst, H.A. Proper y H. Jonkers, “The anatomy of the archimate language”, Int. J. Inf. Syst. Model. Des IJISMD, vol., 1 No. 1, pp 1-32,2010.

M. Milam, G.K. Venayaganoorth, (2014) “Smart meter deployment: US initiatives”. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2014,pp. 1-5.

Phuangpornpitak, N., & Tia, S. (2013). “Opportunities and Challenges of Integrating Renewable Energy in Smart Grid Sysem”. *Energy Procedia*, 34, 282-290.

Price Waterhouse Coopers, (mayo 2011). «Análisis coste beneficio de las redes inteligentes-De lo conceptual a lo tangible».

Publicación del Congreso Internacional de Distribución Eléctrica (CIDEL 2010), Argentina.

Publicación del Instituto de Investigaciones Eléctricas, Semantic Interoperability Architecture for the Distribution Smart Grid. (2011). Mexico.

Rojas González, Galván Bobadilla y Camacho Pérez, (2012). Seguridad Informática para redes inteligentes (Smart Grid). Breves técnicas. Boletín IIE. Octubre-diciembre- 2012

Requisitos generales que una infraestructura de comunicación en la Red Inteligente. Recuperado el 11 de enero de 2017 de Networking the smart grid. Disponible en:<https://library.e.abb.com/public/e48ee805a9f4d9b085257bcb0070a6d/networking-the-smart-grid.pdf>.

Sistemas de Información Geográfica. Recuperado diciembre 2016 de [https://es.wikipedia.org/wiki/Sistema de informaci3n geogr3fica](https://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_informaci3n_geogr3fica).

The First International Conference on Smart Grids, Green Communications and IT Energy-aware Technologies. (2011). ENERGY.

Unión Internacional de Telecomunicaciones. (diciembre 2011). UIT-T. «Recomendación G.9955. Transceptores de comunicación de banda

estrecha por la red de suministro eléctrico con multiplexación por división ortogonal de frecuencia. Especificación de la capa física».

Unión Internacional de Telecomunicaciones. (noviembre 2011). UIT-T. «Recomendación G.9956. Transceptores de comunicación de banda estrecha por la red de suministro eléctrico con multiplexación por división ortogonal de frecuencia. Especificación de la capa de enlace de datos».

Unión Internacional de Telecomunicaciones. (julio 2015). UIT-T. «Recomendación G.9960. Transceptores unificados para la red alámbrica residencial de alta velocidad - Especificaciones de la arquitectura del sistema y la capa física».

Unión Internacional de Telecomunicaciones. (Junio 2010). UIT-T. «Recomendación G.9972. Mecanismo de coexistencia para transceptores inalámbricos de interfuncionamiento doméstico».

Unión Internacional de Telecomunicaciones. (diciembre 2011). UIT-T. «Recomendación G.9964. Transceptores unificados para la red alámbrica residencial de alta velocidad – Especificación de densidad espectral de potencia».

Velasco, E., Angeles, C., & García, M. (2013). Redes de Transmisión Inteligente. Beneficios y riesgos. *Revista Ingeniería; Investigación y Tecnología*, XIV, 81-88.

World Economic Forum / Accenture. (2010), «Accelerating Successful Smart Grid Pilots».

Xu, Z., Xue, Y., & Wong, K.P. (2014). «Recent Advancements on Smart Grids in China». *Electric Power Components & Systems*, 251-261.

Yin, Robert. (2014). «*Case Study Research. Design and methods*. Thousand Oaks, California»: Sage Publications, Inc..

Zufiria Juan. (julio 2010). «Redes inteligentes y almacenamiento de energía: claves para la implantación del vehículo eléctrico».

Anexo A

Descripción

Tecnologías y estándares implementados en las redes eléctricas inteligentes

IEEE P1901.2: Estándar mundial para comunicaciones de banda estrecha en la línea eléctrica (PLC) a través de la corriente alterna, corriente continua, y las líneas eléctricas energizadas que utilizan frecuencias por debajo de 500 kHz. Se admiten velocidades de datos de hasta 500 kbps. El campo de uso incluye aplicaciones de Smart Grid. También se incluyen mecanismos de coexistencia que pueden ser utilizados por otras tecnologías PLC que operan por debajo de 500 kHz.

EN 50090: Estándar europeo de la construcción que contiene normas técnicas de sistemas electrónicos para casas y edificios. Se conocen como normas HBES y son emitidas por el Comité Europeo de Normalización Electrotécnica (CENELEC).

EN 14908: Especifica un protocolo de comunicación para redes de control de área local en edificios. Se utiliza para la comunicación abierta de datos en automatización, control y gestión de edificios.

IEEE 802.15.4: Estándar que define el nivel físico y el control de acceso al medio de redes inalámbricas de área personal con tasas bajas de transmisión de datos (low-rate wireless personal area network, LR-WPAN). La actual revisión del estándar se aprobó en 2006. El grupo de trabajo IEEE802.15 es el responsable de su desarrollo.

IEEE 802.11: Estándar que define el uso de los dos niveles inferiores de la arquitectura o modelo OSI (Capa físicas y capa de enlace de datos), especificando sus normas de funcionamiento en una red de área local inalámbrica (WLAN).

IEEE 802.3.1: Norma para las definiciones de la Base de información de gestión (MIB) para Ethernet. Las especificaciones del módulo de información de gestión (MIB) para IEEE estándar 802.3TM, también conocido como Ethernet, están contenidos en esta norma. Incluye las especificaciones del módulo MIB de la estructura de información de gestión 2 (SMIv2) anteriormente producidas y publicadas por el Grupo de Trabajo de Ingeniería de Internet (IETF), así como las extensiones resultantes de las enmiendas al estándar IEEE 802.3. Los módulos SMIv2 MIB están diseñados para su uso con el protocolo SNMP (Simple Network Management Protocol), comúnmente utilizado para administrar Ethernet.

IEEE 802.16: Es una serie de estándares inalámbricos de banda ancha publicados por el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). Se trata de una especificación para las redes de acceso metropolitanas inalámbricas de banda ancha fijas publicada inicialmente el 8 de abril de 2002. En esencia recoge el estándar de facto WiMAX.

ETSI 102 887: Estándar que trata sobre la Compatibilidad electromagnética y cuestiones relacionadas con el espectro radioeléctrico, en dispositivos de corto alcance. Define el protocolo de acceso inalámbrico de medición inteligente y

responde al requisito de interconexión inalámbrica de Medidores Inteligentes como una de las respuestas al mandato de la CE 441 para establecer una arquitectura abierta para medidores de energía eléctrica. La tecnología de dispositivos de corto alcance (SRD) ha sido identificada como candidata para interconectar los medidores de energía eléctrica al Punto de Acceso (AP) de la Red de Área Amplia (WAN).

6 LowPan: El concepto 6 LoWPAN se originó a partir de la idea de que el Protocolo de Internet puede y debe aplicarse incluso a los dispositivos más pequeños, y que los dispositivos de baja potencia con capacidades de procesamiento limitadas deben ser capaces de interconectarse y participar en el Internet de las cosas (IoT). Los dispositivos asociados se caracterizan por tener baja velocidad, bajas prestaciones, bajo costo y conectividad inestable. Las redes de este tipo y los dispositivos asociados están pensados para lograr la conectividad IoT en el ámbito de la domótica.

GSM: El Sistema Global para las comunicaciones Móviles (del inglés Global System for Mobile communications), es un sistema estándar de telefonía móvil digital libre de regalías. Un cliente GSM puede conectarse a través de su teléfono con su computador y enviar y recibir mensajes por correo electrónico, faxes, navegar por Internet, acceder con seguridad a la red informática de una compañía (red local/intranet), así como utilizar otras funciones digitales de transmisión de datos, incluyendo el servicio de 3 mensajes cortos (SMS) o mensajes de texto. GSM se considera, por su velocidad de transmisión y otras características, un estándar de segunda generación (2G).

GPRS: El servicio general de paquetes vía radio, en inglés: General Packet Radio Service (GPRS), fue creado en la década de los años 1980. Es una extensión del "Sistema Global para comunicaciones Móviles" (Global System for Mobile Communications o GSM) para la transmisión de datos mediante conmutación de paquetes. Permite velocidades de transferencia de 56 a 114 Kbps. Una conexión GPRS está establecida por la referencia a su nombre de punto de acceso (APN). Con GPRS se pueden utilizar servicios como Wireless Application Protocol (WAP), servicio de mensajes cortos (SMS), Multimedia Messaging System (MMS), Internet y para los servicios de comunicación, como el correo electrónico y la World Wide Web (WWW).

EDGE: Es el acrónimo para Enhanced Data Rates for GSM Evolution (tasas de Datos Mejoradas para la Evolución del GSM) y también conocida como Enhanced GPRS (EGPRS) o GPRS Mejorado. Es una tecnología de telefonía móvil telefonía celular, que actúa como puente entre las redes 2G y 3G. EDGE se considera una evolución del GPRS (General Packet Radio Service). Esta tecnología funciona con redes GSM. Aunque EDGE funciona con cualquier red GSM que tenga implementado GPRS, el operador debe implementar las actualizaciones necesarias, además no son todos los teléfonos móviles soportan esta tecnología. EDGE, o EGPRS, puede ser usado en cualquier transferencia de datos basada en conmutación de paquetes (Packet Switched), como lo es la conexión a Internet. Los beneficios de EDGE sobre GPRS se pueden ver en las aplicaciones que requieren una velocidad de transferencia de datos, o gran ancho de banda, como vídeo u otros servicios multimedia.

WCDMA: Acceso múltiple por división de código de banda ancha (Wideband Code Division Multiple Access) es la tecnología de acceso móvil en la que se basan varios estándares de telefonía móvil de tercera generación (3G), entre ellos el estándar UMTS. Frente a las tecnologías de acceso anteriores, fundamentalmente TDMA (Acceso por división de tiempo) y FDMA (acceso por división en frecuencia), WCDMA proporciona una mayor eficiencia espectral, lo que permite proporcionar tipos de servicios en el acceso radio (voz y datos con diferentes tasas binarias).

UMTS: Sistema universal de telecomunicaciones móviles (Universal Mobile Telecommunications System o UMTS) es una de las tecnologías usadas por los móviles de tercera generación, sucesora de GSM, debido a que la tecnología GSM propiamente dicha no podía evolucionar para prestar servicios considerados de tercera generación. Aunque inicialmente esté pensada para su uso en teléfonos móviles, la red UMTS no se limita a estos dispositivos y puede utilizarse en otros. Sus tres grandes características son: las capacidades multimedia, una velocidad de acceso a Internet elevada (que también le permite transmitir audio y video en tiempo real) y una transmisión de voz con calidad equiparable a la de las redes fijas. Además, dispone de una variedad de servicios muy extensa

HSPA: High-Speed Packet Access (HSPA)¹ es una fusión de dos protocolos móviles, High Speed Downlink Packet Access (HSDPA) y High Speed Uplink Packet Access (HSUPA) que extiende y mejora el rendimiento de las redes de telecomunicaciones móviles de tercera generación (3G), como son el 3.5G o HSDPA y 3.5G Plus, o HSUPA existentes utilizando los protocolos WCDMA.

LTE / LTE-A: Long Term Evolution es un estándar para comunicaciones inalámbricas de transmisión de datos de alta velocidad para teléfonos móviles y terminales de datos. Es un protocolo de la norma 3GPP definida por unos como una evolución de la norma 3GPP UMTS (3G), y por otros como un nuevo concepto de arquitectura evolutiva (4G). LTE se destaca por su interfaz radioeléctrica basada en OFDMA (Acceso múltiple por división de frecuencias ortogonales), para el enlace descendente (DL) y SC-FDMA (Acceso múltiple por división de frecuencia de portadora única) para el enlace ascendente (UL). La modulación elegida por el estándar 3GPP hace que las diferentes tecnologías de antenas (MIMO) tengan una mayor facilidad de implementación. En el caso de Nicaragua es la tecnología más probable para la futura incorporación de elementos propios de una red eléctrica inteligente. Dicha tecnología ya está siendo desplegada por los dos principales operadores de servicios móviles en el país (Movistar y Claro).

SDH: La jerarquía digital síncrona es un conjunto de protocolos de transmisión de datos. Se puede considerar como la revolución de los sistemas de transmisión, como consecuencia de la utilización de la fibra óptica como medio de transmisión, así como de la necesidad de sistemas más flexibles y que soporten anchos de banda elevados. Uno de los objetivos de esta jerarquía estaba en el proceso de adaptación del sistema PDH (Plesiochronous Digital Hierarchy), ya que el nuevo sistema jerárquico se implantaría paulatinamente y debía convivir con la jerarquía plesiócrona instalada. Ésta es la razón por la que la UIT-T normalizó el proceso de transportar las antiguas tramas en la nueva. La trama básica de SDH es el STM-

1 (Synchronous Transport Module level 1), con una velocidad de 155Mbit/s. Cada trama va encapsulada en un tipo especial de estructura denominado contenedor. Una vez encapsulados se añaden cabeceras de control que identifican el contenido de la estructura (el contenedor) y el conjunto, después de un proceso de multiplexación, se integra dentro de la estructura STM-1. Los niveles superiores se forman a partir de multiplexar a nivel de byte varias estructuras STM-1, dando lugar a los niveles STM-4, STM-16, STM-64 y STM-256.

SONET: La red óptica sincronizada es un estándar para el transporte de telecomunicaciones en redes de fibra óptica. SONET define una tecnología para transportar muchas señales de diferentes capacidades a través de una jerarquía óptica síncrona y flexible. Esto se logra por medio de un esquema de multiplexado por interpolación de bytes. La interpolación de bytes simplifica la multiplexación y ofrece una administración de la red extremo a extremo. El primer paso en el proceso de la multiplexación de SONET implica la generación de las señales del nivel inferior de la estructura de multiplexación. En SONET la señal básica la conocemos como señal de nivel 1 o también STS-1 (Synchronous Transport Signal level 1). Está formada por un conjunto de 810 bytes distribuidos en 9 filas de 90 bytes. Este conjunto es transmitido cada 125 microsegundos, correspondientes a la velocidad del canal telefónico básico de 64 Kbit/s., por lo que la velocidad binaria de la señal STS-1 es 51,84 Mbit/s.

DWDM: El fundamento de operación de las redes ópticas equipadas con tecnología WDM (Wavelength Division Multiplexing) y DWDM (Dense WDM) se basa en el transporte de varios flujos de información, cada uno codificado sobre una longitud de onda distinta y multiplexados dentro de una única fibra óptica. De esta manera se logra incrementar de manera considerable la capacidad de las redes de fibra óptica.

El aumento de capacidad se puede lograr generalmente de varias formas distintas:

—Incrementando el número de longitudes de onda incluidas en una fibra y, con ello, el número de canales transportados por la misma. DWDM permite alcanzar altas densidades de empaquetado de portadoras dentro de una sola fibra óptica. Hoy en día son típicos valores de 16 o 32 longitudes de onda por fibra, pudiendo llegar en el caso de enlaces submarinos hasta 128 o incluso 256 longitudes por fibra.

—Aumentando la velocidad de transmisión soportada por cada una de las longitudes de onda. A esto contribuye la fabricación de unas fibras de cada vez mayor calidad, pero existe un límite físico determinado por su dispersión. Actualmente se trabaja con valores de 2.5 Gbit/s (STM-16/OC 48), llegando en algunos casos a 10 Gbit/s (STM-64/ OC-192).

La utilización de tecnologías WDM aporta otra serie de ventajas importantes:

—WDM trae consigo una reducción de costos en la instalación de fibra óptica. Al ser mayor su capacidad, debido principalmente al hecho de que se pueden transportar varias longitudes de onda dentro de una sola fibra, será necesario desplegar un número menor de fibras, o aprovechar la ya instalada, para atender una demanda de tráfico creciente.

—Permite a los operadores aumentar la capacidad de sus redes de manera incremental, dándoles la posibilidad de ajustarse a la demanda que exista en cada momento. Para ello, les basta con instalar la fibra e ir activando sus diferentes longitudes de onda de manera progresiva conforme se vayan necesitando. Esto también se traduce en una mayor rapidez a la hora de afrontar aumentos en la capacidad de la red. Esta característica resulta fundamental para que nuevos agentes entren al mercado sin tener que hacer frente a un elevado costo de inversión inicial. Para ello les basta con desplegar una fibra e ir activando longitudes de onda conforme vayan necesitando más capacidad de transmisión.

—Cada una de las longitudes de onda puede incluir información transmitida a diferentes velocidades y con distinto formato. Es decir, que DWDM permite transportar información de diversa naturaleza y procedente de aplicaciones distintas dentro de una misma fibra.

—Se puede aumentar la capacidad de la fibra para adaptarse a incrementos de la demanda con solo cambiar las interfaces de los equipos de transmisión. Por ejemplo, se puede pasar de 16 STM-16 a 80 STM-16 con solo cambiar las tarjetas de dichos equipos.

—En WDM, las funciones de gestión se simplifican en gran medida, puesto que la propia capa óptica en sí goza de una mayor sencillez. La eficiencia del sistema de gestión óptico pasa porque la mayoría de las tareas se puedan realizar en el dominio óptico, sin necesidad de realizar ninguna conversión optoelectrónica, que lo único que produce es un mayor consumo de recursos e introduce más complejidad en las redes.

Sin embargo, también hay que tener en cuenta los siguientes condicionantes:

—Las características de las fibras influyen de manera directa en las prestaciones de DWDM, pudiendo llegar a limitarlas de manera considerable. Cuanto mayor sea la pureza de la fibra, mayor será el número de longitudes de onda que podrá transportar así como la velocidad de la información transmitida por cada una de ellas.

—Se requieren componentes ópticos, tales como láseres y fibras de gran calidad, que elevan el costo de la solución.

Hay muchos parámetros que difieren en función del suministrador, tales como la distancia máxima sin amplificación, el número de canales por fibra, el ancho de banda de cada canal o la tasa óptica agregada de salida y que van a influir de manera directa en la configuración y las prestaciones de los sistemas.

En la actualidad este tipo de sistemas se encuentra en un punto intermedio de su desarrollo y de hecho la UIT-T ha iniciado la estandarización de lo que será su evolución, bajo el nombre de OTN (Optical Transport Network).

Anexo B

Descripción

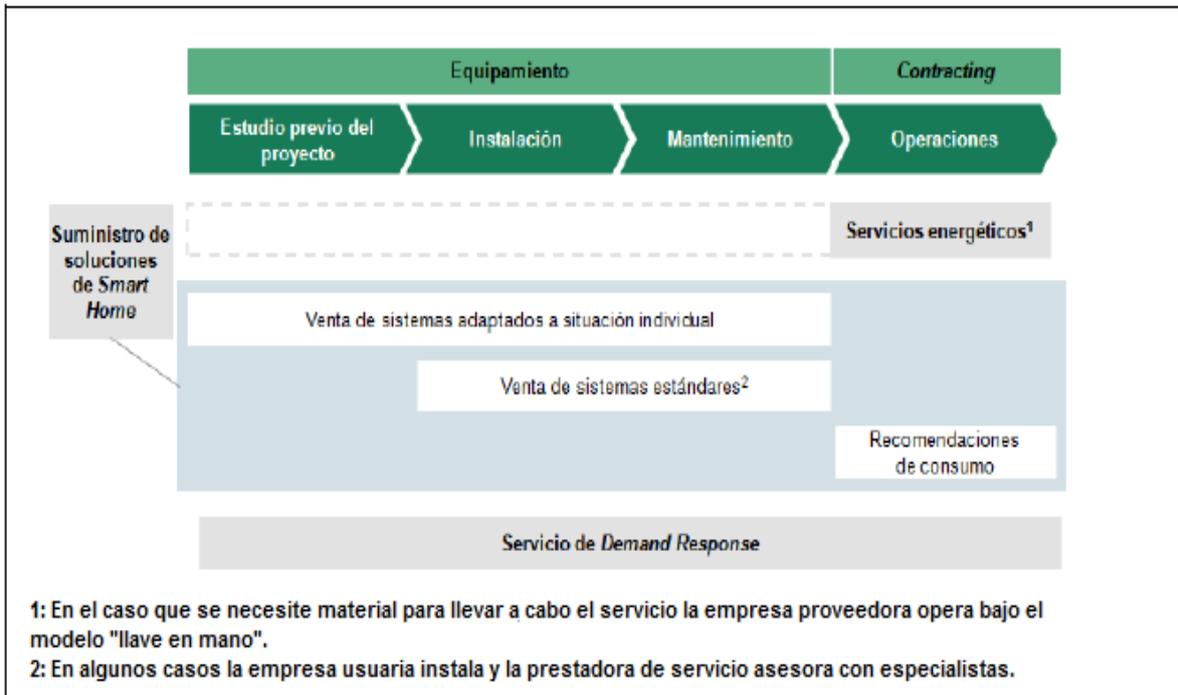
Protocolos más usuales en las redes eléctricas inteligentes

MPLS: Siglas de Multiprotocol Label Switching, es un mecanismo de transporte de datos estándar creado por la IETF y definido en el RFC 3031. Opera entre la capa de enlace de datos y la capa de red del Modelo OSI. Fue diseñado para unificar el servicio de transporte de datos para las redes basadas en circuitos y las basadas en paquetes. Puede ser utilizado para transportar diferentes tipos de tráfico, incluyendo tráfico de voz y de paquetes IP. MPLS está reemplazando rápidamente a frame relay y ATM (modo de transferencia asíncrona) como la tecnología preferida para llevar datos de alta velocidad y voz digital en una sola conexión. MPLS no sólo proporciona una mayor fiabilidad y un mayor rendimiento, sino que a menudo puede reducir los costos generales mediante una mayor eficiencia de la red. Su capacidad para dar prioridad a los paquetes que transportan tráfico de voz hace que sea la solución perfecta para llevar las llamadas VoIP.

IPv4: El Protocolo de Internet versión 4 (Internet Protocol version 4), es la cuarta versión del Internet Protocol (IP). Es uno de los protocolos centrales de los métodos estándares de interconexión de redes basados en Internet y fue la primera versión implementada para la producción de ARPANET en 1983. Definida en el RFC 791, IPv4 usa direcciones de 32 bits, limitándola a $2^{32} = 4\,294\,967\,296$ direcciones únicas, muchas de las cuales están dedicadas a redes locales (LAN). Por el crecimiento enorme que ha tenido Internet, mucho más de lo que esperaba, cuando se diseñó IPv4, combinado con el hecho de que hay desperdicio de direcciones en muchos casos, ya hace varios años se vio que escaseaban las dirección IPv4.

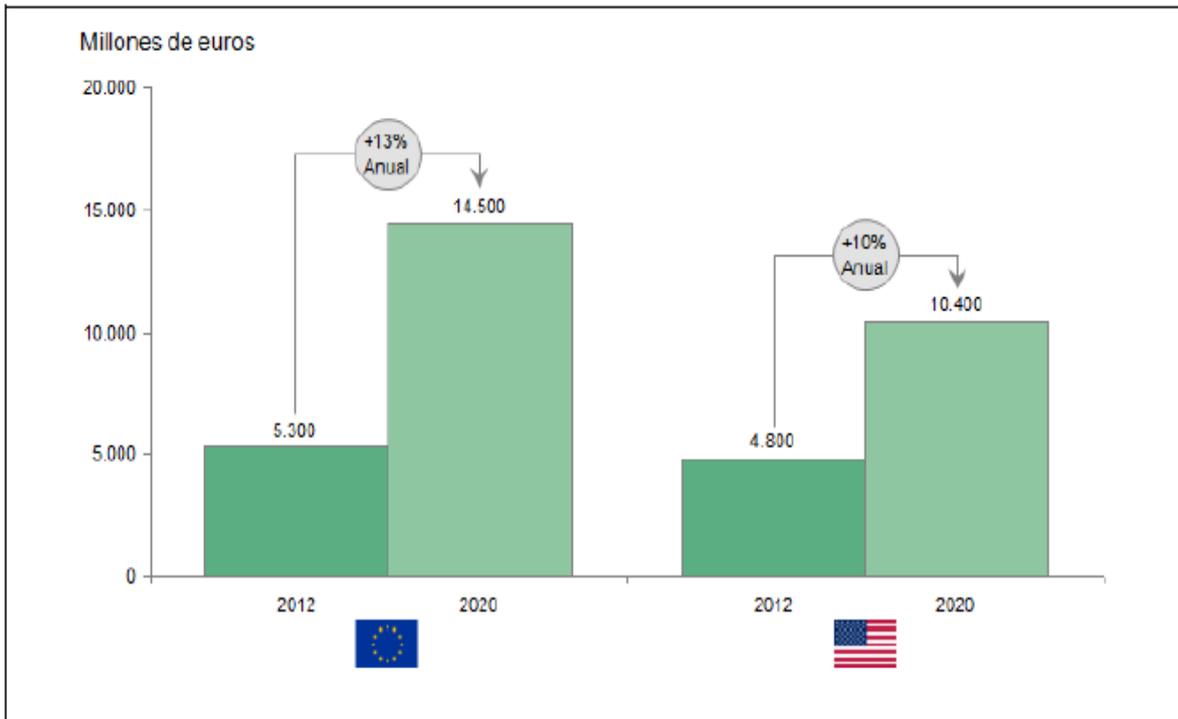
IPv6: El Protocolo de Internet versión 6 (Internet Protocol version 6), es una versión del Internet Protocol (IP), definida en el RFC 2460 y diseñada para reemplazar al IPv4 definido en el RFC 791. Proporciona un número extraordinariamente superior de direcciones IP, lo que posibilita en lo relativo a la disponibilidad de direcciones IP la implementación del internet de las cosas (IoT).

RPL: Protocolo de enrutamiento en las redes de baja potencia y con pérdidas (Routing Protocol for Low-Power and Lossy Networks). Las Redes de baja potencia y pérdidas son una clase de red en la que tanto los enrutadores como su interconexión están restringidos. Los enrutadores en estas redes operan con restricciones sobre la capacidad de procesamiento, la memoria y la energía (batería). Sus interconexiones se caracterizan por altas tasas de pérdida, bajas tasas de datos e inestabilidad.



Fuente: The Boston Consulting Group.

Figura 41. Cadena de valor del modelo de negocio de Gestión de la Demanda.



Fuente: The Boston Consulting Group.

Figura 42. Mercado de Eficiencia Energética. (Estados Unidos de América y Unión Europea 2012-2016).