



ANNEX
6

**Enfoque en infraestructuras inteligentes y robustas de T&D
de potencia**

T&D de Potencia – Casos de estudio ver. 2.0
Resúmenes

ISGAN Anexo 6

Tabla de Contenido

1	IRLANDA	2
	Conexión con tecnología HVDC posibilita la integración de energía eólica y mejora el mercado eléctrico	2
2	SUECIA	3
	Combinación óptima de tecnologías de transmisión soluciona congestión en el sistema eléctrico de transmisión	3
3	CHINA	4
	Sistema multiterminal prueba que verdaderas redes con HVDC pueden ser construidas	4
4	ALEMANIA	5
	Superconductividad posibilita el incremento de la capacidad en áreas urbanas congestionadas	5
5	ESTADOS UNIDOS	6
	Sistemas de medición de área extendida para evitar cortes a gran escala	6
6	ITALIA	7
	Mediciones de área extendida mejoran el sistema de potencia eléctrico en Italia	7
7	SUDÁFRICA	8
	Eskom: Concepto de prueba: consciencia situacional de la red de potencia	8
8	FRANCIA	9
	Subestación inteligente	9
9	AUSTRIA	10
	Maximización de la capacidad de alojamiento de recursos energéticos distribuidos en sistemas de media y baja tensión	10
10	BÉLGICA	11
	Incremento de la capacidad de alojamiento a través de control inteligente de inversores fotovoltaicos	11
11	CANADÁ	12
	Almacenamiento de energía y demanda adaptable para mejora de la confiabilidad del suministro eléctrico.	12
12	DINAMARCA	13
	Sistema energético más eficiente combinando electricidad y calefacción	13
13	ITALIA	14
	Impacto de la aplicación de una tarifa por tiempo de uso en usuarios residenciales	14

Introducción

Este documento contiene resúmenes descriptivos de 13 casos de estudio incluidos en la segunda edición de la colección de casos Anexo 6, “*Enfoque en infraestructuras inteligentes y robustas de T&D de Potencia*”. Este anexo forma parte del proyecto ISGAN (siglas en inglés correspondientes a “*International Smart Grid Action Network*”).

Dichos casos de estudio resaltan proyectos llevados a cabo en varios países y en distintas partes del sistema de potencia. Los mismos ilustran diferentes aplicaciones, soluciones y tecnologías, usadas para enfrentar los retos impuestos al sistema de potencia actual. Un ejemplo de ello es la necesidad de integración de grandes cantidades de energía renovable, mayormente intermitente.

La primera edición del Anexo 6 fue publicada en la primavera de 2015, e incluyó ocho casos de estudio, recopilados en el periodo de 2014-2015.

Tabla 1 Casos de estudio incluidos en la primera edición

Irlanda	Conexión con tecnología HVDC posibilita la integración de energía eólica y mejora el mercado eléctrico
Suecia	Combinación óptima de tecnologías de transmisión soluciona congestión en el sistema eléctrico de transmisión
Estados Unidos	Sistemas de medición de área extendida para evitar cortes a gran escala
Italia	Mediciones de área extendida mejoran el sistema de potencia eléctrico en Italia
Sudáfrica	Eskom: Concepto de prueba: consciencia situacional de la red de potencia
Francia	Subestación inteligente
Austria	Maximización de la capacidad de alojamiento de recursos energéticos distribuidos en sistemas de media y baja tensión
Italia	Impacto de la aplicación de una tarifa por tiempo de uso en usuarios residenciales

En la segunda edición se añadieron cinco nuevos casos y se actualizó en el caso de estudio de los Estados Unidos. Dicha edición se completó en la primavera de 2016.

Tabla 2 Los nuevos cinco casos incluidos en la segunda edición

China	Sistema multiterminal prueba que verdaderas redes con HVDC pueden ser construidas
Alemania	Superconductividad posibilita el incremento de la capacidad en áreas urbanas congestionadas
Bélgica	Incremento de la capacidad de alojamiento a través de control inteligente de inversores fotovoltaicos
Canadá	Almacenamiento de energía y demanda adaptable para mejora de la confiabilidad del suministro eléctrico
Dinamarca	Sistema energético más eficiente combinando electricidad y calefacción

La colección completa está disponible (en inglés) en la página web del proyecto ISGAN: <http://www.iea-isgan.org/index.php?r=home&c=5/378>.

1 IRLANDA

Conexión con tecnología HVDC posibilita la integración de energía eólica y mejora el mercado eléctrico

¿Sobre qué trata el proyecto?

La interconexión EWIC está basada en las tecnologías de convertidores de fuente de tensión y transmisión de corriente continua de alta tensión (HVDC-VSC). Dicha conexión posibilita el enlace de las redes eléctricas de Irlanda y Gran Bretaña, con un longitud total de 264 km, de los cuales 187 km se encuentran bajo el Mar de Irlanda. La EWIC tiene una capacidad de 500 MW, equivalente al 10% de la demanda eléctrica pico de Irlanda. Además, la EWIC provee una variedad de servicios auxiliares, tales como respuesta de frecuencia, apoyo para potencia reactiva, e incluye la posibilidad de arranque en negro de los sistemas eléctricos de transmisión Irlandés y Británicos, luego de una interrupción total del sistema.

Objetivos principales

El proyecto EWIC tuvo tres objetivos fundamentales:

- Mejorar la seguridad del abastecimiento eléctrico con la facilitación de capacidad adicional.
- Disminuir los precios del mercado eléctrico mayorista irlandés con el acceso directo a un mercado eléctrico de mayor dimensión, tal como el británico.
- Posibilitar la exportación de energía eléctrica excedente en la red eléctrica irlandesa.

Estado actual/Cronograma

EirGrid (operador de la red eléctrica de transmisión irlandesa) inició la construcción de la EWIC en el año 2007. La interconexión entró en operación en diciembre del 2012.

¿Cuál son los resultados/beneficios esperados de este proyecto?

Un análisis completado en el año 2014 después de un año de plena operación comercial, mostró que el precio marginal en el mercado eléctrico de Irlanda e Irlanda del Norte disminuyó en un 9% con la introducción de la EWIC. El incremento de la competencia redujo la diferencia en el costo de la electricidad entre las islas de Irlanda y Gran Bretaña, lo cual fue facilitado por generadores localizados en otras partes de la Unión Europea, particularmente en Gran Bretaña.

La EWIC también está facilitando el desarrollo del mercado nativo de energía eléctrica renovable y proveyendo la posibilidad de exportación, lo cual ayuda a Irlanda a alcanzar sus objetivos en la meta europea de un 40% de energía renovable para el año 2020. EirGrid ha estado aminorando su “reducción del uso de energía renovables” a través del uso de operaciones comerciales con el operador de la EWIC, registrando un despacho prioritario de 300 GWh en un periodo de seis meses, entre julio y diciembre de 2013.

¿Cuál es el próximo paso?

Tras el éxito del proyecto EWIC, se está considerado una futura interconexión entre Irlanda y el continente europeo.

2 SUECIA

Combinación óptima de tecnologías de transmisión soluciona congestión en el sistema eléctrico de transmisión

¿Sobre qué trata el proyecto?

El Enlace Suroeste (South West Link) combina transmisión de corriente alterna (AC) con la tecnología de convertidores de fuente de tensión y transmisión de corriente continua de alta tensión (HVDC-VSC). Dicho enlace, con una longitud total de 427 km, sirve como refuerzo a la red eléctrica de transmisión entre la región central y el sur de Suecia. La parte norte del enlace está constituida de una línea de transmisión de corriente alterna a 400 kV, con una longitud de 176 km. A su vez, la parte sur está constituida de línea de transmisión de corriente directa con una extensión de 251 km, de los cuales 61 km en forma de una línea aérea y 190 km en forma de un cable subterráneo. La entrada en operación está planeada para el año 2015, lo cual incrementará la capacidad de transmisión en un 25 % en la congestionada intersección en la parte sur de la red eléctrica de transmisión sueca.

Objetivos principales

El proyecto del Enlace Suroeste tiene cuatro objetivos fundamentales:

- Mejorar la confiabilidad de la red de transmisión eléctrica en la parte sur de Suecia.
- Aumentar la seguridad del abastecimiento al sur de Suecia luego del desmantelamiento de la termonuclear de Barsebäck, la que se encuentra adentrada al sur.
- Aumentar la capacidad de transmisión con el objetivo de reducir la diferencia en el precio de la energía eléctrica entre regiones, así como incrementar las posibilidades de exportación.
- Crear la posibilidad de conexión y transmisión de energía eléctrica proveniente de fuentes de energía renovable.

Estado actual/Cronograma

La puesta en marcha del enlace está fijada para el año 2015. Las estaciones de AC ya están en operación, y los trabajos en el cable subterráneo están casi terminados. Por el momento hay trabajo en curso en partes de la línea de transmisión aérea y las estaciones de HVDC.

¿Cuál son los resultados/beneficios esperados de este proyecto?

El proyecto tiene varios motivos impulsores, y traerá beneficios considerables a Suecia particularmente a la parte sur. Inicialmente la razón principal era incrementar la confiabilidad y mejorar la seguridad en el suministro eléctrico al sur de Suecia. Sin embargo, incrementar la capacidad de transmisión al sur sueco se ha convertido en uno de los motivos fundamentales, luego del desmantelamiento de Barsebäck, lo cual limitó la capacidad de transmisión al sur debido a problemas con la estabilidad del voltaje. El Enlace Suroeste es también una parte importante en el desarrollo necesario de la red eléctrica nacional. Dicho desarrollo posibilitará la introducción de energías renovables planeada de acuerdo con los objetivos de la política energética de Suecia y de la Unión Europea.

¿Cuál es el próximo paso?

En menos de un año después de que esta conexión se ponga en operación, un segundo proyecto de conexión HVDC-VSC dará inicio. El cable NordBalt, a 300kV de tensión y con 700MW de capacidad, conectará a Suecia y a Lituania, proveyendo así una conexión entre el mercado eléctrico nórdico y el incipiente mercado eléctrico báltico.

3 CHINA

Sistema multiterminal prueba que verdaderas redes con HVDC pueden ser construidas

¿Sobre qué trata el proyecto?

Esta conexión multiterminal flexible de transmisión de corriente directa (DC) constituye el primer proyecto en el mundo en tener cinco terminales de transmisión de DC con un voltaje de ± 200 kV. La misma es un enlace importante entre tierra firme y cinco islas, posibilitando el flujo de potencia y al mismo tiempo aumentando la confiabilidad de la red y la seguridad en el abastecimiento de energía eléctrica. Dicha conexión facilita la distribución de energía eléctrica a las islas y también posibilita la exportación de energía eléctrica excedente a tierra firme desde las islas en caso de ser necesario. Además, esta conexión fundamenta el desarrollo económico y mejora significativamente la vida diaria de la población local, así como también ayuda a proteger el medio ambiente favoreciendo la generación de energía eólica.

Objetivos principales

- Mejorar la confiabilidad de la red de transmisión en el archipiélago de Zhoushan previniendo el déficit de energía eléctrica en el futuro.
- Incrementar la estabilidad de la integración a larga escala de energía eólica.
- Mantener la estabilidad del voltaje.
- Utilizar efectivamente esta línea de conexión con el objetivo de reducir la dependencia de cables submarinos de corriente alterna.

Estado actual/Cronograma

El proyecto fue aprobado inicialmente por la Comisión de Desarrollo y Reforma el 14 de diciembre de 2012 y se comenzó su construcción el 15 de marzo de 2013. Cinco estaciones de conversión fueron construidas en Zhouding, Zhoudai, Zhouqu, Zhouxi y Zhouyang, con una capacidad total de 1 GW. Además se construyó una línea de transmisión de DC de ± 200 kV de tensión, con una longitud de 141,5 km. La conexión entró oficialmente en operación el 4 de julio de 2014.

¿Cuál son los resultados/beneficios esperados de este proyecto?

Este proyecto trae beneficios considerables a China, particularmente al archipiélago de Zhoushan. Primeramente la tecnología de transmisión flexible de DC tiene las ventajas de que mejora la estabilidad del sistema de potencia, el suministro dinámico de potencia reactiva, la calidad de la energía eléctrica, el uso de energía renovable, y la confiabilidad y flexibilidad de la red. También protege el medio ambiente puesto que usa menos espacio y tiene un menor impacto en este. En segundo lugar, este proyecto constituye un logro tecnológico significativo para la tecnología de transmisión flexible de DC de terminal doble, puesto que posibilita la transmisión desde múltiples fuentes de generación a distintos lugares gracias a su sistema multiterminal. En tercer lugar, permite el acceso a larga escala de fuentes de energía renovable, tal como energía eólica tanto en tierra como en mar abierto.

¿Cuál es el próximo paso?

Luego del éxito del proyecto de DC de Zhoushan, se está considerando en un futuro cercano, la construcción de una red eléctrica regional de corriente directa de más de 200kV de tensión, basada en la tecnología HVDC-VSC.

4 ALEMANIA

Superconductividad posibilita el incremento de la capacidad en áreas urbanas congestionadas

¿Sobre qué trata el proyecto?

El proyecto AmpaCity, centrado en Essen, Alemania, incluye un sistema compuesto de un cable de alimentación de 40MVA con tecnología de superconducción de alta temperatura (HTS)¹, y un limitador de corriente de falla. Este sistema fue instalado con el objetivo de conectar dos sub-estaciones en el centro urbano de Essen, reemplazando así el sistema convencional de alto voltaje.

Objetivos principales

Demostrar la viabilidad técnica y económica de las tecnologías HTS como solución para la modernización de los sistemas de potencia eléctrica en áreas urbanas congestionadas. En dichas áreas, el espacio entre otras restricciones limita la posibilidad de expansión de los sistemas de distribución basados en corriente de alto voltaje.

Estado actual/Cronograma

El sistema entró en operación en la primavera del año 2014. La fase de demostración y evaluación se extenderá por lo menos dos años.

¿Cuál son los resultados/beneficios esperados de este proyecto?

Las tecnologías HTS (tal como el cable de alimentación) y el limitador de corriente de falla utilizados en el proyecto AmpaCity, proveen beneficios en comparación con los sistemas convencionales de alto voltaje en áreas densamente pobladas. Algunos de estos beneficios son los siguientes:

- Los cables de alimentación y las estaciones requiere menos espacio.
- Posibilitar un sistema de distribución a niveles de voltaje más bajos.
- Reduce la pérdidas en el sistema
- Disminuye el costo total
- Despreciable impacto térmico
- No da lugar a campos magnéticos durante su operación nominal
- Mejora la calidad de la energía y la confiabilidad debido a la posibilidad de limitar las corrientes de falla.

¿Cuál es el próximo paso?

Los próximos pasos a seguir relacionados con la instalación en Essen, serán determinados luego de un periodo de demostración dos años, que concluye en el 2016. Este proyecto proveerá información y experiencia sobre la operación de las tecnologías HTS, y por lo tanto posibilitará su futuro desarrollo.

¹ Siglas en inglés correspondientes a “high-temperature superconducting”

5 ESTADOS UNIDOS

Sistemas de medición de área extendida para evitar cortes a gran escala

¿Sobre qué trata el proyecto?

La administración de energía eléctrica de Bonneville (BPA, por sus siglas en inglés), es una entidad federal de mercadeo de energía eléctrica que se encuentra ubicada en el noroeste de los Estados Unidos. En el 2013, BPA completó la instalación de una red de sincrofasores no paralelos, un proceso que duró 3 años a un costo de 30 millones de dólares. Este proyecto combina las últimas tecnologías implementadas en sincrofasores con un sistema de telecomunicaciones más robusto, para posibilitar que los operadores de transmisión tengan una visión más clara de todo el sistema en el oeste del país. Con todas las mediciones sincronizadas por GPS, BPA puede ver con mayor precisión como los sistemas de potencia interconectados en el área Oeste, responden a cambios o perturbaciones.

Objetivos Principales

El proyecto proporciona a operadores de red y coordinadores de confiabilidad con información sincronizada en tiempo y frecuencia. Una mejor visibilidad del sistema ayudará a los operadores a evitar cortes regionales de larga escala, a utilizar la capacidad del sistema existente, y a posibilitar una mejor utilización de los recursos intermitentes de generación de energía renovable.

Estado actual/ Cronograma

La agencia recibe datos de 126 Unidades de Medición de Fasores (PMU, por sus siglas en inglés) ubicados en 50 subestaciones claves y sitios de elevada generación eólica a lo largo de la zona noroeste del país. También, BPA desarrolló una aplicación capaz de evaluar el rendimiento dinámico de sus unidades generadoras, a solo minutos de ocurrida una perturbación de la red eléctrica.

¿Cuál son los resultados/beneficios esperados de este proyecto?

Las mediciones tomadas por los sincrofasores se utilizan para controles de área extendida. Los controles basados en sincrofasores utilizarán mediciones de sincronización de área extendida para determinar los riesgos de estabilidad de voltaje e iniciará acciones correctivas en menos de un segundo. Además, se utilizan cuatro aplicaciones analíticas en tiempo real en el centro de control de BPA, junto con la visualización operacional. Otro beneficio importante es que los datos obtenidos se utilizan para validar los modelos del sistema, de esta forma obteniendo modelos más precisos. Estos modelos son esenciales para la operación de la red de forma económica y confiable. Además, los datos dan una mejor comprensión del rendimiento del sistema, lo cual, por otra parte, posibilita optimizar la inversión del capital. También se espera que los datos de los sincrofasores eviten los cortes a gran escala y posibiliten la detección temprana de problemas en los equipos.

¿Cuál es el próximo paso?

BPA continuará solicitando ideas para proyectos de investigación y desarrollo. La agencia colabora con operadores de plantas de generación eólica en la región para expandir la cobertura PMU, y los datos recopilados por los PMUs permitirán encarar los retos en la integración a gran escala de la energía eólica. Para facilitar las operaciones de coordinación de la interconexión, BPA intercambiará datos de PMUs con once socios claves en la región, y este intercambio se seguirá expandiendo en el futuro. Otra área importante para el crecimiento futuro es el desarrollo y refinamiento de aplicaciones más avanzadas.

6 ITALIA

Mediciones de área extendida mejoran el sistema de potencia eléctrico en Italia

¿Sobre qué trata el proyecto?

El desarrollo de la tecnología de “Sistemas de Mediciones de Área Extendida” (WAMS por sus siglas en inglés), en conjunto con Unidades de Medición de Fasores (PMU por sus siglas en inglés), ofrece nuevas y valiosas soluciones para el análisis, supervisión y control de los sistemas de potencia eléctrica. Este estudio describe la arquitectura, funciones de supervisión, y experiencias de operación de los WAMS realizados por Terna, el operador de la red eléctrica de transmisión en Italia, para la supervisión sincronizada de su red eléctrica conectada a la red eléctrica del resto de Europa.

Objetivos Principales

El desarrollo de la tecnología WAMS en Italia permitirá una comprensión más profunda y más directa de las condiciones del sistema y además proveerá un apoyo considerable a las acciones y maniobras de control.

Estado actual/ Cronograma

Las primeras mediciones sincronizadas en el sistema italiano fueron obtenidas en el inicio de los años 2000, durante pruebas efectuadas a distintos PMUs comerciales. Actualmente, 55 subestaciones son monitoreadas por PMUs, principalmente a 400kV de tensión pero también algunas a 220kV. Las subestaciones a 150kV también han sido equipadas con PMUs, especialmente en áreas con cobertura limitada de 400kV, y donde se podrían efectuar pruebas de aplicaciones de la tecnología “Dynamic Line Rating”. Se han desarrollado funciones para el análisis de estabilidad oscilatoria, detección de separación de red, evaluación de cortes de carga, y estimación de las condiciones térmicas de las líneas. El desarrollo de funciones en tiempo real todavía está en curso, el incluirá posiblemente un sistema de control/protección de área extendida (WAMS).

¿Cuál son los resultados/beneficios esperados de este proyecto?

La plataforma WAMS aporta información valiosa a los operadores en la sala de control. Gráficos y diagramas en tiempo real de los parámetros del sistema, tales como la diferencia en los ángulos de fase, y los resultados mostrados por las funciones de supervisión (por ejemplo la identificación de oscilaciones). Estos, le permiten a los operadores seguir el comportamiento del sistema y detectar estrés y eventos dinámicos, así como evaluar la viabilidad de las respuestas. La cooperación con otros países en la misma área sincrónica, en forma de intercambio de datos en tiempo real proveniente de los PMUs, ha probado ser particularmente efectiva.

¿Cuál es el próximo paso?

Se espera que más PMUs se instalen en un futuro próximo, para un total de aproximadamente 100 unidades. La futura implementación de PMUs abordará interfaces críticas de la red eléctrica. Una vez que estas interfaces estén completamente monitoreadas, se investigará la estimación de estados “por áreas” como una nueva función. Otras actividades previstas incluyen el diseño de soluciones con WACS/WAPS, coordinadas e integradas con los planes de defensa actual y la gestión de corte de cargas. El sistema de procesamiento central se fortalecerá con una arquitectura distribuida que asegurará mayor confiabilidad y le permitirá al sistema manejar la creciente cantidad de información proveniente del futuro desarrollo de los PMUs.

7 SUDÁFRICA

Eskom: Concepto de prueba: consciencia situacional de la red de potencia

¿De qué trata el proyecto?

El proyecto trata sobre la consciencia situacional de la red de potencia, es decir, la combinación del conocimiento sobre el sistema en conjunto con las condiciones ambientales existentes, para la correcta anticipación de futuros problemas y así habilitar acciones para mitigar dichos problemas efectivamente. La consciencia situacional de la red permite el apoyo en tiempo real para la adecuada toma de decisiones, basada en supervisión en tiempo real, predicciones, estabilidad del sistema de potencia y supervisión a través de fuentes dinámicas del sistema. El concepto de prueba se enfoca en integrar diferentes fuentes de datos para que Eskom, la compañía eléctrica de Sudáfrica, pueda realizar la correcta toma de decisiones en cuanto a la consciencia situacional de la red, basándose en la experiencia obtenida durante el proceso de implementación.

Objetivos principales

El objetivo principal es mejorar la consciencia situacional en el sistema de Eskom y el concepto de prueba descrito anteriormente apunta a la investigación de la factibilidad, requisitos y desarrollo de una red de servidores para la visualización del concepto de la consciencia situacional de la red.

Estado actual/cronograma

El proceso de integración física se realizó en tres meses. La mayoría de la ejecución anual del proyecto se enfocó en la colaboración con diferentes proveedores de datos, posibles usuarios de datos a lo largo de todo el negocio de electricidad y arquitectos de sistemas, con el objetivo de establecer los pasos a seguir para implementaciones futuras relacionadas a la integración y visualización de datos provenientes de fuentes dispares. El operador del sistema eléctrico ha provisto sus comentarios y observaciones con respecto a la transferencia de las habilidades desarrolladas dentro de un entorno sostenido de producción, a lo largo de la etapa de cierre del año fiscal 2013-2014.

¿Cuál son los resultados/beneficios esperados de este proyecto?

Algunos de los beneficios de la consciencia situacional de la red son los siguientes:

- Mejora del mantenimiento programado
- Habilidad para realizar mantenimiento preventivo
- Localización de fallas
- Advertencias de peligros inminentes
- Reducción del tiempo de reparación y mantenimiento de equipos
- Evaluación de información inmediata basada en la data

¿Cuál es el próximo paso?

El enfoque para continuar la investigación sobre la consciencia situacional estará en la integración de datos, la implementación de modelos para predecir la capacidad de una futura generación con energías renovables, y en el canal de información al operador del sistema eléctrico acerca de cambios drásticos en el sistema. La contaminación y el crecimiento de la vegetación adyacente al sistema de potencia son otras posibles fuentes de datos a ser incluidas. También existen planes de expansión para reglas de visualización y alertas.

8 FRANCIA

Subestación inteligente

¿De qué trata el proyecto?

El proyecto de la subestación inteligente trata acerca del desarrollo de nuevas funciones digitalizadas de la subestación eléctrica, enfocándose en la red de ultra-alta tensión y tomando en cuenta la interfaz con la red de distribución.

Las demostraciones se realizarán en el norte de Francia, en donde existe una cantidad importante de energía eólica y diversos proyectos para nuevos parques eólicos. Dos tipos de subestaciones serán desarrolladas y probadas, una a nivel de transmisión y otra a nivel de distribución, de manera que puedan representar la interacción entre los sistemas de transmisión y distribución. La innovadora arquitectura digitalizada será instalada en subestaciones existentes.

Objetivos principales

El proyecto de la subestación inteligente consiste en diseñar, construir, probar y operar dos subestaciones totalmente digitales para el año 2015 en el norte de Francia. El proyecto evaluará los beneficios obtenidos de soluciones tales como la reducción en el impacto ambiental, la mejor integración de energías renovables, el mejoramiento de la capacidad del sistema de transmisión, y el manejo óptimo de los activos de la red.

Estado actual/cronograma

Este es un proyecto de cuatro años que comenzó en 2013. Tres años serán dedicados a desarrollo y uno a implementación experimental. Actualmente (julio de 2014), las especificaciones están listas y el desarrollo está siendo ejecutado. Los primeros resultados en sitio serán obtenidos en 2016.

¿Cuál son los resultados/beneficios esperados de este proyecto?

El desarrollo de subestaciones inteligentes permitirá la operación de los equipos eléctricos de potencia en condiciones cercanas a sus límites físicos. A escala nacional, un sistema de transmisión con subestaciones inteligentes es capaz de transmitir mayor energía que un sistema tradicional. Continuando en el ámbito nacional, el desarrollo de la digitalización permitirá la optimización de los trabajos de refuerzo al sistema de potencia. La digitalización de todas las subestaciones es también una solución tecnológica que contribuirá a alcanzar el compromiso Europeo de incrementar la integración de energías renovables a la red.

¿Cuál es el próximo paso?

El proyecto continuará hasta el 2017, con sus primeros resultados siendo obtenidos en 2016. Los resultados del proyecto serán evaluados y las nuevas funciones continuarán siendo desarrolladas. Los resultados del proyecto también serán evaluados en base a observaciones experimentales sobre las ventajas, desde el punto de vista del operador de la red, de las tecnologías digitales y funciones avanzadas.

Si el resultado es positivo, el proyecto permitiría al operador del sistema de transmisión la creación de metodologías para el proceso de implementación en sitio, el desarrollo de una interfaz gráfica (herramienta de apoyo para la supervisión de las subestaciones inteligentes) y la preparación para la evolución tecnológica.

9 AUSTRIA

Maximización de la capacidad de alojamiento de recursos energéticos distribuidos en sistemas de media y baja tensión

¿De qué trata el proyecto?

El principal reto en la integración de recursos energéticos distribuidos en redes de distribución en áreas rurales, es el mantenimiento del perfil de tensión dentro de los límites establecidos (por ejemplo, de conformidad con el estándar EN 50160). Este proyecto estudia la manera de maximizar la capacidad de alojamiento de recursos energéticos distribuidos en redes de media y baja tensión, a través del uso de planificación, monitoreo y control inteligentes.

Objetivos principales

El objetivo principal del proyecto es encontrar una manera eficiente para la integración de la generación de potencia distribuida, basada en energías renovables, con respecto a la optimización de la inversión a través de la maximización del aprovechamiento de los recursos de los sistemas de media y baja tensión. El enfoque de los proyectos presentados en este caso de estudio, es incrementar la capacidad de alojamiento para recursos energéticos distribuidos en redes de media y baja tensión, incluyendo generación distribuida, demanda adaptable y vehículos eléctricos.

Estado actual/cronograma

Las demostraciones y evaluaciones de los ensayos de campo para redes de baja tensión fueron completadas a finales de 2014. Actualmente se está desarrollando un proyecto de seguimiento para la integración del almacenamiento de energía en pequeña escala en el área de pruebas de campo. Una de las soluciones para redes de media tensión ya ha sido comercializada, mientras que para la otra se está preparando el mejoramiento de sus algoritmos.

¿Cuál son los resultados/beneficios esperados de este proyecto?

La implementación de conceptos de control de voltaje en redes de media y baja tensión puede incrementar la capacidad de alojamiento significativamente. Ejemplos de otros beneficios asociados son la posibilidad de reducción tanto de las pérdidas eléctricas como de las emisiones de gases tóxicos a la atmósfera (efecto invernadero). Todas las aplicaciones de red inteligente desarrolladas y probadas dentro de los proyectos individuales pertenecen al enfoque general de la red inteligente, el cual debería habilitar servicios avanzados.

¿Cuál es el próximo paso?

Un tema importante es la investigación de la capacidad de replicar y escalar la solución desarrollada en Austria. Por lo tanto, redes en las cuales problemas similares podrían ocurrir deberían ser identificadas para poder determinar si la misma solución podría ser la adecuada. Adicionalmente, basado en la experiencia en redes de media y baja tensión, el siguiente paso debería ser la investigación, desarrollo y demostración de la interacción de los controles en alta, media y baja tensión e incluirlos en la supervisión operativa del sistema.

10 BÉLGICA

Incremento de la capacidad de alojamiento a través de control inteligente de inversores fotovoltaicos

¿De qué trata el proyecto?

El proyecto “MetaPV” tiene como finalidad resolver las limitaciones de la red para la instalación de generación fotovoltaica a gran escala en sistemas de distribución. El proyecto piloto fue desarrollado para probar inversores fotovoltaicos controlables y determinar su habilidad para incrementar la capacidad de alojamiento de generación distribuida en redes de distribución. El proyecto se centró en instalaciones fotovoltaicas en áreas residenciales con inversores controlables de 428 kW de potencia pico en baja tensión (400 V), y áreas comerciales con 2,4 MW en media tensión (10 kV), ambos con una alta concentración de generación fotovoltaica controlable y no controlable en general.

Objetivos principales

El objetivo general de “MetaPV” era demostrar la manera en que grandes cantidades de generación distribuida pueden ser integradas en redes de distribución reales y altamente saturadas. El equipo del proyecto deseaba investigar y demostrar la manera en que las mismas plantas fotovoltaicas a gran escala pueden contribuir al incremento de la capacidad de alojamiento y sustituir de esa manera costosos trabajos de refuerzo al sistema de potencia.

Estado actual/cronograma

La demostración “MetaPV” concluyó durante la primavera de 2015. Los resultados y recomendaciones finales han sido resumidos y publicados.

¿Cuál son los resultados/beneficios esperados de este proyecto?

Los principales resultados del proyecto “MetaPV” son:

- Un sistema de control de voltaje basado en los inversores que funciona en redes de distribución reales
- Diferentes aplicaciones específicas varían en función de la efectividad, eficiencia, igualdad y simplicidad. Por lo tanto, las aplicaciones deben ser evaluadas de acuerdo a la importancia de dichos criterios en cada situación en particular
- Los requerimientos de control de potencia activa y reactiva establecidos en códigos, normas y estándares deberán ser coordinados, pero sin llevar a cabo la coordinación de los umbrales y ajustes específicos
- Control de voltaje a través de inversores fotovoltaicos es una alternativa viable y de bajo costo a los trabajos de refuerzo al sistema de potencia para el incremento de la capacidad de alojamiento de voltaje en las redes existentes
- El almacenamiento de la energía proveniente de recursos distribuidos con el propósito de mejorar el perfil de tensión de la red no es muy competitivo con respecto a cortes de carga inteligentes. En el futuro, la instalación de almacenamiento conectado a la red en sistemas de distribución dependerá del costo de su tecnología y su habilidad para servir múltiples propósitos en la misma planta

¿Cuál es el próximo paso?

Los inversores “MetaPV” utilizados en la demostración se encuentran actualmente en uso luego del proyecto, y han sido ajustados para aplicar la filosofía de control optimizada para su caso en particular. Los operadores del sistema de distribución, reguladores y la industria en general son alentados a basarse en los resultados, para mejorar, replicar y escalar las soluciones presentadas.

11 CANADÁ

Almacenamiento de energía y demanda adaptable para mejora de la confiabilidad del suministro eléctrico

¿De qué trata el proyecto?

Un sistema de almacenamiento de energía en baterías de 1 MW/6 MWh han sido instalados en las adyacencias de una comunidad que obtiene su suministro eléctrico a través de un largo alimentador de distribución, propenso a cortes en el suministro energético de considerable duración. El sistema de almacenamiento de energía incrementa la confiabilidad del suministro y permite el uso energía limpia de reserva. Demanda adaptable por parte de los residentes de la zona ayuda a incrementar la efectividad del sistema de almacenamiento de energía.

Objetivos principales

El proyecto posee dos objetivos claves:

- Mejorar la confiabilidad en el suministro eléctrico a los usuarios de la comunidad
- Proveer energía limpia de reserva

Estado actual/cronograma

El proyecto ha estado en operación desde Julio de 2013. Las baterías proveen energía limpia de reserva y llevan a cabo la reducción de la carga pico diariamente para demostrar la supervisión de los recursos energéticos distribuidos.

Desde el año 2015, aproximadamente 20 % de los residentes reciben notificaciones cuando el sistema de baterías se encuentra en condición de sistema aislado. Dichas notificaciones alientan a los consumidores a reducir la carga de la comunidad durante cortes del suministro eléctrico, maximizando así la duración del suministro del sistema de baterías.

¿Cuál son los resultados/beneficios esperados de este proyecto?

Los resultados del proyecto han sido una mejora en la confiabilidad del suministro eléctrico para los usuarios cuando ocurren cortes no previstos en el sistema, utilizando energía limpia de reserva. Además, mucha experiencia y buenas prácticas han sido obtenidas en relación a las fases de diseño y construcción, las cuales pueden ser aplicadas para cualquier proyecto de sistemas de almacenamiento energético en baterías en el futuro.

¿Cuál es el próximo paso?

BC Hydro, la compañía eléctrica de la provincia canadiense de British Columbia, continuará monitoreando el desempeño de la disponibilidad y eficiencia del sistema de baterías a lo largo del ciclo de vida de las mismas para mejorar el conocimiento de dichos sistemas.

12 DINAMARCA

Sistema energético más eficiente combinando electricidad y calefacción

¿De qué trata el proyecto?

El esquema de “conexión a la red con acceso reducido” es una iniciativa del gobierno danés para incrementar la utilización de la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable. El contrato permite la conexión de las calderas eléctricas para calefacción urbana al sistema de potencia con un bajo costo de conexión. Los generadores de vapor poseen una operación limitada a solo utilizar el exceso de capacidad disponible, garantizando que no haya necesidad de refuerzos al sistema de potencia debido a dichos generadores.

Objetivos principales

El objetivo es obtener un mejor balance entre producción y demanda en el mercado, generando incentivos a las plantas de ciclo combinado de vapor y electricidad, para producir vapor a base de electricidad (calderas eléctricas) proveniente de diferentes fuentes de energía durante horas de producción excedente de electricidad.

Estado actual/cronograma

El esquema de “conexión a la red con acceso reducido” fue implementado en 2006. El proyecto CHPCOM del gobierno danés ha desarrollado una solución de comunicación para la integración de los sistemas SCADA de las plantas y el operador del sistema de distribución, utilizando la norma IEC 62850. Esto permite la precisa maniobrabilidad de los generadores por parte del operador del sistema de distribución. El proyecto terminó en enero de 2016.

¿Cuál son los resultados/beneficios esperados de este proyecto?

Para mitigar los periodos de pérdidas financieras en la producción de energía eléctrica con altos excedentes de energía, es válido convertir electricidad en vapor durante esas horas. El incentivo se crea con la idea de reducir la alimentación eléctrica sustituyendo la producción de vapor en unidades de ciclo combinado por producción de vapor en calderas eléctricas e incrementando la demanda eléctrica al mismo tiempo.

Tanto el operador del sistema de distribución como las plantas de ciclo combinado se benefician con el esquema de conexión a la red con acceso reducido. El operador del sistema de distribución obtiene un incremento en su renta debido a las tarifas de la red, y una mejor utilización de sus activos en la red. Las plantas de ciclo combinado por su parte obtienen la oportunidad de producir vapor a base de electricidad cuando es más económico que otro tipo de fuentes de energía, evitando así el pago normal por conexión a la red.

¿Cuál es el próximo paso?

El esquema de conexión ha sido expandido para incluir también grandes bombas de vapor en el sistema de calefacción urbana. Actualmente se está trabajando en desarrollar modelos de negocio para que estas alternativas sean viables económicamente.

13 ITALIA

Impacto de la aplicación de una tarifa por tiempo de uso en usuarios residenciales

¿De qué trata el proyecto?

La autoridad italiana para electricidad y gas (AEEG) aprobó la implementación de una tarifa obligatoria de tiempo de uso, basada en dos periodos al día para usuarios residenciales a partir del primero de julio de 2010. La aplicación de esta tarifa es el último paso de un proceso que fue diseñado para exponer progresivamente a los usuarios italianos al costo variable en el tiempo del suministro eléctrico. La aplicación de esta tarifa fue un acontecimiento importante, actualmente 20 millones de familias pagan su consumo de electricidad con un precio variable a lo largo del día, lo cual generó una ocasión sin precedentes para analizar el cambio en el comportamiento de los usuarios en respuesta a los precios de la electricidad variables en el tiempo. Para poder evaluar el impacto de estas tarifas en los consumidores italianos a corto y mediano plazo, RSE (un instituto de investigación en el área de energía eléctrica italiano) realizó este proyecto de investigación en colaboración con, y con el patrocinio de, AEEG.

Objetivos principales

El objetivo principal del proyecto es la evaluación del impacto de la tarifa en usuarios residenciales. El objetivo a largo plazo es inducir a los consumidores a ajustar su consumo eléctrico en función a la abundancia o escasez de electricidad, evitando refuerzos innecesarios al sistema de potencia debido a las elevadas cargas durante las horas pico.

Estado actual/cronograma

La tarifa fue introducida gradualmente, con un periodo de transición de 18 meses (desde el primero de julio de 2010 hasta el 31 de diciembre de 2011) con una diferencia de precio limitada entre horas pico y el resto del día. Luego de este periodo, la diferencia en precio se incrementó en concordancia con el competitivo precio de la electricidad.

¿Cuál son los resultados/beneficios esperados de este proyecto?

Los resultados del primer periodo de aplicación de la tarifa muestran que, aún cuando haya habido un desplazamiento limitado del consumo en las horas pico hacia el resto del día, el cambio en el comportamiento del consumo de los usuarios es considerable.

La tarifa por tiempo de uso en Italia ha sido capaz de modificar los hábitos de los usuarios hasta cierto punto, de acuerdo con la señal del precio. A su vez, el carácter obligatorio de la tarifa ha contribuido al mejoramiento de la eficiencia del sistema eléctrico italiano, reubicando un porcentaje importante del consumo residencial fuera de las horas pico.

El proyecto ha demostrado el rol de los usuarios en la modificación de su consumo energético como usuarios activos al momento de abordar los costos de la electricidad en dependencia del tiempo.

¿Cuál es el próximo paso?

El análisis ha continuado con la meta de determinar si la tendencia de cambio de consumo persiste o no. Otro enfoque que se podría utilizar en conjunción con esta tarifa sería la asignación de una tarifa a la carga pico crítica, lo cual consiste en una considerable elevación en el costo de la energía eléctrica durante periodos cortos en los cuales el margen de reserva es pequeño.

La gran diferencia de precios y la menor duración de los intervalos de tiempo, son los dos factores que permitirían una modificación considerable de la carga fuera de las horas pico con respecto a la asignación de tarifas por tiempo de uso.