



SMART GRID STUDY TOUR WEST COAST GROUP

California – Washington – Colorado
30 de agosto al 3 de septiembre de 2010

30 de Agosto, 2010 SAN DIEGO, CA

San Diego Gas & Electric (SDG&E)

8330 Century Park Court, San Diego 9213

Lee Krevat Head of the Smart Grid Program
Mike Niggli President and COO
Jim Avery SVP Power Supply
Armando Infanzon Smart Grid Policy Manager

San Diego Gas & Electric (SDG&E) es una empresa pública regulada que provee de servicio a San Diego y al condado de Orange, suministra energía a una población de 1.4 millones de usuarios comerciales y residenciales en un área de 4,100 millas cuadradas a lo largo de dos condados y 25 comunidades, empleando aproximadamente 5,000 personas en su área de servicio. SDG&E es propiedad de Sempra Energy, que es una empresa de energía que forma parte del Fortune 500. Dentro de la estructura organizacional, la iniciativa de smart grids se encuentra ya insertada dentro de la organización, con cambios estructurales y de redistribución de personal.

SDG&E actualmente se encuentra en el proceso de instalación de medidores inteligentes a lo largo de su área de servicio. La inversión en este reemplazo la establecieron en aproximadamente 575 millones de dólares, los cuales se recuperarán a través de reducciones en costos operativos. A partir de la descripción que se hizo de su mercado y del crecimiento del mismo, se puede observar un mercado maduro de crecimiento estable, pero que enfrenta principalmente los retos inherentes a la introducción de autos eléctricos y una cada vez mayor instalación de generación distribuida a través de paneles fotovoltaicos.

Si bien se dio respuesta a algunas de las preguntas que se hicieron llegar con antelación la visita, no todas ellas fueron atendidas en las presentaciones que se llevaron a cabo. A pregunta expresa de la Delegación Mexicana sobre la aplicación del *Smart Grid Maturity Model*, hicieron referencia únicamente a generalidades respecto al mismo, señalando que han obtenido calificaciones en los percentiles más altos de los dominios que se aplican en el modelo.

Respecto a la medición inteligente, se pudo resaltar que si bien en la literatura se han establecido las ventajas de integrar la medición de agua, electricidad y gas, así como las ventajas que ofrece esta medición a la integración de renovables, la estrategia de SDG&E no sigue estos patrones. La regulación de los monopolios naturales establece barreras para la integración de electricidad y gas, por lo que actualmente se encuentran instalando medidores para ambos conceptos. Por lo que hace a los más de 30,000 clientes que actualmente cuentan con paneles fotovoltaicos, con un instalación promedio de 4 Kw, estos permanecerán por el momento con medidores bidireccionales “no inteligentes”. No hubo una respuesta clara del porque de esta solución. Respecto a las características de los medidores, vale la pena resaltar que la gran mayoría son monofásicos, y que además no cuentan con la funcionalidad de corte y reconexión, debido a estrategias internas de atención al público, así como la baja tasa de falta de pago que podría hacer rentable esta opción. Señalaron que únicamente en propiedades en el mercado de renta sería conveniente para ellos instalar este tipo de equipos. Por lo que respecta al protocolo de telecomunicaciones, están en proceso de migrar a una red propia, y por lo pronto se basan en radiofrecuencia y telefonía celular.



Como se mencionó se está poniendo especial énfasis en el reto que representará la introducción de autos eléctricos al sistema. Se mostró información respecto a las demandas que tienen algunos de los modelos en el mercado, y lo que puede representar para la actual topología de la red, donde se pueden sobrecargar los transformadores a nivel de distribución fácilmente, pues la demanda de un auto puede representar varias veces la de toda una vivienda. Actualmente se encuentran en el proceso de instalar estaciones de recarga en algunos puntos de la ciudad, y se encuentran en intercambios con la California Public Utilities Commission para que se puedan dar las señales de precios adecuadas para que las recargas se realicen de forma gradual y fuera del periodo de punta.

Por lo que hace a la atención a los usuarios, contrastaron la experiencia de la empresa Pacific Gas & Electric, la cual había tenido una respuesta muy desfavorable al cambio de los medidores por incrementos en precios y falta de atención a los usuarios, con una estrategia de trato personalizado, incrementos graduales y amplia difusión de información.

Por último se hizo referencia al tema de los microgrids, proyecto para el cual cuentan con apoyo del programa de estímulos del DOE, se explicó como este proyecto piloto estaba enfocado a la integración de renovables, a la reducción de inversiones en la parte de transmisión, y a probar distintas tecnologías, como es el almacenamiento.



SMART GRID STUDY TOUR WEST COAST GROUP

California – Washington – Colorado
30 de agosto al 3 de septiembre de 2010

31 de Agosto, 2010 RALEIGH, NC

Pacific Northwest National Laboratory

Environmental Technology Building 3200 Q Avenue, Richland, WA

Jud Virden , Chief Technology Officer Energy and Environment
Rob Pratt, Smart Grid R&D Program Manager
Michael Kintner-Meyer, PHEV Project Manager
Don Hammerstromm, Senior Research Engineer
Ram Sastry, Engineer
Jason Fuller, Engineer

Los investigadores en el Directorado de Energía y Medio Ambiente del *Pacific Northwest National Laboratory* trabajan de manera conjunta con la academia, otros laboratorios nacionales, agencias gubernamentales y la industria para desarrollar ciencia y tecnología para ayudar a los Estados Unidos y al mundo a resolver los retos ambientales y energéticos más complejos. En muchos casos, estos retos están íntimamente ligados, con aspectos que afectan la administración de la energía, los impactos ambientales y la seguridad económica.

We draw upon our scientific capabilities and multidisciplinary expertise to research, develop and deploy solutions in these areas:

Se comenzó con un tour y explicación del *Electricity Infrastructure Operations Center (EIOC)*, que es un centro de modelaje y simulación para la red de la costa oeste, desde Canadá hasta Baja California, donde se mostró además los recursos de energías intermitentes disponibles, así como la forma de mitigar apagones a nivel regional, a partir de la información que suministra el sistema y los modelos predictivos. Creado a través de los insumos proveídos por las empresas eléctricas, los vendedores de tecnología y de investigadores a lo largo de la región noroeste, el EIOC sirve como una plataforma única para la investigación, desarrollo e implementación de tecnologías para administrar y controlar mejor la red. Los investigadores están explorando el cómo los cambios en la forma en que la red eléctrica es operado puede mejorar su confiabilidad, reducir costos y los impactos ambientales. En enfoque es en el desarrollo de herramientas en tiempo real y en apoyar su integración a sistemas operativos.

Posteriormente se revisó la información del *Olympic Peninsula Project*, que fue un proyecto en el que se establecía un mercado donde los participantes ofrecían un nivel de confort en sus sistemas que respondían a señales de precios relacionados con el periodo de base, intermedia y punta. La base de este proyecto fue el diferimiento de infraestructura, pues tenía una interconexión radial que ya estaba saturada. Se establecía una interacción muy simplificada, donde el sistema establecía los intercambios sin la participación del usuario. Se realizaban cientos de cortes de cargas a través del sistema, sin limitaciones regulatorias, y sin afectación al confort de los usuarios. Se obtuvieron importantes respuestas por el lado de la demanda: 15% reducción de la demanda pico, hasta 50% de reducción en la demanda total por varios días consecutivos, respuesta a precios, capaz de ponerle un tope a la demanda neta a un nivel arbitrario para administrar restricciones locales de la red de distribución. Se hizo referencia también al modelo *GridLab-D*, un modelo de acceso abierto que puede ser utilizado para analizar los impactos de implementación de proyectos de medición inteligente y tarificación dinámica con datos reales a nivel circuito sin necesidad de realizar una implementación en campo.



En referencia al *Grid Friendly Appliance Project*, se hizo un recuento de las tecnologías que se están desarrollando, en especial el tema de la comunicación entre el medidor inteligente y el electrodoméstico, el cual se lleva a cabo a través de un protocolo conocido como *zigbee*. Se hizo referencia también a la reducción en la demanda que estima la *Federal Energy Regulatory Commission* con la implementación de electrodomésticos inteligentes, el cual sería de 188 GW de la demanda pico. Se mostraron simulaciones a través del *GridLab-D* antes mencionado, donde se pudieron constatar las respuestas de los electrodomésticos a las señales de precios. Mientras un único electrodoméstico inteligente no afectara la carga de un alimentador en la parte de distribución, los efectos de múltiples equipos se agregan y tienen impactos importantes.



Detalle del Electricity Infrastructure Operations Center



Vista General del Electricity Infrastructure Operations Center



Vista Lateral del Electricity Infrastructure Operations Center



SMART GRID STUDY TOUR WEST COAST GROUP

California – Washington – Colorado
30 de agosto al 3 de septiembre de 2010

1 de Septiembre, 2010 Boulder, CO

Xcel Energy Demonstration House

1544 North Street in Boulder, Colorado

Kathleen Hoxworth, Project Manager, Strategic Technologies Department, Xcel Energy

Excel es una empresa de gas natural y electricidad verticalmente integrada que ofrece un portafolio completo de productos y servicios relacionados con la energía a 3.4 millones de clientes de electricidad y 1.9 millones de clientes de gas. Cuenta con operaciones reguladas en 8 estados del oeste de los EUA (Colorado, Michigan, Minnesota, New Mexico, North Dakota, South Dakota, Texas and Wisconsin) con ingresos de más de \$9 billones anualmente; y más de 35,000 millas de gasoductos.

Xcel cuenta con capacidad de generación basada en carbón, nuclear, carbón, gas natural, hidro, eólico, etc., con 85,779 millas circuito de líneas de transmisión y 193,024 millas circuito de líneas de distribución y 35,478 millas de gasoductos. Es el proveedor de energía eólica No. 1 en los EUA y es el No. 5 referido a capacidad solar. Cuando se preguntó sobre el SGMM, la expositora no pareció tener referencia previa del modelo.

La reunión se llevó a cabo en una casa que fue instalada para fines demostrativos. Se dio una presentación general sobre la iniciativa SmartGridCity, que es el proyecto piloto que Xcel instaló en la ciudad de Boulder, y que actualmente cuenta con aproximadamente 25,000 medidores inteligentes. Se explicó el porque se seleccionó la ciudad de Boulder, y si bien se habló de la conciencia ecológica de la población, se enfatizó el hecho de que el 97 por ciento de la población contaba con conexión a internet. De la presentación se puede resaltar el hecho de que se señaló que un modelo de negocios basado en una solución tecnológica como la que se implementó en Boulder no es sustentable. Esta afirmación se basa en el hecho de que las inversiones totales que se llevaron a cabo fueron de cerca de 100 millones de dólares, los cuales se debieron en buena medida a las inversiones relacionadas con el protocolo de telecomunicaciones, ya que se seleccionó un *Broadband over Power Line* (BPL), para el cual se tendió una red de fibra óptica subterránea, en un terreno particularmente difícil, el cual se comunica directamente con los medidores a través del sistema *Zigbee*.

Se dio una amplia explicación respecto a la infraestructura instalada, y se mostraron parte de estos equipos. Al igual que en San Diego, es de resaltar que los medidores instalados (Landis and Gyr) no fueron instalados para integrar generación distribuida, ni cuentan con funcionalidad de corte y reconexión. Esto último es resultado de una política de la empresa que busca acercarse al cliente antes de realizar los cortes por las temperaturas extremas de la región. Si bien la empresa aún no cuenta con resultados de la aplicación de la tecnología, se encuentra analizando 61 proposiciones de valor al modelo de negocios de la empresa, el cual se encuentra sujeto a una exigente y diversa regulación, dada su presencia en 8 estados de la Unión Americana. Por lo tanto, a diferencia de lo observado en el proyecto piloto del *Olympic Peninsula Project*, las modificaciones a la carga referidas a cambios en las señales de precios se encuentran acotadas a un número menor a 10 al mes, mientras en Washington se realizaban cientos de modificaciones.

Cabe mencionar que al momento de la visita, había un debate respecto a la recuperación de los costos de la inversión antes referida, con testimonios de ejecutivos de la empresa ante la *Public Utility Commission*.

Se hicieron consultas en vivo a través de la plataforma de internet con la que cuenta, mostrando eventos reales que se encuentran en las bases de datos de la empresa, haciendo consultas en tiempo real al medidor de la casa donde se estaba llevando a cabo la reunión. Se mencionó también que se han reducido de manera significativa las sobrecargas en transformadores, reduciéndose de 25 a 2 entre 2007 y 2009. Asimismo, en el mismo periodo, se redujeron las quejas por voltaje de 50 a 2. Vale la pena mencionar que no hay aún un despliegue masivo de medidores, y Xcel se encuentra aún en proceso de revisión de la información recopilada a lo largo de estos años, por lo que aún no hay resultados que compartir, pero se precisa que no se estima conveniente realizar un despliegue masivo de medidores para todos los usuarios, por lo que se mantendrán esquemas mixtos con “drive-by metering”.



Equipo de medición y telecomunicaciones



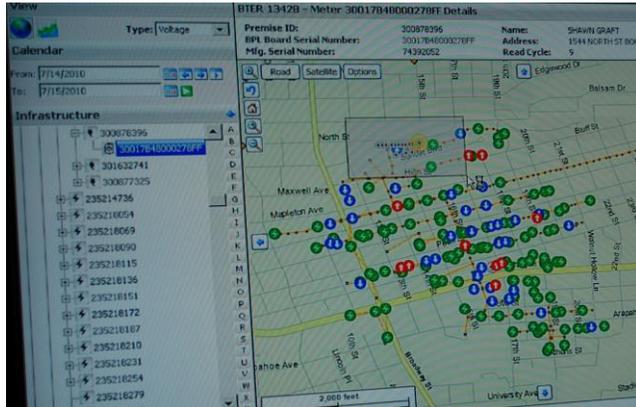
Equipo de medición en líneas de distribución



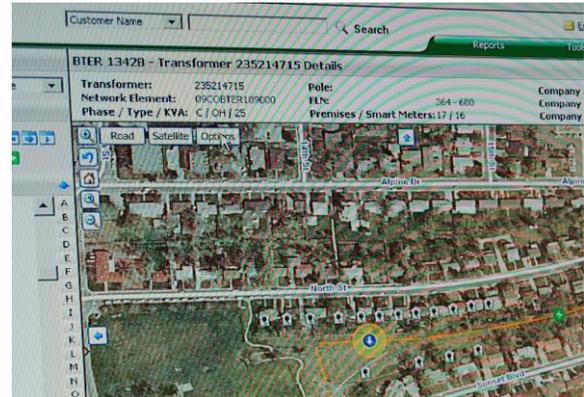
Equipo instalado



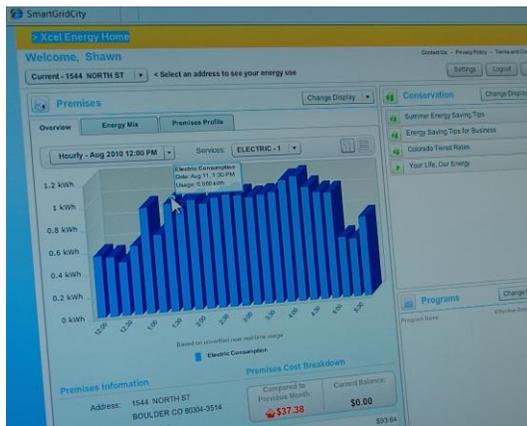
Medidor Landys & Gyr



Acceso al Sistema de Control de Distribución



Sistema Georeferenciado de Detección de Falla de un Circuito con sus Medidores.



Interfaz de Información para el usuario



SMART GRID STUDY TOUR WEST COAST GROUP

California – Washington – Colorado
30 de agosto al 3 de septiembre de 2010

2 de Septiembre, 2010 Golden, CO

National Renewable Energy Laboratory
Building 52 Denver West Parkway, Golden, CO

Michael Callahan
Dennis Elliot Principal Scientist, National Wind Technology Center
Ben Kroposky. Senior Engineer

El National Renewable Energy Laboratory (NREL) es el principal laboratorio de la Unión Americana para investigación y desarrollo de energías renovables y eficiencia energética.

Los investigadores y científicos del laboratorio apoyan objetivos de mercado críticos para acelerar la investigación de innovaciones científicas a soluciones de energías alternativas que sean viables comercialmente. Estas áreas van desde entender las fuentes de energías renovables, hasta la conversión de estos recursos a electricidad y combustibles, y finalmente al uso de electricidad renovable y combustibles en el sector residencial, comercial y vehículos.

Se inició la visita con una revisión del programa internacional de cooperación de NREL, donde se resaltó la colaboración en el tema eólico con México. Se realizó una presentación sobre el trabajo que se está realizando en los EUA sobre el mapeo del recurso eólico, así como los avances en la cooperación que se está llevando a cabo para este mismo propósito con el Instituto de Investigaciones Eléctricas de México

Se hizo también una breve presentación sobre los temas de smart grids en los que NREL está trabajando, en especial temas de microrredes e incorporación de generación distribuida a la red.

Posteriormente, la delegación se desplazó a las instalaciones del *Distributed Energy Resources Test Facility (DERTF)* el cual es un laboratorio de trabajo para pruebas de interconexión e integración de sistemas. Esta instalación incluye generación, almacenamiento y tecnologías de interconexión, así como equipo de sistemas eléctricos de potencia capaces de simular un sistema eléctrico real. Los datos de las pruebas en esta instalación se utilizan para caracterizar equipo para recursos energéticos distribuidos y para apoyar el desarrollo y validación de estándares de interconexión y pruebas de certificación, lo cual tiene un impacto directo en el tema de las redes inteligentes. Estos resultados llevan al desarrollo de mejores equipos, mejoras para ayudar al equipo a cumplir con requerimientos de interconexión, y un mejor entendimiento de la dinámica del equipo interconectado con la red eléctrica.

Si bien la visita resultó interesante, el tema de redes inteligentes fue marginal como parte del programa.



Obtención de Hidrógeno a través de Electrólisis de agua mediante Energía Eólica



Sistema de Almacenamiento de Hidrógeno



Aerogeneradores y Paneles Solares



Microturbinas de Gas



SMART GRID STUDY TOUR EAST COAST GROUP

North Carolina – Texas – Florida
30 de agosto al 3 de septiembre de 2010

31 de Agosto, 2010 RALEIGH, NC

Progress Energy

410 South Wilmington Street, Raleigh, NC - (919) 546-6111

Becky Harrison General Manager of Smart Grid
Rob Caldwell VP Efficiency & Innovative Technologies

En Progress Energy (PNG) se iniciaron esfuerzos extensivos de automatización y sistematización desde 1980, cuando instalaron su primer Sistema de Información Geográfica (GIS por Geographical Information System) y el sistema llamado DSCADA (por Distribution SCADA). Para 1997 ya contaban con un sistema de capacitores radiocontrolados, un sistema de gestión de fallas (OMS) y cobertura completa de DSCADA en toda su red y monitoreo en todos sus alimentadores (FMS por Feeder Management System). El uso del FMS les permitió analizar eventos para la ubicación de fallas en tan sólo un año, y en dos años más integrarlo totalmente al OMS. En 2009 finalizaron la implementación de comunicación de dos vías a bancos de regulación y condensadores.

A través de un profundo entendimiento del funcionamiento de su red, han optimizado su forma de operar con el objetivo de mejorar indicadores específicos de manera significativa (CAIDI, SAIDI). Incluso han llevado la precisión de localización de fallas a menos de 0.5 millas del origen a más de un 85% de los eventos con la combinación de sistemas GIS, OMS y DSCADA. Muchas de las mejoras se han logrado a partir de modificaciones en los procedimientos operativos sin necesidad de inversión adicional.

De igual manera, han desarrollado internamente una alta capacidad de entendimiento y análisis de eventos y desempeño de dispositivos, fortalecida por sistemas y TIs. Lo anterior les ha permitido fortalecer su capacidad de gestión de la red, que además esperan se vea incrementada aún más con las nuevas inversiones en sistemas de redes inteligentes. Otro factor importante ha sido el uso de estándares y protocolos abiertos para todos los equipos que adquieren.

En cuanto a la inversión en Redes Inteligentes (SG por Smart Grid), definieron una visión y programa de 2008 a 2013. Para el desarrollo del programa de SG, cuentan con un equipo definido con responsabilidades bien delimitadas, así como un programa de trabajo al que se da un seguimiento estricto y en el que cada proyecto tiene indicadores y metas específicas. Todo lo anterior es apoyado, difundido y evaluado desde la dirección general de la empresa.

Además fueron una de las 6 empresas que obtuvo el máximo de fondos de apoyo de American Recovery and Reinvestment Act (ARRA) de 200 millones USD. Esta inversión será destinada a un sistema de Respuesta a la Demanda (DR por Demand Response) en el que buscarán optimizar el nivel de voltaje en todos sus circuitos a través del monitoreo preciso de todos sus alimentadores y automatización por una red de comunicación de dos vías (en una red celular de un tercero). PNG no realizará inversión en medición inteligente de forma extensa, ni en aplicaciones de administración de carga del lado de demanda del cliente en la primera etapa del proyecto (5 años), pues ven un mayor potencial en la inversión para optimizar su red.



1 de Septiembre, 2010 RALEIGH, NC- HOUSTON, TX

Centerpoint

1111 Louisiana Street, Houston, TX 77002

Center Point (CPN), al igual que otras empresas de transmisión y distribución en Texas, ha entregado la comercialización a terceros (entre 60 y 90 en todo el estado) por requerimiento regulatorio. Esto ha ocasionado que se hayan dedicado esfuerzos importantes para conseguir la modernización de los medidores y la automatización de las lecturas. Las primeras aplicaciones que desarrollarán para sus clientes a partir de los medidores inteligentes (medición electrónica, comunicación de dos vías, corte y reconexión) están los sistemas de prepago, tarifas por horario de uso y herramientas de análisis de energía y comparación de costos.

CPN ha identificado beneficios tangibles de la automatización de la lectura, corte y reconexión de clientes, como el ahorro de 250mil visitas de campo para estas actividades. Otros beneficios son el incremento de horas de servicio y disminución de tiempo de respuesta a solicitudes de clientes. Adicionalmente, han sistematizado la información que es obtenida por los medidores y entregada a los comercializadores para manejar eficientemente lecturas realizadas cada 15 minutos. Por otro lado, la reorganización de sus sistemas y procesos les permite disminuir costos por las 10millones de llamadas que reciben de sus clientes al año.

Los principales beneficios que persiguen con las iniciativas de red inteligente son: mejora en la calidad y confiabilidad de la energía, optimizar la vida de los activos, compensar el declive de la fuerza de trabajo, reducir costos y lograr una transformación del negocio.

CPN es otra de las 6 empresas que recibieron el máximo apoyo de la ARRA por 200millones USD, que utilizarán para acelerar sus programas y reducir los planes de medición avanzada de 5 a 3 años y de Redes Inteligentes y reducirlo de 12 a 6 años. Realizarán inversión con tres objetivos: evitar eventos en la red, darle capacidad de auto-recuperación e implantar un sistema avanzado de medición (AMS). La inversión ha sido planeada en rubros específicos: automatización de su red de distribución, sistemas avanzados de gestión de la distribución, infraestructura de telecomunicaciones común a la red inteligente y al AMS, monitoreo de subestaciones y de líneas de distribución, interruptores automáticos, entre otros.

Como parte de la estrategia, mantienen una postura firme para evitar el uso de tecnologías propietarias y para asegurar que las tecnologías seleccionadas tendrán soporte a largo plazo. CPN subcontratará a terceros (IBM, SAS, Oracle) para ayudarle a desarrollar sistemas avanzados de detección de fallas, restauración, control, análisis, entre otros, que requieren de la interoperabilidad eficiente de sistemas GIS, OMS, bases de datos, etc. Adicionalmente, CPN instalará y operará infraestructura de telecomunicaciones WiMax que será respaldada por la actual comunicación GPRS que les provee un operador celular.

CPN cuenta con una estructura, roles y responsabilidades definidos para el programa de Red Inteligente. Para mantener sus esfuerzos a lineados a las estrategias de los órganos reguladores y los gobiernos federal y estatal, participan activamente en los grupos de discusión sobre iniciativas y estándares (NIST).

Por el lado del consumidor, CPN, se mantiene como promotor del uso de tecnologías para administración de carga con electrodomésticos inteligentes, sistemas de visualización de consumo y gestión de uso de energía, entre otros.



2 de Septiembre, 2010 HOUSTON, TX –AUSTIN, TX

Center for Commercialization of Energy Technologies

816 North Congress Avenue, Austin, TX - (512) 472-3800

Milton Holloway, President & COO

El Center for the Commercialization of Electric Technologies (CCET) realiza una labor de facilitador entre los participantes en el mercado eléctrico de Texas, principalmente involucrando a compañías de generación, transmisión y distribución; comercializadores; fabricantes; y municipalidades y cooperativas.

Dadas las condiciones particulares del mercado tejano, en el que las empresas de transmisión y distribución están separadas de los comercializadores, se ha dado una gran difusión de la medición inteligente, sin embargo han existido muchos factores que han obstaculizado la aceptación de los usuarios. La falta de información previa, los costos adicionales o la falta de beneficios por incompatibilidad con los perfiles de uso, han provocado respuestas negativas.

ONCOR y Austin Energy, que participaron en la reunión, confirmaron que cuentan con programas extensos para despliegue de medición inteligente, en los que es crucial la instrucción a los clientes, así como el desarrollo de infraestructura de atención al cliente para responder a nuevas inquietudes y requerimientos en un mercado más interactivo.

De la experiencia en Texas, los participantes manifestaron que aún existen muchas aristas por resolver, acordar y definir entre los actores del sector eléctrico, pues las nuevas características y condiciones del servicio eléctrico requieren de evaluación cuidadosa y profunda en lo que respecta a tarifas, regulación y características técnicas del servicio.



3 de Septiembre, 2010 JUNO BEACH, FL

Florida Power and Light (FPL) (Incluye comida a cargo de FPL)

700 Universe Boulevard, Juno Beach, FL 33408-2683. Telf. (561) 694-4000

Chris Bennett SVP of Strategy Telf. (561) 691-7460

Florida Power & Light (FPL), es una empresa verticalmente integrada que ha desarrollado una visión de Red Inteligente que cubre todos sus procesos. Dicha visión de desarrollo a largo plazo es central dentro de su planeación y operación.

Es otra de las 6 empresas que recibieron el máximo apoyo de la ARRA por 200 millones USD para implementación de Redes Inteligentes. Su plan de inversión incluye infraestructura, tecnología y sistemas en varios niveles para asegurar la conformación de una red inteligente: sensores, comunicaciones, sistemas operacionales, información común y análisis predictivo.

Para la implantación de su estrategia de red inteligente, cuentan con una estructura formal, con un comité directivo y un grupo de trabajo de alto nivel, responsable de proyectos específicos dentro de un programa en donde todas las acciones están alineadas a los objetivos de la empresa. Para cada iniciativa, se identifican los interesados y se asegura que todos los participantes están informados de lo que se busca conseguir, el programa a seguir y el progreso del mismo. Se identifican indicadores clave y se evalúa el desempeño de dichos proyectos

En lo que respecta a la adquisición de tecnología, aseguran la interoperabilidad de sus TIs con estándares abiertos. Los responsables de TI tienen una importante participación en la definición de procesos, son responsables de toda la estructura de soporte para las funcionalidades de Red Inteligente en la empresa y son corresponsables de los proyectos. La perspectiva de FPL asigna una alta importancia a la seguridad informática de la red inteligente, por lo que cuenta con un plan estratégico para disminuir y gestionar los riesgos asociados. Adicionalmente, FPL cuenta con infraestructura propia de telecomunicaciones para la operación de la red y adquisición de información.

FPL realiza la adquisición de soluciones comerciales que mejor respondan a sus necesidades, sin embargo, cuentan con recursos, de alta capacidad y desempeño, dedicados para desarrollar complementos y adaptar dichas soluciones a los requerimientos específicos de la empresa. Estos grupos poseen un entendimiento técnico muy profundo de la operación de la red eléctrica, que permite generar herramientas de análisis de información estadística y de conciencia situacional. Cuenta también con un único centro de diagnóstico, en donde un grupo de especialistas hace el análisis de la información de eventos y de desempeño de dispositivos para generar capacidad de predicción.

En cuanto a medición inteligente, realizarán un piloto de 100 mil medidores que evaluarán por un periodo de 18 a 24 meses. De la misma forma, FPL tiene un plan de vehículos eléctricos para uso interno únicamente. FPL, participa también en los comités y grupos de definición de lineamientos, regulación y estándares de red inteligente.