I CONGRESO SMART GRIDS
Madrid, 22-23 Octubre 2012

LIBRO DE COMUNICACIONES

ORGANIZAN:

AFME
Asociación de Fabricantes de Material Eléctrico

FutuRed

GRUPOTECMARED

Y sus Portales:

ESEficiencia.es
Portal de Eficiencia y Servicios Energéticos

eSMARTCITY.es
Todo sobre Ciudades Inteligentes

CASADOMO.com
El Portal del Edificio y Hogar Digital

ENTIDADES COLABORADORAS:

IDAE
Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

GOBIERNO DE ESPAÑA
MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

GOBIERNO DE ESPAÑA
MINISTERIO DE ECONOMÍA Y COMPETITIVIDAD

23-26 OCT 2012
MATELEC
Salón Internacional de Soluciones para la Industria Eléctrica y Electrónica

www.congreso-smartgrids.es

I CONGRESO SMART GRIDS
Madrid, 22-23 Octubre 2012

LIBRO DE COMUNICACIONES

ORGANIZAN:

AFME
Asociación de Fabricantes de Material Eléctrico

FutuRed

GRUPOTECMARED

Y sus Portales:

ESEficiencia.es
Portal de Eficiencia y Servicios Energéticos

eSMARTCITY.es
Todo sobre Ciudades Inteligentes

CASADOMO.com
El Portal del Edificio y Hogar Digital

ENTIDADES COLABORADORAS:

IDAE
Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

GOBIERNO DE ESPAÑA
MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

GOBIERNO DE ESPAÑA
MINISTERIO DE ECONOMÍA Y COMPETITIVIDAD

23-26 OCT 2012
MATELEC
Salón Internacional de Soluciones para la Industria Eléctrica y Electrónica

www.congreso-smartgrids.es

COMITÉ TÉCNICO

- **D. Óscar Querol**, Director Técnico de la Asociación Española de material Eléctrico, AFME.
- **Dª. Marisol Fernández,** Directora de la Asociación Española de Domótica, CEDOM
- **D. Luis Hernández Callejo**, Director Smart Grids del Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER-CIEMAT)
- **Dª. Beatriz Novel**, Directora de la Agrupación de Fabricantes de Contadores Eléctricos, AFCE
- **D. Manuel Valcárcel Fontao,** Gerente de la Fundación para el Fomento de la Innovación Industrial, F2I2
- **Dª. Mónica Aguado Alonso**, Directora del Departamento de Integración en Red de Energías Renovables, CENER
- **D. Jaume Margarit**, Director de la Asociación de Productores de Energías Renovables, APPA
- **D. Ángel Díaz Gallo**, Director del Área de Negocio Smart Grids – TECNALIA
- **D. Fernando García.** FutuRed
- **D. Albert Cot**, vocal Junta Directiva del Clúster Eficiencia Energética de Catalunya, CEEC
- **D. José A. González,** Secretario General de la Federación Nacional de Empresarios de Instalaciones Eléctricas y Telecomunicaciones de España, FENIE
- **D. Albert Sitja,** vocal de la junta directiva de la Asociación Multisectorial de Empresas de la Electrónica, las Tecnologías de la Información y Comunicación, de las Telecomunicaciones y de los contenidos digitales, AMETIC
- **D. Stefan Junestrand.** Director General Grupo Tecma Red

COMITÉ ORGANIZADOR

D. Óscar Querol, Director Técnico de la Asociación Española de material Eléctrico, AFME.
D. Fernando García. FutuRed
D. Raúl Calleja, director del Salón Internacional de Soluciones para la Industria Eléctrica y Electrónica, IFEMA
D. Santos de Paz, Director del portal ESEFICIENCIA, Grupo Tecma Red.

Edita: Grupo Tecma Red, S. L.
Depósito legal: M-33524 -2012

Presentación GRUPO TECMA RED

El sistema tradicional de generación, distribución y consumo energético, con una vía única entre grandes generadores de electricidad y consumidores, es poco apto para el escenario actual energético, con una amplia integración de las energías renovables, un notable avance de la cogeneración, el inicio del despliegue de los contadores eléctricos inteligentes, el desarrollo del vehículo eléctrico, la evolución de los edificios inteligentes, y mucho más.

Para acompañar este desarrollo de grandes avances tecnológicos; el desarrollo de nuevos productos, servicios y modelos de negocio, y como no, las directrices legislativas Europeas y españolas, es inevitable el desarrollo de las Redes Eléctricas Inteligentes (Smart Grids) para conseguir una generación, distribución y consumo energético mucho más eficiente, sostenible, rentable y seguro.

Teniendo en cuenta estos nuevos retos hemos tomado la iniciativa de la organización de este, el I Congreso Smart Grids en España, con el objetivo de crear un foro de reflexión para analizar las redes inteligentes, los mejores caminos para su desarrollo y las estrategias para abordarlo.
El programa, que se desarrolla durante un día y medio, ofrecerá una excelente oportunidad para conocer: la situación de las normativas y la estandarización; instrumentos de financiación; las principales características tecnológicas de las redes eléctricas inteligentes; los proyectos más innovadores; los sistema de gestión; nuevos servicios, y muchos más temas relacionadas con las Smart Grids. Servirá además de intercambio de ideas y opiniones, fomentando el debate con los expertos y participantes en las conferencias magistrales, mesas redondas y sesiones de ponencias.

El I Congreso Smart Grids reúne a todos los principales actores implicados en el desarrollo del sector y participan empresas suministradoras, fabricantes, proveedores de servicios, profesionales, investigadores, asociaciones y muchos otros agentes implicados en el sector eléctrico y la eficiencia energética, para el intercambio de conocimiento y experiencias, de networking y de generación de negocio.

En nombre de Grupo Tecma Red quiero agradecer a AFME y FutuRed, sin cuya colaboración en la organización, este congreso no hubiera sido posible. También destacar el apoyo de "Entidades Colaboradoras", IDAE y MINECO, y la gran implicación de la feria MATELEC, que

además supone un marco ideal para la celebración de este Congreso. Agradecemos el apoyo y el interés de los "Colaboradores", constituidos por prácticamente todas las asociaciones, organizaciones y centros de investigación relacionados con este sector en España. Y no olvidar a los "Medios Colaboradores" que colaboran en la comunicación previa y la difusión desde el mismo Congreso, como después. Ha sido también crucial, la colaboración de todos los miembros del "Comité Técnico", cuyo trabajo ha sido crucial para conseguir un programa representativo, completo y de máximo nivel. Agradecer también la asistencia de todos los "Congresistas" por vuestro interés y espero que todos podamos disfrutar de un congreso enriquecedor y de máximo interés.

Stefan Junestrand
Director Congreso Smart Grids
Director General Grupo Tecma Red

Presentación AFME

El cambio climático supone uno de los mayores retos a los que nos enfrentamos a escala mundial y, como tal, requiere de la suma de soluciones locales en la que cada acción cuenta. La reducción del consumo energético y la potenciación de la eficiencia energética son criterios clave en la definición y ejecución de acciones por parte de gobiernos, empresas, organizaciones y personas.

Un buen ejemplo es el compromiso de todos los países de la Unión Europea a través del objetivo 20/20/20: reducir el consumo energético en un 20%, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero también en un 20% e incrementar el uso de las energías renovables en otro 20%. Estos tres grandes objetivos se han marcado tomando como referencia los datos del año 1990 y deben alcanzarse en el año 2020.

Las Smart Grids o redes inteligentes se definen como redes eléctricas que pueden integrar de manera inteligente las acciones de todos los usuarios conectados a la misma, para proporcionar un suministro eléctrico económicamente eficiente, sostenible, con bajas pérdidas y elevados niveles de seguridad y calidad.

Por tanto, el despliegue de las SmartGrids es uno de los grandes proyectos para conseguir los objetivos del triple 20 a través de la incorporación total de las comunicaciones en la red de manera que exista una bidireccionalidad entre todos los agentes, la mayor integración de las energías renovables, la reducción de pérdidas energéticas y la capacidad de los usuarios finales de modificar sus pautas de consumo. La aparición de nuevas cargas como el vehículo eléctrico y la posibilidad de que los consumidores se conviertan en prosumidores (productores y consumidores de energía), también suponen oportunidades para facilitar y acelerar el despliegue de las SmartGrids.

Las Smart Grids son una respuesta tecnológica a las nuevas necesidades que tiene ahora mismo el mundo y son una pieza clave para crear las SmartCities o ciudades inteligentes.

Carlos Esteban Portal
Presidente AFME

Presentación FUTURED

En la sociedad del siglo XXI, la electricidad es la forma de energía más extendida y utilizada, que establece un factor determinante de la competitividad de los países.

La red eléctrica es la infraestructura necesaria para que la energía sea accesible a todos los usuarios, y es un activo que cada país tiene que adecuar y fortalecer de acuerdo a las necesidades de la sociedad. Actualmente, se vive en una situación en la que se exige que las redes eléctricas sean más que un instrumento pasivo que facilite el movimiento de electricidad, convirtiéndose en un elemento activo que permita la gestión de incertidumbres, y poder asegurar los objetivos de fiabilidad, sostenibilidad y sobre todo, competitividad.

El ritmo de cambio a una red inteligente se acelera, debido al salto tecnológico que ya se está vislumbrando, con el despliegue de nuevos elementos en la red como son los contadores inteligentes, elementos de electrónica de potencia o una automatización cada vez más sofisticada, entre otros. Esto supone un reto y una oportunidad que se debe aprovechar y liderar desde España.

Europa se ha marcado unos objetivos energéticos claros para el 2020 y el 2050, que requieren un cambio de paradigma en el que se posibilite un desarrollo tecnológico rápido y eficaz. En el centro del mismo se encuentran las redes inteligentes o Smart Grids, elemento clave para dar soporte a la consecución de dichos objetivos, a la vez que garantizar la prestación de servicios, cada vez más compleja y de mayor calidad, que requieren los usuarios de la sociedad actual y del futuro.

Enrique Morgades
Secretaría Técnica de FutuRed

Índice

Título Comunicación	Autores	Empresa/ Entidad	Pagina
Área Temática I: Retos, políticas, estándares, financiación y aspectos regulatorios en las Smart Grids			
Smart Metering como elemento universal de medida	Francisco Valverde	ASOCIACION NAL. DE AHORRO Y EFIC. ENERG. - ANAE	1
La gestión de la diversidad en las Smart Grids	Pablo Branchi, Carlos Fdez. Valdivieso, Ignacio Matías Maestro	UNIVERSIDAD PUBLICA DE NAVARRA	9
Los zahoríes de la energía	Rafael Hernández López	UNIVERSIDAD CAMILO JOSE CELA	15
Estandarización y certificación, o cómo asegurar la fiabilidad de la red eléctrica	Ibon Arechalde	TECNALIA RESEARCH & INNOVATION	21
La Normalización en las Smart Grids	Carmen Martin / Cayetano Lluch	AENOR / COIT	27
Evolución de la Red Eléctrica desde el paradigma del siglo XX hasta las Redes Inteligentes (Smart Grids)		AFBEL - Asociación Fabricantes Bienes Equipo Eléctrico	33
Área Temática II: Redes de Transporte y Distribución Energética en las Smart Grids			
Vulnerability Test Business Model for Smart Grid Communication Systems Certification	Andrea Bartoli, Juan Hernández-Serrano, Miguel Soriano, Mischa Dohler, Apostolos Kountouris, Dominique Barthel	CTTC (España) - ORANGE/FT (Francia)	37
Proyecto Smart Grids EMCALI (Colombia)	Francisco José Arenas Pérez	TELVENT	47
Beneficios de las soluciones de Feeder Automation para la red de distribución en Media Tensión	Angel Silos Sánchez	SCHNEIDER ELECTRIC ESPAÑA	53
Smart Grid en Solar Decathlon 2012	José Miguel Solans / Rafael Muñoz	SCHNEIDER ELECTRIC ESPAÑA	59
BIDELEK SAREAK: Implantación y alcance	Eduardo Navarro Azcúnaga	IBERDROLA DISTRIBUCION ELECTRICA SAU	67
Centro Neurálgico para Redes de Distribución	Jorge Selgas / Nicolás Espejo	NUCLEO DURO FELGUERA	77

Vigilancia del Estado del Aislamiento en las Smart Grids mediante Monitorización Permanente de Descargas Parciales	Fernando Garnacho (LCOE) / Miguel Angel Sánchez-Urán (UPM) / Alberto González (GNUF)	FUNDACION PARA EL FOMENTO DE LA INNOVACION INDUSTRIAL - F2I2	85
Smart Grids: hacia el sistema eléctrico del futuro	J. A. Barrantes/ Susana Carillo/ J. P. González	ENDESA	91
Data Centers - El Centro Tecnológico de las Smart Grids	Iván Gimeno	RITTAL DISPREL, S.A.	99
Utilización de Redes Auto-Expansibles para una Red Inteligente Eléctrica	J. Federico Aguirre	UNIVERSIDAD NACIONAL DE RIO CUARTO - ARGENTINA	103
Experiencias de Gas Natural Fenosa con las Redes Inteligentes	M. Gaudó / J. Martín / J. de la Torre / F. García	GAS NATURAL FENOSA	109

Área Temática III: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids

Inteligencia en la edificación: de puertas a dentro	Marisol Fernández Gutiérrez	CEDOM. Asociación Española de Domótica	113
Integración del Smart Home en la Smart Grid	David García / Juan Peña	SMA Ibérica Tecnología Solar, S.L.U.	117
La medida y el análisis de consumos eléctricos como herramienta clave para gestionar la demanda en las smart grids	Juan Carlos de Pablo / Joaquín Pérez de Ayala	ENEFGY/ Ecoinversol	125
De mi Smart Phone a mi Smart City	Albert López Crespo	SOMFY ESPAÑA, S.A.U.	131
Gestión inteligente de la demanda energética del edificio: InBuilding Smart Grid. Caso Hotel de las Letras, Madrid	Carlos Sáez Alvarez	GRUPO EUROCONSULT	139
Smart Grids: ¿moda u oportunidad?. Bases científicas y un caso práctico	Pep Salas Prat	Enerbyte. KIC-Innoenergy	147
Minimización del consumo energético en una manzana residencial del ensanche de Valencia mediante sistemas activos y pasivos	Vicente Blanca Giménez / Ariel Pera / Luigi Falbo / Ignacio Tarín Puig	UNIVERSIDAD POLITECNICA DE VALENCIA	153
Plataforma web para la gestión de edificios	Daniel Menchaca / Armando Florencia / Josué Nasarre de Letosa	XIAL DOMOTECNOLOGIA	161
Contadores eléctricos inteligentes: aplicaciones avanzadas y certificación	J. Emilio Rodríguez / Ibon Arechalde	TECNALIA RESEARCH & INNOVATION	167
Caso práctico Smart Buildings: Una herramienta eficaz para el ahorro energético	Nerea Sarasola Murga	RENER REHABILITACION ENERGETICA	173

Sistemas de control y automatización abiertos en redes inteligentes	Jordi Sabaté	LONMARK ESPAÑA	181
Interoperabilidad y conciencia de consumo: dos retos de la medida inteligente	José Manuel Rodríguez García-Marrón	ORBIS TECNOLOGÍA ELECTRICA	185
La Microcogeneración como fuente de Generación Distribuida. Monitorización de Operación	Juan Rodríguez Fernández-Arroyo / Javier Martínez / Carlos Gutiérrez / J. Oter	CENTRO TECNOLOGICO ENERGYLAB	191
Volante de inercia como solución innovadora de estabilización de Smart Grids con alto contenido de renovables	Carlos de Palacio / C. Roldán	ABB	199
Integración Económica en las Smart Grids de las instalaciones fotovoltaicas con el futuro Real Decreto de Balance Neto	Eduardo Collado Fernández	UNEF (Unión Española Fotovoltaica)	205
Smart Microgrid: Sistema de Control Inteligente para la Gestión Técnica y Económica de una Microrred	Alfredo Quijano / Anabel Soria / Marta García / Ignacio Benítez / Andrés Lluna	INSTITUTO TECNOLOGICO DE LA ENERGIA - ITE	211
La célula de Smart Grid	Iñigo Landíbar Goñi	INGETEAM POWER TECHNOLOGY, S.A.	217
Gestión de energía en edificios inteligentes	J.K. Gruber / M. Prodanovic / M.B. Téllez Molina / T. Gafurov	IMDEA ENERGIA	225
Microgeneración / Minigeneración Renovable Distribuida y su Control	Txetxu Arzuaga / Aitor Arzuaga / Luis Hernández / Luis Cano / Marcos Lafoz / Miguel Latorre / Luis M. Arribas	ZIV / CIEMAT	231
El papel del almacenamiento energético en las Smart Grids	Joaquín Chacón Guadalix	SAFT BATERIAS, S.L.	241
Las redes inteligentes, claves en la generación distribuida con renovables	Jaume Margarit/ B. Sanz / J.M. González	APPA - Asociación Productores Energías Renovables	247
El papel del Almacenamiento de Energía en la Microrred de CENER	Mónica Aguado / Raquel Garde / David Rivas	CENER - Centro Nacional de Energías Renovables	253
Análisis de la Capacidad de Ajuste de la Curva de Demanda Diaria del Sistema Eléctrico Español con Vehículos Eléctricos	Manuel Vicente Gascó González / Alberto Ríos Villacorta	UNIVERS. ALICANTE / UNIVERS. EUROPEA DE MADRID	259

Área Temática IV: Nuevas Oportunidades y Modelos de Negocio alrededor de las Smart Grids

Servicios innovadores a partir del contador inteligente (SmartRegions)	Francisco Puente Salve	ESCAN, S.L.	265
AEG Leading the Energy Revolution	Jesús María Rodríguez	AEG POWER SOLUTIONS IBERICA, S.L.	271
El papel de la biomasa en las Smart Grids. El Proyecto PROFORBIOMED	Delgado Marín, J.P. / López Vicens, I. / Sancho Cabrero, D. / García Egea, T.	ARGEM - Agencia Gestión Energía Región de Murcia	281
Smart Grid y Electromovilidad: un futuro compartido	Jordi Sala	URBAN RESILIENCE, S.L.	289
ecarga: Gestión de Puntos de Recarga de Movele Madrid	Zorayda Guerrero Vega	ATOS WORLDGRID, S.L.	295
Recarga móvil de vehículos eléctricos en cualquier punto. Viabilidad y oportunidad	Carlos Arbeloa / Luciano Azpiazu	NOMANTICA, S.L.	301
Metodología para la estructuración de proyectos Smart Grid	Juan Manuel Gers Ospina / Eduardo Francisco Caicedo Bravo / Cindy Lorena Cárdenas Parra / Carlo Viggiano Puente / Julián Andrés Naranjo Correa / Juan Diego Tascón Vidarte	GERS, S.A.	307
UK Smart Grids opportunities for Spanish companies	J.R. Matthews/ I. Portugués	UK Trade & Investment/ University of Strathclyde	313
Nuevas Oportunidades y Modelos de Negocio alrededor de las Smart Grids: los servicios energéticos	Rafael Herrero	ANESE	319
Smart Grids en transmisión y distribución	José Ignacio Briano/ D. Castillo/ D. Löper	ECLAREON, S.L.	323
La monitorización del consumo como piedra angular de la eficiencia energética	Pablo Fernández de la Torre	N2S	329
How to make a SmartGrid a commercial viable project	Mogens Birkelund	GRID MANAGER IBERIA	335

RECICLAMOS LÁMPARAS



Y AHORA LUMINARIAS

FLUORESCENTES + AHORRADORAS + LEDS LETROFIT + LUMINARIAS





A la recogida y reciclaje de lámparas ahora sumamos también luminarias.

En **AMBILAMP** seguimos creciendo y desde octubre de 2012 comenzamos un nuevo servicio de recogida de luminarias que completará el servicio que ofrece este Sistema Integrado de Gestión. A partir de ahora sólo se necesitará un teléfono para resolver las responsabilidades sobre el reciclaje de lámparas y luminarias: el de **AMBILAMP.**

AMBILAMP
RECICLAMOS LA LUZ

Información y recogidas: 900 102 749

www.ambilamp.es



Distributed Management, Local Intelligence

Smart Management al servicio de Smart Grids

IAPsolutions
Managing Technology

Gestión avanzada e inteligente
de infraestructuras

www.iapsolutions.com

Kamstrup

OMNIA SUITE POR KAMSTRUP

La optimización de la red es el elemento clave para conseguir gestionar una red de suministro confiable, inteligente y preparada para el futuro.

OMNIA Suite, la nueva plataforma Smart Grid de Kamstrup, ha sido diseñada para la optimización de la red.

OMNIA es una plataforma realmente preparada para un entorno multi-utility. Integra todo tipos de suministros y todas las tecnologías de comunicación modernas.

Estándares abiertos, un alto desempeño y la plataforma más avanzada para una red de suministro segura, estable y optimizada.

kamstrupomnia.com

OMNIA SUITE

REVELANDO NUEVOS HORIZONTES



MONITORIZACIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO EN TIEMPO REAL

N2S

SMARTENERGY

MADRID - MÁLAGA - LONDRES - PARÍS - ROMA - MÉXICO DF - BOGOTÁ

NUCLEO CC | intelligent systems

duro felguera

TECNOLOGÍA DE VANGUARDIA
EN LOS CINCO CONTINENTES

SOLUCIONES INNOVADORAS PARA LA GESTIÓN INTELIGENTE DE LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

EFICIENCIA ENERGÉTICA
SOSTENIBILIDAD







www.nucleocc.com

SHM_AAAES124112



Sunny Home Manager

Optimiza la energía en el hogar

Si se usa con eficiencia la electricidad fotovoltaica, todo es más verde. El Sunny Home Manager no solo ofrece una monitorización de la instalación sin interrupciones, sino que también permite una gestión inteligente de la energía. De esta manera, sus clientes tienen una visión general de todos los flujos energéticos del hogar y saben, gracias a las recomendaciones personalizadas con la previsión meteorológica regional integrada, cuándo aprovechan mejor su electricidad fotovoltaica. En especial los equipos consumidores controlables, como la lavadora, pueden activarse también de forma automática mediante enchufes inalámbricos de SMA si el cliente lo desea. En pocas palabras, los requisitos perfectos para aumentar significativamente la cuota de autoconsumo y hacer posible un uso óptimo de la energía desde un punto de vista ecológico.

ENERGY
THAT
CHANGES

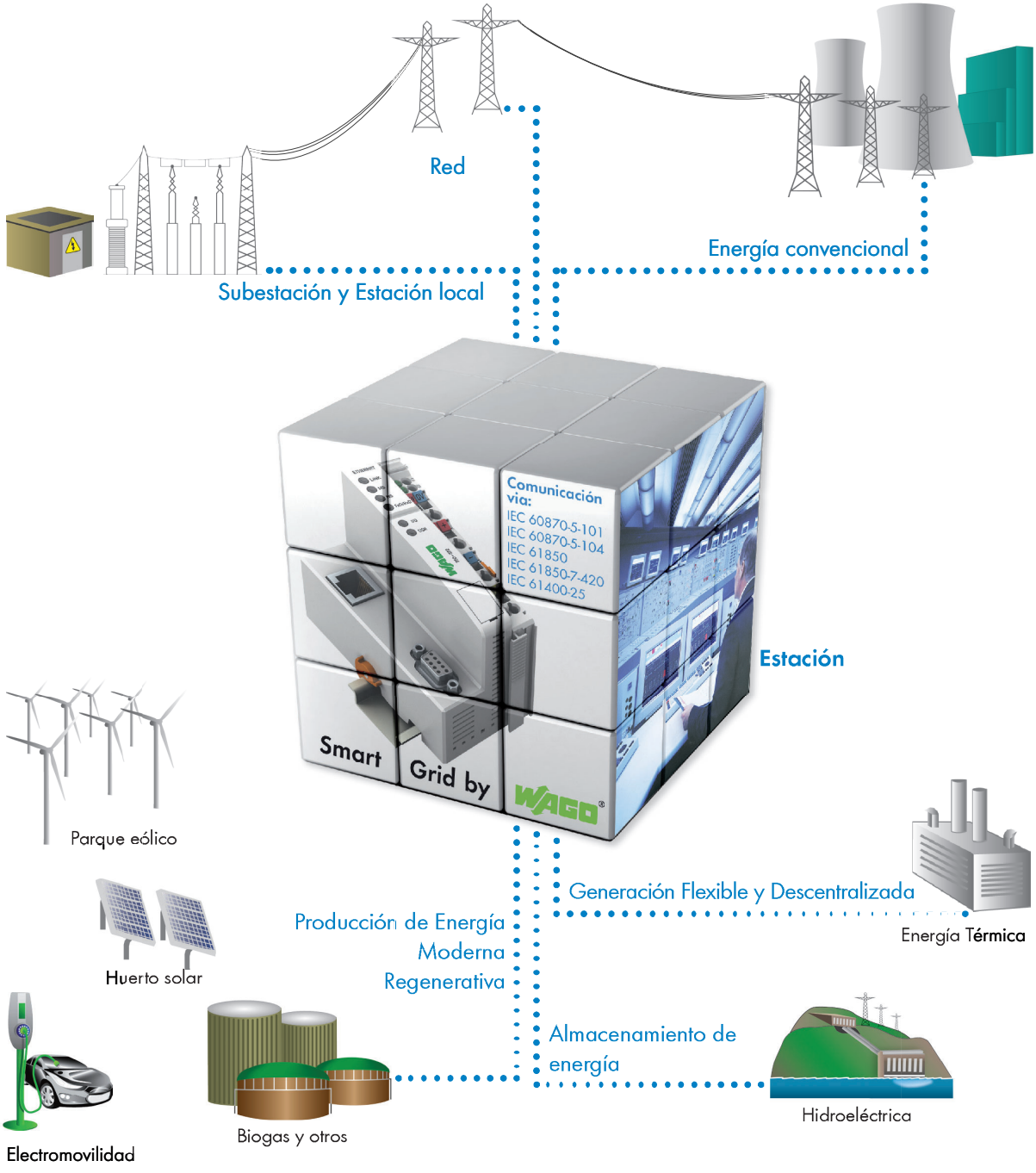
SMA

AUTOMATION

ELECTRICAL INTERCONNECTIONS

Smart Grid -

La red „piensa“ bien



www.wago.com

WAGO® INNOVATIVE CONNECTIONS

DICOMAT

Oficinas en Madrid, Barcelona, Bilbao, Málaga, San Sebastián, Segovia, Sevilla.

Teléfono de Atención al cliente: 902 999 872

www.dicomat.com

AFME

Asociación de Fabricantes de Material Eléctrico

JUNTA DIRECTIVA

- ABB - ASEA BROWN BOVERI, SA
  D. Antonio Martínez Reina
- BIHPLAT, SA
  D. Alfonso Ponzán
- GAVE ELECTRO, SL
  D. Sebastián Carrión
- I DIVISIÓN ELÉCTRICA, SA (IDE)
  D. Alfonso Montañés
- LEGRAND GROUP ESPAÑA, SL
  D. Jean Luc Cartet
- NEXANS IBERIA, SL
  D. José Luis Riu
- ORBIS TECNOLOGÍA ELÉCTRICA, SA
  D. Hugo Geiger
- PEMSA, PEQUEÑO MATERIAL ELÉCTRICO, SA
  D. Juan José Martínez Doménech
- PHILIPS IBÉRICA, SAU
  D. Eduardo Mataix
- PRYSMIAN CABLES Y SISTEMAS, SA
  D. Francesc Acín
- RITTAL DISPREL, SA
  D. Manuel Jiménez
- RTR ENERGÍA, SL - RTR CAPACITORS
  D. César Nuñez-Barranco
- SCHNEIDER ELECTRIC ESPAÑA, SA
  D. Enrique Valer
- SIEMENS, SA
  D. Pascual Dedios
- SIMON, S.A.
  D. Xavier Torra
- SOLER & PALAU VENTILATION GROUP, SLU.
  D. José Palau
- TEMPER, SAU
  D. Adriano Mones Bayo
- TOP CABLE, SA
  D. Jordi Parera
- UNEX APARELLAJE ELÉCTRICO, SL
  D. José Mas

- **AFME**
  Presidente
  D. Carlos Esteban
- **AFME**
  Secretario General - Gerente
  D. Andrés Carasso Vendrell

SERVICIOS PARA SUS DEPARTAMENTOS

•MERCADO NACIONAL • EXPORTACIÓN • TÉCNICO

EMPRESAS ASOCIADAS

- ABB - ASEA BROWN BOVERI, SA
- AIRFAL INTERNATIONAL, SL
- AISCAN, SL
- AKO ELECTROMECÁNICA, SAL
- ALUMBRADO TÉCNICO PÚBLICO, SA - ATP ILUMINACIÓN
- APLICACIONES TECNOLÓGICAS, SA
- APOLO FIJACIONES Y HERRAMIENTAS, SL
- ARRUTI SUBESTACIONES, SA
- BASOR ELECTRIC, SA
- BIHPLAT, SA
- BJC-FÁBRICA ELECTROTÉCNICA JOSA, SAU
- BLACK & DECKER IBÉRICA, SLU
- CABLERÍAS CONDUCTORAS, SLU
- CARLO GAVAZZI, SA
- CASALS POWER TOOLS, SL
- CEESE MATERIAL ELÉCTRICO, SL
- CIRCUTOR, SA
- CIRPROTEC, SL
- CLIMASTAR GLOBAL COMPANY, SL
- COMERCIAL DE APLICACIONES ELECTRÓNICAS, SL
- CONDUCTORES TECNOLÓGICOS, SA-CONTECSA
- CONTINENTAL ELÉCTRICA, SA
- CRADY ELÉCTRICA, SA
- DINUY, SA
- DEHN IBÉRICA, SAU
- DRAKA CABLES INDUSTRIAL, SLU
- EATON INDUSTRIES (SPAIN), SL
- EGI, SA
- ELDON ESPAÑA, SA
- ELECTRÓNICA DE PRECISIÓN, SA
- ELECTRÓNICA INTEGRAL DE SONIDO, SA
- ELECTRONIQUEL, SAU
- ELSTER IBERCONTA, SA
- ESTIARE, SA
- FAMATEL, SA
- FEIN POWER TOOLS IBÉRICA, SLU
- FENOPLÁSTICA, SA
- FERMAX ELECTRÓNICA, SAU
- FONTINI, SA
- GAESTOPAS, SL
- GAVE ELECTRO, SL
- GE ENERGY-INDUSTRIAL SOLUTIONS
- GEWISS IBÉRICA, SA
- GOLMAR SISTEMAS DE COMUNICACIÓN, SA
- GRUPO GENERAL CABLE SISTEMAS, SA
- GRUPO REVI
- GUIJARRO HERMANOS, SL
- GUVISAN LIGHTS, SL
- HAGER SISTEMAS, SA
- HARTING IBERIA, SA
- HELLERMANNTYTON ESPAÑA, SL
- HERRAMIENTAS METABO, SA
- HILTI ESPAÑOLA, SA
- HITACHI POWER TOOLS IBÉRICA, SA
- I DIVISIÓN ELÉCTRICA, SA (IDE)
- ILUMINACIÓN DISANO, SA
- IMPLASER 99 SLL
- INDUSTRIAS JANGAR, SA
- INDUSTRIAS MORA Y RINCÓN, SL
- INTERFLEX, SA
- INTERNATIONAL CAPACITORS, SA
- ITRON SOLUCIONES DE MEDIDA ESPAÑA, SL
- IVERLUX ALUMBRADO DE EMERGENCIA, SL
- KAMSTRUP ESPAÑA
- KLK ELECTRO MATERIALES, SA
- LABORDA, SL
- LANDIS & GYR, SAU
- LEGRAND GROUP ESPAÑA, SL
- LIGHTING TECHNOLOGIES TRQ, SL
- MAKITA, SA
- MANUMAG, SL
- MERSEN IBÉRICA BCN, SA
- METREGA, SA
- MIGUELEZ, SL
- NAPOLEÓN ARMENGOL, SA
- NEXANS IBERIA, SL
- OBO BETTERMANN, SA
- ODI BAKAR, SA
- OMRON ELECTRONICS IBERIA, SA
- OPTIMUS, SA
- ORBIS TECNOLOGÍA ELÉCTRICA, SA
- OSRAM, SA
- PEMSA, PEQUEÑO MATERIAL ELÉCTRICO, SA
- PHILIPS IBÉRICA, SAU
- PHOENIX CONTACT, SA
- PILZ INDUSTRIEELEKTRONIK, SL
- POLYLUX, SL
- PORTALÁMPARAS Y ACCESORIOS SOLERA, SA
- PROMOTORA DE MERCADOS ELÉCTRICOS, SA (UNIBLOC)
- PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN, SL - PROAT
- PRYSMIAN CABLES Y SISTEMAS, SA
- PUK PORTACABLES, SL
- RELECO, SA
- RITTAL DISPREL, SA
- ROBERT BOSCH ESPAÑA, SLU
- ROCKWELL AUTOMATION, SA
- ROVASI, SL
- RTR ENERGÍA, SL - RTR CAPACITORS
- SCHMERSAL IBÉRICA, SL
- SCHNEIDER ELECTRIC ESPAÑA, SA
- SCHEIDER ELECTRIC IT SPAIN, SL
- SETGA, SLU
- SICK OPTIC - ELECTRONIC, SA
- SIEMENS, SA
- SIMON, SA
- SISTEMAS DE SONORIZACIÓN TEZ, SL
- SISTEMAS METALPER, SL
- SOLER & PALAU VENTILATION GROUP, SLU
- TALLERES ELECTROMECÁNICOS L. PINAZO, SA
- TECHTRONICS INDUSTRIES IBERIA, SL
- TÉCNICA DE CONEXIONES, SA
- TELERGÓN, SAU
- TEMPER, SAU
- TOMAS Y DESCONTACTORES INDUSTRIALES, SA
- TOOLTECHNIC SYSTEMS, SLU
- TOP CABLE, SA
- TOSCANO LÍNEA ELECTRÓNICA, SL
- TRANSFORMACIONES DEL CINCA, SA
- TUBOS PERFILADOS, SA
- UNEX APARELLAJE ELÉCTRICO, SL
- URIARTE SAFYBOX, SA
- VALDINOX, SL
- VILAPLANA, SA
- WEIDMÜLLER, SA
- WIELAND ELECTRIC, SL
- ZALUX, SA
- ZENNIO AVANCE Y TECNOLOGÍA SL
- ZIV MEDIDA SL

AFME
Asociación de Fabricantes de Material Eléctrico

Avda. Diagonal, 477, 12º A. 08036 Barcelona
Tel: (+34) 93 405 07 25 / Fax: (+34) 93 419 96 75
Príncipe de Vergara 74, 5ª planta - 28006 Madrid
Web: www.afme.es / Email: general@afme.es

GRUPOTECMARED

Grupo Tecma Red S.L, fundado en el año 2000, es el grupo líder en información y comunicación en el ámbito de la Energía, Sostenibilidad y Tecnólogías de Información en el Edificio y la Ciudad.






Grupo Tecma Red ha creado y gestiona actualmente los portales:

- CASADOMO - Todo sobre Edificios Inteligentes: www.casadomo.com
- CONSTRUIBLE - Todo sobre la Construcción Sostenible: www.construible.es
- ESEFICIENCIA - Todo sobre Eficiencia y Servicios Energéticos: www.eseficiencia.es
- ESMARTCITY - Todo sobre Ciudades Inteligentes: www.esmartcity.es






Grupo Tecma Red dispone además de una división que organiza eventos profesionales: Congresos, Jornadas, Mesas de Expertos, etc.

Suscríbete Gratis a la mejor y más actualizada información de tu sector en:

CASADOMO.com
El Portal del Edificio y Hogar Digital

ESEficiencia.es
Portal de Eficiencia y Servicios Energéticos

CONSTRUIBLE.es
"Todo sobre Construcción Sostenible"

eSMARTCITY.es
Todo sobre Ciudades Inteligentes

Grupo Tecma Red S.L.
Email: info@grupotecmared.es
Web: www.grupotecmared.es
Tel: 914 31 21 06

I CONGRESO SMART GRIDS

Madrid, 22-23 Octubre 2012

ORGANIZA:

AFME Asociación de Fabricantes de Material Eléctrico

GRUPOTECMARED

FutuRed

ENTIDADES COLABORADORAS:

GOBIERNO DE ESPAÑA · MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

GOBIERNO DE ESPAÑA · MINISTERIO DE ECONOMÍA Y COMPETITIVIDAD

23-26 OCT 2012 MATELEC Salón Internacional de Soluciones para la Industria Eléctrica y Electrónica

PATROCINIO ORO:

N2S SMARTENERGY

PATROCINIO PLATA:

Schneider Electric

Atos Worldgrid

SMA

RITTAL

PATROCINIO BRONCE:

NUCLEO

duro felguera

COLABORADORES:

energylab Centro Tecnológico de Eficiencia y Sostenibilidad Energética

A. C. E. ASOCIACIÓN DE CONSUMIDORES DE ELECTRICIDAD SERVICIOS DE GESTION DE ENERGIA

colegio oficial ingenieros de telecomunicación

AHK Cámara de Comercio Alemana para España Deutsche Handelskammer für Spanien

AMITEL Aniversario Asociación Andaluza de Empresas Instaladoras de Telecomunicaciones

tecnalia Inspiring Business

SymbioCity SUSTAINABILITY BY SWEDEN

CEDOM 20 años ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE DOMÓTICA

GOBIERNO DE ESPAÑA · MINISTERIO DE ECONOMÍA Y COMPETITIVIDAD · Ciemat Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas

Mdhd máster en domótica y hogar digital POLITECNICA

CENER

APPA Asociación de Productores de Energías Renovables

Murcia

AGENCIA LOCAL ENERGÍA MURCIA ALEM

UK TRADE & INVESTMENT

anae www.asociacion-anae.org

25 Ciemat ceder centro de desarrollo de energías renovables

ITE INSTITUTO TECNOLÓGICO DE LA ENERGÍA

anese Asociación de Empresas de Servicios Energéticos

¡MADRID! emvs EMPRESA MUNICIPAL DE LA VIVIENDA Y SUELO

LONMARK ESPAÑA

AMETIC

AFBEL

FENIE FEDERACIÓN NACIONAL DE EMPRESARIOS DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y TELECOMUNICACIONES DE ESPAÑA

Agrupación de Fabricantes de Contadores Eléctricos

ceec Clúster d'Eficiència Energètica de Catalunya

F²I² FUNDACIÓN PARA EL FOMENTO DE LA INNOVACIÓN INDUSTRIAL

NATIONAL KNX Spain

APPICE Asociación Española de Pilas de Combustible

COGEN España

domotys Asociación Española para la Internacionalización y la Innovación de las Empresas Domóticas e Inmóticas

secartys 1968 Asociación española para la Internacionalización de las Empresas de Electrónica, Informática y Telecomunicaciones

UNEF Unión Española Fotovoltaica

instituto IMdea energía

MEDIOS COLABORADORES:

Be energy La revista de la eficiencia y el ahorro energético

cibersur.com

InfoPOWER

DISTRELEC

editorial el Instalador

somos arquitectura

electro NOTICIAS

clima eficiencia Revista profesional de eficiencia energética y nuevas tecnologías

MUNDO ELÉCTRICO Revista Especializada en Electrotecnia www.mundoelectrico.com

electro eficiencia Revista profesional de eficiencia energética y nuevas tecnologías

ANOCHE TUVE UN SUEÑO

energética

www.congreso-smartgrids.es

Smart metering como elemento universal de medida

Francisco Valverde. ANAE

Resumen: El primer paso a acometer para la implantación de las Smart Grids, es la introducción de los Smart metering como elemento básico, sin el cual dicha implantación no podrá ser posible. Dado que son contadores con una base tecnológica más actual que los tradicionales electro-mecánicos y que entre sus capacidades están la medida básica de la calidad de suministro, pueden abrirse nuevas posibilidades de cara a la potenciación de los derechos de los consumidores como es la propuesta que ha lanzado la asociación de consumidores de energía ANAE tanto a nivel nacional como europeo, de utilizar dichos dispositivos para la medida independiente de la calidad básica de suministro, individual para cada consumidor.

En la actualidad dicha calidad la miden las compañías distribuidoras con equipamiento que no da servicio individual sino zonal, no pareciendo un actor muy objetivo. Además la normativa vigente perjudica muy seriamente al consumidor en cuanto a compensaciones económicas.

Área temática: Retos, políticas, estándares, financiación y aspectos regulatorios en las Smart Grids

Palabras clave: Smart Metering, Calidad de suministro, Derechos del consumidor.

1. INTRODUCCIÓN

La electricidad es un bien esencial y básico para el modo de vida actual. Llevamos ya más de un siglo de suministro de electricidad a lugares públicos, industria y ciudadanía en general. En este tiempo y al igual que otros sectores, todo lo relacionado con la electricidad y su distribución ha evolucionado a la par que el desarrollo tecnológico en general. A estas alturas, problemas con la calidad de suministro deben ser asumidos como algo del pasado y/o debidos a problemas puntuales. Lo normal es, o debería serlo, la disponibilidad de un suministro con los parámetros contratados el 100% del tiempo.

Tanta es nuestra dependencia de que esto sea así, que cuando se producen incidencias, muchas veces implican pérdidas económicas en forma de deterioros o de alteración de la producción en industrias y comercios.

La normativa vigente, todavía habla de umbrales en número y tiempo de cortes, como si debieran asumirse como algo frecuente y natural. La manera de medir las incidencias también está basada en la existencia de unas compañías eléctricas casi todopoderosas. La situación ha cambiado, la tecnología ha cambiado, es hora de cambiar también la legislación para adecuarla a estos cambios.

El contador electro-mecánico de electricidad tiene los días contados. Tanto a nivel europeo [1] como nacional [2] existen planes para su sustitución por otros de tecnología digital: los Smart Metering.

Esta sustitución con calendarios de implantación diferentes a nivel europeo y locales, puede suponer una oportunidad única para los consumidores, de aprendizaje sobre sus propios hábitos e intensidades de consumo, hecho básico para tomar acciones correctivas aumentando por tanto la eficiencia energética.

Para que esto sea una realidad, deberán acometerse cambios profundos en el sistema tarifario actual, dejando de ser válidas las tarifas a precio fijo o con amplios horarios de discriminación horaria, donde no puede ser tenido en cuenta el coste real de la energía, además del necesario mecanismo de retroinformación al consumidor de manera gratuita.

2. OBJETIVOS

Las compañías distribuidoras están obligadas a suministrar electricidad con unos determinados parámetros de calidad [3], que muchas veces son incumplidos: excesivos cortes de la luz en veces o tiempos, aparatos estropeados o con mal funcionamiento debido a sobretensiones o huecos de tensión, etc.

Cuando una compañía incumple estos conceptos, está obligada a compensar económicamente al consumidor afectado. Para registrar estas incidencias, se disponen de analizadores conectados permanentemente en los puntos adecuados para poder verificar todos estos parámetros.

En general, el consumidor no tiene acceso fácil a los datos de estos analizadores y no puede pues comparar sus incidencias con las medidas, dándose situaciones de incidencias reales en suministros que una vez puesto en contacto con la compañía eléctrica “no les constaba”. Resultado: existen situaciones en las que no es posible demostrar para el consumidor medio la existencia de incumplimientos de calidad y que, a veces, suponen costo económico para este.

En base a la experiencia obtenida de multitud de asociados y consumidores en general sobre incidencias en sus suministros, ANAE quiere colaborar con el parlamento europeo, la administración española y cualquier organización implicada que lo desee, proponiendo los siguientes cambios a la implantación de dichos contadores y la normativa actual sobre facturación de suministros:

2.1 ACTUALIZACIÓN DE NORMATIVA EN CUANTO A CALIDAD DE SUMINISTRO: EL RD1955/2000 Y ORDEN ECO/797/2002

Las fórmulas de compensación económica para consumidores debido a estos conceptos sólo contemplan el número y el tiempo de interrupciones en el servicio y además dependen de la zona geográfica (clasificada como urbana, semiurbana, rural o rural dispersa). Este sistema tal como está establecido no es justo y debería ser independiente de la zona geográfica, puesto que

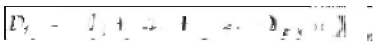
el consumidor que tiene un suministro en una zona remota paga lo mismo que el que lo tiene en el centro de una gran urbe.

Actualmente el esquema de compensación al consumidor por estos conceptos, supone la finalización del año en curso y la bonificación en el primer trimestre del siguiente, pudiendo haber pasado varios meses de por medio. Por ejemplo, si se da el caso de una incidencia en Enero con derecho a compensación económica, esta puede producirse hasta en Marzo del año siguiente (¡14 meses después!). Este sistema es totalmente desfavorable e injusto para los consumidores, debiendo producirse la bonificación en el mismo mes, o periodo de facturación en que se produce la incidencia. Caso de ser una incidencia por causa de fuerza mayor o programada (previa notificación al consumidor) sin derecho a compensación, la compañía eléctrica debería justificarla.

La fórmula matemática que compensa al consumidor por interrupciones de suministro y sus tiempos está muy desfasada, puesto que no se ha actualizado nunca y supone una compensación máxima del 10% de la facturación anual (de ahí que haya que esperar a que finalice el año). Algunas comunidades autónomas, ante graves incidencias del pasado, elevaron de manera muy importante las sanciones a las compañías eléctricas [4], pero con ingresos a dichas comunidades y no a los consumidores finales.

Se deberían habilitar también fórmulas para las variaciones en la tensión y frecuencia que compensen al consumidor, caso de producirse. Como estos parámetros son especialmente importantes para la vida media y supervivencia de los receptores en las instalaciones, la fórmula de compensación elegida debería ser proporcional al porcentaje desviado de la tensión y frecuencia.

La fórmula propuesta por ANAE es:



Donde:

D_t = Deducción total para el consumidor (en euros)

D_i = Deducción por interrupciones para el consumidor (en euros)

D_s = Deducción por sobrepasamientos de tensión para el consumidor (en euros)

D_f = Deducción por sobrepasamientos de frecuencia para el consumidor (en euros)

X_{ipc} = Variable acumulativa de variaciones del IPC de cada país. Debe ser actualizada anualmente. Se propone 1 para el primer año de implementación.

Deducción por interrupciones:

$$D_i = \left(N_i + P_c * \sum_{p=1}^{6} \frac{T_i * P_{kW}}{3600} \right)$$

Donde:

D_i = Deducción por interrupciones para el consumidor (en euros)

$\mathbf{N_i}$ = número total de interrupciones en el periodo de facturación
$\mathbf{P_c}$ = Potencia contratada por el consumidor en kW
T_i = Tiempo de las interrupciones, para el periodo de facturación t, en segundos
P_{kW} = Precio del kWh para el consumidor en el periodo de facturación p

Deducción por sobrepasamientos de tensión:

$$D_s = \left(\left\{ N_{\Delta_v} * \left(1 + \frac{|\Delta_v|}{100} \right) \right\} + P_c * \sum_{p=1}^{6} \frac{T_s * P_{kW}}{3600} \right)$$

Donde:

D_s = Deducción por sobrepasamientos de tensión para el consumidor (en euros)
N_{Δ_v} = Número de sobrepasamientos de tensión por encima o debajo de la nominal de suministro ±7%
$_v$ = Porcentaje de variación máxima de la tensión, con respecto a la nominal ±7%, que el equipo de medida es capaz de medir en el periodo de facturación.
$\mathbf{P_c}$ = Potencia contratada por el consumidor en kW
Ts = Tiempo de los sobrepasamientos, para el periodo de facturación t, en segundos
P_{kW} = Precio del kWh para el consumidor en el periodo de facturación t

Deducción por sobrepasamientos de frecuencia:

$$D_f = \left(\left\{ N_{\Delta_f} * \left(1 + \frac{|\Delta_f|}{100} \right) \right\} + P_c * \sum_{p=1}^{6} \frac{T_f * P_{kW}}{3600} \right)$$

Donde:

D_f = Deducción para el consumidor (en euros)
N_{Δ_f} = Número de sobrepasamientos de frecuencia por encima o debajo de la nominal de suministro +4% - 6%
$_f$ = Variación máxima de la frecuencia, con respecto a la nominal +4% o -6%, que el equipo de medida es capaz de medir en el periodo de facturación.
P_c = Potencia contratada por el consumidor en kW
T_f = Tiempo de las variaciones de frecuencia, para el periodo de facturación t, en segundos
P_{kW} = Precio del kWh para el consumidor en el periodo de facturación t

2.2 INCLUSIÓN DEL CONCEPTO "DEDUCCIONES POR CALIDAD DE SUMINISTRO" EN LA FACTURACIÓN

Al igual que los parámetros eléctricos proporcionados por los contadores suman y son tenidos en cuenta en las facturas de electricidad (potencia demandada, excesos de potencia y energía activa/reactiva consumida), en esta propuesta solicitamos que se incluyan los nuevos parámetros que restan, con las deducciones correspondientes y de manera tan "automática" como los que suman, en base a los datos leídos en los Smart Metering.

Actualmente el Reglamento unificado de puntos de medida [5], con respecto a la calidad de suministro, sólo establece que se deben registrar el número y tiempo de interrupciones superiores a 3 minutos así como el tiempo en que la tensión esté fuera de los límites permitidos por exceso y por defecto. En este punto se debería modificar dicho reglamento para incluir todos los parámetros influyentes en la fórmula del apartado anterior, esto es:

Número de interrupciones, dando igual el tiempo.
Tiempo de las interrupciones o sumatorio de estas.
Número de sobrepasamientos de tensión y frecuencia.
Valores de sobrepasamientos de tensión y frecuencia o máximos de estos (función maxímetro).

A efectos prácticos, los huecos de tensión deberían computarse también como interrupciones
Para evitar situaciones de discordancia entre consumidores y distribuidora, ya que los contadores son elementos de medida de precisión, debidamente homologados y precintados, solicitamos también que los datos mostrados en las facturas, especialmente los de sobretensiones, tengan carácter justificativo legalmente frente a dichas discordancias. Esto es especialmente importante en los casos de daños en equipamiento de los consumidores.

2.3 MODIFICACIONES AL RD1955/2000 EN CONCEPTO DE CALIDAD DE SERVICIO

Las funcionalidades planteadas anteriormente implican grandes modificaciones del RD1955/2000. Puede ser momento oportuno para hacer algunas modificaciones más, concernientes a la calidad de servicio, sobre todo de afectación a las comercializadoras. La compensación económica por la no calidad de servicio, al igual que la de suministro, está totalmente desfasada y no ha sufrido modificación práctica para los consumidores desde su creación.

Las siguientes solicitudes provienen tanto de la experiencia de la asociación, como de las aportaciones de nuestros asociados.

En concreto, en el artículo 103.2.A, se discrimina de manera notoria a los clientes de suministros en Alta Tensión en cuanto a los plazos para obtener presupuestos en nuevos puntos de suministro, siendo de manera genérica hasta 40 días hábiles. Este tiempo es desmesurado y 10 días hábiles deberían ser suficientes. Así mismo, en cuanto a los tiempos máximos en reclamaciones establecidas en el artículo 103.2.D, debería ser el mismo para todo tipo de consumidor: 5 días hábiles.

En sistemas automáticos de atención al cliente, este debe poder elegir desde el principio si quiere ser atendido por un operador. Además, se debe potenciar la atención al cliente aumentando el número de oficinas de atención por cada cierta cantidad de clientes de una misma zona.

A menudo, cuando surge algún problema entre distribuidoras y comercializadoras, al ser empresas diferentes (aunque sean del mismo grupo), se escudan unas en las otras y el problema se extiende más tiempo de lo debido hasta su resolución. La comunicación consumidor-compañía eléctrica debería tener un sólo interlocutor, lógicamente la comercializadora, debiendo hacer esta como suyo el problema planteado y resolviendo el conflicto con la distribuidora, contando los plazos de penalización el del primer contacto con la comercializadora.

3. CONCLUSIONES

Como se ha visto, el sistema actual de compensaciones al consumidor es de todo menos justo. Hasta ahora se basaba en una implantación, por parte de las distribuidoras, de analizadores dispersos en puntos estratégicos (básicamente centros de transformación que dan servicio a los consumidores de la zona), con datos inaccesibles para los consumidores y sin posibilidad de contrastación efectiva.

El cambio a las Smart Grids va a revolucionar el sector eléctrico pasando a un sistema más "democrático" (ENERGÍA2.0) donde necesariamente el consumidor debe ser más activo. El primer paso, la instalación de los Smart meter puede aprovecharse para cambiar la legislación a un sistema más justo de cara al consumidor de electricidad.

Para ello ANAE solicita y propone la introducción de las siguientes medidas:

1. Renovación y actualización del RD 1955/2000 y ORDEN ECO/797/2002 cuando existan compensaciones económicas a los consumidores, en orden a:
   - Eliminar la dependencia a la zona geográfica de los suministros en compensaciones por incidencias.
   - Eliminar umbrales en incidencias, compensando desde la primera.
   - Acortamiento el plazo de compensación de anual+3 meses al mismo periodo de facturación.
   - Actualización de las fórmulas de compensación económica por interrupciones y tiempos a unos valores acordes al actual estatus e inclusión como incidencias compensables económicamente las variaciones de tensión y frecuencia.
   - Eliminación del límite máximo de compensación del 10% de la facturación.
   - Obligatoriedad para que el nuevo contador (o el existente con similares prestaciones) sea tenido como referencia, pasando el de las compañías a uso secundario o para los actuales fines estadísticos de incentivo a la calidad de las empresas distribuidoras.

2. Legislación de nueva normativa en cuanto a la facturación para:

   - la inclusión de parámetros de calidad de suministro en las facturas, incluyendo las deducciones correspondientes.

- Uso de los datos del contador en factura como justificante legal de incidencias sobre todo cuando estas suponen costo económico al consumidor (daño o destrucción en receptores).

3. Cambio de legislación:

- Modificación del RD 1110/2007 para la inclusión de medidas de calidad propuestas en de todo tipo de puntos de medida, incluido el 5.

4. Actualización del RD 1955/2000 en cuanto a calidad de atención al consumidor:

- Reducción temporal de plazos máximos de atención al consumidor, sobre todo:
  - Elaboración de los presupuestos correspondientes a nuevos suministros: plazos para suministros en Alta Tensión de 40 días laborables a 10)
  - Atención a reclamaciones, igual para todo tipo de suministros: 5 días
  - Aumento de la penalización por incumplimiento a 100€ y límite del 50% de la facturación. Si el incumplimiento ocasiona perjuicio económico al consumidor restitución de la totalidad, no existiendo límites.
- En sistemas automáticos de atención, inclusión del deseo de ser atendido por un(a) operador(a) en el menú principal.
- Incremento de oficinas de atención personal al cliente.
- Existencia de un único interlocutor de cara al consumidor, frente a conflictos entre comercializadoras-distribuidoras.

Como consideración final además de las propuestas de cambio normativo, solicitamos se realice una clasificación y etiquetado energético a los contadores digitales instalándose sólo contadores clase A: un contador de este tipo, consume de continuo (siempre está conectado) del orden de 2W (comunicaciones aparte), si se van a instalar 26 millones, esto supone una carga base para el sistema de 52 MW y un consumo anual de 455,5 GWh. En el caso de que el contador sea en alquiler, su consumo anual (unos 2,5€ + impuestos) debería ser soportado por la distribuidora y no computados como pérdidas, concepto soportado íntegramente por los consumidores.

4. REFERENCIAS

[1] **DIRECTIVA 2009/72/CE** DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

[2] **Orden IET/290/2012**, de 16 de febrero, por la que se modifica la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008 en lo relativo al plan de sustitución de contadores.

[3] **UNE-EN 50160**. Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución.

RD1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

ORDEN ECO/797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico..

[4] **LEY 2/2007**, de 27 de marzo, por la que se regula la garantía del suministro eléctrico de la Comunidad de Madrid y **DECRETO 19/2008**, de 13 de marzo, del Consejo de Gobierno, por el que se desarrolla la Ley 2/2007, de 27 de marzo, por la que se regula la garantía del suministro eléctrico en la Comunidad de Madrid.
Ley 18/2008, de 23 de diciembre, de garantía y calidad del suministro eléctrico en LA GENERALIDAD DE CATALUÑA.
[5] **RD 1110/2007**, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

La gestión de la diversidad en las Smart Grids

P. Branchi, C. Fernández Valdivielso e I. Matías Maestro. Universidad Pública de Navarra

Resumen: Cada etapa histórica está definida por una cultura concreta, y esta utiliza una serie de medios y herramientas que requieren de una estructura urbana y redes concretas, a la vez que configuran espacios determinados. En el primero de los casos es la tecnología la que configura a la ciudad; mientras que en el segundo es la sociedad la que define sus espacialidades a partir de sus actos. Es aquí donde se hace evidente que las tecnologías existentes en la actualidad, tanto las de utilización formal (detección, gestión, actuación, distribución) como informal (internet, comunicación, redes sociales) configuran espacialidades virtuales para relaciones reales, hasta el momento en que la virtualidad se materializa en espacios, redes y elementos urbanos que reconfigurarán nuestras ciudades.

Área temática: Retos, políticas, estándares, financiación y aspectos regulatorios en las Smart Grids

Palabras clave: ciudad, cambio, tecnología, diversidad.

1. INTRODUCCIÓN

Hoy en día no puede entenderse al *bárbaro* en el sentido clásico del término, como *el de fuera*, el que habla otra lengua y no es capaz de entender la propia, sino que debe vérselo como *el diferente*, el que trae consigo algo nuevo y distinto a lo que estamos acostumbrados. Sólo de este modo podremos identificarlo como un indicador de cambio, conseguiremos estudiarlo, analizarlo y proponer algo nuevo -o algo conservador si fuera el caso-, pero con consciencia de que aquello que se proponga no debe ser un acto de autoprotección sino de acogida. Los bárbaros que hicieron caer al Imperio Romano no aparecieron de la nada ni consiguieron su caída de un día para el otro, sino que fue un proceso que llevó siglos. Inclusive, el Imperio como tal es el que cae, pero no los romanos ni su cultura, su tradición ni, mucho menos, su herencia. Tal vez lo más importante de este proceso sea hablar de unos *bárbaros-romanos*, que ya estaban y participaban del Imperio, sólo que de manera diferente, lo cual les permitía ver con cierta perspectiva un proceso de decadencia y una necesaria renovación. Los *bárbaros-burgueses* que provocan la Revolución tampoco son sólo aquellos que tiran la cuerda de la guillotina, sino que traían consigo siglos de evolución y de ilustración, que les permitían ver un sistema obsoleto y la consecuente necesidad de implementar uno nuevo, diferente al anterior. Con los *bárbaros-romanos*, aquella nueva sociedad acogió una nueva forma de organización basada en la confianza y en el entendimiento antes que en la fuerza. Evidentemente no sin conflictos y ajustes, pero esto es lo que permitió la gestación de un nuevo imperio de lo trascendente, que favorecía las relaciones entre los distintos reinos y territorios sin necesidad de la imposición y la sumisión absoluta al poder de un mortal. Con los *bárbaros-burgueses* se produce una nueva organización social basada en las relaciones comerciales, que sólo eran posibles desde aquella perspectiva histórica que les permitió evolucionar hacia ello: unas relaciones basadas en la confianza y el entendimiento, a las que se suma el contrato, el acuerdo y la conveniencia, sólo que, esta vez, las relaciones ya no necesitaban de un orden superior que rigiera sus actos, sino que las acciones de unos y otros se equilibraban por mutuo acuerdo individual. El bárbaro de la Ilustración que provocó la Revolución era aquel que se especializaba, que aprendía, que conocía

las cosas en profundidad. Es aquel bárbaro especialista del que hablaba Ortega, mientras que en la actualidad, el bárbaro pasa a ser el hombre-masa[1].

Se puede hablar de una nueva clase de *bárbaros-globales,* que ponen en crisis todo lo establecido hasta hoy, que viven en un mundo en el que todo está interconectado, donde se supone que todo se conoce al instante, pero sólo se estudia de un modo superficial. Ya no hay tiempo para profundizar porque inmediatamente hay algo nuevo que desvía su atención. Este bárbaro está estableciendo unos nuevos cauces de relación[2] donde, si bien valoramos las ventajas de esta tecnología, somos cada vez más conscientes de sus efectos indeseables y, aunque las técnicas sean comunes, las culturas son diferentes en cada grupo humano, por tanto, sólo cuando el arte y el pensamiento adquieran cierta profundidad se convertirán en universales[3]. Todo esto nos indica que el *bárbaro-global* tendrá realmente una vocación transformadora en cuanto recupere aquella profundidad que le permita ser universal antes que simplemente global, y esto, como decía Aristóteles, sólo se conseguirá a través de la virtud y la prudencia del hombre. Pero no por esto hay que defenderse frente al *bárbaro-global*, sino acogerlo y entender sus nuevas formas de relación y sus nuevas necesidades.

2. NUEVAS FORMAS DE CIUDAD

La trama urbana también es reflejo de estas transformaciones sociales e históricas. En la ciudad clásica, es rotunda, ortogonal, ordenada y casi perfecta. El *bárbaro-romano* ya no la necesita, no la ve como una seña de identidad, la desdibuja y se olvida de ella. La sociedad medieval ya no es tan racional y práctica desde la ingeniería como lo eran sus predecesores. Todo funciona de forma artesanal, con la tradición de un saber acumulado, sin un proyecto previo, y las ciudades son reflejo de ello. En el Renacimiento se recuperan los ideales clásicos, tanto en cuanto a lo estético como a lo pragmático, reapareciendo el artista para convivir con el artesano. También se vuelve a contar con una cierta planificación, pero las ciudades aún no están preparadas para transformarse, ni están capacitadas para reconfigurarse. Se recupera la geometría y se aplica con fines estéticos y defensivos, encontrando en los trazados de murallas y ciudadelas su máxima expresión. Se construyen grandes palacios con grandes jardines para los nobles que son muestra de un nuevo gusto por el lujo y la ostentación, así como se renuevan las fachadas de las catedrales. Pero en la configuración urbana, su trama y los espacios para sus ciudadanos, aún no se generan grandes cambios.

Con la llegada de la Ciudad Industrial, el *bárbaro-burgués* requiere de nuevas estructuras e infraestructuras. Las murallas ya carecen de sentido, en parte, por los nuevos métodos de ataque que las hacen obsoletas, pero también debido a que las ciudades crecen a tal ritmo que las murallas se convierten en un obstáculo a su funcionamiento. Las ciudades se abren al mundo, y para ello necesitan de los ferrocarriles, de las redes eléctricas o telefónicas, de nuevos puertos. Pero, por sobre todas las cosas, necesitan de las personas que migran del campo hacia ellas para establecerse y aportar su mano de obra a la industria. Por ello es que el pragmatismo más absoluto recupera necesariamente a la trama urbana ortogonal que había sido utilizada desde Grecia y aprovechada por Roma; probada con éxito en el Nuevo Mundo, donde adquiriría un nuevo carácter no sólo práctico y estético sino también aquel que le permitía alcanzar una nueva dimensión: la de ser infinita. No obstante, así como requiere de una trama para crecer, también necesita de una renovación, tanto para los nuevos tipos de vehículos, como por cuestiones ligadas a la seguridad y la salubridad. De este modo el *bárbaro-burgués* abre grandes avenidas para mejorar sus desplazamientos, así como plazas y parques para su goce y disfrute. Con el

[1] ORTEGA Y GASSET, J. (1930)
[2] BARICCO, A. (2008)
[3] TODOROV, T. (2008)

tiempo, la industria crece y las ciudades se multiplican en cuanto a tamaño y población. Aunque se planifican nuevos asentamientos más ligados a la producción en forma de ciudades utópicas para la mano de obra que llegaba del campo, la ciudad industrial se convierte con el tiempo, inevitablemente, en una ciudad genérica e impersonal. No se pueden negar las mejoras que estas ciudades utópicas dejaron en su camino ya que han permitido avances notables en la organización espacial y sus infraestructuras, aunque paulatinamente se han ido olvidando de los individuos, relegándolos a un plano meramente operativo y estadístico.

En la actualidad, la globalización económica y las telecomunicaciones producen una espacialidad urbana dependiente de redes desterritorializadas tanto como de localizaciones territoriales con concentraciones masivas de recursos, y lo local acaba convirtiéndose en un microambiente de escala global. Las nuevas tecnologías facilitan la dispersión geográfica de las actividades económicas a la vez que fortalecen la importancia de la coordinación central, y por ello las grandes infraestructuras requieren de amplios recursos materiales, estratégicos y humanos, a la vez que amplias redes sociales que maximicen la conectividad. Las ciudades se transforman en un lugar donde los sujetos políticos no formales, los nuevos *bárbaros-globales*, construyen la escena política que les permite formar nuevas subjetividades y terrenos de experimentación[4]. El *bárbaro-global*, caracterizado por un exceso de información -aunque no siempre de formación-, cree que conoce todas las fórmulas que le aporta la historia urbana. Si no puede conocerlas en persona, acude al *Wikipedia*, a *Google-Earth,* a las fotos de *Panoramio*, o a las *web-cams* de los distintos ayuntamientos que quieren promover sus ciudades, para conocerlas en un viaje virtual en tiempo real. El *bárbaro-global* es cada vez más visible en su red virtual, a partir de redes sociales, *web 2.0*, pero es cada vez más invisible en la ciudad. Ya no necesita preguntar, dejarse guiar por otras personas, puesto que su red le permite alcanzar aquello que desea mediante su dispositivo móvil a través de la llamada *realidad aumentada* donde, a golpe de tecla, alcanza su objetivo, pudiendo ver qué bares o restaurantes tiene cerca, qué comentan los amigos sobre el menú y dónde está el cajero más próximo. Ya nada le sorprende, y por ello las ciudades deben esmerarse cada vez más en sorprender. Las respuestas urbanas que se presentan como innovadoras son inmediatamente copiadas y reinterpretadas en todo el mundo. Se aplican propuestas globales y banales sin rigor histórico, sin una consciente contextualización o sin pensar en un crecimiento o transformación más allá de una o dos generaciones. Se debe comprender que si bien las personas mueren y, en pocos años, las formas de pensar y de actuar pueden ser completamente diferentes a las de sus antecesores, en las ciudades no ocurre lo mismo, puesto que todo se produce por superposición, por reaprovechamiento o por grandes procesos de expansión.

Las ciudades crecen en tanto crece su actividad económica, ya sea por su posición en el territorio, por sus relaciones con otras ciudades, su oportunidad histórica o la virtud de sus gobernantes. Pero, así como sucede con la economía, la ciudad no decrece cuando la actividad decae. Las ciudades se degradan, generando problemas sociales en forma de guetos, fomentando el vaciamiento de sus cascos históricos, o provocando el desplazamiento de sus centros, lo cual lleva a una reflexión mucho más profunda a la hora de abordar la problemática urbana, que va más allá del diseño e, incluso, de sus habitantes. Debe conseguir que su economía sea, en el peor de los casos, estable y, si se producen grandes cambios tecnológicos, industriales o comerciales que afecten a su actividad, al menos que estos sean graduales y medianamente planificados, para así evitar tanto la degradación como el crecimiento desmedido y no controlado. Claro ejemplo puede encontrarse en un hecho tan simple como la decisión de dónde se coloca una gran superficie comercial, si se renueva un frente marítimo, si se reconvierte un área industrial en un centro cultural, o, simplemente, si se dota de infraestructuras digitales a

[4] SASSEN, S. (2003)

nuevos territorios ¿cómo afecta esto al comercio o a la industria? ¿cómo afecta a la política tributaria y a las arcas municipales? ¿cómo afecta a los desplazamientos y relaciones de sus ciudadanos? ¿cómo se abastecerá de energía y tecnología a estos nuevos espacios? En definitiva, cómo afecta al desarrollo, a la cultura y a la formación del ciudadano uno u otro escenario. La *barbarie* ya no estará en el individuo o grupo de individuos, sino en la decisión de sus gobernantes quienes, en el acto de planificar la ciudad, están condicionando su desarrollo económico y social. Pero por otro lado, el *bárbaro-global* que no participa de la política formal, sino de una política ciudadana y cotidiana, encuentra ahora nuevos cauces de comunicación. Ya no necesita los foros y las plazas, sino que desde su casa u oficina se conecta con el mundo entero, crea empresas o trabaja en ellas. Por tanto, participa de la sociedad y de la economía pero no necesariamente de la ciudad o con sus ciudadanos. Es un ciudadano político, en tanto participa de la sociedad, pero no necesariamente participa de lo urbano. La polis ha cambiado, extiende sus fronteras, se convierte y reconfigura en un nuevo territorio, en parte real, en parte virtual. El nuevo *bárbaro-global* habrá de reflexionar sobre estas cuestiones en cada uno de los actos que conlleva la organización y planificación de su entorno político, su economía, su territorio y sus entornos urbanos porque, en primera y última instancia, afecta a su sociedad y a la historia futura de su ciudad. Se suele decir que la mejor manera de predecir el futuro es creándolo y, en esto, los *bárbaros* tienen una gran responsabilidad.

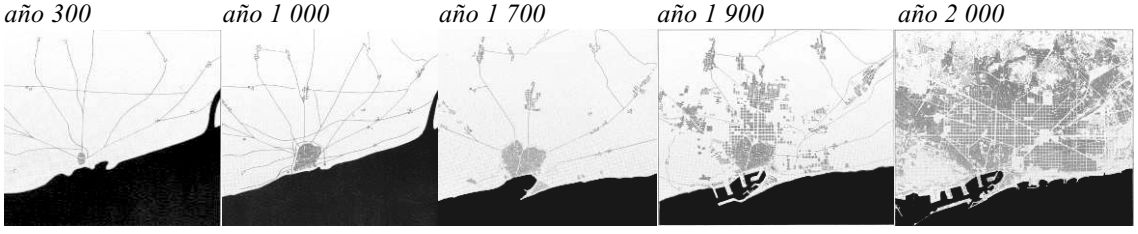


***Figura 1**: evolución de la ciudad de Barcelona (fuente: Sanz, P.)*

3. SOBRE LA TECNOLOGÍA Y LA SOCIEDAD

Al convertirse la aldea en ciudad, se perdió la idea del 'único espacio' de socialización y convivencia ciudadana, tal como sucedía con el foro, el mercado o la plaza, luego la iglesia, y con el tiempo también el colegio o el club deportivo. La gran ciudad introduce el concepto de atomización de actividades y la socialización múltiple, hasta que las metrópolis y megalópolis lo multiplican de una forma tan exponencial que acaba por fagocitar la idea de ciudadanía y participación, generando incluso una cierta reclusión necesaria en el individuo. Desde la aparición de internet, prácticamente todo remanente de convivencia ciudadana fue desapareciendo, y con el devenir de las redes sociales los ciudadanos están permanentemente conectados en una suerte de burbuja virtual mientras discurren con su humanidad por el espacio real. Están permanentemente navegando, chateando a través del *whatsapp*, teniendo las noticias al instante con *twitter,* o viendo las fotos de sus amigos en *facebook*.

La tecnología es el conjunto de teorías, técnicas, procedimientos e instrumentos para aprovechar prácticamente el conocimiento científico, y como tal es fundamental para el desarrollo de la sociedad, pero siempre que esté enfocada hacia el ser humano, que es quien ha desarrollado ese conocimiento. Entre sus múltiples y alabadas virtudes, conlleva ciertos riesgos y cambia conductas. La obsesión por estar permanentemente comunicado acaba creando una dependencia tal del dispositivo que, aun estando en una acción comunicativa en el espacio físico, puede llegar a primar la comunicación virtual. No obstante, en cierta medida se le devuelve al individuo la capacidad de relacionarse, ahora ya en un foro virtual, recuperando una cierta

sensación de ciudadanía y participación; hasta tal punto de poder eclosionar en eventos masivos como el 15M o la Primavera Árabe, donde el espacio virtual vuelve a confluir en el espacio real (la Puerta del Sol en Madrid, o la Plaza Tahrir en El Cairo).

La tecnología debe ser el conjunto de herramientas que permita realizar determinadas tareas que permitan alcanzar un fin predeterminado, y esta tecnología será más o menos compleja, por un lado, por los recursos (económicos) de que se disponga, pero por otro, por el empuje que tenga la iniciativa humana de obtener tal fin y, por ende, de sacarle el máximo provecho a la tecnología. Es así como la ciudad acaba siendo configurada por las acciones y las tareas motivadas por iniciativas humanas, pero que pueden ser llevadas a cabo en función de lo avanzada que sean sus herramientas. Ahora estamos ante una nueva revolución tecnológica y energética, donde quizás se haya perdido el buscar un fin específico, o donde se está corriendo el riesgo de que la tecnología se esté convirtiendo en un fin en sí mismo, y se utiliza antes de tener claro el para qué, salvo para la comunicación e híper-información permanentes y al instante. La pregunta es ¿cómo estas tecnologías en constante y rápida evolución configurarán nuestras ciudades y a las sociedades que las habitan?

En la actualidad, la tecnología aporta, además, herramientas al servicio del usuario tales como navegadores GPS, planificadores de rutas, señalización dinámica al servicio del usuario en las carreteras, ciudades, aparcamientos, y éste ya pude comenzar a interactuar con los sistemas urbanos. La ciudad ya se ha convertido en una suma de fluidos, un discurrir de las cosas, de la información, de las personas, de los vehículos, de los bienes y mercancías, y de la energía distribuida. Pero sobre todas las cosas, en lo que debe centrarse la tecnología aplicada a la gestión de estos flujos es al principal de todos ellos: que no es otra cosa que el tiempo y los recursos de sus ciudadanos. Hasta ahora, las autopistas y las redes ferroviarias han sido las grandes vías de comunicación dentro y entre las ciudades, pero no menos cierto es que se han convertido en barreras para otros seres, como los animales y ecosistemas, entorpeciendo sus flujos migratorios y sus interrelaciones naturales; pero incluso estas vías han llegado a convertirse en barreras para los propios usuarios: los ciudadanos, y por ello se han tenido que ir enterrando en su paso por las ciudades (metro, viaductos, puentes, túneles,…). La gran reflexión en la actualidad debe radicar en preguntarse si las vías de comunicación digital por donde fluye tanta información podrían llegar convertirse en obstáculos para otros flujos, o en barreras para determinados sectores de la población. Por ejemplo, si a partir de ahora todo se piensa para quienes disponen de terminales smartphones o tabletas, ¿qué pasa con aquel sector de la sociedad que aún no las tiene (ancianos, niños, personas sin recursos)? Del mismo debería cuestionarse cómo va a ser la política de distribución de recursos energéticos a los distintos sectores de la ciudad y de la sociedad, ya que la gran mayoría de los esquemas provistos hasta hoy por los agentes que planifican las Smart-grids se centran más en los bienes, herramientas y dispositivos antes que en los individuos, que serán los últimos destinatarios de estos servicios.

smartgrid.epri.com *celsias.com* *carbonmetrics.eu*

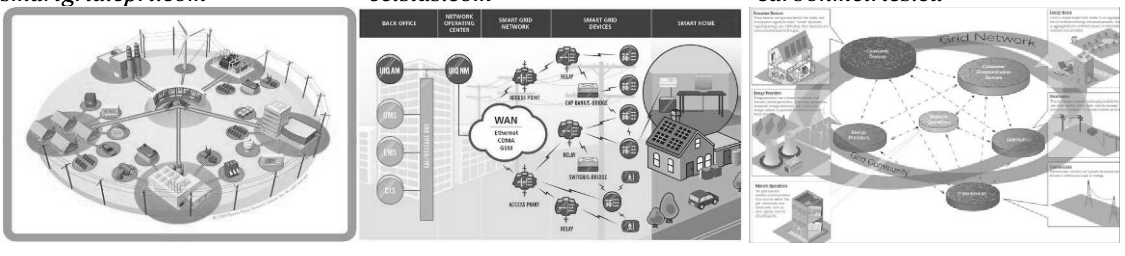


Figura 2: *distintos esquemas sobre smart-grids en foros y en la web, donde no aparece el individuo.*

4. CONCLUSIONES: ESTABLECIENDO UNA MATRIZ DE TRABAJO

Cuando se habla entonces de Smart-Grids, de redes inteligentes, se está hablando de tecnología aplicada a la ciudad, a la sociedad y a la diversidad de sus habitantes, y por tanto debe pensarse antes en el fin que en el medio. Si se habla de desplazamientos de automóviles o de transporte público, no se está hablando sólo de movilidad, sino de personas que deben ir de un sitio a otro del modo más eficiente. Si se habla de transporte de energía, no es este el fin último, sino que esta energía debe de partir y llegar a algún sitio, porque debe estar al servicio de los ciudadanos de la manera más eficaz y económica que sea posible, aunque en una permanente búsqueda de la máxima eficiencia y el menor impacto medioambiental. Por ello, se debe buscar establecer una herramienta de aproximación a las diferentes tecnologías en función de su utilidad, sus posibles usos, sus resultados y aplicaciones, y -sobre todo- sus consecuencias (ventajas, desventajas, riesgos...), por lo que esta matriz debe contemplar, entre los efectos de la aplicación de la tecnología, la incidencia: económica, funcional, social y medioambiental de cada una de sus aplicaciones. A partir de estas premisas se deberán reseñar las tecnologías de Información y Comunicación que están gestionando y transformando las ciudades del siglo XXI partiendo de redes inteligentes y analizando el impacto que éstas producen en los comportamientos sociales que son, en definitiva, los que configuran o tienden a configurar los espacios, áreas, zonificaciones, vías de comunicación o canales de distribución de la energía, desde su producción hasta sus puntos de consumo, así como la gestión integral en y entre las ciudades. Pero sobre todo, considerando el impacto final sobre el ciudadano, quien debe ser el principio y el fin último de toda actuación urbana y territorial.



Figura 3: *esquema de flujo circular entre las necesidades y consecuencias de la aplicación tecnológica, partiendo de la demanda social e individual.*

5. BIBLIOGRAFÍA

- BARICCO, A. (2008): "Los bárbaros, ensayo sobre la mutación", Anagrama, Barcelona.

- ORTEGA Y GASSET, J. (2009, 1ª ed. en nuevo formato; ed. original 1930): "La rebelión de las masas", Espasa Calpe, Madrid.

- SANZ, P. (Coord) (2ª ed. 1990): "De Barcino a Barcelona", Ed. Coob`92, Ayto. de Barcelona.

- SASSEN, S. (2003): "Contrageografías de la globalización", Traficantes de sueños, Madrid.

- TODOROV, T. (2008): "El miedo a los bárbaros: más allá del choque de civilizaciones, Círculo de Lectores, Barcelona.

Los zahoríes de la energía

R. Hernández. Universidad Camilo José Cela

Resumen: La rápida evolución de la concepción de las infraestructuras trasciende las fronteras sensoriales y los límites de las megaciudades. La tecnología de pequeña escala necesita de infraestructuras invisibles que cuestionen permanentemente el crecimiento y la falta de espacio. Actualmente, las megaciudades caben en un *smartphone*. La búsqueda de la energía que dinamiza los sistemas es el objetivo. Definir el entorno permite entender la realidad, siempre subjetiva, estudiando las amenazas y oportunidades del entorno y las debilidades y fortalezas del producto. Por encima de esto, la cuantificación del grado de vulnerabilidad de los elementos del sistema frente a posibles perturbaciones externas resulta vital para proporcionar la protección necesaria y garantizar un correcto funcionamiento del sistema. Las infraestructuras utilizadas por las redes sociales consideran a los propios usuarios como elementos de la red. La sincronización de una dinámica colectiva dirigida resulta imprescindible y el objetivo es localizar las perturbaciones externas para así poder evitarlas.

Área temática: Redes de Transporte y Distribución Energética en las Smart Grids.

Palabras clave: Infraestructuras, vulnerabilidad, sistema.

1. TEXTO PRINCIPAL

Introducción.

La búsqueda no siempre es certera si se busca sólo en una dirección. La cartografía contemporánea es mucho más compleja. Detenerse y mirar, al norte, al sur, al este y al oeste, descuida las orientaciones espaciales, sólo habla de planos en dos dimensiones. *Smart buildings* concebidos como microchips que descuidan la importancia del espesor social renuncian al *pensamiento esférico* como principio que todavía no está interiorizado.

Después incorporar el movimiento es aún más complicado. Y cambiar el punto de vista geocéntrico es para unos pocos elegidos. Admitamos nuestras limitaciones individuales y dejemos a las máquinas operar para condensar los infinitos puntos de vista. Las nubes de palabras en tres dimensiones y en movimiento sólo es el comienzo. El estudio de las múltiples ramificaciones completa el modelo admitiendo que el uso de la energía también aparece y desaparece. No es un no-Of., son gradientes temporales. Estar esperando la siguiente ola ya es un reto. Démonos ese tiempo, que no salten permanentemente las alarmas.

Otra de las acepciones de *smart* es elegante. Dejar pasar ciertas olas puede ser razonable. La monitorización es conocimiento, pero seguro que es limitante y habla peligrosamente de control. Las corrientes telúricas, como los mercados, existen y se manifiestan pero no sólo su medición hace que les manejemos. El *conocimiento acumulativo* nos obliga a no olvidar la capa del pensamiento sostenible que parece asentado y admitido como fondo necesario. Además, la dinámica de redes cuenta con las múltiples y complejas preguntas de interacción. Los elementos dinámicos (eléctricos, ordenadores y personas) tienen que buscar una sincronización equilibrada, generar un comportamiento colectivo y el prisma sostenible (medioambiental, económico y social) es un modelo que debe subsistir y solaparse con el tiempo de la eficiencia en el que estamos sumergidos.

Objetivo.

Los actuales estudios de métodos con los que evaluar la vulnerabilidad frente a perturbaciones externas o fallos en el funcionamiento que se dan en ciertos elementos de una red compleja dinámica, apuesta por la dinámica colectiva síncrona.

Aspectos muy relacionados con el manejo de la *densidad* como principal parámetro a tener en cuenta en el planeamiento de las ciudades, es un reto para la sostenibilidad y rechazar una compactación que no permita el movimiento, evita patologías de funcionamiento y dinámicas colectivas no deseadas en los sistemas de información, comunicación y en las redes de infraestructuras.

La captación de instantes cerebrales recuerda la aproximación al interior de la verdadera realidad. La que percibe cada individuo en la reinterpretación de la realidad circundante. A todo esto hay que añadir que las ciudades ya han cambiado de tamaño, mega ciudades que se recorren sin moverse del sitio. La aproximación de Win Wenders en *Hasta el fin del mundo* no se contrapone a la visión estática que describía Paul Auster en *Smoke.*

Desde los elementos del sistema compuesto por humanos en movimiento recorriendo infinitas ciudades del mundo conectados por infraestructuras fijas, hasta la situación más estática en Brooklyn denota la fragilidad de la conexión de los acontecimientos, del transporte de emociones. Ambas situaciones reflejan un drama donde la comunicación y las relaciones humanas sobrepasan la tecnología más avanzada.

La energía de las relaciones alimenta un sistema que entremezcla máquinas y seres humanos que amplifican cada una de las sensaciones vitales.

En una situación estática, el grupo de personas que frecuentan el estanco de su barrio proporciona a Auggie Wren (Harvey Keitel), el estanquero, una posición fundamental dentro de la red social del sistema como gran confidente de todos ellos. La rocambolesca historia de cómo consiguió su cámara fotográfica y de por qué se decidió a elaborar su singular colección de fotografías -el mismo encuadre de la casa de enfrente a lo largo de 14 años- le dará por fin un argumento a Paul

Benjamin (William Hurt), prestigioso novelista en crisis. El círculo vital se cierra cuando estos contactos humanos implican de tal modo al propio Auggie señalándolo como elemento vulnerable dentro de la red establecida.

Hace 20 años, el mundo cabía en una habitación y era posible y capaz de escapar del exterior de las calles de la ciudad de alta densidad en espacios que reconfiguraban los parámetros habituales de la cotidianidad. Se destinaba un día concreto para olvidar y disfrutar la noche. Espacios comunes donde compartir el mismo éter como un reto más para la supervivencia.

Comportamientos colectivos de estos sistemas se observan en multitud de sistemas complejos físicos, biológicos, sociales y tecnológicos

De los espacios físicos se ha pasado en pocos años a la habitación de la mente. Los diferentes escenarios son alimentados por infraestructuras invisibles que entrelazan multitud de ondas electromagnéticas de múltiples tamaños, múltiples direcciones y sobre todo de múltiples naturalezas. El mundo invisible necesita volver a ser descubierto. Volver a ser capturado en una pantalla que ahora es transportable y personal. Cada humano al menos una pantalla, un receptor individual. La particularización del abastecimiento. Alimentados por energías primarias y capaces de suministrar sensaciones.

De los cuatro factores clásicos de producción, el trabajo, el capital y el suelo acelerado por la empresa, al quinto elemento de los recursos naturales, hemos pasado a un sexto tan necesario como el resto, todos ellos alimentan sensaciones individuales tan necesarias en la vida contemporánea cómo el agua.

De las grandes infraestructuras construidas a la minimización de las redes de circulación de información. De las ondas hertzianas a las microondas. Para ser recogidas en receptores portátiles. La ciudad ha perdido la escala y las infraestructuras su identidad. Infraestructuras que caben en un *smartphone*, al menos su reinterpretación. Nunca una palabra tardó tanto en encontrar su verdadero significado.

Una reinterpretación de la búsqueda de la energía tan esencial como vital. La regeneración interior por encima de las necesidades físicas. Un *vivir de la luz* que recuerda que las necesidades creadas puede que no sean las más necesarias. Cuestionarse cada uno de los avances no tendría que ser una postura conservadora sino un modo de protección ante la vulnerabilidad. La tecnología está ganando la carrera si no es vulnerable.

Por eso la importancia de localizar los fallos.

Este replanteamiento permite ocupar espacios reducidos para experimentar multitud de sensaciones, el espacio que ocupa el cuerpo humano, estático o en movimiento. La transmisión de situaciones vividas puede ser comunicada en tiempo real a miles de kilómetros de distancia. Como propone *Instagram* una manera rápida, bella y divertida de compartir tu vida con tus amigos a través de

fotos. Haz una foto con tu *iPhone*, escoge un filtro para darle un toque diferente y enviarla a *Facebook*, *Twitter* o *Tumblr*. Es más que fácil, una forma totalmente nueva de compartir tus fotos que recogen instantes individuales que pornográficamente se difunden a través de infraestructuras invisibles que alimentan lo social como complemento del desarrollo sostenible asumido.

Por cierto, ¿te hemos dicho que es gratis? ¡gratis?

El tiempo de transmisión del mensaje cada vez es más reducido. De los 112 minutos de un largometraje, a un instante en una fotografía que cuenta una situación temporal que necesita de una infraestructura de mayor potencia.

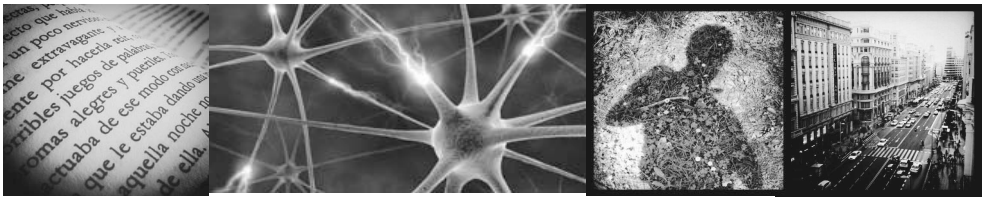


Figura 1. *Elementos de la red de los sistemas de comunicación.*

Unos de los numerosos tipos de dinámica colectiva observada muy frecuentemente y de gran interés en sistemas naturales y tecnológicos es la dinámica síncrona. Un comportamiento colectivo que puede ser exclusivo pero que da identidad al grupo que reconfigura sus propios espacios. Cada vez más intangibles y dispares. Como grupos de neuronas que se ocupan de una tarea, cuyos potenciales de acción se sincronizan. Ciudades donde no es posible desenvolverse sin la brújula digital que desvela su funcionamiento.

Conclusión

Por todo ello, cuestionarse la necesidad de multiplicar los difusores de información puede colapsar el receptor individual, provocando dinámicas colectivas no deseadas, sincronizaciones anormales que derivan en funcionamientos erróneos.

La capacidad que ha obtenido el hombre de sincronizar sus emociones necesita de unas infraestructuras conceptuales no tangibles mucho más complejas. Los sistemas de información y comunicaciones tienen que estar sincronizados con una mentalidad universal sostenible. Para evitar echarle la culpa a la multiculturalidad de la falta de entendimiento. Comunicaciones conceptuales impuestas pueden llevar a funcionamientos erróneos, a cortocircuitos colectivos.

Como explica Ricardo Gutiérrez, los elementos más aislados del sistema son los que al verse perturbados, tienen más capacidad para impedir el buen funcionamiento del conjunto. Además, no existe una relación de proporcionalidad entre lo conectados que están los elementos dentro del sistema y lo resistentes que

son a perturbaciones, ya que los elementos más centrales pueden llegar a ser muy vulnerables. Son aquellos elementos que no destacan especialmente por su conectividad ni por estar muy aislados los menos vulnerables.

La localización de situaciones en las que puede ser interesante proteger los elementos más vulnerables del sistema se dan en las redes eléctricas o las redes de comunicación, en las que queremos evitar que un daño causado a uno de los elementos impida el funcionamiento colectivo.

2. AGRADECIMIENTOS

A Francisco Montanet por poner imagen a las palabras.

3. REFERENCIAS

GUTIÉRREZ, R. et al. (2011).: "Node vulnerability under finite perturbations in complex networks" PLoS ONE 6(6): e20236. doi:10.1371/journal.pone.0020236

WANG, W. (1995).: “Smoke”. Miramax.

WENDERS, W. (1991). :**“**Until the End of the World” (Bis ans Ende der Welt). Coproducción Alemania-Francia-Australia; Warner Bros. Pictures / Road Movies Dritte Produktionen / Argos Films / Village.

Estandarización y certificación, o cómo asegurar la fiabilidad de la red eléctrica

I. Arechalde, M. Castro y C. Madina. Tecnalia

Resumen: La única manera viable de hacer avanzar el mercado energético hacia los objetivos 20-20-20 es aunar esfuerzos. La Comisión Europea, a través el Mandato 490 (y los anteriores M/441 y M/468) busca aunar esos esfuerzos mediante el desarrollo de normas y la creación de una lista de estándares que armonicen la arquitectura de la red.
La historia de la red eléctrica, tanto en España como en el resto de Europa, se basa en apuestas locales que han ido conformando una red común. El salto a las Smart Grids requiere también un salto cultural hacia un escenario en el que deberían promoverse los desarrollos globales. La nueva legislación que se apruebe debe aprovechar la interoperabilidad lograda con los estándares europeos, fomentar la eficiencia de las redes inteligentes exigiendo la certificación del rendimiento de los productos que la conforman y, ante todo, debe involucrar al usuario en la gestión de su demanda y su producción.

Área temática: Retos, políticas, estándares, financiación y aspectos regulatorios en las Smart Grids

Palabras clave: estandarización, certificación, interoperabilidad, rendimiento, eficiencia.

1. TEXTO PRINCIPAL

INTRODUCCIÓN

La incorporación de nuevas tecnologías y nuevas funcionalidades a la red eléctrica implican unos cambios tan sustanciales en la red eléctrica, que ponen en entredicho la propia fiabilidad de la red. Las tecnologías con las que se logrará la telegestión permitirán apagones selectivos para evitar apagones generalizados, detección inmediata de interrupciones del suministro, detección de pérdidas no técnicas (fraude), coexistencia de consumo y generación en el mismo hogar… Pero eso implica grandes retos en el campo de la estandarización.

Para empezar, se va a usar el cable eléctrico como medio de transmisión de las comunicaciones de manera masiva y en distintas bandas de frecuencia. Las tecnologías que usen este medio físico tendrán que coexistir con los ruidos que generan de manera conducida los electrodomésticos, las luminarias, los equipos pesados… lo cual implica nueva estandarización para ese medio físico y una completa revisión de los estándares utilizados hasta ahora en compatibilidad electromagnética, tanto para los equipos que usen esas tecnologías como para los que no.

Algunos de los estándares que existían hasta la fecha resultan claramente insuficientes. Por ejemplo, en las normas de inmunidad a campos electromagnéticos donde sólo se exigía ser inmune a campos por encima de 150 kHz. Las tecnologías de comunicación PLC usadas por los contadores telegestionados funcionan entre 40 y 100 kHz por lo que, de repente, han surgido

señales en un rango de frecuencia en el que, hasta ahora, no había ningún interés. El TC210 de CENELEC está desarrollando las modificaciones normativas necesarias para asegurar la inmunidad de los equipos pero, aun en caso de que se publiquen pronto, la única forma de asegurar que el sistema completo funciona es comprobar el funcionamiento bajo el nuevo escenario o usar filtros cada vez que se detecten funcionamientos incorrectos.

El propio medio físico puede resultar ser un problema. Las compañías eléctricas seleccionaban los cables en función de diámetros, materiales y características eléctricas en los 50 Hz. ¿Qué sucede con la respuesta de los cables ante las nuevas frecuencias de trabajo? Y, ¿qué sucede con los cables ya instalados que se van deteriorando con el tiempo? ¿Sabemos si los cables envejecerán igual a 50 Hz y a 100 kHz?

En algunas comunidades de vecinos ya se han detectado problemas de comunicación con contadores colocados dentro del hogar. El cable que une la acometida del portal con el contador pertenece a la comunidad de propietarios y ese cable, de menos de 100 metros, que en principio no daba problemas para transportar la electricidad en 50 Hz, proporciona un rendimiento desastroso para las comunicaciones a 100 kHz. El mantenimiento de algunos elementos corresponde a terceros que no tienen interés especial en la telegestión de la energía.

Otro cambio importante será el hecho de que los elementos de interrupción, en baja y media tensión, podrán gestionarse remotamente. No será necesario encontrarse frente al contador para cortar la corriente, ni será necesario desplazarse al contador para comprobar si se ha interrumpido el suministro en una casa, un portal o un barrio, pero será importante comprobar concienzudamente la nueva funcionalidad para evitar que lo que son facilidades se conviertan en inconvenientes.

Surgen, por tanto, dos nuevos conceptos en la red eléctrica: la interoperabilidad y el rendimiento. La interoperabilidad, para asegurar que la incorporación de elementos de distintos fabricantes no colapsa el sistema; el rendimiento, para asegurar que los elementos interoperables son, además, muy eficientes.

Posiblemente el cambio más interesante a medio plazo es la capacidad de los contadores de medir tanto energía consumida como generada, almacenando los datos de manera independiente. Esta funcionalidad permitirá la compra-venta de energía y supondrá un relanzamiento de la generación distribuída, especialmente en edificios, pero eso requiere la interoperabilidad de los distintos elementos que conformen la red y la estandarización de los datos que se manejen.

¿Están preparadas las normas europeas para estos cambios?

ESTANDARIZACIÓN

TECNALIA es miembro activo del Smart Grid Co-ordination Group (SGCG) creado por CEN, CENELEC y ETSI para satisfacer el mandato M/490, con el que la Comisión Europea quiere asegurar la fiabilidad del cambio (previamente ya había creado el M/441 para equipos de medida y el M/468 para el vehículo eléctrico). Dentro del SGCG se han creado cuatro grupos de trabajo que pretenden sentar las bases de la estandarización de las redes inteligentes en Europa:

el grupo de arquitectura de referencia, el grupo de procesos sostenibles, el grupo de seguridad y el grupo de los primeros estándares.

En este grupo de primeros estándares ("First set of standards") se han realizado dos tareas fundamentales: la detección de las tareas pendientes en el marco de la regulación europea y la redacción de la primera lista de estándares europeos. La primera tarea fue realizada a lo largo de 2011 y varios grupos de trabajo de IEC y CENELEC están trabajando en subsanar las deficiencias detectadas. Un ejemplo de ello es la modificación de los estándares de EMC indicadas anteriormente.

La redacción de la lista de primeros estándares es ampliamente esperada por fabricantes, operadoras, agentes tecnológicos e, indirectamente, por los usuarios. Representa la esperanza de facilitar la interoperabilidad de todos los equipos que conforman la red eléctrica. Los acuerdos firmados con otras entidades fuera del ámbito europeo, como con NIST (USA), aseguran que el producto de estos esfuerzos no va a quedarse limitado a Europa.

La lista quedará dividida en distintos apartados para dar cabida a normas relacionadas con generación, sistema de gestión de la transmisión, sistema de gestión de la distribución, sistema de gestión de recursos de energía distribuída, sistemas de medida, sistemas flexibles de demanda y producción, sistemas de mercado, e-movilidad, sistemas de administración y otros estándares no vinculados exclusivamente a ningún sistema. En todos los casos aparecerán normas a nivel de protocolo de comunicaciones, normas a nivel de modelo de datos, y se diferenciarán normas vigentes con normas en proceso de desarrollo.

No obstante, ante las expectativas creadas, es importante aclarar que la lista de los primeros estándares sólo será una recomendación y en ningún caso una lista de normas obligatorias. Por tanto, las compañías eléctricas mantendrán su capacidad de selección de productos y tecnologías, independientemente de lo indicado en la lista. También es importante aclarar que el cumplimiento de los estándares recomendados no implicará automáticamente la interoperabilidad de los productos. Algunos estándares como la familia EN 61850 o la familia EN 60870 son lo suficientemente abiertos como para permitir el desarrollo de productos totalmente incompatibles entre sí. Entonces, ¿será suficiente con una lista de primeros estándares?

La lista de primeros estándares es necesaria pero no suficiente. Mientras no exista una lista de estándares, las nuevas soluciones y las tecnologías emergentes pueden multiplicarse año tras año. Ya ha ocurrido algo así con las soluciones PLC para contadores eléctricos telegestionados: en Francia, la solución G3, en Enel y Endesa, la solución Meters & More, en Iberdrola, Gas Natural Fenosa, HC y EDP la solución PRIME... y en otros países otras soluciones no estandarizadas hasta la fecha. No tiene sentido reproducir este esquema y triplicar esfuerzos en todas las redes de alta, media y baja tensión.

Y la única forma de hacer avanzar el mercado energético hacia los objetivos 20-20-20 es aunar esfuerzos. Para ello hay que conseguir que las grandes compañías de Europa trabajen con un objetivo común.

El "First set of standards" es una primera lista para conseguir ese objetivo.

CERTIFICACIÓN

Los estándares asegurarán la interoperabilidad de los productos. Y la certificación es el camino para asegurar el cumplimiento de los estándares.

Pero, aun cuando la interoperabilidad quede asegurada, hay dos aspectos que serán indispensables en la implantación de las redes inteligentes: una alta eficiencia de las redes inteligentes e involucrar al usuario en la gestión de su demanda y su producción. Ambos aspectos van indisolublemente unidos porque ni los usuarios ni las comercializadoras ni las operadoras van a aceptar redes ineficientes para gestionar la energía. La mala noticia es que la eficiencia no se produce por la simple conformidad con los estándares.

Un caso sencillo de entender son los contadores telegestionados y sus concentradores. El proceso de certificación de uno de estos productos conlleva una serie de ensayos de laboratorio en condiciones controladas, donde se asegura que el protocolo se cumple al 100%. Cuando el equipo se aprueba, se está asegurando que es interoperable con otros equipos que cumplan el mismo estándar. Pero no todos los equipos son igual de eficientes en todos los escenarios posibles. Algunos son más eficientes en escenarios ruidosos, otros son más eficientes en grandes concentraciones de equipos, los hay más eficientes en zonas rurales con pocos equipos alrededor pero transmitiendo a grandes distancias… Y además hay que asegurar la privacidad y seguridad de las comunicaciones.

Actualmente TECNALIA está desarrollando varios proyectos para avanzar en la eficiencia energética y en la eficiencia de las comunicaciones de la red. Uno de los proyectos más interesantes es el análisis de las condiciones de la red desde el punto de vista de las comunicaciones que se transmiten por ellas. Impedancias de la red en frecuencias de comunicación, atenuaciones de los elementos ya existentes en la red de baja tensión, efecto de filtros en la red, análisis de ruidos y otras perturbaciones… Todo ello con el objetivo de fomentar la certificación del rendimiento de los productos que conforman las redes inteligentes.

Asimismo, TECNALIA es laboratorio certificador del estándar abierto PRIME (para contadores de Iberdrola, Gas Natural Fenosa, Hidrocantábrico, EDP…), certificador del estándar DLMS/COSEM (IEC 62056), participa en el grupo de trabajo de especificaciones del protocolo Meters & More (Endesa, Enel), es laboratorio certificador de funcionalidad DLMS/COSEM en contadores telegestionados, es laboratorio certificador de funcionalidad de equipos de media tensión que usan el protocolo EN 60870-5-104 y elabora herramientas de ensayos específicas para cada protocolo y adecuadas a las necesidades de los distintos actores de las redes inteligentes.

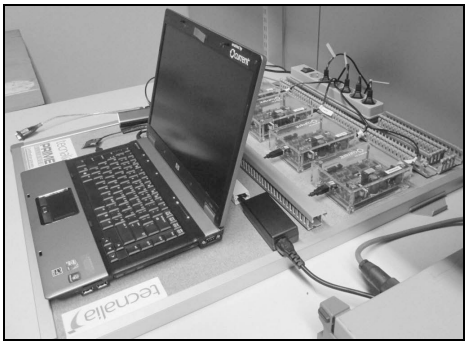


Figura 1. Herramienta de certificación de conformidad con protocolo PRIME para nodos de servicio. *Ibon Arechalde, Marta Castro.*

RETOS POLÍTICOS

Los trabajos a nivel europeo son muy interesantes pero la historia energética de cada uno de los países es distinta y las legislaciones nacionales parten de puntos muy diferentes. Un ejemplo: en España las compañías distribuidoras son las dueñas del 99% de los contadores eléctricos mientras en otros países existe la figura de los "meter operators" que se dedican a la gestión de todo lo relacionado con las medidas de consumo y generación, incluidos los propios equipos de medida. Por otra parte, la legislación española sí permite que el usuario compre su propio contador, aunque su improbable amortización debido a lo incipiente de la tecnología no recomienda su compra.

La lista de los primeros estándares creada por el SGCG desglosará los estándares en diferentes sistemas con el objetivo de recoger todas las sensibilidades pero, legislativamente, la forma de de poner en práctica esos sistemas seguirá siendo distinta en cada país.

Además, debido a nuestro avance tecnológico en los aspectos energéticos, España es el único país de Europa en el que ya se han desarrollado tecnologías paralelas de telegestión. El ejemplo más evidente son los contadores eléctricos PRIME y Meters&More, que ya se están instalando de manera masiva. Estos contadores permiten la medida tanto del consumo como de la generación, pero la legislación actual no permite utilizar un solo contador para ambas funciones. Otro ejemplo de este desarrollo paralelo son los productos para la gestión de la demanda dentro del hogar, con tecnologías variadas como ZigBee, Ethernet o PLC, entre otras.

El Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, dejó abiertos muchos interrogantes que deben responderse en breve. Se espera que el futuro Real Decreto sobre balance neto despeje muchas dudas. Por ejemplo, en el borrador de dicho Real Decreto se establecía la posibilidad de contar con dos contadores, uno para medir el consumo y otro para medir la generación local, o con un único contador bidireccional que midiera ambas acciones.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) tiene la difícil tarea de asegurar que la legislación española, por una parte, se adapta correctamente al concepto de Smart Grids para lograr la mayor integración posible, y por otra, colabora en el cumplimiento de los objetivos 20-20-20

establecidos por la Comisión Europea. Entre los principales desafíos a los que se enfrenta la legislación destacan:

El fomento de la generación distribuida y las fuentes de energía renovables y de alta eficiencia.

El apoyo a la gestión de la demanda eléctrica.

La liberalización efectiva y el aumento de la competencia en la actividad de comercialización de energía eléctrica.

El desarrollo de las redes eléctricas inteligentes, mediante la promoción de la gestión de las redes eléctricas con criterios de eficiencia, tanto desde el punto de vista operativo como de inversiones.

TECNALIA participa también en los grupos de trabajo creados por la CNE para las redes inteligentes y para la interoperabilidad de los sistemas y equipos de medida que permitan la telegestión en España.

3. REFERENCIAS

CEN/CENELEC/ETSI (2011): "Final report of the CEN/CENELEC/ETSI Joint Working Group on Standards for Smart Grids"
ftp://ftp.cencenelec.eu/CENELEC/Smartgrid/SmartGridFinalReport.pdf

NIST & SGCG (2011): "White paper on standardization of Smart Grids published by NIST & Smart Grid Co-ordination Group" http://www.nist.gov/smartgrid/upload/eu-us-smartgrids-white-paper.pdf

Real Decreto 1699/2011 (2011): "Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia"
http://www.boe.es/boe/dias/2011/12/08/pdfs/BOE-A-2011-19242.pdf

SGCG – 1st set of standards (2012): "SGCG Report Programme of standardisation work for the Smart Grid" CEN/CENELEC/ETSI

La Normalización en las Smart Grids

C. Martín[1], C. Lluch[2]

Resumen: El gran reto de la evolución en las redes eléctricas es la incorporación masiva de las TIC a sus diseños y operaciones, configurándose como redes inteligentes o smart grids. Solo así será posible el objetivo 20/20/20 para 2020, con una Europa en el camino del futuro sostenible, con una economía que genere pocas emisiones de carbono y consuma menos energía. Entre los muchos aspectos a considerar en la construcción de las Smart Grids, el de la Normalización es quizás uno de los más importantes, permitiendo la interoperabilidad de muchas tecnologías, procesos y agentes. En este sentido, la CE decidió en 2011 proponer un mandato, el M490, a sus organismos de normalización CEN, CENELEC y ETSI, para que identificaran y completaran normas que contribuyesen al desarrollo de las Smart Grids. El trabajo de normalización se encuentra muy avanzado y las primeras conclusiones junto con el primer conjunto de normas aplicables a estas redes se presentarán a finales del presente año.

Área temática: Retos, políticas, estándares, financiación y aspectos regulatorios

Palabras clave: Norma, estándar, smart grid

1. INTRODUCCION

Se denominan Smart Grids o Redes Eléctricas Inteligentes a la nueva generación de redes eléctricas capaces de predecir, de responder inteligentemente y de manera efectiva en costes, a las acciones de todos los usuarios conectados a ellas: productores, consumidores y *prosumidores* (productores y consumidores a la vez), para ofrecer un sistema de energía eléctrica económicamente eficiente y sostenible, de bajas pérdidas y con altos niveles de calidad, disponibilidad en el suministro y seguridad.

El desarrollo de las Smart Grids, ver Figura 1, es esencial en la política europea de energía. Para integrar un gran volumen de generación basada en energías renovables, mantener la seguridad y disponibilidad de las redes de energía eléctrica y acometer los necesarios ahorros de energía, se necesitan redes eléctricas modernas y ampliadas que hagan uso de todas las tecnologías inteligentes disponibles, básicamente empleando las tecnologías de la información y las comunicaciones, TIC.

Pero para permitir que la industria europea asuma la inversión necesaria para desarrollar estas nuevas redes eléctricas inteligentes es un requisito previo e imprescindible que se apliquen y desarrollen los estándares o normas apropiadas de manera rápida y eficaz, al menos en el campo de las Smart Grid, los Contadores Inteligentes (Smart Meters) y los interfaces para la carga de los Vehículos Eléctricos.

[1] Carmen Martín Marino. Jefe de Electrotecnia y TIC. Dirección de Normalización. AENOR

[2] Cayetano Lluch Mesquida. Vicedecano del Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación, COIT

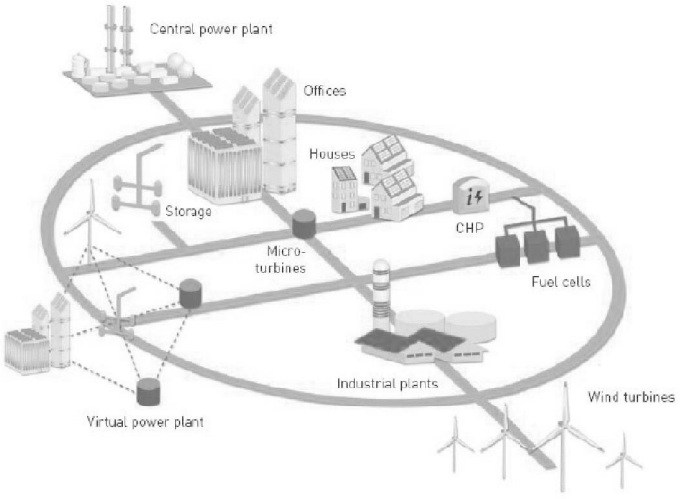


Figura 1. *Smart Grid*

Y de estas normas son de lo que trata este artículo, de qué objetivos pretenden cubrir, de cómo se están identificando las que son aplicables, de cómo se están desarrollando las nuevas y quienes lo están haciendo.

2. EL MANDATO EUROPEO M/490 SOBRE SMART GRIDS

La Comisión Europea constituyó el grupo SGTF (Smart Grids Task Force) a finales de 2009, para consensuar la política y regulación en el desarrollo de las Smart Grids en Europa. También emitió recomendaciones clave relativas a su estandarización, privacidad y seguridad. Basado en estos resultados, en Marzo de 2011 emitió un mandato, M/490, a los Organismos Europeos de Normalización (ESO), concretamente a CEN, CENELEC y ETSI, para la normalización de las Smart Grids [1], y lo hizo con posterioridad a los mandatos relativos a la normalización de los Smart Meters (M/441, 2009) y a los Conectores para la carga de vehículos eléctricos (M/468, 2010) pero requiriendo la coordinación entre ellos. En el Consejo Europeo de Febrero de este año 2012 se requirió que los trabajos para definir la arquitectura de referencia y un conjunto de estándares esenciales para las Smart Grids estuvieran finalizados a fin de año.

El objetivo del mandato M/490 es desarrollar o actualizar un conjunto consistente de estándares dentro de un marco común europeo, integrando una variedad de tecnologías de la información y las comunicaciones en la arquitectura de las redes eléctricas, desarrollando procesos y servicios asociados que permitan la interoperabilidad, y facilitando o permitiendo la implementación en Europa de los servicios y funcionalidades definidas por el SGTF con flexibilidad suficiente para acometer futuros desarrollos. Quedan fuera del mandato la automatización de los Hogares, Electrodomésticos, Edificios e Industria, si bien sus interfaces con la Smart Grid deben ser considerados dentro del mismo.

Los seis servicios de alto nivel que ha definido el SGTF son,

Facilitar la integración en las redes eléctricas de usuarios con nuevos requisitos.

Incrementar la eficiencia en las operaciones diarias.

Asegurar la disponibilidad, el control y la calidad de suministro

Facilitar una mejor planificación de las inversiones futuras.

Mejorar el funcionamiento del mercado y el servicio al consumidor.

Facilitar y promover un mayor y más fuerte involucramiento de los consumidores en el uso y gestión de su energía.

En el marco de esta estandarización, se espera que CEN, CENELEC y ETSI faciliten al menos la información siguiente:

1. Una arquitectura de referencia, que represente funcionalmente los flujos de datos de información entre los dominios principales y que integre todas las muchas arquitecturas de sistemas y subsistemas que los componen.
2. Un conjunto consistente de estándares, que soporten el intercambio de información, en forma de protocolos de comunicación y modelos de datos, y la integración de todos los usuarios en la operación del sistema eléctrico.
3. Un proceso y un conjunto de herramientas colaborativas para una estandarización continuada y sostenible que facilite la interacción de todos los agentes, mejore la arquitectura de referencia y el conjunto de estándares, y los adapte a nuevos requisitos.

En lo que atañe a los Organismos Europeos de Normalización (ESO), entre Junio 2010 y Marzo 2011 CEN/CENELEC/ETSI constituyó un JWG "Standards for Smart Grids" con el objetivo de elaborar un informe estratégico sobe los requisitos de normalización para implementar la visión europea de las Smart Grids, especialmente teniendo en cuenta las iniciativas del SGTF.

Por ello, a mediados de 2011 los Organismos Europeos de Normalización respondieron al mandato con un informe inicial sobre la normalización de las Smart Grids [2], identificando para cada uno de los temas específicos: generación, transmisión, contadores, industria, hogar y edificios, aplicaciones de demanda y respuesta; un modelo conceptual, un primer conjunto de los estándares existentes, las carencias y una serie de recomendaciones sobre el trabajo a realizar para cumplir con los objetivos del mandato. Así, dentro de la visión europea de las Smart Grids, los estándares constituyen herramientas ideales para lograr determinados objetivos como: interoperabilidad, modelos de datos armonizados, conjunto consistente de protocolos de intercambio de comunicación y de información, seguridad de suministro mejorada en el contexto de la infraestructura crítica, seguridad, privacidad y protección de datos robusta, y una adecuada seguridad de los nuevos productos y sistemas.

Este primer informe proporciona una visión general de las normas existentes, las actividades actuales, los campos de actuación y la cooperación internacional necesaria en este campo. El informe también identifica los pasos a seguir y propone recomendaciones relativas a las prioridades de normalización.

2.1 Smart Grid Coordination Group SG-CG

A partir de este primer Informe, los Organismos Europeos de Normalización constituyeron en Septiembre 2011 el Smart Grid Coordination Group, SG-CG, para coordinar estas actividades de normalización. El SG-CG no elabora normas, ya que estas se desarrollan en los comités y subcomités específicos de cada uno de los Organismos Europeos de Normalización: CEN-CENELEC-ETSI.

Los objetivos principales, a completar antes de 31/12/2012, son:

Proponer una estructura de respuesta final al M/490 por parte de los ESOs

Mantener y actualizar el informe elaborado por el JWG

Constituirse como una plataforma de discusión sobre las cuestiones de normalización futuras en el ámbito de la SG

Establecer alianzas con otros grupos que estén trabajando en este ámbito (UIT-T, …)

2.2 Foro de Coordinación Nacional Smart Grids, FCSG

En Abril del presente año AENOR, Asociación Española de Normalización y Certificación, constituyó el Foro de Coordinación Smart Grids, FCSG, con el objeto de seguir los diferentes informes de normalización horizontales en curso a nivel europeo e internacional, además de ser foro de debate y puesta en común de los trabajos y de establecer posiciones nacionales cuando corresponda. Su duración inicial es también hasta el fin de 2012. Después de 2012 se replanteará su continuidad, a la vista de cómo evolucionen los trabajos europeos e internacionales.

3 NORMALIZACIÓN DE LAS SMART GRIDS

Como se ha indicado, el SG-CG es el grupo de seguimiento de los trabajos de normalización que se llevan a cabo en CEN/CENELEC/ETSI, y lo hace en base a cuatro áreas de actividad, correspondientes a cuatro grupos de trabajo: Arquitectura de Referencia, Proceso Sostenible, Primer Conjunto de Estándares y Seguridad. En la Figura 2 se muestran los entregables de estos grupos de trabajo para finales del presente año.

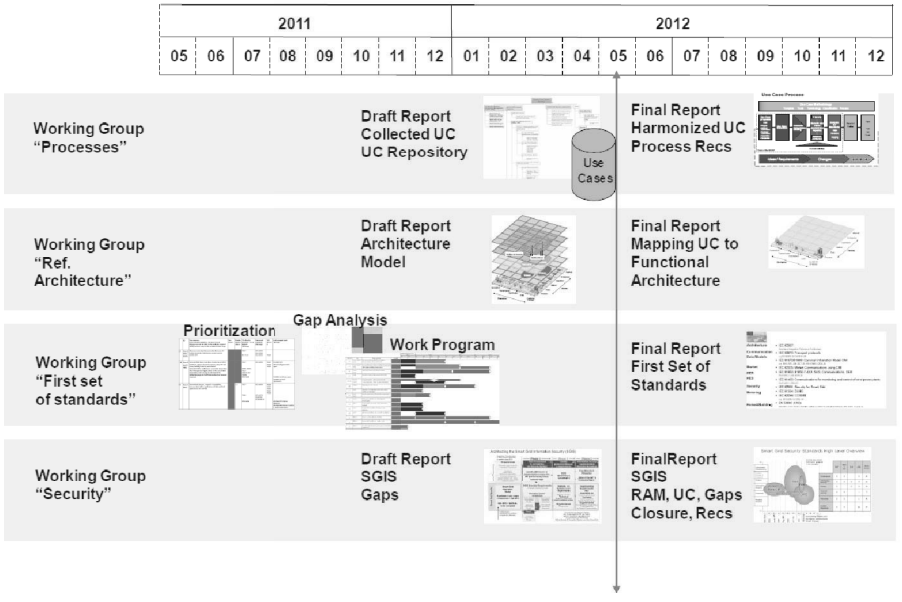


Figura 2. *Entregables del SG-CG*

A continuación se describe brevemente la actividad de coordinación y seguimiento de la normalización en cada una de éstas áreas.

3.1 Grupo de trabajo sobre Arquitectura de Referencia (WG RA)

Su objetivo final es producir un Informe Técnico a finales de año cuyo contenido principal incluye: El Modelo Conceptual Europeo y el Modelo de Arquitectura, SGAM (Smart Grids Architecture Model).

El Modelo Conceptual Europeo es una evolución del modelo conceptual norteamericano del NIST [3] que tiene en cuenta algunas particularidades del contexto europeo. La principal diferencia, ver Figura 3, es la necesidad de definir un mayor nivel de descentralización para

poder incorporar la generación de energía distribuída, DER, debido básicamente a la incorporación de energías renovables. Ello da lugar a un modelo conceptual que requiere un nuevo dominio, DER, con nuevos casos de uso, nuevos estándares y una nueva posible regulación.

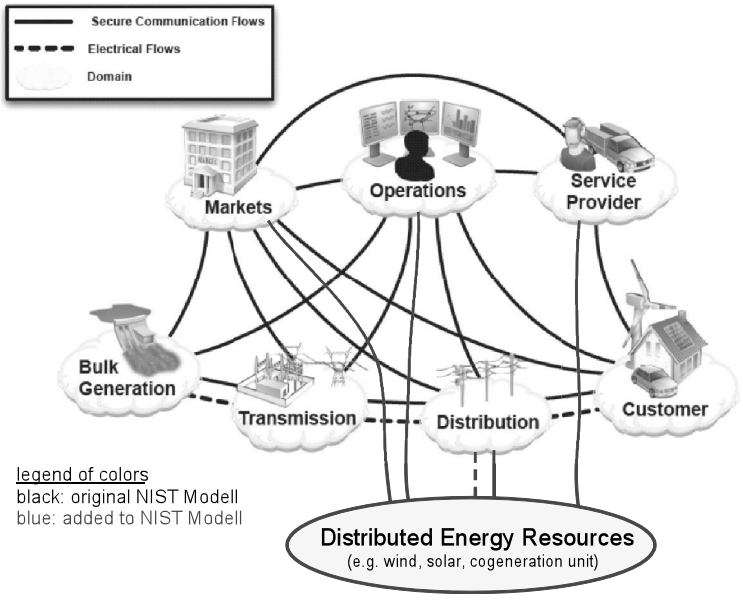


Figura 3. *Extensión del modelo NIST*

El Modelo de Arquitectura de Smart Grid, SGAM (Smart Grids Architecture Model) es un modelo, ver Figura 4, en cinco capas que permite una representación de todos los casos de interoperabilidad, de una manera tecnológicamente neutral, de las redes eléctricas actuales y las futuras Smart Grids. Este modelo se puede utilizar para plasmar los casos de uso y como éstos se soportan por estándares. Las cinco capas representan los objetivos de negocio y los procesos, funciones, intercambio de información y modelos de datos, protocolos de comunicaciones y los componentes.

En la capa de comunicaciones se identifican las diversas redes de comunicaciones que aplican a la capa de componentes, a las que se aplican diversas tecnologías: IEEE, IPv6, GSM, MPLS, SONET, etc. y protocolos estándar: Internet, PLC, acceso inalámbrico, etc. Después se relacionan los casos de uso y los requisitos de comunicaciones, p.ej. la función de respuesta a la demanda requiere un escaso volumen de datos y una latencia de segundos, pero una alta disponibilidad, seguridad y prioridad. Luego describe los perfiles de comunicaciones y, finalmente, las arquitecturas para cada red de comunicaciones.

3.2 Grupo de trabajo sobre Procesos Sostenibles (WG SP)

El grupo de trabajo sobre Procesos Sostenibles elabora la definición de los Casos de Uso y los requisitos técnicos de las aplicaciones en las Smart Grid. Recoge los casos de uso de la experiencia de los múltiples agentes que intervienen en la operación de las redes eléctricas. En este sentido, ya se han recogido más de 450 casos de uso. Para ello, el grupo elabora las plantillas, una lista de actores (se han identificado mas de 100), una descripción del proceso y está poniendo en marcha un repositorio para guardarlos.

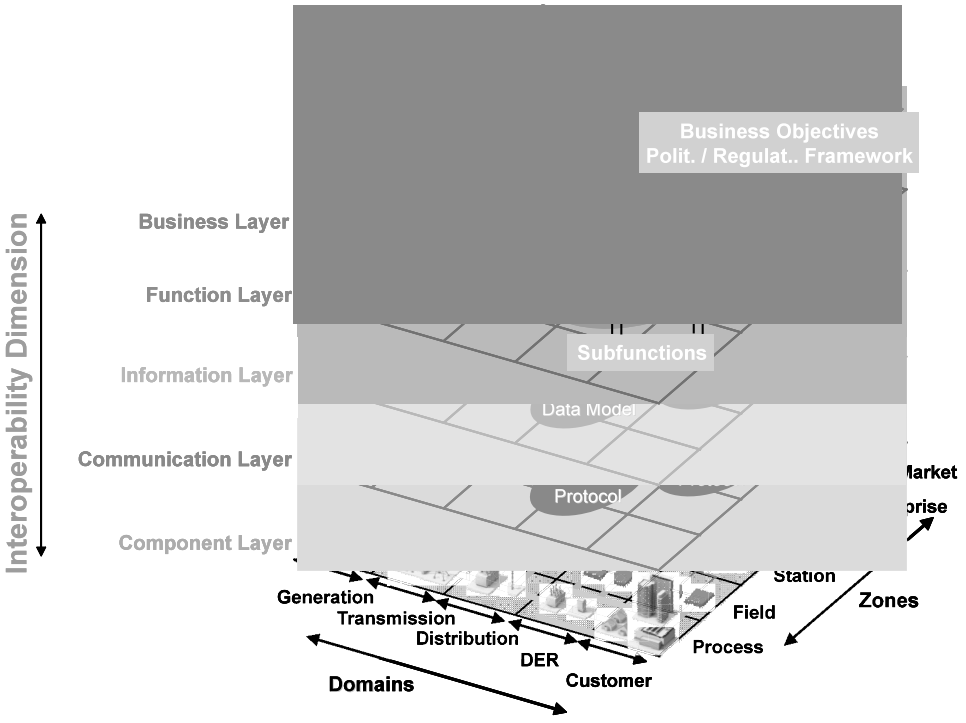


Figura 4. *Modelo de Arquitectura, SGAM*

3.3 Grupo de trabajo Primer Conjunto de Estándares (WG FSS)

El grupo de trabajo sobre el Primer Conjunto de Estándares, FSS, identifica las carencias (gaps) en los estándares actuales (en el primer análisis de 2011 se recogieron 32 carencias) por medio de los Casos de Uso, las prioriza y envía a los Comités de Normalización para definir un primer conjunto de estándares aplicable a las Smart Grids.

3.4 Grupo de trabajo en Seguridad (WG SGIS)

La seguridad es un requisito básico del Mandato M/490 y este grupo define y aplica los requisitos de seguridad a todas las áreas de normalización. Actualmente trabaja en la adaptación a las Smart Grids de los estándares genéricos ISO/IEC 27001 y 27002, en la IEC 62351 y en la NISTIR-7628. Por otra parte, analiza todos los estándares aplicables a las Smart Grid y revisa e incorpora los requisitos y procedimientos de seguridad.

4 REFERENCIAS:

[1] Final report of the CEN/CENELEC/ETSI Joint Working Group on Standards for Smart Grids.

[2] NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards. National Institute of Standards and Technology. U.S. Department of Commerce.

[3] M/490 Smart Grid Mandate. Standardization Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs) to support European Smart Grid deployment.

Evolución de la red eléctrica desde el paradigma del siglo XX hasta las Redes Inteligentes (Smart Grids)

AFBEL (Asociación de Fabricantes de Bienes de Equipo Eléctricos)

Este documento contiene las soluciones enfocadas al desarrollo de la red eléctrica inteligente del futuro que soporte una sólida estrategia energética, promueva nuevos modelos de negocio, contribuya al cumplimiento de los objetivos 20/20/20 (reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20%, ahorrar el 20% del consumo de energía mediante una mayor eficiencia energética y promover las energías renovables hasta el 20%) y posicione a España como líder de las infraestructuras eléctricas de la red eléctrica en Europa.

Las oportunidades que presenta el desarrollo de las RRII se basan en que: 1) Las tecnologías necesarias están ya disponibles; 2) El esfuerzo para la puesta en marcha de estas tecnologías será eficiente con la condición de disponer de un entorno jurídico, fiscal y reglamentario dirigido a su integración como instrumento de la política energética del país y a la modificación del comportamiento de los usuarios. Y 3) Estas tecnologías son vectores de los oficios y empleos del mañana.

Con esta publicación, AFBEL quiere promover y reforzar la colaboración con la industria y el Estado ante un nuevo paradigma energético del siglo XXI, que será eléctrico, ecológico y eficiente.

Posición de los fabricantes de AFBEL en relación a la evolución de la red eléctrica

Palabras clave: redes inteligentes

INTRODUCCIÓN

Durante el pasado siglo la sociedad y la economía han evolucionado hacia la utilización de la electricidad como la forma más universal de proveer de energía a sus máquinas, tanto en la industria como en los hogares, con independencia del origen de la energía primaria. Simultáneamente, la conciencia de las consecuencias negativas de los gases de efecto invernadero, procedentes de los combustibles fósiles, sobre el medio ambiente, ha propiciado la utilización de energías primarias de carácter renovable, algunas de las cuales son difícilmente gestionables.

La necesaria integración de estos recursos energéticos junto a la dificultad de construcción de grandes infraestructuras (líneas, plantas de generación, subestaciones…), derivada de la sensibilización social ante ellas, unida al enorme incremento en el consumo de electricidad, supone un reto para la red eléctrica que se ve forzada a operar cada vez más próxima a sus límites de estabilidad.

La liberalización del mercado eléctrico contribuye también a aumentar la complejidad de la gestión de la red, introduciendo nuevos actores en el mercado (comercializadores, agregadores, proveedores de servicios energéticos, consumidores que son a su vez pequeños generadores dispersos,…) dispuestos a participar y competir en el nuevo escenario.

OBJETIVO

El objetivo de este documento es establecer la posición de las empresas que componen AFBEL (Asociación de Fabricantes de Bienes de Equipo Eléctricos) frente a la evolución de la red eléctrica, desde el paradigma del siglo XX, hacia lo que se ha definido como Red Inteligente (Smart Grid), un nombre que ha hecho fortuna y describe el aspecto fundamental del paradigma eléctrico del siglo XXI.

POSICIONAMIENTO DE LOS FABRICANTES DE BIENES DE EQUIPO ELÉCTRICOS

La respuesta a esta situación pasa por la utilización de un conjunto de tecnologías, por fortuna disponibles, como vehículo para dotar de inteligencia a la red eléctrica, sobre todo a nivel de distribución. Las diferentes tecnologías de comunicación se despliegan en un auténtico sistema nervioso que conecta nuevos dispositivos de captación y proceso de información, entre sí y con aplicaciones de software que convertirán a la red en un sistema capaz de reaccionar de forma autónoma ante las cambiantes condiciones de operación. Electrónica de potencia, dispositivos de almacenamiento, vehículos eléctricos,… ya forman parte del nuevo paisaje tecnológico en torno a la red eléctrica.

Pero además de la tecnología, es necesario introducir cambios en el sistema regulatorio para crear un espacio estable de participación de todos los actores involucrados que incentive la inversión necesaria para el despliegue de la inteligencia en la red así como la investigación, el desarrollo y la innovación (I+D+i) que proporcione soluciones industriales, óptimas y eficientes. Las empresas que constituyen AFBEL son conscientes de su responsabilidad como actores y proveedores de tales soluciones y aceptan el reto de mantener el esfuerzo en I+D+i necesario para colocar y mantener a nuestro país en una posición de liderazgo en la evolución hacia el nuevo paradigma.

El concepto de redes inteligentes surge de la conjunción de una serie de tecnologías preexistentes, algunas de ellas desarrolladas en otros campos, para atender a la evolución iniciada en las redes eléctricas como respuesta a los nuevos objetivos de integración de energías renovables, a la contención de las emisiones de gases de efecto invernadero, a la eficiencia energética y a la creciente sensibilización social ante el despliegue de nuevas infraestructuras eléctricas (efectos sobre la salud, deterioro de valores paisajísticos, cuidado del medio ambiente…). Estos objetivos establecen un nuevo escenario social que da lugar a nuevas necesidades tecnológicas, cuyo desarrollo pleno requiere de un cambio en el contexto regulatorio, legal y normativo.

Aunque, como hemos dicho, la mayoría de las tecnologías de base necesarias para el despliegue de las redes inteligentes existen en la actualidad, su adaptación al entorno de la red eléctrica, en términos de robustez y coste, exige un esfuerzo muy fuerte de I+D+i para el desarrollo de los productos necesarios por parte de las empresas fabricantes. La mayor parte de los equipos que formarán parte de la futura red eléctrica en los próximo años, está por desarrollar o desarrollándose en este preciso momento. Por otra parte, el despliegue de los sistemas y equipos que la adaptación de la red actual, precisa supone una inversión de gran envergadura a acometer por parte de las compañías eléctricas.

El esfuerzo innovador y de implantación requiere políticas económicas de apoyo a la I+D+i que estimulen el esfuerzo inversor a la vez que orienten sus objetivos. Igualmente, en el caso de las compañías eléctricas es necesario un marco retributivo adecuado, así como la estabilidad regulatoria suficiente para crear un escenario que incentive la inversión.

Pero además de desarrollar y mantener políticas y regulaciones que no desanimen la inversión, se precisan modificaciones que creen un espacio adecuado para el desarrollo de nuevos modelos

de negocio de prestación de servicios energéticos y para la participación activa de los consumidores como generadores y como parte de programas de gestión de la demanda.

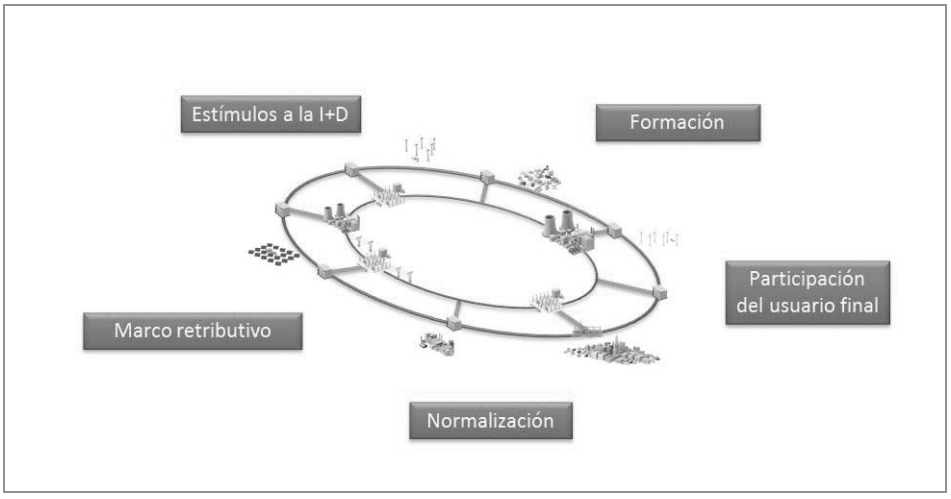


Figura 1. Claves del nuevo escenario

En la implantación de una red inteligente intervienen un gran número de suministradores de equipos, productos y sistemas interconectados entre sí. Diferentes tecnologías de generación, comunicaciones, proceso, medida, gestión… convivirán en una red eléctrica en continua evolución y proporcionando servicios y enfrentando problemas no previstos hasta ahora. Para que todos esos dispositivos funcionen coordinadamente, es necesario que el cuerpo normativo evolucione, adaptándose y completando sus carencias, contemplando todos los aspectos relevantes: condiciones ambientales, compatibilidad electromagnética, emisión de radiaciones, protocolos de comunicaciones, medida, interconexión física, protección de datos… Si esto no se hace, el resultado será un conjunto caótico de equipos y sistemas, en lugar de un sistema formado por dispositivos interconectados de forma cooperativa.

Uno de los factores esenciales de las redes inteligentes es la seguridad en las comunicaciones. La red o redes de comunicación deben disponer de los medios necesarios para protegerse y proteger la información que fluye por ellas. Surge una nueva tecnología, la seguridad cibernética o ciberseguridad que, dado el carácter estratégico de la red eléctrica y el carácter confidencial y personal de mucha de la información afectada, debe ser tenida en cuenta no solo por las instituciones y cuerpos tecnológicos, sino también por las propias administraciones de los estados.

Otro factor clave para el desarrollo de las redes inteligentes es la existencia de profesionales altamente cualificados que canalicen el conocimiento de las tecnologías en juego hacia la innovación y la evolución de la red eléctrica. Para ello es necesario que la sociedad promueva, a través de sus instituciones educativas, la formación tecnológica y disponga los medios necesarios para retener, dentro de nuestro sistema industrial y económico, a los graduados formados en nuestras escuelas y universidades. En caso contrario no se generarán el conocimiento necesario y/o nuestros jóvenes buscarán su desarrollo profesional fuera de nuestro país, con la consiguiente pérdida de la inversión y los recursos empleados en su formación.

CONCLUSIONES

En resumen, la sociedad y sus instituciones deben:

Incentivar las inversiones, actuando sobre la regulación y desarrollando programas de ayuda a la I+D+i.

Ayudar a desarrollar un sistema normativo y de estandarización abierto y que cubra todos los aspectos necesarios.

Incentivar la participación de los consumidores finales como elementos activos de la red eléctrica.

Estimular la formación de investigadores y profesionales en aquellas líneas tecnológicas que garanticen la disponibilidad de los conocimientos necesarios para el desarrollo y transformación de la red eléctrica.

Recordar que las redes inteligentes no constituyen un objetivo a alcanzar en un solo paso, sino un proceso incremental e interactivo entre diferentes tecnologías y objetivos de política ambiental y sostenibilidad energética. No se trata de revolución o cambio a realizar en un corto plazo de tiempo, sino de una evolución sostenida que ha de unir a los diferentes actores e instituciones políticas y económicas, en la consecución de un mercado eléctrico y una red eléctrica que garanticen los objetivos de:

Sostenibilidad

Fiabilidad del suministro eléctrico

Minimización del impacto medioambiental

Vulnerability Test Business Opportunity for Smart Grid Communication System Certification

A. Bartoli*, J. Hernàndez-Serrano†, M. Soriano*†, M. Dohler*, A. Kountouris‡ and D. Barthel‡.
***Centre Tecnològic de Telecomunicacions de Catalunya (CTTC), Spain**
†Universitat Politècnica de Catalunya (UPC), Spain
‡Orange, France Telecom (FT), France

Resume: Smart grid concept provides a solution to the growing recognition that current utility grids need an ICT deployment infrastructure to improve efficiency. Wireless machine-to-machine (M2M) networks are a key technology to allow advanced smart gird services. Due to wireless channel nature and high number of threats, security is a top-priority issue for reliable smart grid networks implementation.

Governments, engineers and utility companies have to work together to provide and safeguard smart gird services. Notably, governments have to define appropriate policies to protect citizens especially regarding privacy issues; engineers have to properly define new protocols to guarantee security and efficiency for every smart gird network; utilities have to respect the state's policies by applying engineer's techniques.

Once this system is in place, third party companies will test smart grid communication networks to evaluate their reliability and eventually provide a stamp of certification. This sign will allow the identification of trustable communication systems which are able to respect state's policies with advanced security techniques. Unsecure smart grids can bring down entire countries, therefore, security certifications would be able to meet consumer expectations, such as guaranteeing privacy, and save the telecommunication companies' investments without great costs.

Topic: New opportunity and business model in Smart Grid context

Keywords: Smart Grids, wireless M2M networks, security, privacy, certification

1. Introduction

Smart grid is the natural evolution of the traditional electric system because current global trends in primary services supply and consumption are patently unsustainable; environmentally, economically and socially. The scientific community believes that the future of human prosperity depends on how successfully we (people) tackle and understand the necessity for efficiency to maintain our quality of life [1]. This means, for example, securing the supply of reliable primary services with the support of advanced technologies and new communication protocols.

It would be overly simplistic, and probably a big mistake, to believe that advanced networking technologies can simply be added into old grid's critical infrastructure (to make it "smarter") or that citizens, and thus smart grid's consumers, can accept critical data transmission without

adequate security and privacy-preserving solutions (to make it "reliable"). New mechanisms are absolutely necessary to properly support new services and thus to approach the two principal sides of smart grid: the service-provider and the service-consumer.

In addition, since smart grid network is a complex "system of systems" [2], due to the high number of communication paradigms and possible applications proposed in this scenario, the number of possible threats increases every day more. This is mainly why governments and communities are stressing for the necessity of security for every kind of smart grid communication systems implemented there. In this context, security is studied in terms of reliable communication and privacy. Reliable communication can be easily achieved with current protocols for secure transmissions while there is still work to be done in terms of protecting consumer's privacy [3].

However, assuming that i) security is a key actor for smart grid reliable implementation; ii) new mechanisms will be implemented in this scenario; iii) smart grid will enter for the first time into the most intimate spaces of every citizen; iv) huge investments can be under risk if reliability is not guaranteed in every moment of smart grid lifetime; v) smart grid product can fail if the consumers have marked it as insecure; vi) unsecure electric grid can create unpredictable energy crises, third party companies which specifically focus on security and certification, are necessary to provide secure services to smart grid consumers and thus make the future of all citizens more stable and reliable.

This paper aim to present a novel business opportunity that can be generated into smart grid scenario. Our proposition provides a necessary tool for the future smart grid networks. Considering the dynamic nature of security and the importance of reliable networks, we evaluate that company able to study the possible smart grid threats and in addition challenge the new vulnerability identified, are absolutely necessary for future communities. Certification is the only way to distinguish from secure-tested networks to unexplored-untested ones.

The remainder of the paper enumerates smart grid ICT paradigms, explores security in these communication technologies and analyzes a road-map to solve the secure smart gird framework problem. It concludes by presenting the proposed business opportunity, the vulnerability tests that can be used to provide secure certifications to smart grid networks and a brief cost analysis.

1.1 Smart Grid ICT

With the integration of advanced technologies for achieving smarter grid infrastructure, a huge amount of data from different applications will be generated. This volume of information allows next-generation services but it also brings new challenges to networks administrators. First of all, communication systems must be studied in terms of general specifications and possible vulnerabilities. Second, these vulnerabilities must be solved with cost-effective solutions. Third, based on ICT benefits and drawbacks, the most efficient communications infrastructure has to be design to handle the output data and deliver secure and reliable services to the end-consumers. Following we present the main communication technologies used to enable smart grid services. They are bravely described, in order to identify the critical communication paradigms regarding security issues:

***-Satellite Technology**:* Surveying technologies, such as satellite communication, are implemented when applications are related to physical assets monitoring or geographical positioning. This technology permits to operate the following applications: grid security processes, grid monitoring, Global Positioning System (GPS) for time/location detection, Geographic Information System (GIS) for overall visualization, analysis and data banking, and emergency communication infrastructure in case of natural disasters.
***-Wired Technology**:* According with the common knows wired technology is the most secure way to transmitting/ receiving data. Nevertheless, wired systems require slow and expensive processes for their installation. Due to their characteristics, considering today smart grid projects, wired systems are implemented only when wired infrastructure already exist or when the volume of data that have to be supported is too high for wireless channels. In a few words, wired technologies proportional the main backbone for data exchanging for all the citizens' applications. The main wired communication technologies implemented in smart grid are: PLC, Fiber communication and DSL/ADSL.
***-Wireless Technology**:* Wireless devices have been gaining popularity in recent years. Cellular phones, smart phone and wireless local area networks (WLAN) diffusion have driven demand for new wireless applications. Wireless communications permit to travel information without the need of expensive infrastructure and they are mainly used for applications where the amount of data exchanged is not excessive. New wireless entities in smart grid, which allow Application Management Interface (AMI) benefits, are those devices that are able to operate with energy-efficient communication protocols. They are commonly related to M2M technology. However, the main wireless communication technologies used in smart grid are: GPRS/GSM/UMTS, low-power wireless networks and WLAN/WiMAX.

1.2 Smart Grid Security

In smart gird systems, satellite, wired and wireless technologies are supporting each other to extend the range of possible next-generation applications for energy supply. Wireless networks, for example, exchange the data captured for AMI applications while wired technologies are used to send the data directly to the final gateway. Vice-versa, wired systems are monitored with wireless sensor networks to identify possible outages on these networks. In a few words, smart grid can be seen as a complex system of communication networks where wireless technology represents the real innovation; these distributed networks are able to improve energy management through cost-effective communication protocols.

However, despite the benefits bring from wireless networks, they also raise new challenges regarding security and especially considering privacy issues in smart grid scenario. If users deem a system as insecure for him or his privacy, it will not be able to establish itself successfully in the market. Especially for this reason, security requirements and threats have to be studied for those wireless networks that will have central roles for future smart grid deployment. Considered cellular or internet wireless networks, years of experience and experiments can guarantee their security. Instead, taking into account wireless embedded networks, such as low-power metering networks, security and privacy still need to be studied to guarantee an adequate level of reliability. In this section we present a complete roadmap, Figure 1, to provide a secure framework to smart grid networks. In our opinion, smart gird is a complex concept and the success of this vision strictly depends on how entities of different fields can

work together and coexist in the same reality. Taking into account security, we have identified four entities involved to define a secure smart grid framework. These entities are:

-Engineers: engineers must deal with communication and security problem from a technological standpoint. Efficient smart grids will use new communication paradigms that will enable new services to improve the citizens' quality of life. In this context, new vulnerabilities are emerging every day more complex, therefore engineers must collaborate with governments or private entities to provide efficient solutions to ensure the services supply.
-Governments: governments must take responsibility for ensuring the right of every citizen. At this time many private entities are working on this field, such as private companies that are responsible to ensuring consumers privacy. This must change because smart gird will enter into the private space of every citizen and a possible threat to a single person can become a threat to a collectivity and to an entire country as well. Governments must define policies for secure smart grid networks and these policies must be guaranteed with strict and rigorous regulations.
-Utility companies: given that this vision of new electric system will bring new services, providers of these applications have to protect this huge amount of data. This data must be protected from outside intruders and from possible insiders misuse as well. This is the meaning of respect for end-consumer privacy in smart gird. Governments must provide regulations for data protection, technicians must provide mechanisms to safeguard them with efficient solutions and utility companies should apply these techniques to enforce the laws and provide improvements for services supply.
-End-consumers: consumers are required to inform themselves about the dangers of smart grid. They have to ensure that the services they are using meet their rights and comply with the law. Living in a community or into an agglomeration of people has as a consequence that a threat to an individual may also involve other people. Connecting people and objects with advanced technologies is clearly an opportunity, but at the same time can open the door to new threats in case of misuse.

After have analyzed a secure framework which depends on the interactions of engineers, governments and utility companies, we can now present the proposed business opportunity.

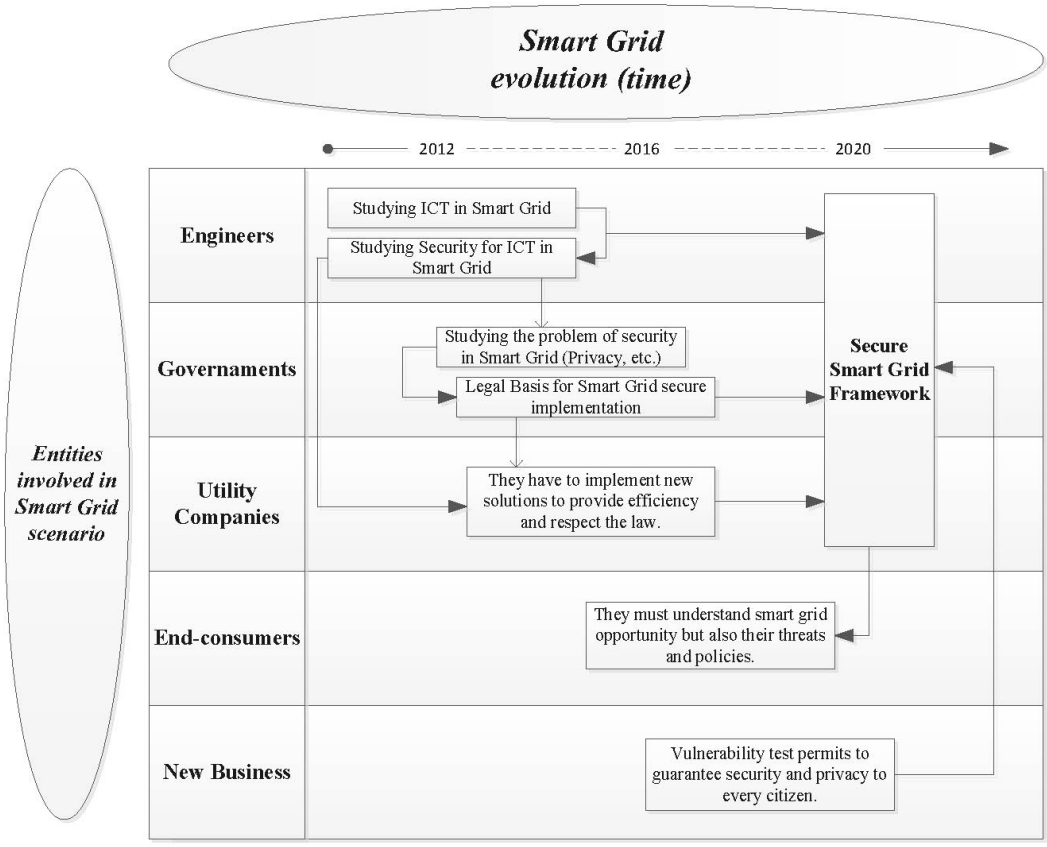


Figure 1, secure smart grid framework roadmap.

2. Paper Objective

Due to wireless devices capabilities, such as M2M nodes, the security solutions used for traditional communication systems are not feasible for smart grid wireless low-power networks. In addition, the potential legal risks regarding privacy must be considered. In the Netherlands, electricity distributers were ready to roll out a Smart Metering program they believed satisfied all the necessary data protection regulations, only to have the entire program stopped when the government decided otherwise. Summarizing, the main reasons which justify the proposed business opportunity is:

1-Smart grid successful deployment strictly depends on M2M wireless networks.
2-Smart grid wireless networks are still not really secure.
3-A complete secure smart grid framework regarding security is still missing thus several telecommunications companies are deploying their smart grid networks independently, without a common guideline and without be supported from governments.
4-Citizens or governments are able to block future and present smart grid projects due to regulations and privacy issues.

With that said, is clear that this paper emphasizes the importance to create companies which focus on security for smart gird communication networks, analyzing the consumer and government policies and hence meeting the service providers' requirements. This company

should test the proposed communication system with vulnerability verification tests and eventually provide certifications. The final result will be an entity able to save the telecommunications investments respecting consumer expectations.

3. Business Opportunity Description

In this section we present the proposed business opportunity describing several issues: general information for solid background, vulnerability tests, the importance of certification and which is the business opportunity cost for smart grid networks.

3.1 Business Opportunity Overview

The proposed business opportunity should focus on the smart grid security networks requirements and should provide reliable tests to evaluate the smart grid security systems capabilities, figure 2. Based on the secure smart gird framework definition, it should verify the efficiency of the networks and when is possible provide certifications. The possible verification tests and certifications are following described.

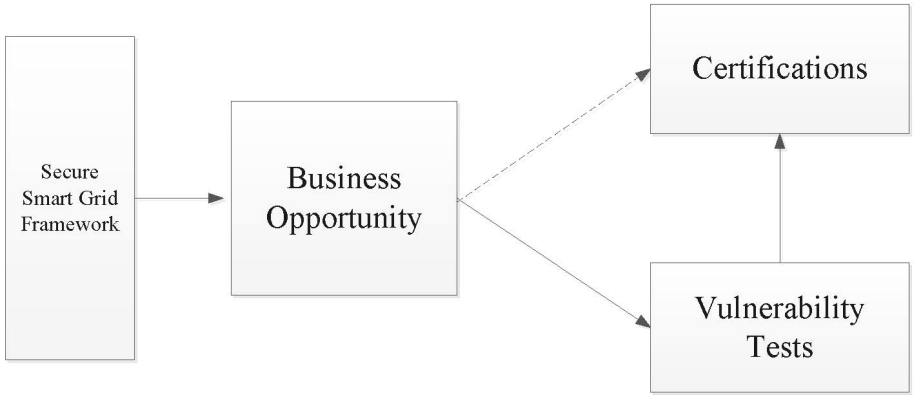


Figure 2, business opportunity scheme.

This novel business can offer a range of benefits without great cost comparing the magnitude of the problems in case of unsecure networks would be used; insecure smart grids can bring down entire countries. Secure certification would result in:

-To find smart grid networks vulnerabilities.
-To safe smart grid product.
-To safe utility companies investments.
-To distinguish secure-tested smart grid networks from untested ones.
-To convince smart grid end-consumers of smart grid reliability.
-To support utility quality of services, regarding security.
-To support governments when special policies are in place, this is the case of privacy.
-To improve the security of smart grids with expert technical teams that should collaborate with security researchers as well.

3.2 Vulnerability Test

Software and firmware are the programmable components of a computing environment. Errors or oversights in software and firmware design, development, and deployment may result in unintended functionality that allows attackers or other conditions to affect, via programmatic means, the security of the data. These errors and oversights are discovered and reported as vulnerability instances in platform software and firmware. The proposed business opportunity uses vulnerability test to evaluate the quality of the software implemented in smart grid networks and when communication systems respect the specifications, which should be defined from technical and administrative committee, they receive certifications. Vulnerability tests that can be used to evaluate smart grid software quality are:

-Communication vulnerability test. Secure communication is provided when at least confidentiality, integrity/authentication and availability (CIA) are guaranteed. This test evaluates the mechanism used to allow communication during the normal traffic process. Important issues here are represented from those mechanisms, such as key management, that provide secure and fresh keys to the cryptographic protocols used for CIA.
-Jamming vulnerability test. Jamming attack consists into disturbing the communication link through signal noise and thus forcing retransmissions. This attack is particularly dangerous when the transmission operates through wireless channel. This test evaluates the network reliability when a jamming attack is in place.
-Exhaustion vulnerability test. Exhaustion attack consists into engaging a device into a meaningless packet exchange to exhaust its resources and to delay the normal traffic processes. This attack is particularly dangerous when the network implements constrained devices. This test evaluates the mechanism implemented to guarantee availability and efficiency.
-Traffic Analysis vulnerability test. Taking into account smart metering services, the frequency and size of the messages exchanged between the consumer and the utility may be efficiently adapted to the consumption patterns and requirements of different customers and companies at different times. Under these assumptions, message encryption is insufficient to mitigate all possible kinds of privacy risks derived from network eavesdropping. Concealing the content of data packets hinders attackers in their efforts to learn the information exchanged, but does not prevent those attackers from unveiling who is communicating with whom, when, or how frequently. This test evaluates in which way the network avoids traffic analysis.
-Node compromise vulnerability test. Given the nature of some smart grid capillary and distributed networks, the security system in place has to be self-healing to react when an invalid node is identified. Since some devices are left unattended for years of operation without the possibility of human intervention, an attacker can be able to take the control of a node that previously was valid and to program it to operate wrongly. This test thus evaluates the mechanism used form smart gird networks when an invalid node is identified.
-Privacy Enhancing Technology (PET) solutions vulnerability test. PET solutions are a key issue of smart grid. Since smart grid will enter for the first time into the most intimate spaces of every citizen, privacy has to be guaranteed for every service-consumer. This test thus evaluates which PET solutions are offered to the end-consumers, such as anonymous-communication techniques. This examination should be used also to evaluate whether the communication system respect the regional/national/continental regulation considering privacy.

These tests are the main verification poofs that can be used to evaluate smart grid networks. However, much more examinations are possible. For several reasons all of them are not described in this business opportunity proposition.

3.3 Certifications

Certification refers to the confirmation of certain characteristics of an object, person, or organization. This confirmation is often, but not always, provided by some form of external review, education, assessment, or audit. Loosely speaking, the provision by an independent body of written assurance (a certificate), ensures that the product, service or system in question meets specific requirements. Organizations and companies often want to get certified, although certification is not a requirement, because it guarantees the efficiency and effectiveness of company operations.

Since smart grid can provide different level of security, the proposed business opportunity should provide several kinds of certifications. Governments should consider smart grid threats and provide adequate regulations on security issues. For this reason, certifications that are optional today may be obligated in the future. The proposed certifications are:

-Privacy certification: this certification should be provided to the entities that allow smart grid services with privacy preserving techniques. While one cannot object to the appealing improvements enabled by smart gird technologies, the privacy risks posed by the submission of frequent, data-rich measurements cannot simply remain overlooked. The extensive literature on privacy for the smart grid abounds with very real examples of issues derived from smart metering [3, 4]. Figure 3, adapted from [5], plots the consumption of power over time in an individual household, recorded on a minute-by-minute basis, presented to support the fact that a surprising amount of individual and social behavioral patterns may be inferred from it. However, privacy requirements in smart metering can be provided with PET solutions, even if they are originally intended for different applications. This issue still needs more research but privacy requirement is a key component for smart grid success.

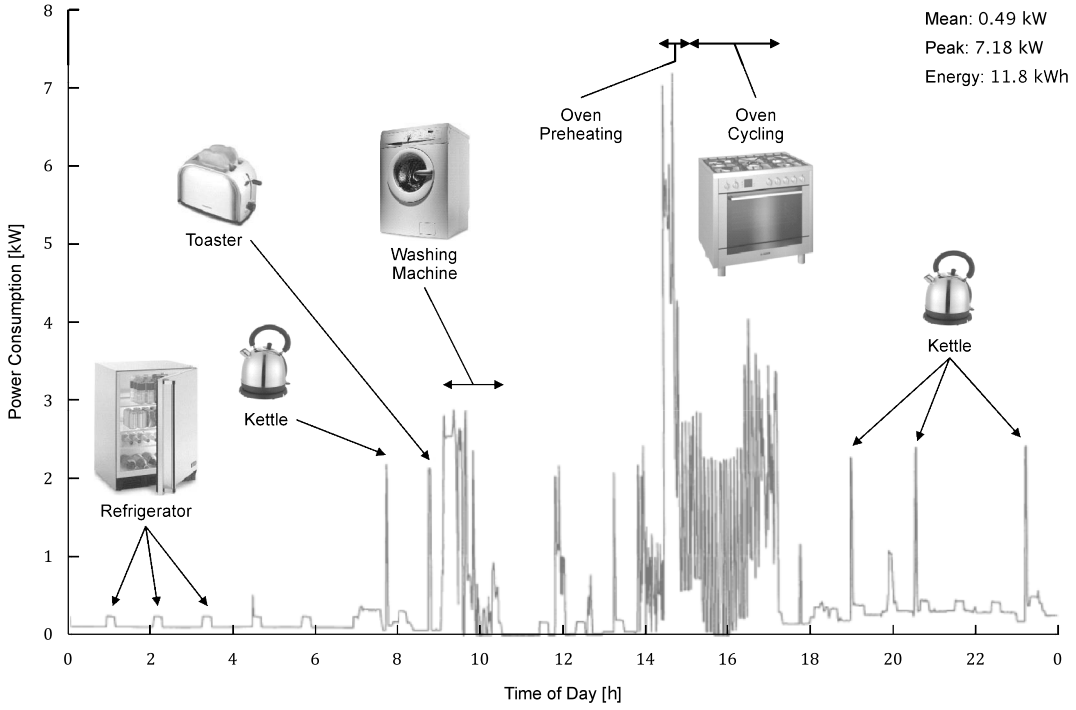


Figure 3, example of electricity consumption over time for an individual household, adapted from [5].

-Communication certification: this certification should be provided to the entities that allow secure communication. Basic smart grid communication requirements are: confidentiality, integrity/authentication and availability. Simple vulnerability tests to evaluate the efficiency of the mechanisms that should provide these security requirements are able to quantify the network reliability.

-High security certification: this certification should be provided to the entities that not only allow secure communication but efficient mechanisms to protect the networks from advanced threats as well. As was described above, smart meters enable two-way communication channels between meters and central systems. These devices are able to reach the destination point by using a complex M2M communication system. M2M networks are the real evolution carried from smart grid projects and these technologies are mostly based on wireless networks and devices with limited capabilities. However, advanced threats, such as jamming or exhaustion Denial of Service attacks, are able to block the network communication and preventing the service distribution or availability. High security networks should be certificated when these networks are able to allow secure communication when the service is running in normal fashion but when is under attack as well. Possible solutions for jamming and exhaustion threats are frequency hopping techniques and authentication preamble mechanism [6].

3.4 Business Opportunity Cost

Taking into account the importance of smart grid for future smart city, we understand that this new networks are absolutely a need for our society. However, to connect smart meters and utility with two-way communication channel is only an opportunity if these networks are secure for the entire networks lifetime.

Regular vulnerability tests and thus certifications are possible with cheap tools that can range from a simple PC to several machines and smart devices. However, which is the cost if smart grid networks are insecure? Is it possible to estimate the magnitude of disasters that may happen when insecure smart grid networks are used?

In our opinion security and privacy are two key actors for the globally success of smart gird and they should be always guaranteed. Governments should understand the importance of these requirements and they should define strict policies to first clarify the standard secure smart grid framework to utility and second to promote smart grid diffusion. These policies are absolutely necessary to avoid unpleasant situations and wasting of money, such as Netherlands smart metering case [7].

4. Conclusion

Considering that vulnerabilities can always emerge, companies in charge of studying smart grid communication systems and providing secure solutions to new threats, are necessary. Unsecure smart grids can bring down entire countries, therefore, security certifications would be able to meet consumer expectations and save the telecommunication companies' investments.

Acknowledgment
This work has in part been supported by a France Telecom research contract on M2M security as well as the EU project ICT-258512 EXALTED.

References

[1] S. Karnouskos, P. G. Da Silva and D. Ilic, "Energy services for the smart grid city," in *6th IEEE Int. Conf. Digital Ecosyst. Technol., Complex Environ. Eng. (IEEE DEST-CEE)*, Campione d'Italia, Italy, Jun. 2012, pp. 1–6.

[2] Gungor, V.C.; Sahin, D.; Kocak, T.; Ergut, S.; Buccella, C.; Cecati, C.; Hancke, G.P.; , "Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards," *Industrial Informatics, IEEE Transactions on* , vol.7, no.4, pp.529-539, Nov. 2011 doi: 10.1109/TII.2011.2166794.

[3] National Institute of Standards and Technology (NIST), Smart Grid Interoperability Panel, Cyber Security Working Group, "Guidelines for Smart Grid Cyber Security: Vol. 1, Smart Grid Cyber Security Strategy, Architecture, and High-Level Requirements," and "Vol. 2, Privacy and the Smart Grid," NIST Interagency Rep. 7628, Aug. 2010.

[4] E. L. Quinn, "Privacy and the New Energy Infrastructure", *Social Sci. Res. Netw. (SSRN)*, Feb. 2009.

[5] G. Wood G and M. Newborough, "Dynamic energy-consumption indicators for domestic appliances: Environment, behaviour and design," *Elsevier Energy, Bldg.*, no. 35, pp. 821–841,

[6] 2003.
A. Bartoli, J. Hernandez-Serrano, M. Soriano, M. Dohler, A. Kountouris, D. Barthel, **Optimizing Energy-Efficiency of PHY-Layer Authentication in Machine-to-Machine Networks**, in Proceedings of IEEE Global Communications conference exhibition & industry

[7] Forum (GLOBECOM 2012), 3-7 December 2012, Anaheim,California (USA).
Wilmer Heck, "Smart energy meter will not be compulsory", 2009. [Online]. Available: http://vorige.nrc.nl/international/article2207260.ece

Proyecto Smart Grid EMCALI (Colombia)

Francisco José Arenas Pérez. Telvent

Resumen: Emcali es una multi-utility de Santiago de Cali (Colombia) que proporciona energía eléctrica, agua y teléfono a más de 570.000 clientes. Gracias a las soluciones smart grid de Telvent, EMCALI puede controlar y tener un mejor conocimiento sobre el estado global de su red. El desarrollo de Telvent ha dotado a la utility de la capacidad de procesar e integrar datos de campo en tiempo real, prever demandas de carga y modelar mejor la generación distribuida en toda su red, así como realizar una mejor y más eficiente distribución de la energía en su red.
El sistema suministrado por Telvent dará también soporte en los casos de interrupción del servicio, gracias a su capacidad de autorrecuperación y respuesta ante incidentes, identificando la localización exacta del fallo y facilitando automáticamente recomendaciones sobre la mejor manera de restaurar el servicio a los operadores. Estas funcionalidades han permitido a EMCALI reducir el número de incidencias y los tiempos de respuesta a esas incidencias, aumentando la fiabilidad global de la red.

Área temática: Smart Grid

Palabras clave: Smart Grid

1. TEXTO PRINCIPAL

Introducción

Emcali, ante los problemas existentes de eficiencia en la operación de la red, decide renovar sus sistemas de gestión y control de la distribución eléctrica. Esta renovación se realiza en dos fases, una primera en la que se automatizan las subestaciones incluyendo dispositivos para la adquisición de datos de calidad de la red y una segunda en la que se renueva el centro de control.

Objetivo

El objetivo principal de Emcali es el de mejorar la eficiencia en la operación de la red para así dar un mejor servicio a sus clientes. Para lograr este objetivo global establece una serie de objetivos individuales:

- Completar la automatización de todas las subestaciones
- Adquirir toda la información de las subestaciones en un Centro de Control y poder operar sobre las mismas en un entorno centralizado
- Mejorar el tiempo de resolución de incidencias

- Cumplir la nueva normativa CREG097 que establece los criterios de calidad de servicio (tiempo de atención, energía no suministrada, etc.) y además, obliga a identificar todos los componentes eléctricos que suministran energía a un cliente,
- Proporcionar herramientas completamente integradas para la toma de decisiones en tiempo real que ayuden a la operación de la red

Presentación resumida de datos y resultados

I. Situación de partida

La red de Emcali no está automatizada. La operación se realiza de forma manual por personal en campo. No existe un sistema de control de la red eléctrica ni un sistema de gestión de incidencias. Así, los clientes no tienen información acerca de incidentes existentes en los que pueden estar involucrados, el call center no puede determinar si un cliente que reclama por falta de servicio está afectado por una incidencia existente o por una nueva, el tiempo de resolución es grande y además no pueden dar información a los clientes del tiempo estimado de restauración de servicio. Esta situación provoca la insatisfacción de los clientes y penalizaciones por energía no suministrada.

II. Desarrollo del proyecto

Fase 1. Automatización de la red eléctrica

Para la automación de la red eléctrica, se instalan los siguientes dispositivos de campo

- Unidades concentradoras de datos en Subestación Saitel 2000DP
  - Protocolo 61850 nativo con relés de diferentes fabricantes
  - Comunicación con el centro de control (SCADA)
  - Adquisición directa de campo
  - Envío de comandos a relés 61850
- Equipos de telecontrol de media tensión (MRC100E) para 150 postes distribuidos por la ciudad de Cali, protocolo IEC 104 via GPRS
  - Reportando información al centro de control

- Ejecutando comandos sobre interruptores y reconectadores de manera remota.

Fase 2. Sistemas de gestión, análisis y control

Para maximizar el beneficio de la automatización de la red eléctrica son necesarios los sistemas de gestión, análisis y control de la misma. En este sentido Telvent suministra los siguientes sistemas dentro del proyecto:

- Sistema de gestión de activos ArcFM sobre sistema de información geográfico ArcGIS (ESRI)
  - Sistema de gestión de activos
  - Base de datos única
  - Sistema de edición simultánea / multiusuario
  - Traza aguas arriba / aguas abajo
  - Control QA / QC
  - Herramienta automática de producción de planos
  - Modelo de red exportable en formato CIM (xml)

- Sistema SCADA "OASyS DNA 7.5"
  - Arquitectura Distribuida
  - Alta disponibilidad
  - Acceso Web

- Sistema de Gestión de red eléctrica en tiempo real "DMS"
  - Integrado completamente con el SCADA
  - Flujo de carga, estimador de estado, gestión de faltas, coordinación de protecciones, elementos temporales, ayuda a la restauración del servicio, etc.
  - Más de 40 funciones
  - Vista Ortogonal y geográfica
  - Uso de repositorio único de información (ArcFM)

- Sistema de Gestión de Incidencias (OMS) “Responder”
    - Embebido en ArcFM
    - Consolidación automática de incidentes
    - Motor de predicción
    - Gestión de cuadrillas
    - Informes personalizados de incidencias
    - Rellamadas automáticas a cliente para informar del estado de su incidencia
    - Interfaz con IVR (Centralita llamadas)
    - Interfaz con AVL (Localización GPS cuadrillas)
        - Integrado en el sistema TETRA de Emcali
        - Representación de las cuadrillas en el mapa ArcFM
        - Gracias al visor web de ArcFM, el contact center tiene acceso directo a la localización y estado de cada cuadrilla
    - Histórico de incidencias
    - Interfaz Web para Call Center
    - Interfaz con sistema comercial ERP
        - Alta / Baja / Modificación clientes de manera automática
        - Asignación de datos en tiempo real de clientes en el módulo de incidencias (OMS)

III. Mejoras en la gestión de activos

La gestión de activos de Emcali se ve mejorada con la centralización de toda la información en un único sistema, incluyendo un interface con el sistema comercial de clientes para sincronizar la información de clientes.

IV. Mejoras en la operación

La operación se beneficia de la infraestructura de supervisión y control y del sistema de análisis de la red en tiempo real (DMS)

- Información de relés 61850 y remotas al alcance del operador gracias al SCADA
- Comandos remotos sobre subestaciones y postes
- Coordinación de maniobras de descargo
- DMS
    - Estimador de estado y flujos de carga en tiempo real
    - Simulación de operaciones en la red (what if analysis)
    - Ayuda a la restauración del servicio
    - Gestión / Localización / Aislamiento de fallas
    - Sistema de entrenamiento para operadores que incide en la mejora del conocimiento de la red y su operación
- Gestión inteligente de alarmas

V. Mejoras en la gestión de incidencias

La gestión de incidencias se beneficia del sistema de gestión de incidencias y su integración con los sistemas de operación y comercial

- Call Center integrado en la aplicación OMS vía web
- Motor de predicción y consolidación de incidencias
- Informes personalizados (CREG)
- Gestión de cuadrillas
- Histórico de Incidencias (clientes conflictivos)
- Gestión completa de la incidencia (desde inicio a cierre)
- Totalmente embebido en GIS de ArcFM
- Reducción drástica del tiempo de reposición del servicio
- Satisfacción del cliente final

VI. Situación final

La red de Emcali está automatizada. La operación se realiza de forma remota por personal en el centro de control. Gracias al sistema de gestión de incidencias se dispone de información acerca de incidentes existentes y clientes afectados. Así cuando un cliente informa acerca de un problema, el call center puede determinar si dicho cliente está afectado por una incidencia existente o es una nueva, así como informar acerca del tiempo estimado de resolución. La integración con el sistema comercial permite contar con los datos del cliente, incluyendo los referentes a pagos.

Conclusiones

Contar con información en tiempo real y sistemas de ayuda que hagan uso de la misma es clave para prestar un mejor servicio al cliente.

Tras la puesta en marcha de los nuevos sistemas se ha incrementado de forma notable la satisfacción de los clientes y han disminuido drásticamente las penalizaciones por energía no suministrada.

Como consecuencia del éxito de este proyecto, la división de aguas ha implementado un proyecto de similares características (mismos sistemas) para mejorar el servicio que prestan a los clientes de agua.

2. AGRADECIMIENTOS

Agradecer a Emcali la colaboración prestada durante todo el proyecto y su disposición a publicar este caso de éxito

Beneficios de la localización de defectos con *Feeder Automation* para una red eléctrica *Smart Grid* de distribución en Media Tensión

Á. Silos. Schneider Electric

Resumen: En este documento se pretenden mostrar los beneficios que aporta la automatización en la red de distribución de Media Tensión, llamada *Feeder Automation*. Para ello se analiza la calidad de servicio en la red teniendo en cuenta cómo afectan los defectos en ella y por medio de que equipos son localizados tanto en redes de distribución subterráneas como aéreas.

Posteriormente se presenta un algoritmo de sencilla implantación en una red de distribución que permite la localización exacta de los defectos que se hayan producido en un punto concreto de la misma. Es a partir de este ejemplo donde se muestra la combinación de los equipos de protección en la subestación y de los detectores de paso de falta situados por toda la red de distribución. Este tipo de algoritmos introduce el concepto de *Distribution Management System* que permite llevar a cabo la optimización de la red y su reconfiguración ante faltas.

Área temática: Redes de Transporte y Distribución Energética en las *Smart Grids*.

Palabras clave: calidad de servicio, calidad de suministro, defectos, localización de falta, algoritmo.

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO

Años atrás la red eléctrica disponía de una generación centralizada y cargas concentradas en núcleos urbanos. Esta situación ha cambiado considerablemente ya que en la red actual hay una generación distribuida, manifestándose así un flujo de energía bidireccional.

Con el concepto *Smart Grid* se pretende gestionar de forma eficiente la red actual, vinculando a los operadores, distribuidores y consumidores junto con las energías renovables a través de *Smart Operation* y de *Smart Metering*. El concepto *Smart Operation* engloba la automatización en la red, siendo *Feeder Automation* la automatización de la red de Media Tensión (MT). Esta automatización es uno de los puntos clave de la red *Smart Grid* para aportar a los usuarios la mayor disponibilidad de energía. Por ello es necesario disponer de una rápida localización del defecto en la red de MT y de una reconfiguración inmediata.

El objetivo de este documento es mostrar las ventajas que se presentan con el *Feeder Automation* en cuanto a la operación en la instalación poniendo como ejemplo un algoritmo de localización de defectos en la red que no precisa de una elevada inversión.

2. DEFECTOS EN LA RED Y MEDIDA DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO

Los defectos más comunes en las redes de MT, que impiden que el sistema continúe trabajando correctamente, son los de tierra y de fase, siendo los más repetitivos los primeros En el caso que se produzca uno de estos errores en la red de distribución de MT, de forma permanente o

transitoria, el interruptor automático de una de las salidas de la estación transformadora de Alta Tensión – Media Tensión (AT-MT) disparará por medio de un *Intelligent Electronic Device* (IED) o conocido también como relé de protección.

Posteriormente actuará la funcionalidad de reenganche del IED volviendo a cerrar el interruptor. En el caso que el defecto persista volverá a producirse un disparo y un intento de reconexión repitiéndose esta secuencia hasta agotar el número de reenganches programados en el equipo.

Según como sea la estructura de la red de distribución de MT puede presentarse una posibilidad de configuración más rápida. En el caso de una red mallada entre diferentes anillos de las subestaciones como se presenta en la figura 1, la reconfiguración será mucho más rápida ya que existen otros caminos que entrelazan los anillos para poder ofrecer de nuevo el servicio.

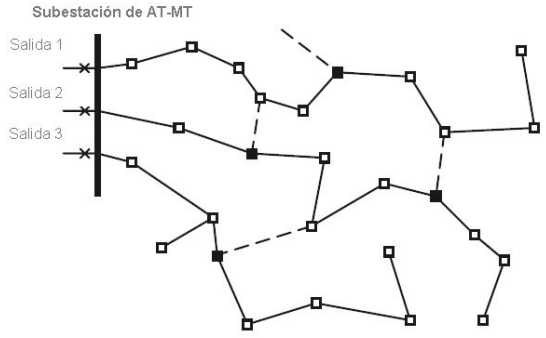


Figura 1. Red de distribución de MT mallada con anillos interconectados.

Esta situación lleva a la necesidad de medir la calidad de suministro del sistema eléctrico. Para ello se utilizan principalmente dos índices: el *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI), y el *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI). El índice SAIFI indica el número de cortes por consumidor basándose en el número de indisponibilidades producidas.

Por otro lado el índice SAIDI muestra la media acumulada de tiempo en que los usuarios de la red se han quedado sin servicio utilizando el tiempo acumulado de no disponibilidad. Es en este índice donde una correcta implantación del *Fault Location Isolation and Service Restoration* (FLISR) en la red de distribución permitirá reducir el tiempo disminuyendo este ratio.

El coste de la calidad de suministro de energía definido por los indicadores SAIDI y SAIFI afecta tanto a consumidores de energía como a los distribuidores del sistema. En el caso de un consumidor, a medida que dispone de mejor calidad de servicio, se reducen los costes de explotación ya que se evitan las faltas de suministro. Los costes de inversión de la empresa de distribución de energía aumentarán debido a que implementará mejoras en el FLSIR.

3. ALGORITMO DE LOCALIZACIÓN PARA REDES *SMART GRID*

Para poder mejorar el índice SAIDI es necesario poder localizar el defecto lo antes posible y posteriormente reconfigurar el sistema de forma automática. Los detectores de paso de falta, *Fault Passage Indicators* (FPI) pueden proporcionar información para la localización del defecto.

Los FPI son equipos electrónicos como los IED diseñados para red aérea o subterránea, que detectan niveles de intensidad y pueden indicar con su señalización, visual y por comunicaciones, por que puntos de la red ha pasado el defecto pero no pueden indicar concretamente el punto de la red en el que se presenta el defecto. Para conocer a que distancia se ha producido el defecto puede utilizarse la funcionalidad *Fault Locator* ANSI 21FL, que utiliza la impedancia de la línea así como la intensidad del defecto.

El algoritmo que se presenta a continuación es válido para redes de distribución de MT radiales, en anillo y malladas, con anillos interconectados, que trabajen con un interruptor seccionador abierto. Por otro lado cabe destacar que este algoritmo sirve para FPI direccionales tanto para defectos a tierra como defectos de fases. Este punto es importante en relación a que en una red *Smart Grid* habrá aportación y consumo de energía simultáneamente.

El algoritmo utiliza la información de la funcionalidad ANSI 21FL de los IED y la indicación de los FPI en el momento en que se produce el defecto. Las variables del algoritmo y sus posibles estados junto a la expresión general son:

: Distancia del defecto ofrecido por la funcionalidad ANSI 21FL.

$_i$: Señalización del FPI i. Los estados de esta variables pueden ser: 0, si el detector no se activa, 1, si el detector se activa con dirección positiva, ó -1, si el detector se activa con dirección negativa. Siendo la dirección positiva la relativa al flujo de energía de la subestación.

$_{i,j}$: Distancia acumulada desde la salida de subestación hasta el tramo j que sigue al FPI i hasta el FPI $i+1$. Cabe destacar que se considera nula la distancia entre dos FPI de un mismo centro.

$_{i,j}$: Variable de conexión del tramo j que sigue al FPI i que no adopta ningún valor.

$$f(\ ,\ _i,\ _{i,j},\ _{i,j}) = \sum_{1}^{n}\ _i\ \sum_{1}^{m}\left(\left(\ _{i,j}\ \square\ \right)\ _{i,j}\right)^{1/2}$$

Desarrollando la expresión anterior para un defecto en un punto de la red se obtiene:

$$f(\ ,\ _i,\ _{i,j},\ _{i,j}) =$$
$$= \ _p(\ _{p,s}\ \square\ )^{1/2}\ \ _{p,s}^{1/2} + \ _p(\ _{p,s+1}\ \square\ )^{1/2}\ \ _{p,s+1}^{1/2} + \ldots + \ _p(\ _{p,s+r}\ \square\ )^{1/2}\ \ _{p,s+r}^{1/2} +$$
$$+ \ _{g_1}(\ _{g_1,t_1}\ \square\ )^{1/2}\ \ _{g_1,t_1}^{1/2} + \ _{g_1}(\ _{g_1,t_1+1}\ \square\ )^{1/2}\ \ _{g_1,t_1+1}^{1/2} + \ldots +$$
$$+ \ _{g_1}(\ _{g_1,t_1+q}\ \square\ )^{1/2}\ \ _{g_1,t_1+q_1}^{1/2} + \ldots +$$
$$+ \ _{g_f}(\ _{g_f,t_f}\ \square\ )^{1/2}\ \ _{g_f,t_f}^{1/2} + \ _{g_f}(\ _{g_f,t_f+1}\ \square\ )^{1/2}\ \ _{g_f,t_f+1}^{1/2} + \ldots +$$
$$+ \ _{g_f}(\ _{g_f,t_f+c}\ \square\ )^{1/2}\ \ _{g_f,t_f+q_f}^{1/2} + \ldots +$$
$$+\left(\left(\ _1\ (\ _{1,1}\ \square\ )^{1/2}\ \ _{1,1}^{1/2}\right) + \left(\ _1\ (\ _{1,2}\ \square\ )^{1/2}\ \ _{1,2}^{1/2}\right) + \ldots + \left(\ _n\ (\ _{n,m}\ \square\ )^{1/2}\ \ _{n,m}^{1/2}\right)\right)\sqrt{\square 1}$$

Los primeros términos del desarrollo anterior hacen referencia al FPI p, que es el más cercano al defecto que ha marcado positivamente. Dentro de estos los subíndices s y r identifican al

tramo inmediatamente posterior al defecto y al último tramo de línea que depende del FPI p respectivamente.

Por otro lado en los siguientes términos se presenta la activación de los FPI que han marcado con dirección negativa, que son los que tienen por debajo una generación en la red o un defecto a tierra con retorno capacitivo, identificados por el subíndice g_x. Estos FPI también tienen aguas arriba una serie de tramos que se definen con el subíndice $t_y + z$. Debe notarse que el subíndice q_x hace posible ir sumando todos los tramos que dependen de los detectores g_x.

En la expresión anterior se presenta un término real y un término imaginario. La parte imaginaria se genera debido a que la distancia acumulada hasta los diferentes tramos $_{i,j}$ es menor que la distancia de la falta y puede despreciarse ya que no aporta información.

El primer término de la expresión resultante, $_p(\ _{p,s}\ )^{1/2}\ \ _{p,s}^{1/2}$, muestra en que tramo se ha producido el defecto y en que punto en concreto. Este término indica que será en el tramo s por debajo del detector p donde se ha producido la falta. Además se puede saber rápidamente en que punto exacto del tramo s ha sucedido el defecto a través del término $_{ps}$. En el caso que el sistema se reconfigure se volverá a considerar las distancias de los FPI que hayan cambiado de línea siendo nulo el valor de las variables $_{i,j}$ que antes tenían un valor no nulo.

Como ejemplo se muestra una subestación de AT-MT con varios IED de protección R1, R2, R3 en cada salida, diferentes centros de distribución CD1 y CD2 y de transformación CT1 y CT2 así como un centro de generación CG1 y la distancia de los tramos en la red a, b, c, d, e, f, g y h.

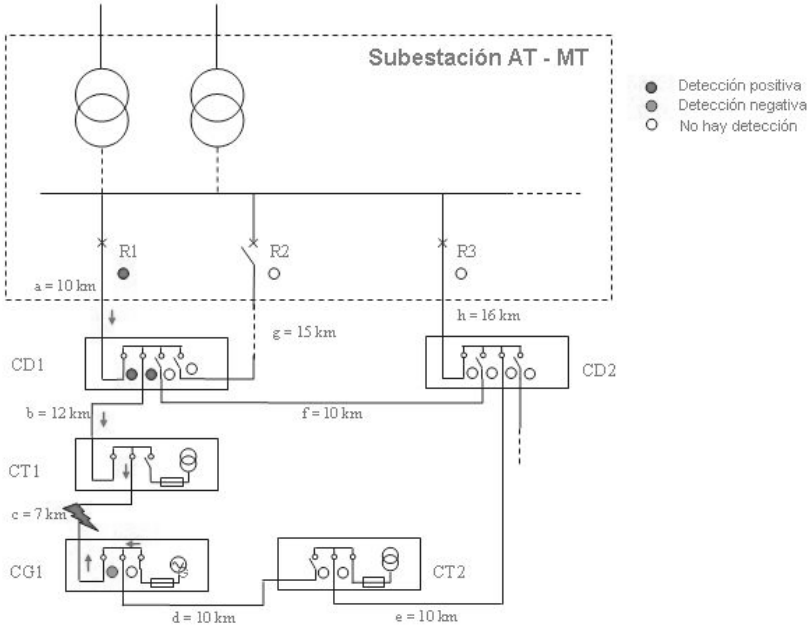


Figura 2. Ejemplo de defecto en una salida de una subestación de una red de distribución de MT.

En la figura 2 se presenta un defecto a tierra entre los centros CG1 y el CT2 que a su vez también pasa por el centro de distribución CD1. Aplicando la expresión definida anteriormente sobre este caso junto con los valores físicos y considerando una distancia aportada por la funcionalidad ANSI 21FL del IED R1 hasta el punto del defecto de 25 km se obtiene:

$$f(\ ,\ _i,\ _{i,j},\ _{i,j}) = 4^{1/2}\ \ _{CD12,c}{}^{1/2}\ \square(14)^{1/2}\ \ _{CG11,d}{}^{1/2}$$
$$+\left(15^{1/2}\ \ _{1,a}{}^{1/2} + 25^{1/2}\ \ _{CD11,a'}{}^{1/2} + 1\ \ (3)^{1/2}\ \ _{CD12,b}{}^{1/2}\right) i$$

El defecto se ha producido en el tramo c a 4 km de su final. El término imaginario puede despreciarse trabajando así solo en el plano real y el término negativo aporta información relacionada con el aporte de la generación al defecto.

Este algoritmo permite al gestor del sistema disponer de forma inmediata en que lugar se ha producido el defecto. A partir de aquí con otros procedimientos automáticos de seguridad y en base al *Feeder Automation* implementado en la red se puede reconfigurar el sistema con el objeto de dar servicio a todos los usuarios. En este caso puede aislarse el tramo c operando sobre CT1 y CG1 y alimentando el centro CG1 a través del CT2.

4. SISTEMAS DMS

Para poder trabajar correctamente con el algoritmo presentado anteriormente es necesario disponer de un sistema que permita integrar la información provinente de todos los FPI e IED que se han comentado anteriormente. Para ello se pueden utilizar sistemas DMS (*Distribution Management System*) en los que se puede integrar toda esta información disponiendo en tiempo real del estado de todas las variables.

El sistema DMS es una plataforma de software que puede realizar una gran cantidad de funciones sobre la red de distribución: optimización de la configuración en base a la demanda y la generación, base de datos del sistema, simulación del sistema y como se ha visto anteriormente algoritmos de localización y reconfiguración del sistema. Todas estas funciones se integran en un entorno gráfico que facilitan la gestión como se muestra en la figura 3.

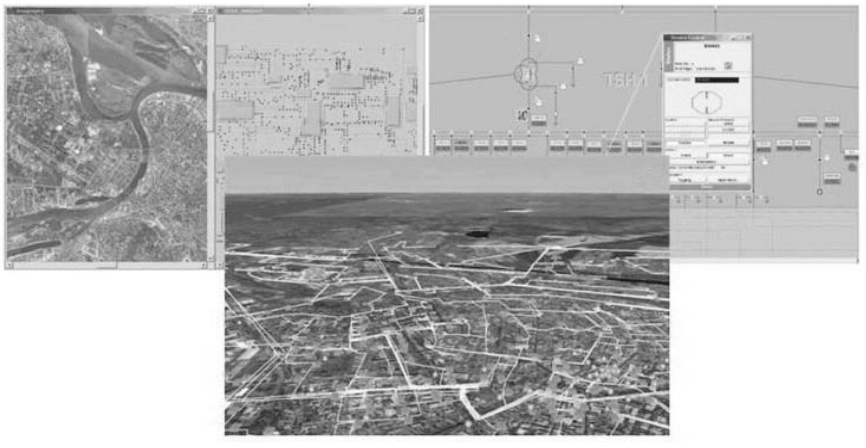


Figura 3. Entorno gráfico de un sistema DMS de TELVENT.

Estos sistemas combinados con el *Feeder Automation* presente en una red *Smart Grid* abren la posibilidad de poder realizar una óptima distribución de la energía hacia las cargas, desde las generaciones y posibles almacenajes que en un futuro se presenten. Además permiten que el gestor del sistema pueda definir actuaciones automáticas de forma segura aislando los defectos producidos y mejorando así el índice SAIFI.

5. CONCLUSIONES

Actualmente se presenta una variada tecnología que permite mejorar la calidad de suministro en las redes de distribución de MT. Uno de los puntos fundamentales es poder localizar los defectos que en algún momento puedan producirse en la red para luego poder aislarlos, reconfigurar el sistema, afectando así a la reducción del SAIDI, y corregir la avería físicamente en el punto concreto del defecto.

Para poder llegar a mejorar esta situación es necesario introducir equipos FPI en las redes de distribución, aérea y subterránea, y como funcionalidad añadida en los equipos de telecontrol, para aportar información sobre el recorrido del defecto a sistemas como los DMS que permitirán actuar rápidamente aislando los defectos y reconfigurando la red.

Con algoritmos como el presentado anteriormente se puede disponer de una metodología que permite una localización del defecto utilizando la funcionalidad ANSI 21FL, en los IED de la subestación, junto con los FPI comunicantes ya presentes en la red implementando así el FLISR dentro del *Feeder Automation* en un DMS. Este tipo de soluciones permiten disponer de una inmediata localización sin necesidad de realizar una gran inversión en equipos de detección para ser instalados en la red de MT.

6. REFERENCIAS

DESCHAMPS, P. et al. (2011).: “An alternative approach to improving SAIDI and SAIFI indicators”. CIRED 20th International Conference on Electricity Distribution. Prague 8th – 11th June 2009.

GAUCI, A. (2012).: “Benefits of Feeder Automation Solutions to Improve Quality of Supply and Reduce Operation and Maintenance Costs”. Tech Fault and Disturbance Analysis Conference. Georgia 23rd April 2012.

PINTO, C. et al. (2012).: “Locating the Source of Diffusion in Large-Scale Networks”. École Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL), Lausanne, Switzerland. Physical Review Letters, Volume 109, 10th August 2012.

SILOS, A. (2011).: “Algoritmo especial de localización de faltas para redes *Smart Grid* de Media Tensión”. Jornadas Internacionales de Equipos Eléctricos. Bilbao 26 y 27 de Octubre de 2011.

TELVENT (2011).: “Telvent Smart Grid Solutions Suite: Distribution Management System”. Rev 0811.

Smart Grid en Solar Decathlon 2012

J. M. Solans y R. Muñoz. Schneider Electric España

Resumen: Schneider Electric ha aportado su experiencia y sus soluciones de gestión de la energía para diseñar la "Smart Grid" en baja tensión del concurso Solar Decathlon 2012 en Madrid. En dicho concurso participan 19 equipos universitarios con viviendas energéticamente autosuficientes, utilizando como fuente de energía la energía solar, y que se conectan en una "Smart Grid" en baja tensión conectada a la red de distribución de la compañía suministradora. Además de las viviendas, a esta red inteligente se conectan otras cargas: infraestructura de carga del vehículo eléctrico, servicios de la organización, equipo de conexión de viviendas a 60 Hz, sistema de acumulación de energía, pérgola solar, etc. Todos los flujos de energía de la "Smart Grid" se monitorizan y supervisan a través de un sistema SCADA, que es el elemento inteligente de la red.

En el siguiente artículo se describe con más detalle la topología de la red y su supervisión a través del sistema SCADA. También se trata la infraestructura de carga del vehículo eléctrico y el acoplamiento de la casa de 60 Hz.

Área temática: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids

Palabras clave: Solar Decathlon 2012, Smart Grid, SCADA, Schneider Electric, microrred.

1. INTRODUCCIÓN

Solar Decathlon es una competición universitaria organizada por el Departamento de Energía del Gobierno de los Estados Unidos que consiste en el diseño y la construcción de viviendas autosuficientes energéticamente que usen como única fuente de energía el sol. Las diferentes viviendas que concursan se instalan en la Villa Solar, situada en la Casa de Campo de Madrid, y se conectan a una red de baja tensión que cabe gestionar.

Este año, y por segunda vez consecutiva, se celebra el Solar Decathlon Europe 2012 (SDE 2012) en Madrid como fruto del compromiso adquirido por el Gobierno de España con el de Estados Unidos para organizar, al menos en dos ediciones, una competición similar en Europa, conforme al Memorando de Entendimiento suscrito entre ambos Gobiernos el 18 de octubre de 2007.

Schneider Electric es el patrocinador principal del evento y ha aportado su experiencia en soluciones de gestión y eficiencia energética para diseñar la red inteligente en baja tensión (Smart Grid), que gestiona todos los flujos de energía durante el periodo del concurso en la Villa Solar. Además, la compañía colabora y patrocina algunas viviendas presentadas a concurso, contribuyendo a que sean energéticamente autosuficientes y eficientes.

2. DISEÑO DE UNA SMART GRID

El diseño y la explotación de una red tradicional de distribución de energía eléctrica parte del principio de que la generación de energía está centralizada, y que ha de adaptarse dinámicamente a las variaciones de la demanda. Así, los flujos de energía tienen una sola dirección predefinida, de aguas arriba hacia aguas abajo; los balances entre la producción y el consumo los realizan las compañías suministradoras, y los clientes son usuarios pasivos.

Sin embargo, por las características específicas del Solar Decathlon, esta filosofía de red tradicional no era válida. En el aspecto energético, las diecinueve universidades participantes, partiendo de la energía solar, tienen que plantear estrategias de aprovechamiento de la energía que permitan cubrir las necesidades energéticas de cada casa de la forma más eficiente posible, con un grado de habitabilidad (utilización de instalaciones, cocina, lavadora, baño, actividades diurnas y nocturnas) y de confort (temperatura, humedad y calidad del aire) mínimos, y que también son objeto de puntuación. Normalmente, estas estrategias se basan en la utilización de captadores solares fotovoltaicos -y en ocasiones térmicos-; acumulación de la energía eléctrica y térmica para su utilización en horas carentes de insolación, la utilización de aislamientos térmicos de alta calidad, cámaras de aire ventiladas en fachadas y tejados, utilización de sombras propias, muros vegetales...

También se basan en la integración de las funciones de supervisión y la gestión de los parámetros de las casas en sistemas domóticos orientados a la eficiencia energética, así como en la incorporación de sistemas de iluminación y de electrodomésticos de alta eficiencia energética. En caso de que las necesidades energéticas de la casa sean superiores a la aportación solar y a la acumulación interior que exista, debe ser posible alimentarse desde la red eléctrica.

Estas estrategias hacen que el dimensionamiento de los captadores fotovoltaicos sea superior a las necesidades medias de las casas y que, en buena parte de las horas de radiación solar, haya un excedente de energía eléctrica, que tiene que ser evacuado.

Como en la Villa Solar coexisten, además de las casas en concurso que generan y consumen energía, otras instalaciones que son consumidores netos de energía eléctrica (edificios de la organización, infraestructura de vehículo eléctrico, centro de proceso de datos, zonas de restauración y "vending", alumbrado vial...), o pérgolas solares, que también son generadores netos de energía, la red que alimenta el complejo no puede ser una red pasiva tradicional.

El objetivo propuesto era el de diseñar una red en baja tensión conectada a la red de distribución de Gas Natural FENOSA que permitiera la integración de los flujos de energía bidireccionales procedentes de la generación descentralizada (viviendas de concurso, pérgola solar, equipo de almacenamiento), utilizando un sistema de supervisión y monitorización de flujos de energía que le dotara de inteligencia para la gestión.

Las necesidades de la red de la Villa Solar, se pueden resumir como:
• Conectarse a la red de distribución pública de Gas Natural FENOSA a través de un centro de transformación MT/BT suministrado por Schneider Electric. La conexión a la red de distribución dota de estabilidad al sistema, ya que no está previsto su funcionamiento en isla.

• Alimentar los consumos de las 19 casas participantes en el concurso del Solar Decathlon Europe 2012.
• Permitir la gestión de la energía generada en el interior de las casas (autoconsumo), para su utilización en las mismas.
• Recoger y verter a la red los excedentes de generación en CA de las casas en concurso y de las pérgolas fotovoltaicas de la organización.
• Integrar la generación inyectada en red de un microgenerador eólico.
• Alimentar el resto de las instalaciones de la Villa Solar (organización, servicios, vending…)
• Alimentar y gestionar la infraestructura de carga del vehículo eléctrico.
• Integrar un sistema de almacenamiento de energía por acumuladores, para reducir los picos de consumo, y que se carga con la energía excedente generada en horas de insolación.
•Y, adicionalmente, acoplar de manera bidireccional, los flujos de energía de la casa brasileña de 60 Hz sobre la red de 50 Hz.

El centro de transformación, de 630 kVA de potencia, está equipado con contadores de energía de tipo bidireccional, para registrar los flujos de energía en ambas direcciones, de manera similar al de una instalación industrial con cogeneración.

En resumen, la red eléctrica de la Villa Solar está diseñada como una "Smart Grid" con generación distribuida y de arquitectura radial. Todas las protecciones se han realizado con interruptores automáticos y selectividad amperimétrica. Los parámetros principales para el diseño de la red han sido:
• Las casas pueden ser consumidores o generadores, con una potencia máxima permitida de 15 kW en cada uno de los sentidos.
• Las casas pueden hacer gestión interna de la energía generada y almacenarla en baterías para su utilización posterior; con una potencia máxima de 5 kVA, de acuerdo con los límites del concurso.
• Hay elementos generadores netos (pérgola solar, micro generador eólico…), que deben verter su energía en la red de la Villa Solar para su utilización.
• Está previsto un equipo de almacenamiento de energía, que recogerá parte del excedente de generación en las horas de máxima insolación, y que lo verterá a la red en las horas pico, reduciendo la demanda de la red de distribución pública.
• Las instalaciones y servicios auxiliares (zonas de organización, monitorización, "vending", alumbrado de viales…) son consumidores netos, que se alimentan de la energía procedente de los excedentes de la generación de las casas.
• Los flujos de energía en la "Smart Grid" no están predeterminados: pueden ser descendentes en caso de consumo neto, horizontales entre generadores y consumos, o bien ascendentes hacia la red de distribución pública, en el caso de generación neta.
• La red de baja tensión inteligente está conectada a la red de distribución pública de media tensión, para aportar energía de apoyo, definir la consigna de tensión y frecuencia para la generación fotovoltaica, y recoger los excedentes globales de generación de toda la Villa Solar.
• Los parámetros eléctricos de los nodos principales de la red, así como de las casas de concurso (tensiones, corrientes, potencias y energías acumuladas) se registran, permitiendo conocer el estado de la red, y tomar decisiones para su explotación.
• Los parámetros técnicos de concurso de cada vivienda (temperatura ambiente, humedad, calidad de aire, luminosidad, temperaturas de electrodomésticos...) se recogen por medio de un autómata Twido de Schneider Electric dotado de sensores de ambiente y sondas de temperatura, y son gestionados independientemente de la Smart Grid.

2.1 Sistema de supervisión SCADA

Para que la red de baja tensión sea inteligente, Schneider Electric ha integrado toda la información de la red en un sistema SCADA Vijeo Citect (Schneider Electric), que permite la visualización, monitorización y supervisión de todos los flujos de energía y los estado de la red. El SCADA Vijeo Citect es el elemento que nos permite hablar de una "Smart Grid".

Para la integración de toda la información en un sistema SCADA ha sido necesaria una infraestructura de comunicación local (VLAN) e instalar más de 50 centrales de medida ION 6200 de Schneider Electric en diferentes puntos de la instalación. Estas centrales se agrupan en cada cuadro sobre una pasarela EGX100 por ModBus, las cuales se conectan a la red de comunicaciones vía Ethernet.

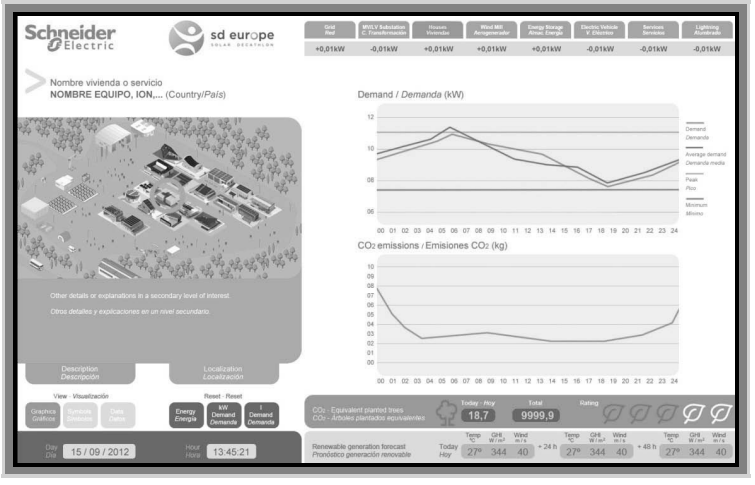


Figura 1. Pantalla SCADA Vijeo Citect con plano director general de la "Smart Grid" de la Villa Solar y curvas de demanda y emisiones de CO2.

Además de la información sobre flujos de energía y parámetros eléctricos, el SCADA nos aporta información (parte inferior derecha de la pantalla mostrada en figura 1) de:

- Previsión de generación renovable (velocidad del viento, temperatura y irradiación global horizontal) a través de un servicio de la empresa Telvent que pertenece a Schneider Electric.
- Ahorro de emisiones en Kg CO2 y árboles equivalentes plantados.

2.2 Supervisión de la red:

A través del sistema SCADA de supervisión es posible analizar el estado global de la red: bien de forma global o segregada en los diferentes servicios que la constituyen (red, centro de transformación, casas de concurso, aerogenerador, almacenamiento de energía y otros servicios de la Villa). Para cada uno de los servicios se puede visualizar el estado en tiempo real de potencia consumida o generada, junto con el acumulado de energía. Para cada una de las casas del concurso es posible visualizar, además del estado, la curva de carga de las últimas 24 horas

y el ahorro de emisiones debido a la energía generada vertida a la red (curvas que se reflejan en figura 1).

En el centro de transformación se ha instalado una unidad de monitorización remota Flair 200C de Schneider Electric para supervisar en el SCADA el estado de la aparamenta, el flujo de potencia y los estados de alarmas técnicas del propio centro (paso de falta de fase o homopolar, temperatura del transformador, intrusión, etc.). Además, existe una pantalla técnica de visualización de parámetros que permite la visualización de todos los parámetros eléctricos de cada nodo equipado con central de medida (figura 2).

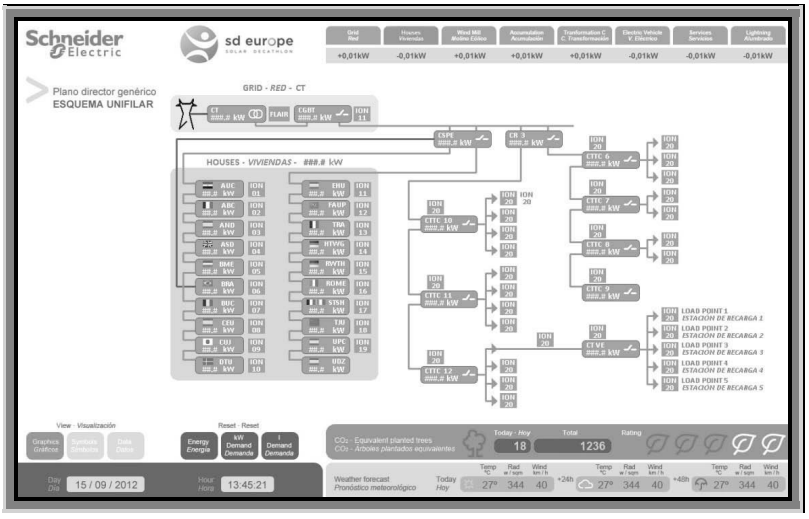


Figura 2. Pantalla SCADA Vijeo Citect con el esquema unificar de la "Smart Grid" de la Villa Solar.

2.3 Integración de la generación distribuida

Las casas concursantes son "prosumidoras"; es decir, se comportan en ciertos momentos como consumidoras de energía y en otros como generadoras de energía. La energía que producen es de origen fotovoltaico y, además, las casas pueden almacenar energía (hasta 5kVA), por lo que pueden hacer una gestión energética interna más eficiente.

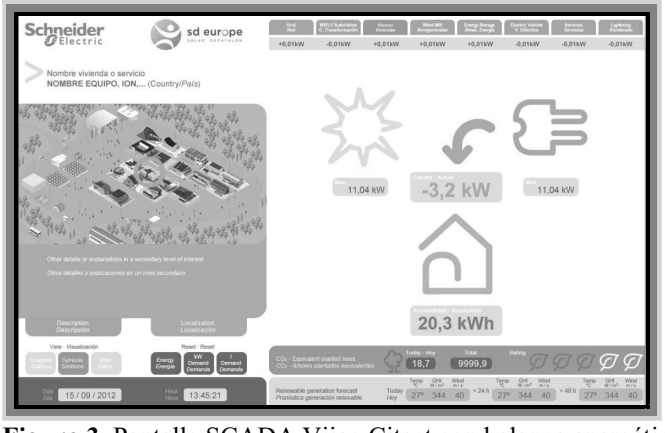


Figura 3. Pantalla SCADA Vijeo Citect con balance energético consumidor de una casa de concurso.

En el SCADA se puede consultar la contribución energética de las casas a la "Smart Grid":
- Comportamiento como consumidoras (figura 3) cuando absorben energía de la red por déficit energético interno (generación fotovoltaica y almacenamiento).
- Comportamiento como productoras de energía (figura 4) cuando entregan a energía a la red por exceso de generación.

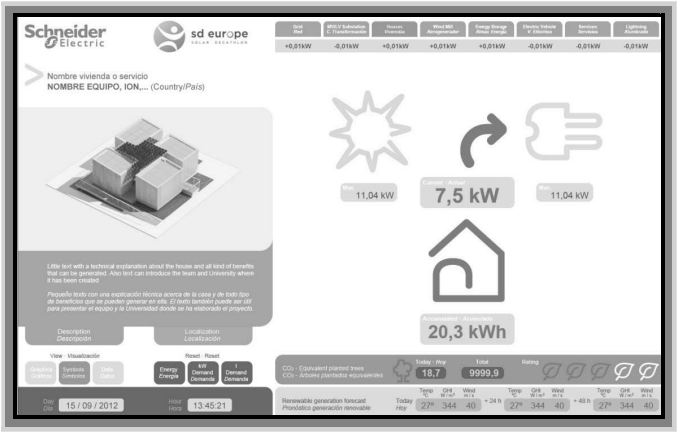


Figura 4. Pantalla SCADA Vijeo Citect con balance energético productor de una casa de concurso.

2.4 Infraestructura de Vehículo Electrico

En esta nueva edición de SDE2012, Schneider Electric introduce una infraestructura de vehículo eléctrico con 5 postes de pie EVlink antivandálicos de 22 kW trifásicos en modo de carga inteligente tipo 3, con una toma de corriente Scame (tipo 3) en cada uno de ellos.

Los 5 postes son gestionados a través de un PLC M340 de Schneider Electric. El acceso a la carga se realiza por medio de una tarjeta de radiofrecuencia, y el sistema registra el poste en que se realiza la carga, la hora de la misma, así como la energía aportada al vehículo. El SCADA, que tiene acceso a la infraestructura de carga, visualiza el estado del poste de carga y los acumulados de consumo de cada uno de los vehículos.

2.5 Conexión de la casa brasileña a 60 Hz

Un punto que ha planteado una problemática añadida ha sido la participación de una casa procedente de la universidad de Brasil, cuyo sistema eléctrico está diseñado para la conexión a la red de distribución de este país: 220 V fase-neutro y 60 Hz de frecuencia.

La solución para realizar el acoplamiento bidireccional entre ambas frecuencias se ha realizado con unos grupos de inversores Xantrex XW de Schneider Electric, que también se utilizaban en diversas casas para la generación fotovoltaica (figura 5). Para la casa brasileña se han constituido dos grupos de inversores alterna-continua trabajando contra un banco de baterías común; uno de tres inversores de 230 V 50 Hz, conectados en estrella sobre cada una de las tres

fases de la red de distribución en baja tensión; y otro, de tres inversores de 220V 60Hz, conectados en paralelo a la línea de 60 Hz. Cada grupo está conectado entre sí por medio de un Xanbus, uno de los inversores hace la función de "master" y los otros dos de "slaves", para ecualizar las cargas de cada inversor.

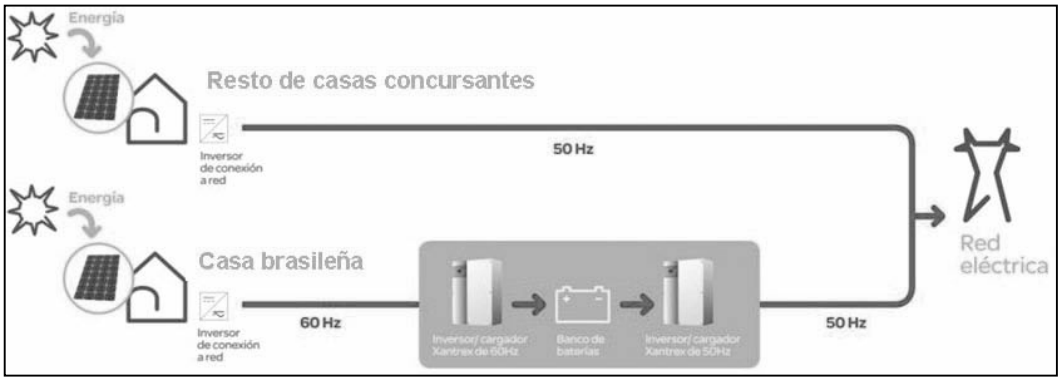


Figura 5. Esquema de conexión de la casa brasileña.

Cuando la casa brasileña funciona como un consumidor, los inversores de 60 Hz generan la red que alimenta a la casa, ondulando a partir de la energía electroquímica almacenada en las baterías. Los inversores de 50 Hz, que están vigilando el nivel de carga de las baterías, cuando observan que éste llega a un determinado nivel, comienzan a cargarlas extrayendo la energía de la red de 50 Hz. Por el contrario, cuando la casa está generando energía, los inversores del lado de 60 Hz –que definen la tensión y frecuencia de consigna contra la que generan los equipos fotovoltaicos de la casa – comienzan a cargar la batería con la energía que están inyectando los onduladotes asociados a las placas solares. La tensión de la batería comienza a subir y, al llegar a un determinado nivel de la misma, los inversores de 50 Hz se ponen a inyectar energía sobre la red de distribución.

De esta manera, ha sido posible que la casa brasileña compita en igualdad de condiciones con el resto de las casas de la Villa Solar.

3. CONCLUSIONES

La competición Solar Decathlon Europe 2012 ha permitido a Schneider Electric hacer realidad la integración de 19 casas produciendo energía fotovoltaica junto con otras fuentes de generación distribuida en una red de baja tensión dotada de inteligencia a través de un sistema SCADA Vijeo Citect.

Las redes en baja tensión (microrredes) con generación descentralizada son cada vez más una realidad en diferentes países y la única manera de gestionarlas adecuadamente es integrando una inteligencia de gestión y supervisión tal y como se ha realizado en la Villa Solar de Solar Decathlon 2012.

Las microrredes conectadas a la red de distribución son una solución que permite la integración optimizada de energías renovables en el sistema eléctrico, ya que la microrred se comporta

como un sistema de generación que sólo vierte la energía sobrante y sólo consume cuando hay un déficit de generación renovable. En la medida en que generación y consumo se equilibren en la microrred se reducirá el impacto en la red de distribución.

Las microrredes inteligentes ("Smart Grid") optimizan la generación y distribución de la energía eléctrica (menos pérdidas de transmisión), incrementan la seguridad de suministro (caso de fallo en la red de distribución), favorecen la eficiencia energética (gestión de la demanda) y reducen la dependencia energética exterior y las emisiones de CO2 (energías renovables).

Las microrredes inteligentes en baja tensión pueden formar parte de una "Smart Grid" que opere a un nivel superior (en alta tensión) donde el sistema de gestión SCADA de la microrred sería el elemento de comunicación con el sistema de gestión de toda la "smart grid", el cual podría gestionar los flujos de energía entre varias microrredes.

Por otro lado, el vehículo eléctrico es la solución a uno de los desafíos energéticos más importantes del futuro: el impacto del transporte en el medio ambiente. Las denominadas redes inteligentes serán la llave para garantizar un transporte más limpio y sostenible.

4. REFERENCIAS

FENERCOM (2011) . Guía de redes inteligentes de energía y comunicación.

GONH Bob Gohn (2012). "Ten Smart Grid Trends to Watch in 2012 and Beyond". Pike Research.

SILOS Ángel, MITJA Albert. Smart Grid: El paso inicial para la integración del vehículo eléctrico en la red. Schneider Electric.

BIDELEK SAREAK: Implantación y alcance

Eduardo Navarro. Iberdrola Distribución

Resumen: BIDELEK SAREAK es una iniciativa tomada por EVE e IBERDROLA DISTRIBUCIÓN con una inversión de 60 M€ para el despliegue, entre los años 2011 y 2013, de una red inteligente puntera en todos los aspectos. El despliegue afecta a los ámbitos de Bilbao, Portugalete y la comarca de Lea-Artibai en el País Vasco y está implantando un total de 230.000 contadores inteligentes, adecuando 1.100 centros de transformación, 3 subestaciones inteligentes, 60 equipos de corte en red, acometiendo modificaciones en los sistemas de control y operación de la red, sistemas de información a clientes y sistemas de comunicaciones; además se realizará una integración global con la implantación de puntos de recarga para vehículos eléctricos y la instalación de protecciones avanzadas en instalaciones de generación distribuida.

Área temática: Redes de Transporte y Distribución Energética en las Smart Grids

Palabras clave: BIDELEK SAREAK. SMART-GRID

1. INTRODUCCIÓN

La legislación española establece por medio del RD 1110/07 la obligación legal de sustituir los contadores eléctricos domésticos por equipos electrónicos que permitan la telegestión y la discriminación horaria a lo largo del periodo 2010-2018. Esta obligación legal, en la que España es pionera, está en línea con la Directiva Europea 2009/72/EC que fija el objetivo de que el 80% de los contadores europeos sean equipos inteligentes para el año 2.020.

Este desarrollo supone un primer paso en el desarrollo de las redes eléctricas inteligentes, entendiendo como tal una evolución tecnológica del sistema eléctrico actual, que mediante la incorporación de sistemas electrónicos, telecomunicaciones y sistemas de información permitan proporcionar nuevos servicios a los clientes y optimizar la gestión de la propia red eléctrica.

El desarrollo de la red inteligente va a afectar a todos los niveles de la cadena de valor del negocio:

- A nivel de los servicios que los clientes reciben de las comercializadoras.
- A nivel de la manera de gestionar su consumo por parte de los clientes.
- A nivel de integración con la red eléctrica
- A nivel de evolución tecnológica de la red de distribución y sus elementos constituyentes.

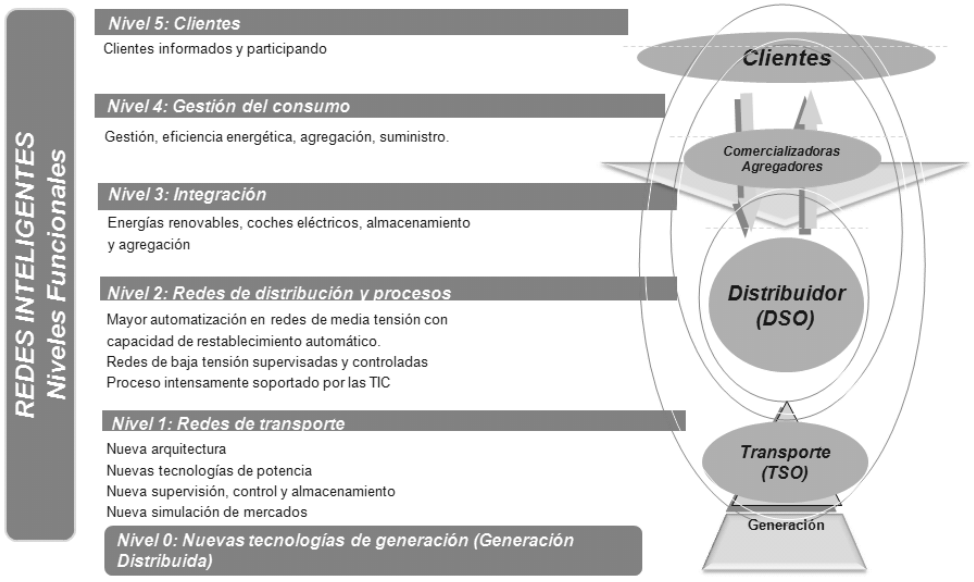


Figura 1.

El Gobierno Vasco e Iberdrola ven en esta necesidad una oportunidad para desarrollar los equipos eléctricos y electrónicos que se utilizarán en los desarrollos de red inteligente que se van a acometer en los próximos años y en pos de su consecución han creado una Asociación de Interés Económico llamada BIDELEK SAREAK que invertirá 60 M€ para su consecución.

El consenso general de que la distribución eléctrica va a avanzar en el desarrollo de las redes inteligentes en los próximos años hace previsible que se concrete una importante oportunidad de negocio para aquellas empresas que se posicionen correctamente.
Iberdrola tiene el conocimiento y las capacidades para liderar el proyecto en su dimensión tecnológica y pone sus activos a disposición del mismo para el ensayo de los nuevos equipos.

El Gobierno Vasco a través del EVE aporta soporte financiero y su visión y know-how en ahorro y eficiencia energética y mejoras para la gestión de la demanda de los usuarios finales

2. OBJETIVOS

Desarrollar los equipos eléctricos y electrónicos que se utilizarán en los desarrollos de red inteligente que se van a acometer en los próximos años, de manera que permitan una evolución tecnológica de la red encaminada a:

- Mejorar la información a los clientes.
- Permitir una participación más activa de los clientes.
- Permitir una gestión activa de la demanda a nivel doméstico.
- Mejorar la calidad de servicio.
- Potenciar la integración de energía renovable distribuida en la red.
- Permitir la integración masiva de los vehículos eléctricos

- Reducir las pérdidas de la red.
- Potenciar la operación de la red de forma activa y Mejorar la planificación.

Realizar un demostrativo de tamaño suficiente para validar las tecnologías desarrolladas así como cuantificar los beneficios obtenidos. Todo ello orientado a obtener los principales beneficios que aporta un desarrollo de redes inteligentes:

- Mejora de la calidad de servicio (reducción de interrupciones) debido a:
    - Mejor conocimiento del estado de la red y mejora de la planificación y de las operaciones.
    - Conocimiento del estado de los transformadores.
    - Identificación más rápida de las faltas de servicio a los clientes.
    - Los nuevos contadores reportan fallos de servicio.
    - La monitorización de la MT y BT facilita la identificación y el diagnostico de las averías.
    - Restauración automática por medio del sistema de control.
- Mejora de la calidad de servicio (calidad de señal) debido a:
    - La calidad se monitoriza a nivel de subestación y las fuentes de armónicos no deseados serán identificados.
    - Información completa sobre los niveles de tensión, tanto en MT como en BT.
- Mejora de la información a los clientes
    - El cliente tendrá información en cuasi-tiempo real de su consumo por 2 vías:
        - Por medio de conexión directa al contador y
        - A través de su comercializador vía internet o sms/mms.
- Reducción de la demanda de pico (aplanamiento de la curva).
- Mejora de la capacidad para alimentar más vehículos eléctricos.
    - Si el uso de la red está monitorizado, y por tanto se conoce la capacidad disponible, la carga de VE se realizará conforme a esa capacidad y el número de VE puede incrementarse significativamente, permitiendo carga rápida cuando hay capacidad disponible.
- Mejora de la capacidad para integrar más generación distribuida.
    - El conocimiento más detallado de los diferentes estados de la red, permitirá en su planificación maximizar la conexión de fuentes de generación dispersa.

El proyecto se viene desarrollando desde 2011 y se pretende finalizar en el año 2013.

3. ALCANCE

Smart Metering y Conectividad

El objetivo es la obtención de la información correcta de la conectividad que asocia un punto de suministro con el transformador que lo alimenta eléctricamente para facilitar un óptimo balance de cargas, obtener una mejor y más rápida gestión de faltas en la red de baja tensión y realizar el cálculo preciso de la calidad individual, entre otras.

Nuevo concepto de subestaciones.

Las subestaciones constituyen un elemento clave en la red de distribución eléctrica del futuro. Este nuevo concepto de diseño de subestaciones perseguirá la consecución de 3 aspectos:

1. Arquitectura: desarrollar un nuevo concepto de diseño modular que minimice el coste total y el tiempo de construcción basándose en unidades básicas normalizadas incluyendo equipos eléctricos, edificios, estructura y obra civil que se integran hasta constituir la subestación con especial atención al diseño del sistema de protección y automatización que estará basado en la norma IEC 61850
2. Nuevas funciones y algoritmos de protección adaptados para redes de distribución con gran penetración de Generación Distribuida con nuevas funciones de comparación direccional y sistemas de teleprotección y teledisparo, así como funciones adaptativas de control de tensión. Y funciones avanzadas de localización de faltas en redes de distribución que superen las limitaciones de los procedimientos, diseñados para redes de transporte, utilizados actualmente.
3. Aplicaciones de tratamiento y gestión de la información mediante monitorización de los equipos de la subestación para mejorar la fiabilidad y seguridad de las subestaciones en base a la detección preventiva de fallos y a la estimación de la vida operativa de los equipos a través de la integración de toda la información adquirida a través de los sistemas de protección y automatización de la subestación.

Centro de Transformación inteligente.

El futuro centro de transformación permitirá mejorar el proceso de valor de la actividad de distribución eléctrica, con el objetivo final de proporcionar el servicio que requiere una sociedad desarrollada y no ser nunca un freno a la penetración de los cambios promovidos por la política energética. Para ello, sufrirá un profundo cambio tecnológico que pasa por la adopción de tecnologías de telecomunicaciones, electrónica y control, lo que justificará la incorporación de diferentes funciones atendiendo al grado de responsabilidad que tenga cada centro:

Para ello se van a desarrollar las siguientes tecnologías electrónicas claves para el desarrollo del centro de transformación inteligente:

1. Nueva generación de nodo inteligente que incluya los servicios de telecomunicaciones, comunicación local, telegestión, supervisión de BT y supervisión de MT
2. Nueva generación de equipos de automatización incluyendo la parte de sensores, kits de automatización, elementos electrónicos y funcionalidad software, más económicos, abiertos y más sencillos de instalar y explotar, con objeto de permitir una mayor penetración de la automatización en la MT
3. Detectores de Paso de Falta de nueva generación con suficiente inteligencia para hacer una detección de la falta con la fiabilidad necesaria para las nuevas topologías y realidades de las redes eléctricas actuales y futuras.
4. Nuevos equipos microprocesados y sus correspondientes sensores a instalar en los Centros de Transformación, que permitirá el cálculo de impedancia de falta para estimar la distancia a la falta, la medida de calidad de onda, de tensión e intensidad así como de potencia activa y reactiva y la obtención de oscilografía.
5. Electrónica de potencia en algunos centros de transformación con capacidad para realizar un control flexible de la tensión, mitigar el efecto de los huecos y las fluctuaciones de tensión, soportar una cierta capacidad de almacenamiento para ayudar a mantener un suministro continuo de energía y realizar la corrección del factor de potencia.
6. Supervisión de la BT integrada en los cuadros de distribución de BT para la detección de averías, desequilibrios entre circuitos y fases, prevención de sobrecargas en circuitos y una posible automatización de los cuadros de distribución de BT

Integración de microgeneración en BT y de generación distribuida en MT.

Las tecnologías de generación han evolucionado y hoy en día podemos encontrarnos placas solares, molinos de viento, cogeneradores, etc en todos los niveles de tensión incluida la baja tensión, pero su integración no es óptima y en la actualidad nos encontramos por una parte que la microgeneración, no sólo no es controlable sino que no dispone de una visibilidad que facilite la operación del sistema y por otra que las protecciones no siempre dan el resultado esperado para mantener los niveles de seguridad en las redes de distribución de MT y BT.
Para la integración de la generación distribuida se va a acometer la instalación de protecciones avanzadas que den respuesta a las necesidades existentes, así como la visibilidad de la generación a través de los contadores inteligentes.

Integración del VE.

El Vehículo Eléctrico es una nueva carga para el Sistema, que irrumpirá de forma tímida inicialmente, pero de la que se espera una gran penetración conforme los fabricantes lancen masivamente VEs al mercado.
A continuación relatamos los desarrollos que se acometerán asegurando la coherencia de los mismos con los estándares internacionales, que se encuentran en estos momentos en preparación:

1. La selección e instalación de puntos de carga de diferente tipología (individual, colectivo privado, colectivo público) y, si procede, la conexión con una electrolinera
2. El establecimiento del diálogo con dichos puntos. Supone actuaciones en el software de control del centro de transformación y del contador.

Smart Metering y portal de demostración.

La instalación masiva de los llamados contadores inteligentes puede contribuir a los objetivos de eficiencia energética por cuanto los nuevos contadores pueden poner a disposición de los consumidores información relativa a sus hábitos de consumo y a la calidad individual del suministro que recibe. De esta forma, el consumidor puede tomar decisiones informadas respecto a su consumo de energía eléctrica: cuánta y cuando.
Con este propósito, nuestro proyecto se centra en usar Internet como medio privilegiado para hacer llegar esta información al consumidor, mediante el desarrollo de un portal web con dos perfiles de usuario final: por un lado, el consumidor, para información individualizada y comparativa con su entorno, y por otro lado, la empresa de distribución para información agregada y de gestión.
El portal web, tras la identificación del consumidor mediante su correspondiente usuario y palabra de paso, presentaría información histórica de su consumo y también información comparativa respecto al consumo medio.

Operación inteligente de la Red.

Algoritmos de reconfiguración de red

La disponibilidad de información de detectores de paso de falta, de carga de los transformadores MT/BT, y la mayor automatización, permiten por primera vez automatizar las maniobras de aislamiento de la falta y de reposición del servicio. Con ello se consigue una reposición más rápida (al ser automático, no afecta la saturación de los operadores, especialmente problemática para las grandes incidencias) y más segura (los algoritmos de reposición aseguran la capacidad de los socorros, con lo que se evitan disparos posteriores por sobrecarga, aspecto éste que el Operador no tiene tiempo material de comprobar).

Gestión de la información de la red

El desarrollo de la red inteligente va a implicar la disponibilidad de mucha información de los equipos de campo que proporcionarán una visión completa del comportamiento de la red que posibilitará una gestión del negocio más optimizada que lo que permite la visión actual.
Dos son los objetivos claros que se persiguen a la hora de gestionar la información de la red:

1. Por un lado, concretar, validar y explotar los criterios de diseño de explotación de la información de la red en dos vertientes:
2. Por otro lado, diseñar un cuadro de mando de parámetros relevantes en la gestión de la distribución eléctrica junto con el soporte informático que permita su generación a partir de la información obtenida, para análisis de indicadores.

Sistema de Gestión de los nuevos equipos electrónicos.

La generalización de equipos electrónicos microprocesados en la red eléctrica implica un reto a la hora de gestionar la información que proporcionan, así como a la hora de gestionarlos y parametrizarlos de forma correcta.
La utilización de protocolos de comunicaciones basados en IP permitirá mantener junto a la aplicación de usuario del equipo (IEC-104 en el caso del SCADA o protocolo STG en el caso del Sistema de Telegestión), aplicaciones de acceso a las especificidades de cada equipo, para obtener la información de detalle que contengan, ajustarlos en sus configuraciones software o incluso actualizar las versiones del software que ejecuten internamente.

Para ello, se diseñará una plataforma que permita la realización de las siguientes tareas:

- Hacer una gestión unificada de los equipos electrónicos.
- Captura remota automática de sucesos, alarmas, ajustes, actuaciones, etc.
- Gestión automática de alarmas.
- Gestión de versiones software, cargas remotas.
- Soporte documental de informes, estadísticas, etc.

Así mismo, y debido a la existencia de equipos suministrados por varios proveedores en competencia que deben interoperar, se hace necesario también un esfuerzo de definición y estandarización de un interface de acceso común para gestionar los equipos electrónicos desde una plataforma única.

4. ACTIVIDADES DE DEMOSTRACIÓN

El desarrollo de demostración se realiza en dos entornos distribuidos y tres ámbitos geográficos de diferentes características:

- Entorno Red Inteligente Urbana: incluyendo la telegestión, el desarrollo de la red inteligente en los centros de transformación, la integración de la generación distribuida y de los vehículos eléctricos y la operación inteligente. A desarrollar en dos ámbitos geográficos:
    - Distribución urbana en 30 kV y 13 kV, zona amplia, densidad media.
    - Distribución urbana en 13 kV, zona concentrada, densidad alta.
- Entorno Automatización Avanzada Rural: incluyendo las nuevas subestaciones, la automatización avanzada de la red aérea y la operación inteligente en entorno rural.

En la actualidad, se están acometiendo las siguientes actuaciones:

1- Contadores inteligentes:

En el área de desarrollo urbano, se están sustituyendo los contadores existentes por nuevos contadores inteligentes:

- 200.000 contadores que sirven a 360.000 habitantes.
- 27.000 contadores que sirven a 50.000 habitantes

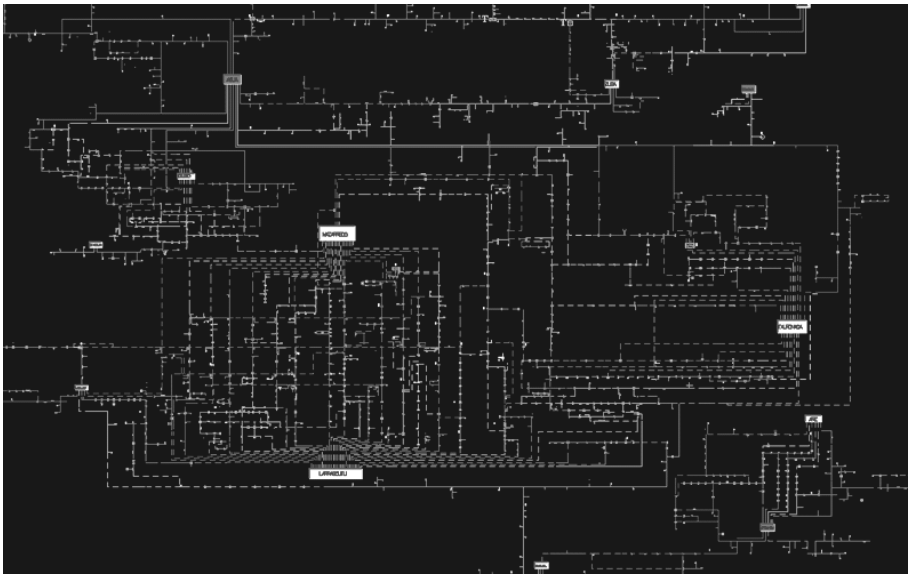


Figura 2.

2- Centros de Transformación inteligentes:

Ámbito Urbano

En el área de desarrollo urbano, se están configurando 1100 centros de transformación con tres tipos de servicios según las necesidades que son telegestión, telegestión + supervisión y telegestión + supervisión + automatización.

3- Subestaciones de nueva concepción:

Ámbito Rural:

En el área de desarrollo rural, se pretende por un lado el demostrativo de STR modular y compacta en una ubicación en el municipio de Aulesti. Será una nueva subestación rural no ampliable de un único transformador.

Para el demostrativo de nuevas funciones asociadas a un nuevo concepto de STR inteligente, se repotenciarán y dotarán de inteligencia a las subestaciones existentes de STR LEKEITIO y STR ONDARROA esta última en ejecución. La red de 30 kV también sujeta al demostrativo está constituida por las líneas: MUNGIA-EUBA y ELGOIBAR-MARKINA-ONDARROA.

Para desarrollar y definir conceptos de inteligencia distribuida se asociarán elementos de automatización y DPF en la red de 30 kV y MT dependiente Se están implantando 60 equipos automatizados (16 en 30 kV y 44 en MT). El plano siguiente ilustra el ámbito.

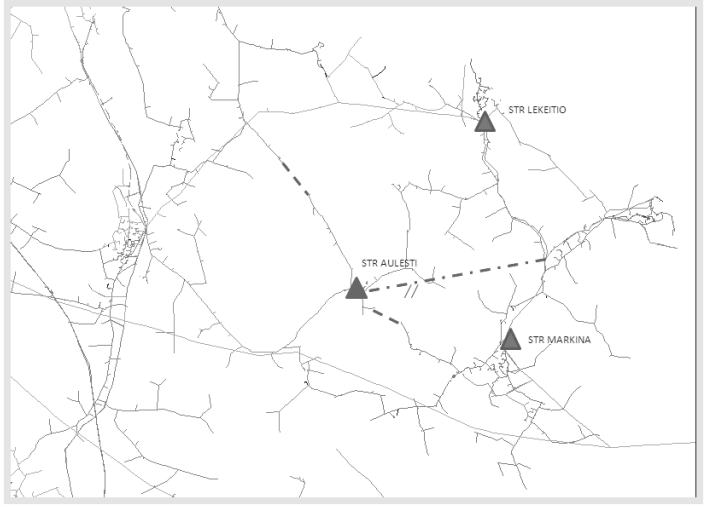


Figura 3.

4- Integración de generación distribuida.

- Integración de 7 plantas de cogeneración a nivel de MT, así como de 50 plantas de generación en BT.

5- Integración del vehículo eléctrico:

Instalación de puntos de recarga, cubriendo distintas posibilidades de conexión.

6- Desarrollo y puesta en servicio de las siguientes aplicaciones:
    - Portal de Smart Metering.
    - Algoritmos de reconfiguración automática de red.
    - Plataforma de gestión de equipos electrónicos.
    - Plataforma de gestión de la información de la red.

5. CONCLUSIONES

El hecho de cumplir con la legislación vigente se transforma en una oportunidad para avanzar en las redes del futuro que:

- aporten beneficios para los usuarios, el sistema, la sociedad y el entramado empresarial.
- contribuyan a la mejora de la eficiencia energética y mediambiental.
- Supongan un revulsivo para el sector

El despliegue entraña una enorme dificultad de gestión empezando por la normalización de los equipos y pasando por el suministro de los mismos y su posterior instalación. Para ello se hace énfasis en:

- Contadores basados en estándares públicos y abiertos que garantizan interoperabilidad y precios de mercado en competencia.
- Generalización de equipos de red inteligente enfocados a mejoras que se trasladan al mercado (calidad, reducción de pérdidas, eficiencias).
- Enfoque a estándares y tecnologías de futuro.
- Impulso a fabricantes y conversión de empresas instaladoras a las nuevas tecnologías.

6. AGRADECIMIENTOS

Agradecer el trabajo realizado a todas las personas de EVE e IBERDROLA involucradas en el proyecto y que con su trabajo diario hacen posible la gestión integral del mismo tanto a nivel técnico como a nivel administrativo.

Centro Neurálgico para Redes de Distribución

J.Selgas y N.Espejo. Nucleo Duro Felguera

Resumen: La principal característica de las redes de distribución es su continuo crecimiento. Para dotar de inteligencia a la red debemos utilizar un elemento propio de la misma, el Centro de Transformación, que constituye el centro neurálgico natural al disponer de información de Media y Baja Tensión.
Se identifican múltiples aplicaciones en las que resulta de gran utilidad la inteligencia en la red: contadores inteligentes, generación distribuida, recarga de vehículo eléctrico, etc. Este despliegue masivo de elementos inteligentes exige implantar una política que facilite el mantenimiento de los mismos.
Nuestra propuesta incluye un equipo multifuncional desplegable en los Centros de Transformación, que cubra las necesidades actuales y permita incorporar en un futuro otras funciones de utilidad.
Dentro del proyecto OpenNode (7PM) se ha realizado un planteamiento de arquitectura de sistemas, equipos y comunicaciones, así como una implementación de prototipos con el objeto de demostrar la viabilidad de estas ideas.

Área temática: Redes de Transporte y Distribución Energética en las *Smart Grids*

Palabras clave: equipo multifunción, centro de transformación, OpenNode

1. INTRODUCCIÓN.

Existen diversas circunstancias que empujan a la modernización de las redes de distribución eléctrica:

- Por un lado, el necesario incremento de la automatización de la misma derivado de la necesidad de mejora en la calidad del servicio.
- Por otro, la aparición de nuevos actores conectados a la red como son la generación distribuida (DER) y el vehículo eléctrico (VE).
- Requerimientos legales, como la sustitución de contadores domésticos inteligentes (SM) o normativas europeas como el denominado objetivo 20-20-20, y otras.

Estas circunstancias hacen que avanzar en lo que llamamos *Smart Grids* sea una necesidad cierta y no una mera operación de maquillaje.

Hoy en día, el desarrollo de la red de distribución se basa principalmente en soluciones de Centros de Transformación compactos, aunque está claro que la red ya desplegada, en su mayoría, lo está en base a centros construidos hace años y que es necesario adaptar; por tanto las soluciones propuestas deben ser capaces de adaptarse a ambas situaciones.

El Centro de Transformación de Baja Tensión es aquella instalación eléctrica en la que se produce la transformación de la tensión de la red eléctrica de la Media a la Baja Tensión. También se conoce con el nombre de Subestaciones Secundarias (en inglés *Secondary Substation*, SS).

Cuando se analizan aquellas funciones que las compañías identifican como deseables para la mejora en la gestión de la red de distribución, como son la detección y asilamiento de faltas, reposición del servicio, manejo del *tap changer*, control de la pequeña generación distribuida, calidad del suministro, recarga del vehículo eléctrico, etc., es fácil pensar que la ubicación física natural de la inteligencia dentro de la propia red debiera estar, bien en los Centros de Transformación, o bien en los propios cables. Dada la presente dificultad de llevar a cabo esto último es inevitable pensar como mejor ubicación actual el del CT.

Los contadores inteligentes actuales (SM) ya asumen una serie de funciones relacionadas con la gestión individual del suministro eléctrico, como son la programación de tarifas, limitación de potencia y su reprogramación, medida de parámetros de calidad, curva de carga, lectura remota de consumos, conexión/desconexión del abonado.

Los concentradores de datos para telegestión (CD) asumen y asumirán, además de todas las relacionadas con los SM, otra serie de funciones relacionadas con la agrupación de dichos SM, actualizaciones de firmware, detección de fraudes, desequilibrio de fases, etc. Existen además otros equipos especializados que permiten la automatización del CT como son estaciones remotas (RTU) o detectores de paso de falta (DPF).

Creemos que una propuesta realmente "*Smart*" para las redes de distribución así denominadas debe basarse en plantear una solución abierta a un futuro en parte predecible pero, sin embargo, no completamente conocido.

2. ARQUITECTURA PROPUESTA

Se han identificado muchas de las funciones que a nivel de CT hoy consideramos como necesarias e incluso como deseables para un futuro, sin embargo resulta pretencioso pensar que tecnologías emergentes u otros desarrollos sociales, no van a afectar a las necesidades y a las posibilidades de las redes eléctricas. Por todo ello, proponemos que la inteligencia que se incorpore a la red esté implementada sobre dispositivos pensados para cumplir con las funcionalidades actualmente identificadas, y capaces de adaptarse a funciones y necesidades que a día de hoy no lo están tanto.

Esta filosofía nos lleva a pensar que dado que las redes de distribución son propiedad de las compañías eléctricas, cuando queremos incorporar inteligencia a dicha red, ésta debe ser tal que pase a formar parte de la propia red, y por tanto las compañías puedan incorporar nuevos elementos y criterios a dicha inteligencia. Este será el parámetro básico que utilizaremos a la hora de establecer el grado de apertura del sistema.

La propuesta de arquitectura de sistema que realizamos, incluye una gestión centralizada con una toma de decisiones distribuida. No se pretende establecer el grado de autonomía que los distintos elementos deben tener en su toma de decisiones, que será diferente según los criterios de las compañías eléctricas y seguramente evolucionará con el paso del tiempo. Por ello, es básico que el sistema disponga de herramientas que permitan realizar estas modificaciones futuras.

Otros de los aspectos que deben ser resueltos en la arquitectura propuesta son aquellos relacionados con la liberación del sector eléctrico y la aparición de nuevos actores, como son

compañías comercializadoras, agregadores de consumo, la propiedad de la información y la explotación y custodia de la misma.

Como no podría ser de otra manera esta arquitectura debe basarse en la utilización intensiva de estándares tanto dentro del propio CT como en su comunicación con el exterior.

El elemento principal de esta arquitectura es el que denominamos Gestor de Centro de Transformación. Se trata de un equipo electrónico multifunción que lleva a cabo las funciones de CD, realiza funciones de automatización e integra equipos externos como protecciones o DPF y es capaz de interactuar con múltiples centros de explotación de los datos.

3. LA SOLUCIÓN OPENNODE.

Presentamos el trabajo realizado desarrollando esta idea dentro del proyecto OpenNode, que se enmarca dentro del VII Programa Marco (FP7/2007-2013).

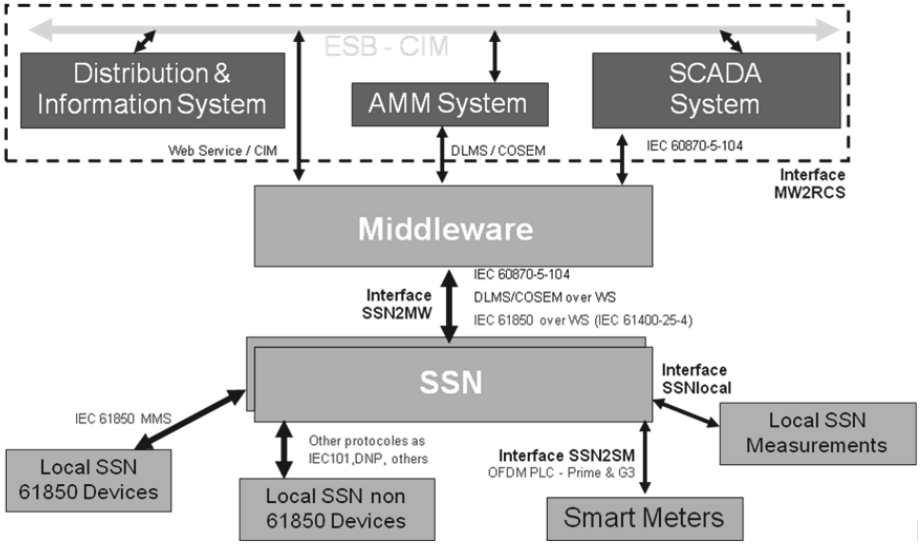


Figura 1. *Arquitectura proyecto OpenNode*

Esta arquitectura contempla dos elementos básicos, por un lado los equipos a instalar en las Subestaciones Secundarias (SSN, *Secondary Substation Node*), y por otro un sistema intermedio entre los SSN y los sistemas habituales de las *utilities*, denominado *Middleware* (MW), que concentra las informaciones de los SSN y las reparte entre los diversos sistemas y/o compañías interesados, pudiendo incorporar reglas de comportamiento asociadas a los datos recibidos.

Arquitectura software SSN.

Describimos a continuación la arquitectura abierta del SSN, principal objeto de la colaboración de Núcleo DF en el proyecto y parte esencial del sistema.

La principal novedad es la definición de una arquitectura software modular y extensible, que permite a terceras partes desarrollar aplicaciones para el equipo, que pueden ser instaladas dinámicamente. La funcionalidad extensible permite una migración gradual y controlada de la

inteligencia de la red desde los sistemas centralizados en la *utility* hacia los nodos de subestación, proporcionando así una herramienta para distribuir y ampliar la inteligencia en los distintos equipos de la red.

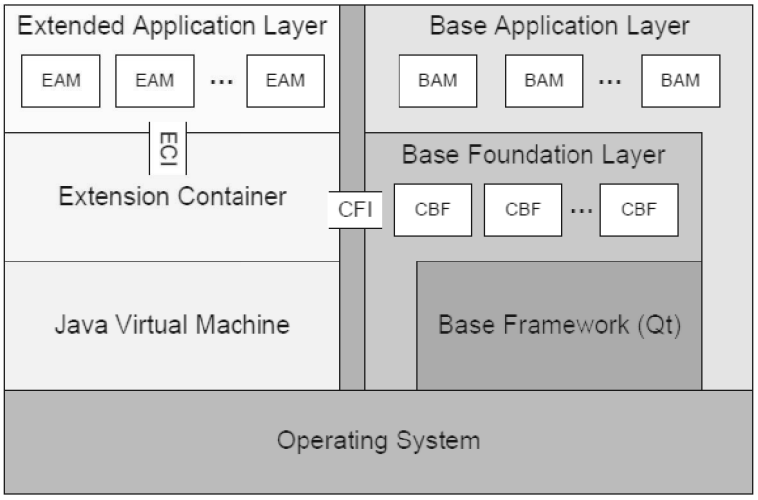


Figura 2. *Arquitectura software del SSN*

Desde el punto de vista del software, a alto nivel, el SSN se plantea en dos particiones:

- Partición base: Incorpora el software necesario para cumplir toda la funcionalidad básica del SSN, así como las principales interfaces de comunicaciones del equipo. Además facilita los mecanismos necesarios para conectar con la partición extendida. Esta parte del equipo sólo es accesible por el fabricante del mismo.
- Partición extendida: Contiene los componentes software básicos necesarios para incorporar de forma segura nuevas funcionalidades al SSN (EAM). Esta partición queda accesible a la descarga de nuevas aplicaciones por parte de las *utilities*.

El propósito de la existencia de estas dos particiones es aislar todo lo posible los módulos de funcionalidad extendida del resto del software, por razones de seguridad. Ninguna funcionalidad extendida debe comprometer la seguridad del comportamiento de la partición base del equipo.

Cada suministrador de SSN deberá proporcionar junto con el hardware la partición base así como la partición extendida con el interfaz ECI, para el desarrollo de los nuevos módulos software.

Las nuevas funciones se despliegan en la partición extendida e interactúan con los módulos de la partición base por medio de los interfaces ECI y CFI establecidos. Estas funciones pueden ser desarrolladas por terceras partes.

La partición base se divide en las siguientes capas:

- Sistema Operativo.
- *Framework* base en este caso se utiliza Qt.

- Funciones base: permite acceder a los recursos del SSN, tales como archivos, servicios de comunicación, base de datos, etc.

La partición extendida se divide en las siguientes capas:

- Máquina virtual Java, necesaria para alojar el contenedor de extensiones.
- Contenedor de extensiones, herramienta que permite gestionar el ciclo de vida de los módulos que amplían la funcionalidad del equipo. Cada módulo puede ser instalado, iniciado, parado o desinstalado. El *framework* elegido para este propósito ha sido OSGi (*Open Services Gateway Initiative*).

Los EAM son módulos que pueden ser desarrollados por terceras partes. Los BAM son módulos que implementan las funciones básicas del SSN.

Existen dos interfaces en el sistema:

- Una interfaz entre la partición base y la extendida (CFI), la cual garantiza la integridad del equipo, asegurando que los EAM no comprometen la funcionalidad básica del equipo.
- Una interfaz entre los EAM y el contenedor (ECI), la cual permite a los EAM acceder a las funcionalidades del SSN.

La partición extendida utiliza OSGi, que es un estándar para el despliegue de una arquitectura orientada al servicio (SOA). OSGi gestiona los paquetes software de forma independiente, es decir, se ejecutan como procesos independientes que ofrecen servicios al exterior o a otros paquetes software. Los paquetes software se ejecutan en paralelo en el *framework*, y pueden ser instalados, desinstalados, iniciados y parados de forma independiente. Esta facilidad hace que OSGI sea una solución muy atractiva que permite independizar la carga del software con la activación del mismo y evita el reinicio del SSN completo. Una vez que el software ha sido distribuido por todos los SSN, puede ser activado simultáneamente, gracias a la utilización de un servicio Web de configuración. El lenguaje de programación usado para la partición extendida es Java.

Arquitectura de comunicaciones.

Desde el punto de vista de las comunicaciones desde y hacia el SSN, en el proyecto OpenNode se han utilizado los estándares existentes y desarrollado algunos conceptos allí donde no están cubiertos todavía por estándares.

Metering. El SSN incorpora comunicación PLC con los SM por medio de PRIME o G3, utilizando el protocolo DLMS/COSEM. Los datos recogidos son enviados al MW por medio de *Web Services* manteniendo el mismo modelo de datos DLMS/COSEM. Esta solución está siendo propuesta en grupos de discusión internacionales como nuevo estándar para comunicar los concentradores de contadores al sistema de telegestión.

Automatización de la red. Además de los datos que el propio SSN puede recoger, integra el estándar IEC 61850 para comunicación con equipos compatibles y dispone de otros protocolos como IEC 60870-5-101 o DNP3 para comunicación con otros equipos. Esta información recopilada es enviada al MW, bien por medio del protocolo IEC 60870-5-104 o bien mediante una implementación del IEC 61850 sobre *Web Services*, basada en el IEC 61400.

Configuración. La configuración del equipo se realiza mediante *Web Services*. En aspectos de automatización utiliza el estándar SCL.

Pruebas. Los prototipos desarrollados han sido sometidos, por otros miembros del consorcio, a tres tipos de pruebas diferentes:

- Laboratorio. Realizadas por EDF en su laboratorio de Clamart, realización de pruebas funcionales detalladas y de casos de uso.
- Cumplimiento de estándares. Realizadas por DNV KEMA en sus instalaciones de Arnhem, para el chequeo del adecuado cumplimiento de los estándares adoptados.
- Campo. Realizadas por Iberdrola en la Subestación de Jacinto Verdaguer en Madrid, con conexión real a los elementos de la Subestación y a los SM desplegados. El escenario de pruebas, para los dos prototipos desarrollados, es una Subestación Secundaria de gran tamaño, totalmente operativa y con más de 600 SM desplegados en clientes.

4. CONCLUSIONES.

Los desarrollos y pruebas realizados en el proyecto OpenNode demuestran sin lugar a dudas la viabilidad técnica de la idea inicial.

La selección de tecnologías realizadas en el mencionado proyecto ha sido válida para el objetivo a demostrar, sin que ello signifique que sean las únicas o las mejores posibles.

En el proyecto OpenNode, gracias a la utilización de tecnologías actuales como OSGi y a la integración con protocolos estándares, se ha conseguido un equipo de centro de transformación ampliable.

Existen muchos aspectos relacionados con las *Smart Grids* que se escapan de los estándares actuales, a completar dichos estándares deberán dirigirse los esfuerzos de todos los interesados en la completa implantación de las *Smart Grids.*

La evolución de los sistemas embebidos que estamos viviendo actualmente, gracias al desarrollo de las tecnologías móviles, hará que en breve plazo de tiempo se disponga de las plataformas necesarias para desarrollar completamente este elemento clave en la gestión de las futuras *Smart Grids.*

El desarrollo efectivo de las *Smart Grids* llevará muchos años. La propuesta realizada ayudaría a preparar el despliegue de la infraestructura necesaria, aprovechando el actual despliegue de los Concentradores de Datos de Telegestión. La evolución de éstos hacia equipos abiertos que resuelvan las necesidades actuales y estén preparados para ampliar su funcionalidad y dar solución a los requisitos del futuro, hacen de los mismos el Centro Neurálgico de las *Smart Grids.*

5. AGRADECIMIENTOS

A los miembros del proyecto OpenNode, muy especialmente a D. Jose Lorenzo (Atos) Dª. Marta Alberto (Atos), D. Florent Lenemager (EDF), D. Raul Bachiller (Iberdrola), Pedro

Gouveia, (EDP) Jürgen Götz (Siemens AG), Bas Roelofsen (KEMA) y D. Raul Soriano (ITE), por el espíritu de colaboración demostrado a lo largo del proyecto OpenNode.

6. BIBLIOGRAFIA.

[1]opennode-wp1_d1.2_evaluation_of_general_requirements_according_state_of_the_art
[2]opennode-wp2_d2.2_in_depth_software_and_hardware_specification
[3]opennode-wp4_d4.1_communication_architecture.

Vigilancia del Estado del Aislamiento en las Smart Grids mediante Monitorización Permanente de Descargas Parciales

F. Garnacho[1], M. A. Sánchez-Urán[2], J. Ortego[2], F. Álvarez, A. González[3]
[1] FFII- LCOE [2]Universidad Politécnica de Madrid [3]Gas Natural Fenosa

Resumen: Es importante asegurar la continuidad en el servicio eléctrico en las Smart Grids para que la operación y mantenimiento de la red pueda efectuarse conforme a criterios preestablecidos. La vigilancia del estado del aislamiento para prevenir un potencial fallo de la red cobra, por lo tanto, un especial interés. Hasta la fecha actual, las técnicas de evaluación del estado del aislamiento mediante medidas de Descargas Parciales (DP) exigían realizar ensayos "off-line" con generadores independientes (resonantes, VLF o DAC). Sin embargo, el fuerte avance tecnológico en el procesamiento de las señales ha permitido en los últimos años efectuar la monitorización permanente de DPs en las redes de alta tensión para verificar su estado de aislamiento. Esta nueva tecnología consolidada en las redes de transporte puede ser adaptada a la estructura y condicionantes particulares de las redes de distribución. En este artículo se presenta el esquema y experiencias de una instalación piloto de vigilancia del estado del aislamiento correspondiente a una red de media tensión mediante monitorización permanente de DPs. El sistema utiliza potentes técnicas de procesamiento de la señal para discriminar la señal de DP del ruido eléctrico, para localizar la ubicación de los focos generadores de DPs e identificar el tipo de defecto asociado a cada foco de DPs.

Área temática: Redes de Transporte y Distribución Energética en las Smart Grids

Palabras clave: Diagnóstico del Estado del Aislamiento, Descargas Parciales, Filtrado numérico. Mapa de Descargas Parciales, Patrón de Descargas Parciales.

1. INTRODUCCIÓN

La medida de descargas parciales (DPs) ha sido desde hace décadas la técnica más aceptada para la evaluación del estado del aislamiento de los equipos de alta tensión (cables aislados, empalmes y terminaciones, transformadores de medida y protección, transformadores de potencia, aparamenta aislada en gas, etc.). Es sabido que muchos defectos del aislamiento producen pequeñas descargas eléctricas de algunos picos culombios en los aislamientos (XLPE, SF6, resisnas epoxy), que pueden alcanzar incluso varias centenas o miles de pico culombios en aislamientos de papel-aceite. Con el tiempo las DPs evolucionan en tasa y amplitud hasta producir el fallo del aislamiento. El fallo descontrolado del aislamiento, puede provocar solicitaciones severas y situaciones peligrosas que condicionan la integridad y/o operación de las redes.

Las dificultades prácticas de efectuar medida de DPs "on line" en lo que respecta la eliminación del ruido electromagnético característico de las instalaciones de alta tensión, hacían inviable utilizar las medidas convencionales de DPs establecidas en la norma IEC 60270 [1] para ensayos en laboratorio. En la práctica las medidas de DPs e servicio ("on line")es preciso

trabajar en los rangos de frecuencias a partir de varios MHz (HF), de alguna centena de MHz (VHF) o incluso algún GHz (UHF) [2]. Asimismo, potentes herramientas matemáticas de discriminación de ruido, agrupamiento de las fuentes de DPs y reconocimiento de patrones de DPs mediante redes neuronales para identificar la causa origen [3] han abierto la puerta a la monitorización "on line" de DPs para la vigilancia del estado del asilamiento de las redes eléctricas.

La monitorización de DPs en las redes de transporte ha sido desarrollada en los últimos años mediante sistemas de medida distribuidos (MS) no necesariamente inteligentes dispuestos en los accesorios de los sistemas de cable (empalmes y terminaciones) y controlados por una unidad central de mando-control y procesamiento de la señal (CAS) situada en una subestación de uno de los dos extremos del sistema de cable [4]. La sincronización de las medidas de todas las unidades MS y la transmisión de la información al CAS se efectúa a través de un cable de fibra óptica para evaluar el estado del aislamiento de la línea completa. Este esquema se repite para tantas líneas como partan de la subestación (véase figura 1).

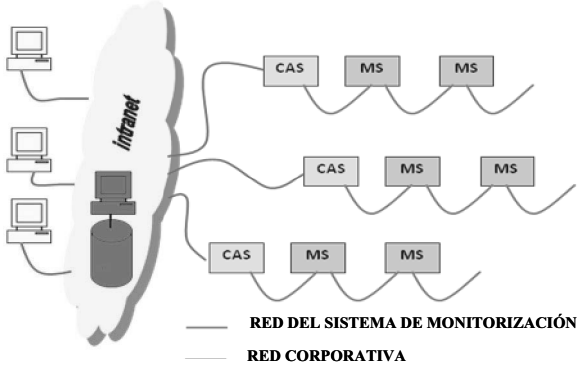


Figura 1. *Arquitectura de la red de monitorización en una red de transporte*

El objetivo inicial de la monitorización de la red de transporte fue dar prioridad al procesamiento de la señal para discriminar señales de DPs frente a ruido eléctrico superpuesto, sacrificando costes de monitorización en su conjunto y simplificando el modo de transmisión en fibra óptica. La extensión de la monitorización de DPs en las Smart Grids, especialmente en las redes de media tensión, exigen requisitos específicos: bajo coste de los sistemas de medida, tamaño compacto, criterios para reducir en lo posible en número de unidades de sistemas de medida distribuidos, auto-alimentación en casos donde la alimentación sea difícil, sistemas de medida distribuidos inteligentes, y sincronización de las medidas y transmisión de datos alternativos a la fibra óptica.

2. ARQUITECTURA DE LA MONITORIZACIÓN DPs EN LAS SMART GRIDS

La monitorización permanente de DPs en las Smart-Grids de media tensión requiere Sistemas Autónomos de Medida (MAS) inteligentes distribuidos a lo largo de la línea a monitorizar en diferentes centros de transformación o subestaciones (véase figura 2). Un Sistema de Análisis y Control (CAS) dispuesto en una subestación centraliza los datos enviados por las unidades MAS de la línea monitorizada. La información puede ser enviada por cable de fibra óptica, si se dispone de él, por mensajes a través de GPRS o por PLC. Cada sistema CAS analiza los datos captados por las unidades MAS distribuidas por la línea monitorizada para evaluar el estado del aislamiento de la línea. Alarmas automáticas o un análisis más personalizado realizado desde un despacho de seguimiento permite predecir el estado del cable y anticiparse a un fallo de aislamiento.

En la figura 2 puede observarse tres CAS dispuestos en las subestaciones S1, S2 y S3 que monitoriza las DPs en una red de tres líneas de MT. Se disponen de un número suficiente de unidades MAS estratégicamente situadas en CTs o subestaciones de la línea para asegurar que la sensibilidad sea apropiada para detectar señales de DPs procedentes de las secciones de cable de la línea monitorizada. El criterio para la selección los CTs donde las unidades MAS deben situarse consiste en efectuar un análisis de la respuesta en frecuencia de la línea a monitorizar.

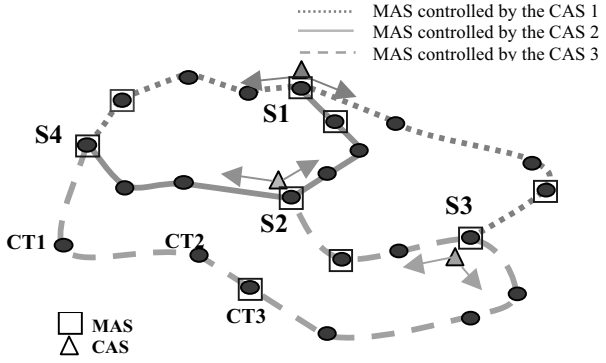


Figura 2. *a) Arquitectura de monitorización de DPs en las Smart-Grids de MT.*

Las componentes de muy alta frecuencia (cientos de MHz o GHz) de las DPs se atenúan fuertemente cuando el pulso de la DP viaja a lo largo del cable, por lo que la medida de DP en los cables se debe realizar mediante sensores de alta frecuencia (transformadores de corriente de alta frecuencia) que trabajan en rangos de algunos MHz. La atenuación depende de la longitud del cable y de sus características constructivas (conductor principal, tipo de aislamiento, pantalla y semiconductora interior y exterior). En la figura 3 se muestra la curva de atenuación modelada por el ATP en función de la frecuencia de un cable de campo radial 12/20 kV, de 240 mm^2, aislamiento principal XLPE, de 1 km de longitud. Puede observarse que no hay prácticamente atenuación para frecuencias de hasta 200 kHz, acentuándose sensiblemente la atenuación a partir de esta frecuencia. En la práctica, las medidas de DPs por debajo de rango de pocas centenas de kHz resultan difíciles por el alto contenido espectral del ruido.

.

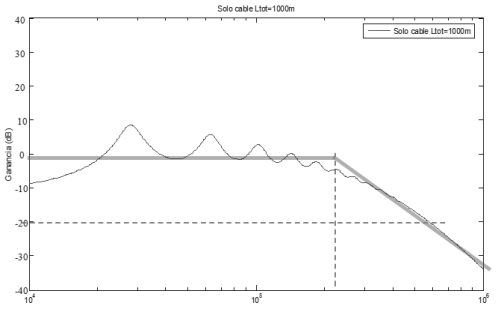


Figura 3. *Atenuación en función de la frecuencia de un cable de 12/20 de XLPE de 1 km de longitud.*

Sin embargo, la configuración real de las redes de distribución urbanas es más compleja que un simple cable con pantallas puestas a tierra en ambos extremos. Las redes de distribución consisten en sistemas de cable con pantallas puestas a tierra entre los extremos, que se interconectan en serie de un centro de transformación a otro, hasta los extremos situados en subestaciones o en centros de reflexión. En cada centro de transformación el circuito principal se conecta a su vez a uno o varios transformadores de distribución. La descarga parcial que viaja por el conductor activo y por la pantalla se encuentra diferentes caminos alternativos por los se distribuye reduciendo su amplitud. Para conocer la máxima distancia a la cual la sensibilidad es suficiente para detectar un defecto se efectúa una prueba in situ consistente en inyectar trenes de ondas de frecuencia variable en el rango de interés (algunos MHz) desde una subestación. La amplitud de la señal inyectada se elige de ensayos previos en laboratorio realizados en bobinas de cable de longitud similar con defectos tipo conocidos.

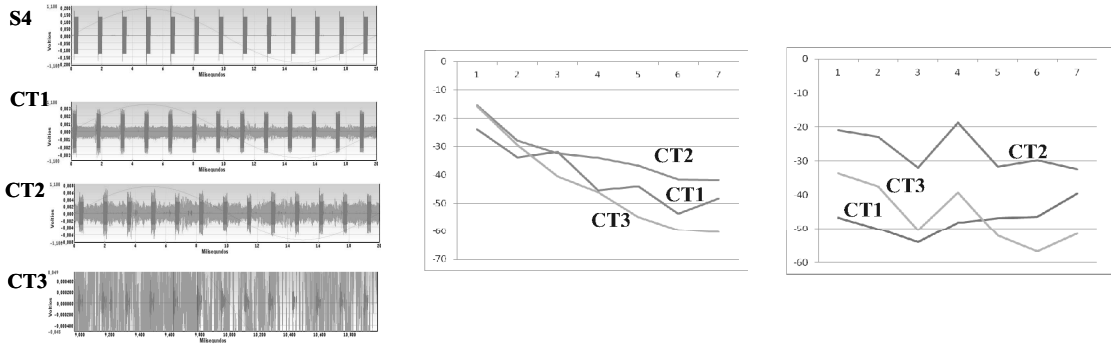


Figura 4. *a) Tren de ondas de 7 MHz captadas en la S4 y en los CTs. b) Respuesta en frecuencia de las ondas inyectadas por la pantalla, c) Respuesta en frecuencia de las ondas inyectadas por el conductor .*

La prueba práctica in situ consiste en inyectar por el conductor y/o por la pantalla del cable, trenes de onda sinusoidal de frecuencia variable en el rango de frecuencias de interés de medida, por ejemplo entre 1 MHz y 7 MHz. Sensores dispuestos en los diferentes centros de transformación de la línea a monitorizar permiten evaluar evolución de la señal en función de la frecuencia a fin de elegir la distancia más alejada que la señal de DP característica de defecto interno puede ser detectada en el rango de frecuencia de medida.

En la figura 4.a se muestran trenes de ondas sinusoidales de 7 MHz inyectados por la pantalla del cable desde la subestación S4, extremo inicial de la línea y recogidas a lo largo de los tres

centros de transformación consecutivos situados a 378 m (CT1), a 750 m (CT2) y a 1,08 km (CT3) de la S4. En la figura 4.b se muestra la atenuación de la señal en los CTs indicados. Se observa que la atenuación en el CT1 es superior a la obtenida en el CT2, lo que evidencia que está situado en una zona de sobre atenuación. En la figura 4.c se muestra la evolución de la atenuación cuando la señal es inyectada por el conductor. Se ratifica que en el CT1 se produce una sobre atenuación, más acusada para frecuencias inferiores a 4 MHz. También puede apreciarse que en el CT2 y el CT3 existe un modo de resonancia a una frecuencia próxima a 4 MHz.

4. TÉCNICA DE MONITORIZACIÓN DE DPs

La técnica que se describe en este artículo utiliza una potente herramienta de filtrado desarrollada a través de la transformada Wavelet que permite discriminar los pulsos de DPs ocultos por el ruido electromagnético de las instalaciones de alta tensión (figura 5). La herramienta de filtrado se aplica junto con otras dos adicionales de agrupamiento de las DPs: una de ellas permite conocer la posición que ocupan las DPs a lo largo del cable "agrupamiento por emplazamiento" (figura 6) y la otra permite identificar diferentes focos de DPs a través de la forma de onda del pulso de la DP "agrupamiento 3D por forma de onda" (figura 7). Mediante la combinación de estas herramientas junto con el análisis del patrón de DPs resuelto en fase de la onda de la tensión, es posible separar cada foco de DP, ubicar su emplazamiento y determinar el tipo de defecto asociado, gracias a una red neuronal.

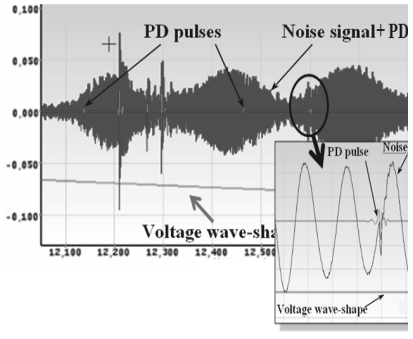


Figura 5. *Filtro Wavelet aplicado a ruido senoidal modulado*

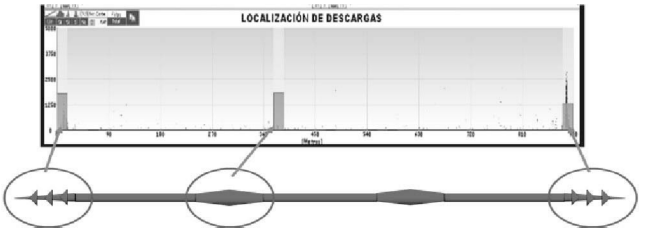


Figura 6. *Ejemplo de localización por emplazamiento: a) foco de DP situado en el inicio del sistema de cable, b) foco de DP situado a 380 m del inicio del sistema de cable y c) foco de DP situado en el terminal del extremo final del sistema de cable.*

En las redes de distribución pueden utilizarse dos tipos de sensores de alta frecuencia (HF) para la captación de las DPs que lleguen a los extremos de los sistemas de cable: sensor de tipo capacitivo, mediante un condensador de acoplamiento, o sensor de tipo inductivo, mediante un transformador de corriente de alta frecuencia dispuesto en la pantalla del cable en su conexión a tierra. Sensores de VHF o de UHF se utilizan para ratificar la posición de las DPs en emplazamientos locales. Un registrador digital de alta resolución vertical con un intervalo de muestreo de 100 MHs/s es suficiente para captar las señales de DPs. En la figura 7 se muestran las DPs captadas en el extremo inicial del sistema de cable de la figura 6 y la aplicación de la herramienta de "agrupamiento 3D por forma de onda" que permite separar cuatro diferentes patrones de DPs: tres de los cuales no implican un defecto de aislamiento (pulsos de electrónica de potencia de tipo IGBTs, PDs tipo corona y DPs por elemento metálico a potencial flotante –

por ejemplo herraje no puesto a tierra) y otro foco de DPs (pulsos de DPs superficiales) asociado a contaminación en la superficie externa del aislamiento de la terminación, que requerirá una operación de mantenimiento de limpieza de las campanas.

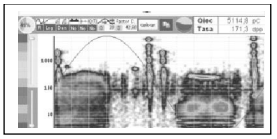


Figura 7. *Agrupamiento 3D por forma de onda de la DP + Red neuronal de reconocimiento de patrones: a) DPs superficiales b) pulsos de IGBTs, c) DPs corona, d) DPs a potencial flotante*

5. CONCLUSIONES

La monitorización en tiempo real de DPs en las redes eléctricas aisladas mediante cable puede ser integrada en las Smart Grids, permitiendo conocer el estado del aislamiento de los diferentes activos de la red, lo que conduce a una política de operación y mantenimiento más eficiente, segura y económica, anticipándonos al fallo dieléctrico y mejorando la calidad de servicio eléctrico prestado. Las unidades de medida de monitorización de DPs deben ser distribuidas a lo largo de red mediante un análisis de la respuesta en frecuencia de la red para asegurar que la sensibilidad es apropiada para captar defectos críticos y optimizando el número de unidades a emplear.

6. REFERENCIAS

[1] IEC 60270High-voltage test techniques – Partial Discharge Measurements
[2] ELECTRA BROUCHURE 444 CIGRE “Guidelines for Unconventional Partial Discharge Measurements”.
[3] F. GARNACHO et al. “Partial Discharge Monitoring System for High Voltage Cables” B1-306 CIGRE 2010.
[4] F. GARNACHO et al.“PD Monitoring System for h.v. cables by means of powerful digital tools” Reference 0214 JICABLE id E.7.1.15.

Smart Grids: hacia el Sistema Eléctrico del Futuro

J.A. Barrantes – Director de Calidad y Smart Grids, Endesa Red,
S. Carillo – Smart Grids Project Manager, Endesa Red y
J. P. González – Dirección de Calidad, Endesa Red

Resumen: Las redes de distribución de electricidad, junto con el resto de los agentes del sistema eléctrico, afrontarán en los próximos años un replanteamiento en su concepción. Entre los motores de dicha transformación cabe mencionar la lucha contra el cambio climático, la presencia cada vez mayor de generación renovable no gestionable y distribuida, el desarrollo tecnológico en el campo energético y en las tecnologías de la información y la comunicación, y la demanda por parte de los usuarios de nuevos servicios energéticos, como son la recarga de vehículos eléctricos o la eficiencia energética.

Área temática: Redes de Transporte y Distribución Energética en las Smart Grids

Palabras clave: Smart Grids, SmartCity, eficiencia, sostenibilidad, tecnología.

INTRODUCCIÓN

En el sistema eléctrico del futuro sólo se generará la energía que sea necesaria en cada momento, proviniendo en su mayor parte de fuentes renovables y optimizando el aprovechamiento de las redes eléctricas, y el usuario final sabrá en cada momento lo que está consumiendo y qué puede hacer para ahorrar en los consumos.

Estos planteamientos están en la línea marcada por la política energética de la Unión Europea, cuyos objetivos para el año 2020 son los siguientes:

- Reducir un 20% los gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990
- Incrementar la eficiencia energética, mediante un ahorro del 20% del consumo respecto a la previsión para 2020
- Conseguir que un 20% de la energía generada sea originada por fuentes renovables

Por tanto, se inicia un proceso de transformación hacia un escenario donde la red de distribución eléctrica pasa a ser un actor importante que se gestiona de una forma activa, manteniendo siempre los adecuados niveles de seguridad y calidad; tendrá una elevada presencia de generación distribuida -renovable y cercana al consumo- y en el que el consumidor pasa a ser un miembro activo, racional y eficiente del sistema, decidiendo cuándo y cómo consumir según criterios económicos y sostenibles. Para posibilitar este cambio, es fundamental la implementación de Tecnologías de Información y Comunicaciones que conviertan a la red de distribución, asimismo, en una red de transmisión de información en la que todos sus elementos podrán intercambiar contenido en tiempo real.

Como respuesta a esta necesidad, la Unión Europea está desarrollando la I+D en Redes Inteligentes mediante el SET Plan, que también engloba las energías renovables (fotovoltaica, termosolar y eólica) y la captura y almacenamiento de CO_2. En España, a su vez, se están llevando a cabo numerosos proyectos en este campo con el soporte del CDTI, entre los que destaca el proyecto SmartCity Málaga, liderado por Endesa, uno de los proyectos más innovadores del sector energético en el mundo que permite probar las tecnologías involucradas en las Redes Inteligentes.

DESCRIPCIÓN

La clave fundamental de una Smart Grid es la integración de todos los elementos que forman parte de la red eléctrica. Las telecomunicaciones hacen funcionar esta estructura de dispositivos intercomunicados, dejando atrás un modelo con sistemas de control centralizado y dando la bienvenida a un sistema de decisión completamente distribuido e integrado.

Las Smart Grids abren un amplio abanico de posibilidades para el sistema eléctrico, convirtiéndolo en un sistema vivo, capaz de transmitir información de sus elementos en tiempo real, de autogestionarse y prevenir riesgos y averías. La aplicación de las TICs a la red eléctrica es el elemento que permite la aparición de nuevos productos y servicios energéticos:

- **Generación y almacenamiento distribuidos**: se produce un cambio fundamental en la red tradicional, con la aparición de pequeños generadores y sistemas de almacenamiento distribuidos en zonas cercanas a los lugares de consumo, de modo que se evitan las pérdidas asociadas al transporte y se hace un uso más eficiente de la energía. Con ello, aparecen flujos de energía bidireccionales y no gestionables, siendo necesario un sistema de control descentralizado que gobierne estos flujos para mejorar la calidad, mantenimiento y seguridad del suministro.



Figura 1. *Sistema de alumbrado público eficiente, de tecnología LED, con microgeneración eólica integrada, SmartCity Málaga*

- **Contadores inteligentes**: se trata de un elemento fundamental en la Red Inteligente que permiten realizar las operaciones de telegestión de manera remota y poner a disposición del usuario la información de sus hábitos de consumo, además de posibilitar

la discriminación horaria que dará lugar a un rango más amplio de tarifas adaptadas a las necesidades del usuario.

- **Vehículo eléctrico**: la aparición del mismo hace imprescindible el estudio del impacto que tendrá sobre la red al requerir una infraestructura de recarga que le dé soporte. Para gestionarla, será necesario un sistema de control que visualice la arquitectura global y adecue los requerimientos de la infraestructura al estado de la red. Además, la tecnología V2G permitirá usar la batería del propio vehículo como sistema de almacenamiento de la red, sirviendo de apoyo a la misma en momentos de necesidad.



Figura 2. *Vehículo eléctrico con funcionalidad V2G incorporada, SmartCity Málaga*

- **Eficiencia energética**: estos sistemas ayudan al usuario a tener un consumo eficiente e inteligente, con información en tiempo real de sus hábitos de consumo. De esta forma, el usuario pasa a ser parte activa del sistema, pudiendo verse beneficiados gracias a tarifas dinámicas o incentivos.

- **Gestión activa de la demanda**: permite, por una parte, optimizar el consumo de un cliente, en base a una curva de precios con posibles incentivos tarifarios y un rango de confort definido por él mismo, calculando una consigna aplicable a las cargas (por ejemplo, de climatización) que optimizará el consumo para el día posterior. Además, calcula un consumo previsto basándose en la estimación meteorológica, de modo que pueda hacerse una previsión de la energía que se demandará por parte de estos clientes. Por otra parte, permite la reducción de potencia en un momento de necesidad en la red de distribución.

  Este sistema avanzado de gestión permitirá conocer los consumos en tiempo real, hacer una previsión de demanda para el día posterior, adaptar dicho consumo a la curva de precios estipulada para su optimización, detectar consumos inapropiados, anticiparse a su facturación mediante herramientas de análisis, planificar el consumo o ajustarlo a un valor objetivo y agregar los consumos de varias sedes (empresas *multisite*).



Figura 3. *Centro de Transformación totalmente automatizado y telecontrolado, Smartcity Málaga y Smartcity Barcelona.*

- Las tecnologías de una Smart Grid también hacen más eficiente la gestión y el control de las redes. Mediante sistemas de **automatización** en todos los niveles de la red (AT, MT y BT) asociados a sistemas informáticos específicos, es posible una operación automática frente a incidencias en la red, de modo que el sistema sea capaz de reconfigurarse por sí mismo recuperando el servicio en un corto espacio de tiempo, o incluso llevar a cabo labores de mantenimiento preventivo.

SMARTCITY MÁLAGA

SmartCity Málaga es un proyecto pionero en España de ciudad inteligente que ha convertido a la ciudad en un 'laboratorio vivo', en un campo de pruebas sobre la red real donde se han experimentado distintas tecnologías y sistemas para mejorar la gestión de la energía, la eficiencia y el ahorro, que forman parte de la red inteligente del futuro. En este proyecto, que arrancó en 2009, Endesa y Enel lideran un consorcio formado por 25 empresas, divisiones y organismos de investigación, que han desarrollado un demostrador de la red inteligente. En ella, los clientes y la compañía eléctrica colaboran en la consecución del reto energético para disminuir el impacto sobre el medio ambiente, incrementando la utilización de fuentes de energía renovables, aumentando la eficiencia energética, acercando la generación al consumo y concienciando al consumidor de un uso más racional y eficiente de la energía.

SmartCity Málaga se está llevando a cabo en la zona de la playa de La Misericordia, en la capital malagueña, una zona de reciente edificación donde la infraestructura eléctrica está en excelente estado y tiene condiciones para ser mejorada con automatismos avanzados. Esta zona, de unos 60.000 habitantes, cuenta con unos 11.000 clientes residenciales, 300 industriales y 900 de servicios. Además, dispone de numerosas instalaciones de generación fotovoltaica en cubiertas de edificios y pérgolas, y con una cogeneración: un total de casi 13MW de generación para una potencia contratada en la zona de unos 60MW.



Figura 4. *Playa de La Misericordia, Málaga. Al fondo, aerogenerador de eje vertical. SmartCity Málaga*

Entre las principales actuaciones llevadas a cabo en el proyecto, se encuentran la instalación de sistemas de generación y almacenamiento distribuidos, instalación de contadores inteligentes, sistemas de comunicación y transmisión de información, alumbrado público eficiente, infraestructura de recarga de vehículos eléctricos con tecnología V2G (*Vehicle to Grid*), y soluciones de eficiencia energética y gestión activa de la demanda para edificios, PYMEs y hogares.

Dentro del área de eficiencia energética, se tienen varios ámbitos de actuación, que se extienden desde el alumbrado público a la eficiencia en consumos de PYMES, edificios emblemáticos y usuarios residenciales.

En primer lugar, se han sustituido las luminarias de algunas zonas de la ciudad por otras de bajo consumo, combinando tecnologías LED y halogenuro con un control individualizado de cada una de ellas. De este modo, aplicando programas de funcionamiento individuales o por grupos, y calibrando la intensidad de las luces adaptándola a las necesidades de la zona, se reduce el consumo hasta en cinco veces. A algunas de estas luminarias se les ha incorporado un pequeño generador (eólico o fotovoltaico), de modo que, combinado con sistemas de almacenamiento, pueda autoabastecerse de energía renovable.

También se integra la generación existente en la zona, monitorizándola y controlándola en tiempo real. En algunos casos se combinan con sistemas de almacenamiento de modo que la energía se pueda aprovechar más eficazmente.

Además, se han instalado diversas soluciones de eficiencia energética en PYMEs y edificios emblemáticos, de forma que estas empresas reciben información en tiempo real acerca de la energía que están consumiendo, gestionándola de manera inteligente, e interactuando sobre las distintas cargas mediante un sistema de control.

En cuanto a usuarios residenciales, todos ellos cuentan con el contador inteligente, y se está probando en 50 de ellos un kit de eficiencia energética mediante el cual pueden conocer el consumo total de su hogar, y gestionar parte de esa energía gracias a unos dispositivos inteligentes que son capaces de diferenciar distintos consumos, y ser controlados y programados a distancia. Desde cualquier punto con acceso a internet, vía Web o aplicación para Smartphone, el usuario puede acceder a su instalación y detectar consumos inesperados, programar el

funcionamiento de distintos aparatos a una hora determinada, crear controles manuales de conexión/desconexión, o programar la carga durante la noche de su vehículo eléctrico; en definitiva, diversas medidas para conseguir un ahorro de energía y un consumo eficiente.

La integración de todos estos sistemas es posible gracias a la aplicación de Tecnologías de Información y Comunicaciones (TICs), que permiten la implementación de una red de transmisión de datos sobre la red eléctrica. De este modo, todos los elementos de la red son visualizados en tiempo real desde el Centro de Control y Monitorización. Además, en la zona del Paseo Marítimo se ha configurado una *microgrid*, una parte de la red eléctrica en la que se integran el consumo del alumbrado público con sistemas de generación distribuida, almacenamiento y gestión de la energía.

NUEVOS PROYECTOS

Endesa ha aprovechado el avance y la experiencia conseguida con SmartCity Málaga para desarrollar nuevos proyectos de ciudades inteligentes, en concreto en Búzios, Brasil, y en Barcelona.

Así, Endesa ha empezado a trabajar en un proyecto de modernización del sistema de suministro eléctrico en Barcelona que tiene como objetivo el desarrollo de una novedosa red inteligente, que permitirá un mayor ahorro y una gestión eficiente y sostenible. De esta manera, se prepara la ciudad para este modelo energético de futuro, basado en valores que persiguen el progreso económico y social del entorno. Se han instalado nuevos sistemas de automatización, alumbrado eficiente con sistemas de control, sistemas de recarga de vehículos eléctricos y las TICs necesarias, que supondrán una inversión de más de 100 millones de euros. En una primera fase se beneficiarán unos 50.000 clientes y se gestionará una red integrada por 7 subestaciones, 85 líneas de media tensión, 568 centros de distribución y una potencia contratada de 527.000 kW y que se extenderá progresivamente a toda la ciudad.



Figura 5. Smartgrid Service Center. *SmartCity Barcelona.*

Desde final de noviembre SmartCity Barcelona también cuenta con un Centro de Control y Monitorización en la Villa Olímpica, instalado en una casa eficiente, cuya producción de energía renovable proviene de las placas situadas en la cubierta y sirve para alimentar todos los consumos internos y que opera también como espacio demostrativo de la ciudad inteligentes que se está desarrollando en Barcelona

Paralelamente, se está trabajando tanto con el Ayuntamiento de la ciudad, bajo el Clúster de Eficiencia Energética de Cataluña y en el Consorcio Zona Franca de Barcelona para el desarrollo de proyectos específicos dentro de este marco de modelo eficiente de la energía en la ciudad.

Barcelona se convertirá próximamente en una ciudad con sistemas más inteligentes para la operación y gestión de la distribución de energía en los distintos niveles de tensión, gracias a este proyecto que llevará a la capital hacia la ciudad del futuro.

Data Centers – El centro tecnológico de las Smart Grids.

I. Gimeno. Rittal Disprel, S.A.

Resumen: En la siguiente comunicación se incidirá sobre la importancia que tiene un Data Center (o Centros de Proceso de Datos - CPD) a la hora de gestionar las Smarts Grids. Se mostrará que además de las medidas que se han de tomar para realizar redes de distribución de energía eléctrica o ciudades "inteligentes", cada vez es más importante tener en cuenta el centro tecnológico o el núcleo de todas estas redes, los Data Centers.

En la comunicación se tratarán diversos aspectos de los Data Centers enfocados a las Smart Grids y se mostrará cómo estos Data Center constituyen uno de los puntos importantes dentro de la red.

Área temática: Redes de transporte y Distribución Energética en las Smart Grids.

Palabras clave: Data center, eficiencia energética, centro de proceso de datos, green IT.

PRESENTACIÓN RESUMIDA

Las Smart Grids están cada día más presentes debido al incremento de las plantas de generación de energía renovable (plantas solares, parques eólicos…) y el decremento de generación de energía de formas tradicionales.

Estas redes inteligentes cambian el concepto de las redes eléctricas tradicionales dónde se realizaba una distribución tipo estrella y donde la energía e información iba en una única dirección, desde la central hasta el usuario final. Las actuales Smart Grids, posibilitan el seguimiento continuo (con una comunicación bidireccional) de clientes, instalaciones y operaciones. Eso sumado a la mayor sensorización de las redes y las comunicaciones continuas entre sus elementos hacen que toda la información sea necesaria a tiempo real.

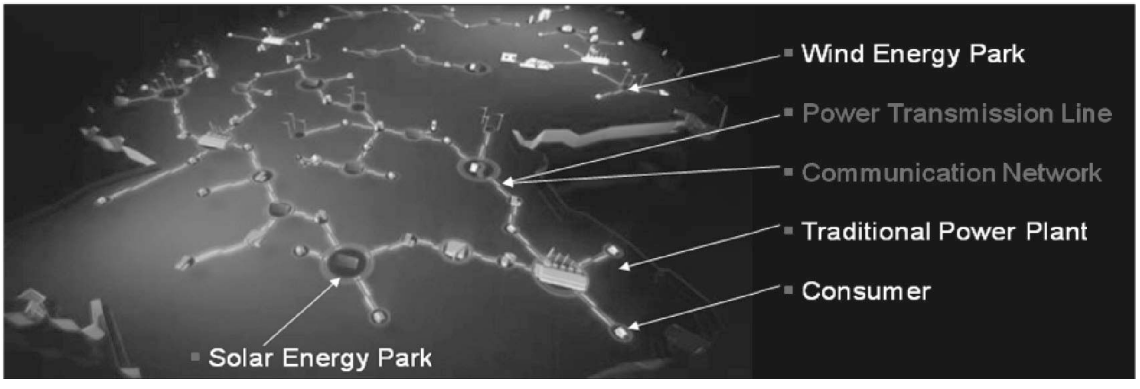


Figura 1. *Elementos de una Smart Grid y conexión entre ellos I.*

Como se puede ver en las figuras 1 y 2, la red está formada por diferentes plantas de generación que están interconectadas entre ellas a nivel de transmisión de potencia y comunicación y que finalmente llegan al usuario final. En toda la red hay elementos que realizan mediciones y dan información.

Gracias a esta comunicación continua entre sus elementos se consigue una optimización de la red y una mayor eficiencia, ya que se pueden analizar los datos y tomar decisiones en cualquier momento.

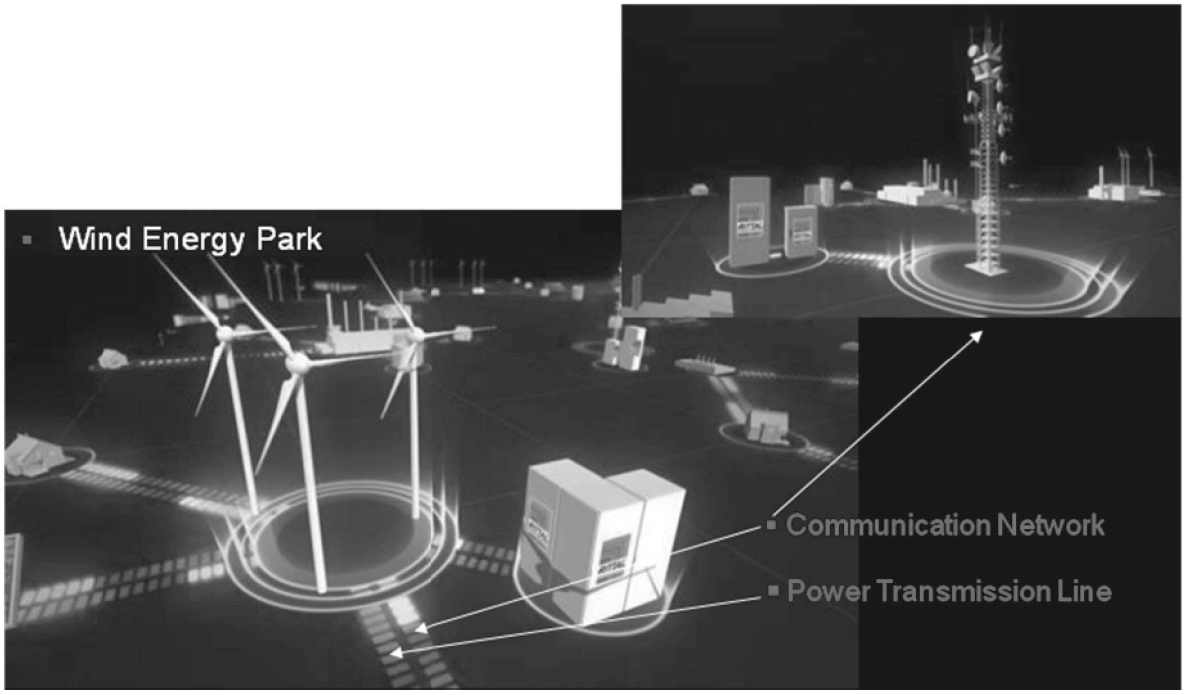


Figura 2. *Elementos de una Smart Grid y conexión entre ellos II.*

Debido a todo este gran flujo de información y la necesidad de comunicación entre los diferentes elementos de la red, cada día se hace más necesario un centro de control centralizado o Data Center en una Smart Grid. Dentro de estos Data Centers se almacenan los equipos necesarios para la gestión inteligente de las líneas de transmisión, la gestión de los sistemas de almacenamiento de energía y la coordinación de tareas pro-activas/re-activas dentro de la red.

Cualquier Smart Grid debe garantizar la máxima disponibilidad en la generación de la corriente y la trasmisión de la misma para evitar la caída de la red. Para ello es crucial que la comunicación y control de cada uno de sus componentes sea óptima. Como se comentaba anteriormente, el Data Center actúa como centro tecnológico de la Smart Grid y debe garantizar el correcto y continuo funcionamiento de cada uno de sus elementos. De ahí que sea sumamente

importante que el Data Center tenga una arquitectura segura y esté protegido contra interrupciones de servicio.

Es necesario diseñar cada Data Center en función de la disponibilidad esperada. Para ello la Telecommunications Industry Association define cuatro niveles (llamados tiers). El más simple es el Tier 1 el cual define una sala de servidores con unas normas básicas para el alojamiento equipamiento IT. Y el nivel más alto sería el Tier 4 el cual describe como obtener un centro de proceso de datos totalmente seguro y redundando.

Sin duda cualquier Data Center para gestionar una Smart Grid debe tener una disponibilidad máxima y lo ideal es que fuese Tier 4. En este caso se conseguiría un Data Center totalmente redundado a todos los niveles: comunicaciones, suministro eléctrico, equipos de climatización…

Por otro lado, sería también importante disponer de un Data Center secundario que pudiera responder en caso de que se tuviera graves problemas de disponibilidad del principal. Normalmente este Data Center secundario suele construirse alejado del principal para evitar que los dos puedan caer.

Otro tema importante en el que la industria del Data Center está realizando grandes esfuerzos es en conseguir Data Centers que sean energéticamente eficientes posibles y sostenibles. Existen diferentes métodos para conseguir Data Centers eficientes, por ejemplo, la utilización de equipos de climatización con free-cooling. Con ello, se consigue que gran parte del tiempo estos equipos de climatización obtengan un enfriamiento de una forma natural gracias a las bajas temperaturas externas. Otra posibilidad para reducir el consumo energético del Data Center sería la utilización de SAIs o UPS con un alto rendimiento, esto nos permitiría optimar la utilización de estos equipos y evitar que aporten potencia de pérdidas adicional al Data Center.

CONCLUSIONES

Como se ha presentado en la comunicación, los Data Centers son cada día más un punto clave dentro de las Smart Grids. Estos Data Centers son los responsables de la gestión de las comunicaciones entre los diferentes componentes de la red (desde la generación de la energía al suministro al usuario final). Además los Data Center actúan como concentrados de información y "facilitadores" que esta comunicación o interactuación entre componentes sea a tiempo real.

Ante todo, estos Data Center deben proporcionar máxima disponibilidad para que la red no se vea afectada por ningún contratiempo y este siempre activa.

Por último, como se ha explicado durante la comunicación, la industria del Data Center está trabajando día a día para que estos sean energéticamente eficientes y sostenibles con su entorno.

Utilización de Redes Auto-Expansibles para una Red Inteligente Eléctrica

J. F. Aguirre, D. M. De Yong y F. Magnago. Universidad Nacional de Rio Cuarto - Argentina

Resumen: El siguiente trabajo muestra una solución de soporte de comunicaciones para aplicaciones de medición en una Smart Grid de rápido despliegue y bajo costo utilizando una arquitectura auto-expansible, también denominada mesh en conjunción con otras topologías garantizando convergencia y confiabilidad al sistema y permitiendo el soporte a otras aplicaciones tales como video-vigilancia, etc…

Área temática: Redes de Transporte y Distribución Energética en las Smart Grids

Palabras clave: Smart Grid, AMI, Wireless Infraestructure, Mesh, Convergencia

1. INTRODUCCIÓN

La evolución de las redes eléctricas ha puesto la urgente necesidad de contar con redes de comunicación bidireccional confiable y de bajo costo de despliegue.
Las redes inteligentes apuntan a mejorar la confiabilidad de la red, mejorar la eficiencia, abrir nuevos nichos de negocio, disminuir las emisiones tóxicas al medio ambiente, integrar energías renovables, facilitar la generación distribuida, etc.
Existe una gran cantidad de tecnologías de comunicaciones que pueden ser empleadas para el despliegue de una red inteligente, las cuales pueden ser cableadas, inalámbricas o fibra óptica. La elección de la tecnología más apropiada para el despliegue de una red inteligente deberá realizarse teniendo en cuenta restricciones técnicas y económicas.
Los sistemas inalámbricos son una solución económica, escalable, flexible y confiable para el despliegue de una Infraestructura de medición avanzada (*Advanced Metering Infrastructure, AMI*).
Si bien existen distintas topologías para despliegues de infraestructuras de medición, este trabajo se enfoca en redes malladas o auto-expansibles (*Mesh*) debido a las siguientes ventajas que las mismas poseen:

- Confiabilidad.
- Facil escalabilidad y mantenimiento.
- Reducción en las potencias de transmisión.
- Son redes de rápido despliegue.
- Funciones *Self-healing* y Auto-Configuración

Sin embargo no existe una metodología estandarizada para la evaluación de viabilidad de estas redes frente a los requisitos mínimos de *Throughput* (Capacidad de transmisión de datos), Latencias y Cobertura para un despliegue de una AMI en una zona urbana.

2. OBJETIVO

El objetivo de este trabajo es el de diseñar, simular y analizar el desempeño de una red inalámbrica mesh combinando el flujo de datos de una *Smart Grid* (SG) con una amplia variedad de otras aplicaciones, tales como: video-vigilancia, comunicaciones públicas de seguridad y controles de señales de tráfico.

3. MARCO TEÓRICO

El siguiente apartado justifica la elección de una arquitectura mesh como soporte para aplicaciones de medición en una SG.

3.1. WIRELESS MESH NETWORK

Definiremos una red mallada como una arquitectura, en donde todos los nodos que la componen se encuentran interconectados de manera inalámbrica con todos sus nodos vecinos, generando así múltiples caminos de comunicaciones para alcanzar cualquier destino dentro la red. A continuación se muestra una arquitectura genérica de una *Wireless Mesh Network* (WMN).

3.2. CARACTERÍSTICAS

Las redes mesh presentan las siguientes características que las distinguen frente los otros tipos de redes inalámbricas:

Redundantes: Al emplear una topología parcialmente mallada, los enlaces entre los nodo de una red mesh usualmente cuentan con uno o más enlaces alternativos o de respaldo.

Fácil despliegue: Este tipo de redes son auto configurables lo que permite incluir nuevos nodos sin incurrir en el re planeamiento global de la red. El hecho que este tipo de redes sea auto configurables hace que sean una solución ideal de conectividad de respaldo en situaciones de catástrofe.

Auto regenerables (self healing): Si se produce una baja masiva de nodos la red tiene la capacidad de modificar de la mejor manera su topología para continuar proveyendo servicio.

Robustez: En una red mesh, un dispositivo cuenta con más de un enlace alternativo (redundancia) para comunicarse con otro equipo. Esto hace que las redes mesh sean muy robustas ya que para que un nodo permanezca incomunicado se debe producir una falla simultánea en todos los enlaces que lo comunican con la red.

Ahorro de energía: Al ser una alternativa para situaciones de catástrofe muchas veces los nodos de una red mallada son alimentados por medio de paneles solares o generadores eólico, hidráulica o celdas de combustible. Por este motivo el diseño de los equipamientos suele optimizarse en búsqueda de un menor consumo de energía

Bajo costo: Las redes pueden ser desplegada con relativamente bajo costo.

Inteligencia descentralizada: En este tipo de redes no existe la necesidad de una unidad de inteligencia centralizada que controle las comunicaciones entre los equipos conectados a la red

3.3. ARQUITECTURA

Una red mesh puede poseer diferentes arquitecturas según la problemática que se desee resolver. La Figura1 muestra una red mallada multi-radio, en la cual cada nodo utiliza una interfaz de radio para dar cobertura a los clientes y otra, independiente, como backhaul de comunicaciones hacia otras redes. El mallado como se puede apreciar se realiza en el backhaul, mientras que las conexiones de los clientes a los nodos poseen una topología sencilla punto-multimpunto tipo "Estrella".

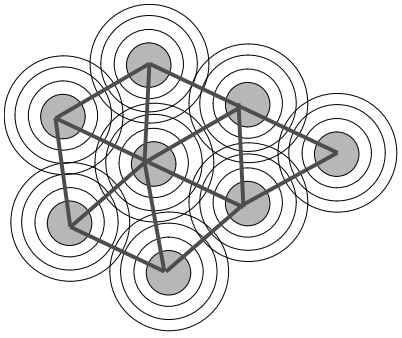


Figura 1. *Arquitectura de una WMN Multi-Radio.*

Existen tres tipos de redes malladas según la forma en que estos equipos se conectan entre sí:

Red de Infraestructura: Los routers mallados conforman la arquitectura principal y se conectan entre sí por medio de enlaces inalámbricos.

Red de clientes mallados: Los clientes mallados conforman la infraestructura de la red y se conectan entre sí de manera inalámbrica.

Red híbrida: Una red que combina las características de los dos tipos de redes presentados anteriormente.

En nuestro trabajo proponemos utilizar entre los nodos que brindan cobertura en una zona urbana una arquitectura mesh del tipo "Red de Infraestructura". Esta decisión se fundamenta principalmente en aspectos relacionados con la seguridad del sistema dado que el tipo de información que circula por la red podemos definirlo como críticamente sensible. Sin embargo no se descartan las otras arquitecturas en otros dominios de aplicación (por ejemplo en la Inmótica y Domótica los clientes son dispositivos que pertenece a un mismo usuario o agente de control por lo que podrían utilizarse redes híbridas o de clientes mallados directamente).

4. MODELO PROPUESTO

En esta sección se va a presentar un modelo propuesto para simular el despliegue de una red mallada para dar cobertura a un sistema de medidores inteligentes, con posibilidad de incorporar otros tipos de servicios que utilicen la red de comunicaciones tal como video vigilancia, comunicaciones de voz sobre ip, control de señalización de tránsito y paneles de información.

Para modelar el problema se considera una zona urbanizada con una mediana densidad poblacional. El área geográfica seleccionada está conformada por 9 manzanas tal como se ve en la Figura 2. Se estima cada manzana contiene 30 domicilios y 4 edificios. Cada edificio, en promedio, tiene 6 pisos y 4 departamentos por piso. Por medio de estas aproximaciones obtenemos 126 medidores inteligentes (*Smart Metters*) por manzana.

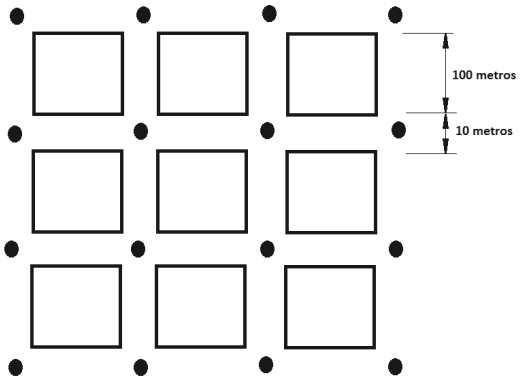


Figura 2. *Modelo geográfico propuesto.*

El área a la que se pretende brindar cobertura consta de 102400 metros cuadrados. Los círculos llenos de la Figura 2 muestran una distribución hipotética de los nodos para proveer cobertura al área estudiada. Se supone además que los nodos son instalados a 30 metros por sobre el nivel del suelo. Cada nodo posee dos interfaces de radio: La primera interfaz (Radio 0) está destinada a brindar servicio a usuarios próximos al mismo empleando una tecnología *802.11n HT20* con arquitectura punto multipunto. La segunda interfaz de radio (Radio 1) es utilizada como backhaul de información mediante una tecnología *802.11n HT40* con arquitectura mallada con lo demás nodos.
Es importante destacar que, si bien se proponen tecnologías que utilizan modulaciones OFDM (de gran desempeño en ambientes urbanos donde se presentan condiciones de multi-camino), para realizar los cálculos de las pérdidas de los enlaces se considerarán altos márgenes de fading para garantizar la confiabilidad del sistema.
La siguiente tabla muestra las especificaciones técnicas más importantes de los nodos conforman la infraestructura de la red mesh, consideraciones del canal de comunicaciones y equipos instalados del lado de los clientes.

Tabla I. *Especificaciones técnicas de los equipos utilizados y consideraciones del canal.*

Características	Nodos		Clientes
	Radio 0	Radio 1	
Margen de Fading	12 dB	3dB	-
Power	27dBm	20dBm	15-17 dBm
Gain Antenna	3dB	3dB	3dB
RSL	-75dBm	-75dBm	-75dBm
Technology	802.11n HT 20MHz	802.11n HT 40MHz	802.11n HT 20MHz

4.1. SIMULACIÓN Y RESULTADOS

A continuación se muestran los resultados de simulación obtenidos al aplicar el modelo propuesto en el apartado anterior en una zona urbana con características similares.
Para realizar la simulación se utilizó un software gratuito de la compañía Aruba que trabaja directamente en la nube utilizando el potencial de los servidores de dicha compañía. Este

software articula con Google Earth para poder representar los resultados de una manera más amena al diseñador.
La Figura 3 muestra la arquitectura mesh utilizada como backhaul de comunicaciones. El Access Point 4 (AP4) es el nodo portal, es decir el punto de la red que tiene acceso a Internet por el cual terminarán enrutandose la información recolectada por los demás nodos.

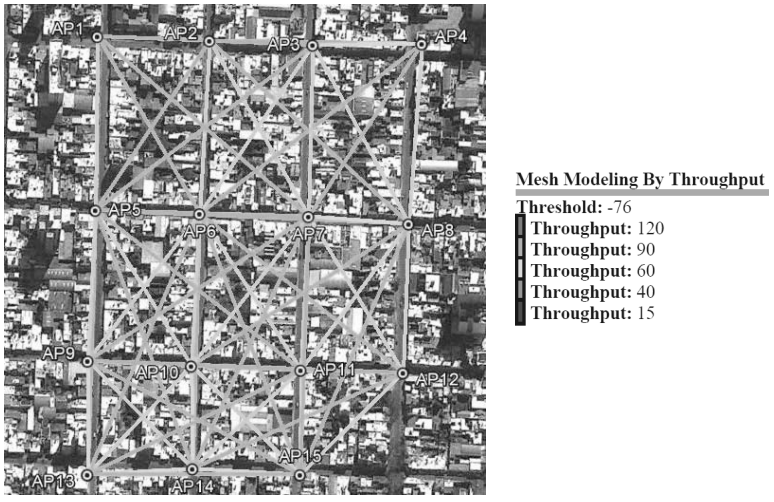


Figura 3. *Backhaul Mesh, con acceso a través del AP4.*

Puede apreciarse en la precedente figura que los enlaces poseen un throughput (Velocidad de transmisión de datos) que oscila entre 40-90 Mbps (medidos en la capa TCP del modelo OSI).
La Figura 4 muestra una secuencia de imágenes que ilustran el crecimiento del radio de cobertura a medida que se reducen los requerimientos de throughput. En el siguiente apartado se analizarán con detalle los resultados numéricos obtenidos.

4.2. DISCUSIÓN

Luego de analizar los resultados de las simulaciones para diferentes escenarios, utilizando como criterio la búsqueda de mayores radios de cobertura, reduciendo el número de nodos pero siempre garantizando el throughput mínimo necesario para soportar una infraestructura AMI y algunos servicios adicionales. A continuación se presentan los resultados de la configuración seleccionada para llevar a cabo en una futura implementación.

Tabla I. *Especificaciones técnicas de los equipos utilizados y consideraciones del canal.*

Radio de Cobertura [m]	Throughput [Mbps]	Medidores servidos por nodo	Requisito de la AMI [Mbps]	Excedente [Mbps]
69	17,1	252	12,06	4,5

Es importante aclarar que para computar dichos resultados se estima que cada medidor requiere una tasa 50kbps, según es estimado en las referencias que se citan posteriormente. El throughput que se muestra en la tabla es directamente medido a nivel Aplicación (capa 7 del modelo OSI).
Finalmente solo debemos remarcar la viabilidad de instalar cámaras de video-vigilancia y poder realizar el control de señales de tráfico y paneles de información gracias a que el excedente de la red cubre los requisitos de los mismos Por ejemplo se podrían instalar 4 cámaras de excelente

resolución, controlar 4 paneles de información LED y hasta garantizar la incorporación de 20 medidores en un futuro (lo que significa casi un 10% de la infraestructura actual).

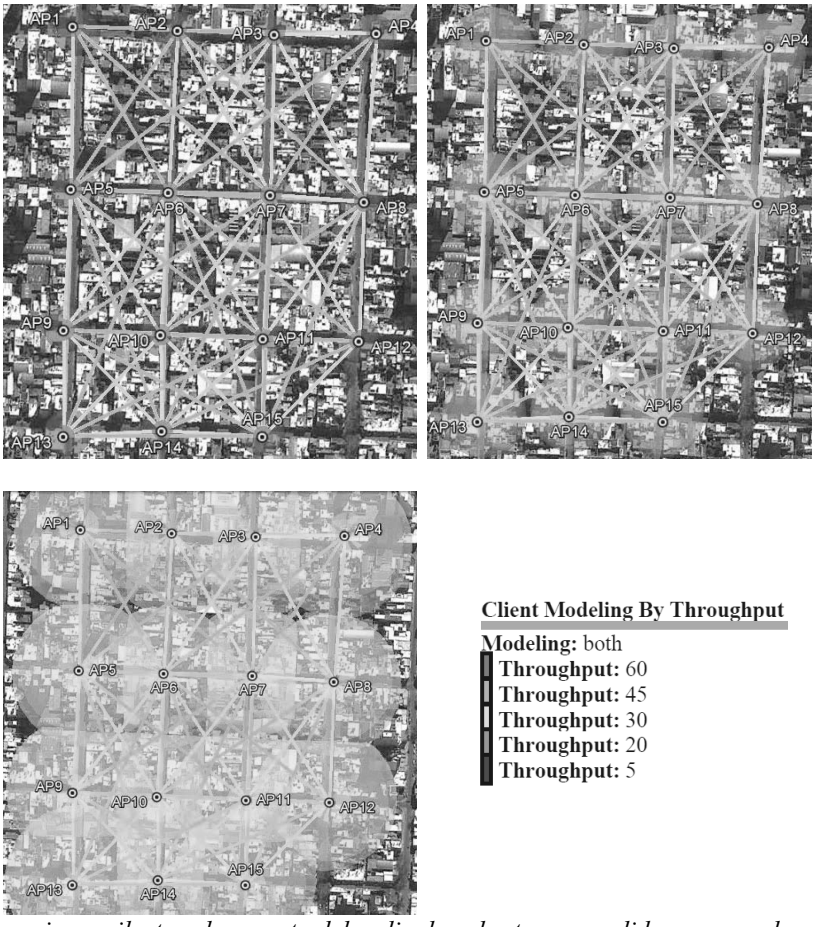


Figura 4. *Secuencia que ilustra el aumento del radio de cobertura a medida que se reduce el throghput.*

5. CONCLUSIONES

En el siguiente trabajo se presentó una arquitectura de red punto multi-punto con un backhaul mesh, de rápido despliegue, bajo costo y alta confiabilidad capaz de soportar los requisitos de una infraestructura de mediciones avanzada que se propone en una SG incluyendo servicios adicionales buscando una mayor eficiencia en el ahorro de recursos.

7. REFERENCIAS

TRUJILLO, M.B. (2012).: "Evaluación Experimental de Redes Malladas basada en el protocolo B.A.T.M.A.N.".P.F.C, Universidad Carlos III, Madrid.

CHUN, C.C. (2009).: "Topology Formation for Wireless Mesh Network Planning". IEEE INFOCOM.

ARUBA INC.: "Aruba Outdoor Planner". http://outdoorplanner.arubanetworks.com.

Experiencias de Gas Natural Fenosa con las Redes Inteligentes

M. Gaudó, J. Martín, J. de la Torre y F. García. Gas Natural Fenosa

Resumen: Gas Natural Fenosa mantiene una sólida posición de liderazgo internacional por su labor de transformación de sus redes de distribución de electricidad para convertirlas en redes inteligentes. Un ejemplo de esto es el hecho de que la compañía acabara el año 2011 con 200.000 contadores inteligentes instalados y una inversión global que alcanzó los 50 millones de euros durante dicho año. Este ambicioso despliegue, que se inició en Alcalá de Henares y Aranjuez, se extendió a las otras tres comunidades autónomas en las que Gas Natural Fenosa cuenta con redes de distribución eléctrica: Galicia, Castilla-La Mancha y Castilla y León. Junto con el cambio de los contadores, durante dicho año, la compañía además adaptó y automatizó más de 400 centros de transformación.

Área temática: Redes Inteligentes

Palabras clave: Innovación, redes inteligentes, contadores inteligentes, sostenibilidad, inversión.

1. VISIÓN DE LA INNOVACIÓN

La innovación se ha consolidado como una de las palancas clave en la recuperación económica. Las empresas más innovadoras son, en general, las que mejor están respondiendo en este entorno desfavorable. Por ello, Gas Natural Fenosa mantiene un esfuerzo permanente para seguir con los programas iniciados. La respuesta al cambio climático continúa siendo una de la las motivaciones clave para impulsar las líneas tecnológicas de innovación de la compañía. En Europa, Gas Natural Fenosa soporta los objetivos del Plan Estratégico de Tecnología Energética (SET Plan), participando activamente en los proyectos de investigación de uno de sus pilares más importantes: la EEGI o Iniciativa Industrial de Redes Eléctricas. El SET Plan sigue su curso de cara a aportar avances tecnológicos que permitan el cumplimiento de los objetivos trazados por la Comisión Europea en el campo de la energía para el año 2020.

En este contexto, Gas Natural Fenosa ha consolidado su estrategia reforzando su estructura tecnológica, iniciando nuevos proyectos de gran calado y manteniendo una presencia destacada en los foros clave de decisión. Mención especial merece el compromiso y participación en la iniciativa Innoenergy, cuya misión, encomendada por el Instituto Europeo de Innovación y Tecnología (EIT), es llegar hasta el mercado real en los avances tecnológicos que, en materia de energía, se plantean en Europa. Esta iniciativa se ha consolidado con la creación de la KIC Innoenergy SE. En España y Portugal, se ha creado la filial KIC Iberia S.L., con sede en Barcelona y con responsabilidades en el ámbito europeo en materia de energías renovables. Gas Natural Fenosa es socio de ambas entidades y está presente en los órganos de gobierno de las mismas. Dentro de las actuaciones de soporte, la vigilancia y la transferencia tecnológicas permiten un conocimiento y aprovechamiento óptimos de los avances en el entorno tecnológico.

2. PROYECTOS DE INVESTIGACIÓN

En el ámbito de las redes inteligentes Gas Natural Fenosa ha acometido una nueva arquitectura de red inteligente iniciándose en el desarrollo de diversas herramientas para dar soporte a la operación de esta red, tanto desde el punto de vista de la gestión de la propia red y sus activos (proyecto Cenit Energos), como de la adquisición y tratamiento de la gran cantidad de medidas que se van a generar (proyecto Eureka Imponet). También son relevantes las investigaciones en el área de inteligencia distribuida para el tratamiento de la información (proyecto 7º PM HyperDNO) y las soluciones específicas de automatización para la red (proyecto Innpacto RedNA).

En relación con la movilidad y el transporte sostenibles, continúan los esfuerzos iniciados ya en años anteriores para el desarrollo de sistemas avanzados de recarga de vehículos eléctricos, un autobús urbano híbrido gas-electricidad, y el desarrollo y demostración de sistemas de movilidad eléctrica completos. A modo indicativo de este nivel de actividad, se puede citar el proyecto Domocell, cuya finalidad desarrollar un plataforma integral de recarga de vehículos eléctricos en edificios residenciales de las grandes y medianas ciudades.

3. PROYECTOS DE DEMOSTRACIÓN

Después de varios años de investigación y desarrollo en la red inteligente, se dispone ya de soluciones con un grado de madurez adecuado para ser probadas en entornos reales, paso previo imprescindible a su implantación masiva. En este sentido, Gas Natural Fenosa ha lanzado dos proyectos de carácter demostrativo. Por un lado, se ha abordado el proyecto SCALA, que se desarrolla en las redes de distribución de las poblaciones de Alcalá de Henares y Aranjuez, en la Comunidad de Madrid, con objeto de probar nuevos contadores inteligentes con tecnología de comunicación PRIME [1] a través de la red eléctrica de baja tensión , que, además, incorpora la modernización de los centros de transformación, la monitorización de la generación distribuida existente en la zona, y la instalación de puntos de recarga eléctrica. Por otro lado, el proyecto Innpacto [2] PRICE pone el énfasis en el desarrollo y demostración de soluciones interoperables y comunes a empresas distribuidoras en un ámbito geográfico compartido, con desarrollo y demostración en cuatro áreas: monitorización y automatización de la red de distribución, gestión energética de los centros de transformación, integración de renovables y gestión de la demanda, incluido el vehículo eléctrico.

4. SOLUCIONES DESPLEGADAS

La arquitectura técnica desplegada se apoya en la instalación de contadores inteligentes y de equipamiento denominado “Gestor de Centros de Transformación” en todos los centros de transformación incorporando los siguientes elementos:

- Concentrador de Medida para telegestión (lectura y operación remota) de los contadores de cliente aguas abajo en la red de Baja Tensión alimentada por el transformador. Este

[1] PRIME = PoweRline Intelligent Metering Evolution www.prime-alliance.org/
[2] https://sede.micinn.gob.es/innpacto/

concentrador permitirá realizar balances de energía e incorpora entradas externas para detección de alarmas y eventos espontáneos.
- Supervisor de Baja Tensión para medida de parámetros eléctricos del transformador en baja tensión. Este elemento permite el registro de energías, potencias, intensidades y tensiones así como generación de eventos y alarmas (sobretensión, subtensión, sobreintensidad,…)
- Equipo de Comunicación para comunicar con la plataforma de telegestión a través servicios web e intercambio de ficheros mediante protocolo estándar (FTP). El equipo estará compuesto por router de comunicaciones, o concentrador de fibra óptica en los casos en que esté disponible.

Además, atendiendo a diferentes criterios, se desplegará equipamiento adicional, denominado supervisor avanzado de baja tensión, que permitirá conocer todos los parámetros eléctricos y la detección de fusible fundido de cada una de las salidas de los cuadros de BT del centro de transformación, (generalmente 4 por transformador).

El gestor de centros de transformación convivirá en centros específicos según los criterios de arquitectura de red con el equipamiento propio de maniobra y control remoto del centro, formado por celdas motorizadas, detectores de paso de falta direccionales, supervisores de media tensión, fuentes de alimentación, baterías y unidades remotas de telecontrol encargadas de gestionar dicho equipamiento y establecer el enlace con el SCADA[3] del Centro de Operación de Red mediante protocolos de comunicación en tiempo real IEC 60870-5-104 y IEC 61850.

La tecnología utilizada para comunicar el equipamiento a instalar en los centros de transformación con los sistemas de adquisición podrá ser variable: fibra óptica, radio (3G), PLC de media tensión hasta subestación eléctrica, etc.

La figura de abajo ilustra las soluciones desplegadas.

5. CONCLUSIONES

Los programas y proyectos mencionados ponen de manifiesto cómo Gas Natural Fenosa se ha está concentrado en el desarrollo de esfuerzos nacionales e internacionales para aprovechar los resultados de la innovación relacionada directamente con la creación de nuevos productos y líneas de negocio, pero también con la generación de empleo. Estos esfuerzos son necesarios para que las redes inteligentes cumplan con sus promesas de ser un factor importante para la reducción de las emisiones de CO_2, así como de estímulo para la innovación tecnológica, la economía y la creación de empleo.

Un reciente estudio[4], elaborado por el Boston Consulting Group, y presentado en el marco de la Asamblea General de la asociación FUTURED, señala que el desarrollo de las redes inteligentes mejorará la competitividad del país y producirá beneficios para los sectores tecnológico, eléctrico e industrial. Las inversiones en redes inteligentes durante los próximos años se situarán en 10.000 millones durante la próxima década y generarán un valor de entre 2 y 3,5 veces esta inversión. Además, el desarrollo de nuevas aplicaciones y la mejora de la eficiencia del sistema

[3] Supervisory Control And Data Acquisition

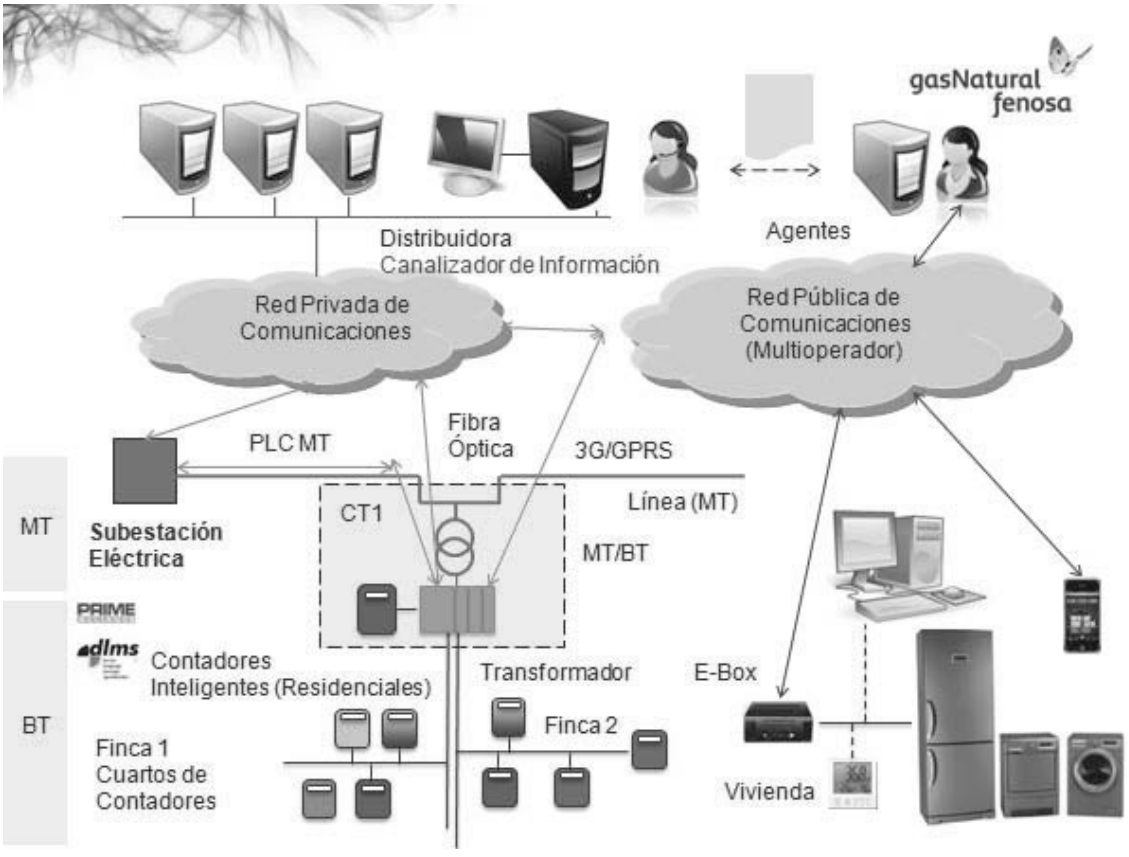
[4] http://www.futured.es/wp-content/uploads/2012/06/Desarrollo-de-Smart-Grids-en-Espa%C3%B1a-26jun12-presentaci%C3%B3n.pdf

eléctrico aportarán un beneficio de entre 1.100 y 1.800 millones de euros. Esta mayor eficiencia reducirá la dependencia energética de España en 5,3 puntos porcentuales en 2020, o lo que es lo mismo, evitará importaciones de combustibles fósiles por valor de 4.000 millones de euros al año. Las emisiones de CO2 bajarán el 3,7% (15 millones de toneladas) en 2020.

6. REFERENCIAS

LOSADA, B. (2012).: "El Reto de las Redes Inteligentes para las Empresas Eléctricas". Jornada "La electricidad personalizada: las redes inteligentes y los ciudadanos", organizada por la Región de Murcia.

GAUDÓ, M. (2012).: "Innovación y Tecnología en nuestras redes". Revista Natural.



Inteligencia en la edificación: de puertas a dentro

Marisol Fernández Gutiérrez, Directora de CEDOM, Asociación Española de Domótica

Resumen: La implantación de domótica en viviendas y edificios es un paso indispensable para convertir las ciudades en ciudades inteligentes que se adapten a las necesidades de la sociedad. Las Smart Grids permitirán que los edificios estén integrados en la gestión de demanda de los núcleos urbanos. Se analizará el camino recorrido y las palancas de impulso para el desarrollo del sector.

Área temática: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids.

Palabras clave: directiva, domótica, mercado, impulso, confort.

1. INTRODUCCIÓN

La Directiva Europea de eficiencia energética en la edificación, marca objetivos y define herramientas para que en el 2020, el diferencial entre la energía que genere un edificio y la que consuma sea el mínimo, lo que implica un buen diseño arquitectónico, una envolvente óptima, equipos de alto rendimiento e incorporación de renovables. Lo mencionado es necesario pero no suficiente para conseguir un edificio de energía casi nula, se precisa además hacer un uso eficiente de la energía a través de la incorporación de sistemas domóticos. Así lo promueve el articulado de la Directiva 2010/31/UE que invita a los estados miembros a fomentar "la instalación de sistemas de control activos, como sistemas de automatización, control y gestión orientados al ahorro de energía, cuando se construya un edificio o se efectúen en él reformas de importancia".

Instalando un sistema de monitorización y gestión del consumo energético, el usuario podrá tomar consciencia de cuándo, dónde y cuánto está consumiendo. La información, le dará la posibilidad de modificar sus hábitos y tomar medidas para reducir su factura energética y aprovechar mejor los recursos naturales.

Desde CEDOM entendemos que la incorporación de tecnología en viviendas y edificios contribuirá a la sostenibilidad del planeta, pero también a mejorar la calidad de vida de las personas, para que se sientan más seguras, más a gusto y mejor comunicadas, de forma que los objetivos de ahorro energético se cumplan conservando unos niveles de seguridad, confort y accesibilidad del edificio que garanticen el bienestar de los usuarios.

Además de aportar bienestar, la domótica permite dar respuesta a los requerimientos que plantean las nuevas tendencias de nuestra forma de vida, facilitando el diseño de hogares y lugares de trabajo más humanos, más personales, polifuncionales y flexibles. Los cambios de la demografía y de las estructuras sociales, obligan a viviendas y edificios a actualizarse para dar respuesta a las necesidades de la ciudadanía.

2. OBJETIVO.

El objetivo de esta ponencia es poner de relieve la importancia de incorporar inteligencia en la edificación para conseguir los objetivos Europeos de Ahorro Energético. La implantación de domótica en viviendas y edificios es un paso indispensable para convertir las ciudades en ciudades inteligentes que se adapten a las necesidades de la sociedad. Las Smart Grids permitirán que los edificios estén integrados en la gestión de demanda de los núcleos urbanos. Se analizará el camino recorrido y las palancas de impulso para el desarrollo del sector.

3. INTELIGENCIA EN LA EDIFICACIÓN

La domótica pone la tecnología al servicio de las personas y está llegando ya a estar integrada de forma que no se percibe su presencia, sino la normalidad de su uso. Y llegará a actuar en función de la información que perciba de los usuarios, adaptándose a la necesidad de cada momento, con los cambios que implique, porque no somos los mismos cada día a la misma hora. Hablamos de una tecnología que aprende, interpreta y actúa, con inteligencia propia.

Los sistemas ofrecen hoy más funcionalidades por menos dinero, más variedad de producto y, gracias a la evolución tecnológica, son más fáciles de usar y de instalar. En definitiva, la oferta es mejor y de mayor calidad y su utilización es ahora más intuitiva y perfectamente manejable por cualquier perfil de usuario. Paralelamente, los instaladores han incrementado su nivel de formación y los modelos de implantación se han perfeccionado. Asimismo, los servicios posventa garantizan el perfecto mantenimiento de todos los sistemas. En función de los requerimientos de cada proyecto, el integrador aplicará una solución a medida que satisfaga las necesidades del edificio y se adapte a su uso específico.

Actualmente el mercado de la domótica está lo suficientemente maduro, pueden encontrarse sistemas domóticos fácilmente instalables en cualquier tipo de vivienda: protección oficial, libre, ya construida, de nueva construcción, unifamiliares aisladas, adosadas o en bloque. Existen también soluciones inmóticas para todo el sector terciario: hoteles, oficinas, hospitales, centros comerciales, etcétera.

4. GRADO DE PENETRACIÓN EN ESPAÑA DE LA INTELIGENCIA EN LA EDIFICACIÓN.

Los beneficios de instalar sistemas de automatización, gestión y control en la edificación, son evidentes, sin embargo esa evidencia no se refleja todavía en el nivel de penetración de la domótica en la sociedad, debido en gran medida a la situación del mercado inmobiliario.

Según el informe sobre las tendencias del mercado de la domótica y la inmótica en España presentado por CEDOM a finales del 2011, la facturación del sector de la domótica en España en el 2010 se sitúa en 144.419.454 €. Esta cifra contempla todo el proceso del ciclo de venta, incluida la instalación y hace referencia al sector residencial y pequeño y mediano terciario. La caída de la facturación en el año 2009 fue de un 22%, amortiguándose durante el 2010 hasta casi la mitad. En el 2011 se estima que el descenso se ha frenado con un crecimiento próximo a cero. El sector afincado hasta ahora en vivienda de obra nueva está redirigiendo su actividad hacia la rehabilitación y el pequeño y mediano terciario, que alcanza ya el 46% de la facturación del sector.

El parque inmobiliario español precisa de una renovación (el 50% de los edificios tiene más de 30 años), y el actual stock de viviendas necesita reducir el tiempo del ciclo de venta, ofreciendo

un producto mejor y diferenciado.

El crecimiento del sector de la domótica ha sido sostenido en el tiempo y no ha crecido exponencialmente como algunos expertos vaticinaban hace una década. La incorporación de tecnología está siendo más paulatina en la vivienda, que en otros ámbitos como los vehículos o el entorno personal.
Hace seis años en pleno boom inmobiliario, el 85% de la domótica se instalaba en vivienda de obra nueva, llegando a duplicarse el grado de penetración de la domótica, que alcanzó en 2007 el 8%. El estallido de la burbuja inmobiliaria ha provocado en los últimos cuatro años, una caída del 62% del número de viviendas de nueva construcción. Esta caída se ha trasladado al sector de la domótica en un descenso del 60% en el número de instalaciones domóticas en vivienda de obra nueva. El porcentaje de implantación de domótica se ha mantenido estable.

La recesión inmobiliaria y económica se produjo justo en un momento en el que el sector podía por primera vez apoyarse en una base normativa y legislativa, que auguraba un marco favorable con buenas expectativas para crecer, tras la publicación de la ITC-BT-51 del REBT en el 2007, instrucción que establece "los requisitos específicos de la instalación de los sistemas de automatización, gestión técnica de la energía y seguridad para viviendas y edificios, también conocidos como sistemas domóticos" y posteriormente de la Especificación de AENOR EA0026, pionera en Europa, que determina los requisitos mínimos que debe cumplir un sistema domótico.

5. PALANCAS DE IMPULSO PARA LA INCORPORACIÓN DE INTELIGENCIA EN LA EDIFICACIÓN

Actualmente convergen varias circunstancias que pueden suponer un impulso para el desarrollo del sector: la publicación de la Directiva 2010/31/UE para la eficiencia energética de los edificios, el Plan de Acción de la E4 para el 2011-2020 que incluye en sus medidas actuaciones con domótica, la Certificación Energética de Edificios que contemplará la contribución de la inmótica basándose en la Norma UNE 15232 "Métodos de cálculo de las mejoras de la eficiencia energética mediante la aplicación de sistemas integrados de gestión técnica de edificios". El nuevo reglamento de ICT, incorpora un Anexo de Hogar Digital con el objetivo de promover la implantación y desarrollo generalizado de tecnologías en la vivienda dotándola de seguridad, accesibilidad, ahorro energético, confort, comunicaciones y acceso a los servicios de la sociedad de la información. Además desde la Administración se está potenciando el modelo de negocio de las ESES que bien articulado puede llegar a ser un enzima catalizador del mercado.
Existen también otras palancas de impulso del sector por las sinergias que se establecen con desarrollos tecnológicos como la implantación del vehículo eléctrico, y de los contadores, redes y ciudades inteligentes fomentados por Directivas Europeas. Se espera que todos estos factores influyan positivamente, un escenario optimista que está condicionado por la cautela que imprime la situación económica actual.

6. AGRADECIMIENTOS

A todos los asociados de CEDOM.

La integración de los Smart Homes en las Smart Grids

D. Beister, J. Peña de Juana y D. García. SMA Ibérica

Resumen: El presente artículo describe como las instalaciones fotovoltaicas contribuyen al desarrollo de las redes inteligentes (Smart Grids) mediante el uso de un sofisticado gestor de energía local, a fin de optimizar la correlación entre generación y consumo. Sin olvidar las necesidades de los usuarios y dependiendo de las diferentes tarifas eléctricas, se podrá activar y desactivar los electrodomésticos en función de la fuente de energía primaria. El uso de acumuladores plantea además beneficios adicionales para el incremento del auto consumo. Tanto la red como el consumidor final se ven favorecidos con la implementación del gestor de energía. No hay necesidad de invertir en expandir o mejorar la red ya que el consumidor instalará una instalación fotovoltaica para reducir su consumo, lo cual es económicamente atractivo. La posibilidad de formar conjuntos de varios gestores de energía, lo conocido como central virtual de generación (virtual power plant), expande finalmente la solución y plantea nuevos modelos de negocio.

Área temática: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids

Palabras clave: Gestión de energía, auto consumo, control de cargas, casa inteligente, almacenamiento.

1. ALCANCE

Nadie pone en duda que el futuro del abastecimiento de energía en las próximas décadas se realizará mediante energías renovables, principalmente por eólica y solar fotovoltaica. Concretamente en España se puede decir que es una realidad, a pesar de los altibajos que está sufriendo el sector en los últimos años. Consumidores domésticos, del sector terciario y de la pequeña industria, preocupados por la constante subida de la tarifa eléctrica, analizan la posibilidad de instalar instalaciones fotovoltaicas a fin de reducir su factura eléctrica, a la espera de la aprobación de la normativa de balance neto.

La integración de generación distribuida sin necesidad de reforzar la red plantea varias medidas que deben ser realizadas:

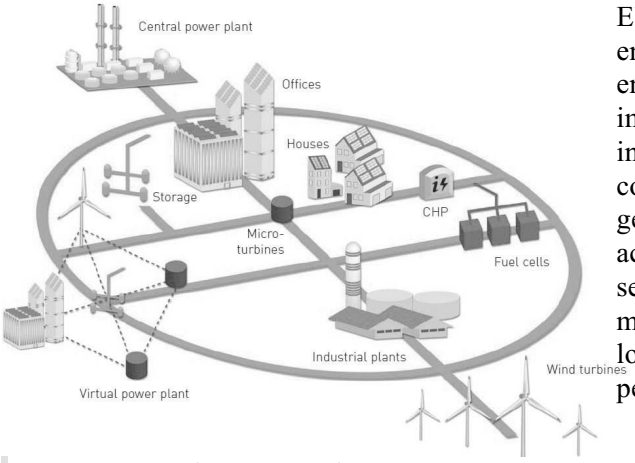
- La generación fotovoltaica ha de ser observable y predecible
- La generación fotovoltaica debe de casar con el consumo local donde esté instalada
- La generación distribuida ha de ser capaz de contribuir activamente a la estabilidad del sistema eléctrico

Tales medidas, entre otras, son generalmente asociadas con los Smart Grid, Smart Metering y Smart Homes.

2. PLANTEAMIENTO

Smart Grid

La Comisión Electrotécnica Internacional (en inglés International Electrotechnical Comission, IEC) describe una Smart Grid como [1]: "Es una red eléctrica que permite la integración inteligente de acciones por parte de todos sus usuarios, sean estos generadores, consumidores o ambos, para suministrar de manera eficiente, económica y en consonancia con la sostenibilidad del medio ambiente.



El cambio del paradigma "generación de energía bajo demanda" al "consumo de energía cuando se genere" es un factor importante para el desarrollo de las redes inteligentes. Tanto los propios consumidores como las fuentes de generación distribuida deberán participar activamente en el sistema. Tal participación se realizará, en la mayoría de los casos, mediante dispositivos electrónicos ya que los usuarios no podrán o no querrán hacerlo personalmente.

Figura 1: *Ejemplo Smart Grid [2]*

En una red inteligente los consumidores procurarán conocer la variación del precio de la electricidad en función de la energía disponible, para optimizar localmente su perfil de cargas de tal forma que el mayor consumo se realice durante las horas de menor consumo (valle). Para el desarrollo de las redes inteligentes es esencial una actualización y mejora de la red de comunicaciones existentes y de los contadores de energía. Tal mejora es vital para la red de distribución, ya que la de transporte se puede considerar ya bastante inteligente.

Smart Metering

La Alianza Europea de Smart Metering (en ingles, European Smart Metering Alliance, ESMA) define el concepto de Smart Metering de la siguiente manera [2]:

"Smart metering consiste en proporcionar a los usuarios finales de electricidad información sobre sus consumos instantáneos en tiempo real, tal como cantidad, coste o emisión de efecto invernadero. (…)"

En otras palabras, un contador inteligente mide electrónicamente la cantidad de energía que se está usando, proporcionando tal medida a un cierto dispositivo, el cual permite al consumidor su visualización y, si procede, tomar medidas para optimizar su eficiencia energética. La *Figura 2* muestra el concepto habitual de un contador inteligente [3], aunque por razones de seguridad la comunicación puede que no sea bidireccional, especialmente en lo concerniente al empresa distribuidora.

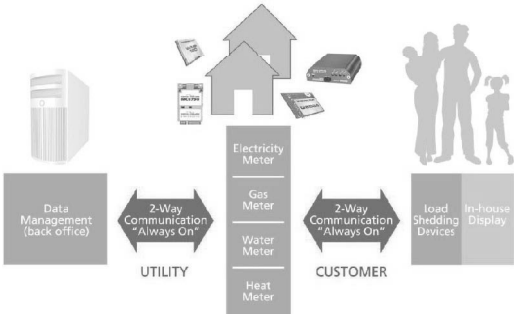


Figure 2: *Concepto de Smart Metering*

El mayor reto para una correcta implementación del Smart Metering es la estandarización, la cual es prácticamente inexistente y obliga a los fabricantes de contadores a implementar los diferentes protocolos de comunicaciones existentes. Otros aspectos a tener en cuenta son la protección de datos y la seguridad del sistema. Sin las respuesta adecuadas a estos impedimentos, se retrasará el uso eficiente de los Smart Metering.

Smart Home

Tanto como para la red inteligente como para los contadores inteligentes, no hay una definición unificada para el concepto de "casa inteligente". Sin embargo, este concepto es asociado habitualmente con la domótica, la cual se define en Wikipedia de la siguiente forma [4]:

"Se entiende por domótica al conjunto de sistemas capaces de automatizar una vivienda, aportando servicios de gestión energética, seguridad, bienestar y comunicación, y que pueden estar integrados por medio de redes interiores y exteriores de comunicación, cableadas o inalámbricas, y cuyo control goza de cierta ubicuidad, desde dentro y fuera del hogar"

Aunque el presente artículo se centra en las casas inteligentes, es ciertamente aplicable a los llamados "edificios inteligentes".

Sistema de Gestion de Energía

Los Sistemas de Gestión de Energia (en inglés , Energy Management System, EMS) son, sin lugar a dudas, cruciales para el desarrollo de las casas inteligentes, las cuales son una parte importante de las futuras redes inteligentes (*Figura 3*).

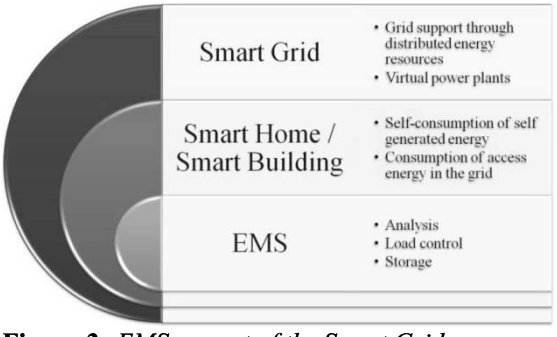


Figura 3: *EMS as part of the Smart Grid*

Los EMS se encargan de recibir y procesar todos los datos relevantes de energía y consumo y proporciona la información necesaria para que el usuario tome el control energético de la casa. Él es capaz de regular su consumo en función de la disponibilidad de su fuente de generación (p.e. fotovoltaica), de la discriminación horaria de la tarifa eléctrica o de ambas.

A groso modo se puede decir que hay tres pasos sucesivos para la optimización del auto consumo mediante un EMS (*Figura 4*):



Figura 4: *Pasos para optimizar el autoconsumo*

1. Análisis, predicción e información. Simplemente con la visualización de los datos de energía, el usuario se dará cuenta que un uso racional de la energía y la utilización de electrodomésticos más eficientes le ayudará a ahorrar en la factura eléctrica.

2. Control automático del consumo. El usuario buscará que su consumo se realice mayoritariamente durante la generación fotovoltaica y durante las horas valle.

3. Almacenamiento intermedio de la energía. Su implementación permitirá el almacenamiento de energía generada por la instalación fotovoltaica para su posterior uso. Indispensable para cargas o consumos que no puedan ser regulados o trasladados.

Los dos últimos pasos son claramente los más efectivos, si bien es cierto que su implementación puede parecer bastante sofisticada. Igual que seres humanos no hay ninguno repetido, lo mismo se puede decir de cada casa, no hay dos iguales. Cada persona tiene sus necesidades y preferencias en cuanto al consumo, por lo que cada caso se deberá analizar por separado. Pero lo que está claro es que el uso racional de ciertos electrodomésticos, como lavadoras o aires acondicionados, es imprescindible para obtener un buen resultado. Su utilización no va regida a una necesidad instantánea, el lavado de la ropa puede ser realizado a cualquier hora del día sin influir en el confort del usuario. El almacenamiento de energía, eléctricamente en combinación con la irrupción del vehículo eléctrico o térmicamente como en depósitos de agua caliente o *termos*, permite adicionalmente almacenar la energía en exceso para ser utilizada posteriormente.

Los EMS combinan diversas fuentes de generación, cargas y sistemas de almacenamiento para crear un sistema inteligente totalmente automatizado. La comunicación constante y continua de información entre todos los componentes individuales y el EMS central es vital para la gestión del sistema. ¿Cuánta energía fotovoltaica produciré y cuándo? ¿Cuándo y durante cuánto tiempo consumen energía los grandes consumidores? ¿Cómo es mi perfil de cargas y como lo puedo regular o modificar? ¿Están los acumuladores totalmente cargados? Y por último sin olvidar su importancia, ¿cómo son los flujos de energía en este mismo instante? Todo esto y más implica que los EMS no sólo evalúan la lectura de los contadores sino que interactúan con el conjunto de los demás componentes del sistema.

3. RESULTADOS

Desde SMA apostamos por un hogar inteligente compuesto por los electrodomésticos necesarios, un inversor fotovoltaico con batería integrada y un sistema de gestión de energía(*Figura 5*).



Figura 5: *Sis*

Este EMS realiza una planificación optima del consumo de electricidad en función de la predicción de generación fotovoltaica, del perfil de cargas medio y de los electrodomésticos existentes. En función del balance energético doméstico, es posible conectar los electrodomésticos para que su funcionamiento case con la generación fotovoltaica. Similarmente, la batería integrada en el inversor se carga y descarga dependiendo de la demanda de energía. El EMS proporciona una solución completa y sencilla para optimizar el auto consumo y a la vez contribuir a que se genere donde se consume.

El objetivo es el uso eficiente de la energía existente, en este caso, proviniendo de la instalación fotovoltaica. Hasta ahora lo importante en un inversor era su eficiencia. El concepto cambia totalmente, ya que es necesario que el inversor forme parte de un sistema de gestión de energía, junto con otros componentes de diversos sectores industriales, como la climatización, los electrodomésticos y la automoción con el vehículo eléctrico. Se trata de suministrar energía en vez de generarla.

Los ejemplos a continuación describen gráficamente la planificación automática de cargas en función de la generación fotovoltaica y de la discriminación horaria [5].

En una primera aproximación se optimiza el auto consumo mediante la planificación de tres electrodomésticos interrumpibles durante la generación fotovoltaica. Tanto la lavadora como la secadora son controladas automáticamente por el EMS, siendo posicionadas a lo largo del día en función de sus ciclos de trabajo y de el pronóstico de generación fotovoltaica. Por otro lado, debido a que el horno suele ser utilizado durante un cierto momento del día, el EMS lo prevé

dejando suficiente generación disponible. (*Figura 6*).

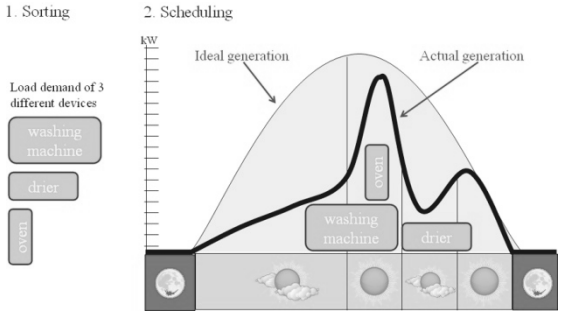


Figure 6: *Optimización de la generación local*

En el siguiente caso el EMS considera la existencia de discriminación horaria, posicionando las cargas en función de ello y del uso habitual por el usuario, como el caso del horno (*Figura 7*).

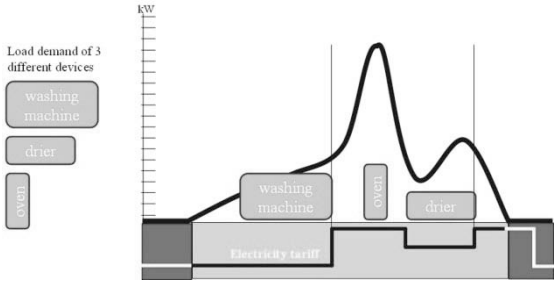


Figure 7: *Discriminación horaria*

La utilización de acumuladores permite una mayor flexibilidad al posibilitar el uso de la energía generada durante la noche (*Figura 8*).

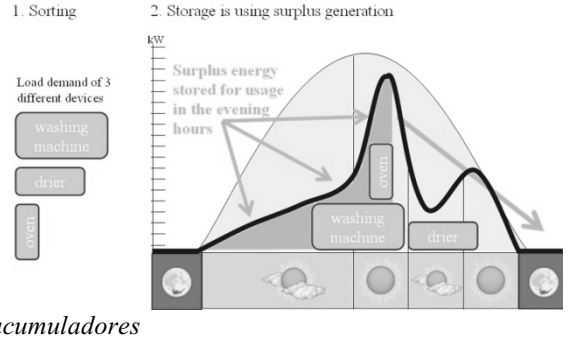


Figure 8: *Utilización de acumuladores*

4. CONCLUSION

El uso de EMS es un beneficio para todos. El usuario final consigue optimizar, energéticamente y económicamente, su balance de energía mediante el uso de generación fotovoltaica y la casación de ésta con sus consumos. La red no se ve agravada por el exceso de penetración de energías renovables ya que se consume donde y cuando se genera, siendo por tanto más

eficiente y segura.

El EMS tiene que ser capaz de realizar las siguientes acciones:

Predecir la generación y la existencia de discriminación horaria
Conocer los perfiles de cargas individuales de los electrodomésticos
Diferenciar las cargas que necesiten una planificación prioritaria
Planificar las cargas en función de su perfil, la generación y la tarifa eléctrica
Aprender el comportamiento típico del usuario
Manejar la acumulación eléctrica y térmica
Recomendar el uso de nuevos electrodomésticos más eficientes

La posibilidad de agrupaciones de varios gestores de cargas locales formando un sistema superior, lo que se conoce como una central virtual de generación, plantea nuevos modelos de negocio para facilitar el intercambio de energía y el balance de potencia entre los diferentes subsistemas. (*Figura 9*).

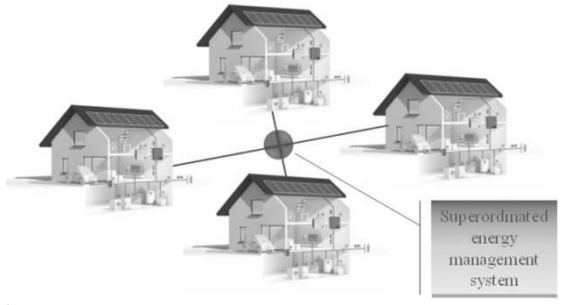


Figura 9: *Central virtual de generación*

5. REFERENCIAS

[1] ESMA, (26-08-2012) .http://www.esma-home.eu/smartMetering

[2] European Smart Grids technology platform. (2006)

[3] Dr Howard Porter (ESMIG) (01-07-2009). Smart Metering Market and Standards.

[4] IEC. (08-05-2012) http://www.iec.ch/smartgrid/background/explained.htm

[5] SMA Solar Technology AG internal calculation. (2011)

[6] Wikipedia. (2012-05-08). http://it.wikipedia.org/wiki/Domotica

La medida y el análisis de consumos eléctricos como herramienta clave para gestionar la demanda en las redes inteligentes

Juan Carlos de Pablo Olaiz, Antonio Arce Sánchez. Enefgy, S.L. y Ecoinversol, S.L.

Resumen: La información detallada y el análisis de los consumos eléctricos es el medio básico y fundamental para identificar y alcanzar ahorros, ya que permite:

- Obtener unos primeros ahorros con inversión mínima o nula
- Calibrar y priorizar otras posibles medidas de ahorro que suponen inversión

El desarrollo de plataformas de gestión energética y los contadores electrónicos, que se incorporan como un componente a las smart grids, es una tendencia que permite realizar una gestión de la demanda de electricidad mucho más activa y abordar un gran número de consumidores. Se pueden conseguir importantes ahorros mediante la gestión de información de consumos, estando demostrado tanto en estudios como en la práctica que es probable alcanzar los dos dígitos de reducción de consumos por optimización de las instalaciones existentes en un edificio o industria, antes de emprender inversiones en equipos más eficientes. En esta comunicación se muestra cómo se ha conseguido en diversas aplicaciones reales, a partir de estructurar de forma flexible y ágil proyectos de medida y análisis de datos.

Área temática: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids

Palabras clave: eficiencia energética, gestión consumos eléctricos

1. INTRODUCCIÓN

La reducción del consumo de electricidad en industrias y edificios está adquiriendo una gran importancia, tanto por consideraciones económicas como medioambientales. Tanto es así, que, además de ser una oportunidad de reducción de costes para quien soporta la factura eléctrica, la reducción del consumo ha pasado a ser una oportunidad de negocio para empresas que gestionan o pueden gestionar dichos consumos, entre las que se encuentran: empresas de servicios energéticos o de mantenimiento, instaladores, ingenierías, consultorías…, así como para autónomos y pymes que deseen desempeñar el papel de gestores energéticos.

Esta dimensión de reducción de consumo se debe encuadrar dentro de un concepto integrador como son las redes inteligentes o "smart grids". En efecto, tomando como definición de las mismas la propuesta por EU Smart Grids Technology Platform[1]: "redes eléctricas que pueden integrar de una manera inteligente las acciones de todos los usuarios conectados a ellas – generadores, consumidores y los que realizan ambas funciones – para proporcionar con eficiencia un suministro sostenible, económico y seguro de energía eléctrica", puede afirmarse que las acciones de reducción de consumo cumplen plenamente las características de eficiencia, sostenibilidad, economía y contribución a la seguridad de suministro.

En España, la necesidad de incorporar la reducción de consumo en las redes inteligentes resulta más importante por la elevada dependencia de combustibles que deben ser importados y cuyo impacto económico se hace más patente en épocas de crisis como la actual. Pese a las mejoras

[1] Fuente: INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN TECNOLÓGICA (2011):

en eficiencia energética, –que han conducido a una mejoría de la intensidad energética en un 15% en menos de una década[2]– y la incorporación de energías renovables –que en 2011 ya suponían más de un 20% de la generación de electricidad en España[3]–, en este mismo año todavía un 67% de la generación depende de combustibles importados: gas natural para ciclos combinados (19%) y cogeneración (12%), carbón (15%) y combustible nuclear (21%).

Por otra parte, la evolución tecnologías de medida de la electricidad y en tecnologías de la información y las telecomunicaciones (TIC) ha propiciado la aparición de lo que podemos denominar **plataformas de gestión energética**, que ponen a disposición de gestores energéticos datos de medida y análisis de los mismos. Con ellos, el gestor energético dispone, como veremos, de una potente herramienta para identificar oportunidades de reducción de consumo que pasaban desapercibidas.

2. OBJETIVOS Y ALCANCE

Los objetivos de la presente comunicación son:

Demostrar la eficacia de las plataformas de gestión energética como método para reducción de consumos de electricidad en industrias y edificios.

Difundir entre los gestores energéticos y consumidores la importancia de basar sus actuaciones en la medida y el análisis

Mostrar casos representativos de su aplicación

En esta comunicación se considera la reducción del consumo de electricidad en los sectores industrial y servicios (comercio, oficinas y resto del sector terciario) que aproximadamente supone en España un 40% del consumo final de energía[4]. En consumo de electricidad, este porcentaje[5] se eleva al 66%, por lo que se puede afirmar que la mayor parte del consumo eléctrico queda dentro del alcance.

Se dejan fuera del mismo las posibilidades de reducción en el ámbito residencial. No quiere esto decir que no existan, ya que probablemente sean porcentualmente similares o mayores. Si bien hay proyectos pioneros y aplicaciones domóticas de gran interés, se considera que, en la actualidad, el despliegue masivo de aparatos que harían falta para introducir un sistema de medida detallada por circuitos en los hogares no se justifica económicamente, por lo que puede convenir optar por otros enfoques, que no son objeto de este estudio.

3. METODOLOGÍA: LAS PLATAFORMAS DE GESTIÓN ENERGÉTICA

Una plataforma de gestión energética (eléctrica) puede definirse como un conjunto de elementos físicos, de comunicaciones y de software que, integrados, proporcionan unas funcionalidades de medida, almacenamiento, seguimiento y análisis de consumos útiles para un gestor energético. La figura 1 ilustra esta definición.

[2] De 191,43 Tep/M€ en 2003 a 162,38 Tep/M€ en 2009. Los M€ están referidos a cantidades constantes del año 2000. Fuente: Ministerio de Industria.
[3] Fuente: RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (2011)
[4] Fuente: IDAE (2010), con datos de 2008.
[5] Fuente: UNESA, 2005

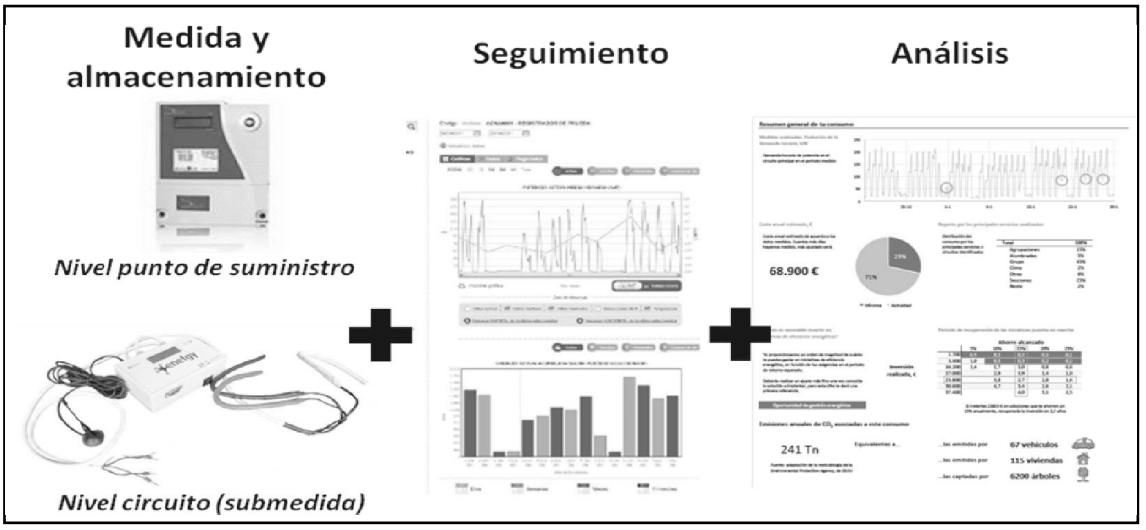


Figura 1. . *Funcionalidades básicas de una plataforma de gestión energética.*

Los elementos físicos, que se instalan en los puntos de suministro o en los circuitos (submedida), pueden ser:

Aparatos de medida y almacenamiento de consumos, con una frecuencia al menos horaria. Pueden ser analizadores de red, aunque no es necesario que incluyan muchos de los parámetros que los analizadores de red clásicos miden. También se pueden denominar registradores de consumo. Deben disponer de capacidad de transmisión de los datos.

Contadores electrónicos: los utilizados para la medida fiscal, esto es, para la facturación por parte de la compañía eléctrica. Para poder formar parte de una plataforma de gestión energética deben estar dotados de un modem para transmitir los datos de consumo.

Las comunicaciones permiten transmitir los datos desde la ubicación remota de los puntos de suministro o circuitos hasta un lugar donde son fácilmente accesibles por el gestor energético. Este lugar ya es, por antonomasia, Internet. La topología del sistema de comunicaciones puede variar: por ejemplo, es posible realizar cableados dentro del edificio hasta alcanzar un elemento intermedio tipo "router" o concentrador; esta transmisión dentro del edificio también puede ser inalámbrica, utilizando redes de tipo LAN o WIFI. En otros casos la información es transmitida directamente por los módems que forman parte de los elementos remotos, lo que evita la inversión y probable complejidad de tender cables en edificios o naves existentes. La transmisión desde el edificio es siempre inalámbrica, bien a través de redes públicas (GSM, GPRS, IP pública) o privadas.

El software que constituye la interfaz con el gestor energético puede ser instalado por éste en uno o varios puestos de trabajo u ordenadores. Sin embargo, la tendencia que se impone, por su practicidad, es el acceso a través de Internet. Es aquí donde los conceptos tecnológicos de software como servicio ("software as a service") y soluciones en la nube ("cloud computing") encuentran aplicación dentro de la gestión energética.

Una plataforma de gestión energética debe proporcionar los datos esenciales para ahorrar:

Demanda de potencia activa y reactiva media horaria.

Mayor valor del maxímetro cuarto horario.

Herramientas de visualización y descarga de datos sencillas.
Avisos y alarmas.

También puede proporcionar otros datos convenientes: correlación con la temperatura exterior horaria, valores cada 15 minutos o 5 minutos, otras variables eléctricas como tensión o intensidad, etc. Conviene destacar que un aspecto importante es que el gestor energético pueda contar con la granularidad o grado de detalle suficiente para analizar los datos, tanto en frecuencia de los mismos como en proximidad al punto de consumo. Es este un concepto relativo, donde la dimensión económica es tan importante o más que la técnica: por ejemplo, para gestionar un edificio con un consumo del orden de 200.000 € anuales no es necesario emplear el mismo grado de detalle que para un local que consume 20.000 €

4. CASOS DE APLICACIÓN: RESULTADOS

4.1. Aplicación en una planta industrial

La planta pertenece a una multinacional de componentes para el automóvil, que fabrica piezas para un mercado global. Su facturación anual supera los 32 millones de euros y da empleo a 300 personas. Trabaja en un entorno extremadamente competitivo, con reducciones de precio todos años, lo que obliga a una mejora continua que absorba la inflación y además reduzca costes. Los costes de energía eléctrica suponen un 2% sobre las ventas. El proyecto se llevó a cabo mediante el trabajo en equipo del departamento de ingeniería de la planta en colaboración con un gestor energético con experiencia en el uso de la plataforma de gestión energética, que fue seleccionada por su sencillez, bajo coste, portabilidad y eficacia.

Las acciones realizadas fueron:

Instalación de registradores de consumo eléctrico proporcionados por Enefgy, que en su mayoría se iban rotando en diferentes circuitos para la realización de las acciones de mejora siguientes
Adecuación de automatismos y revisión de parámetros de funcionamiento. Como ejemplo, se detectó que algunas máquinas (prensas) mantenían un consumo elevado cuando se quedaban aparentemente paradas ("stand-by" muy elevado) y que además se encendían con demasiado adelanto antes de que empezara la producción. Esta mejora de hábitos de consumo supuso un ahorro significativo, sin afectar a la producción.
Comparación de líneas idénticas de producción con costes energéticos distintos,
Análisis de mejoras mediante descomposición de consumos.

Con ello se obtuvieron los siguientes resultados:

Ahorro anual recurrente equivalente a un **18%** del consumo total.
Más de la mitad de este ahorro procedió de la corrección de picos y la mejora de hábitos de consumo.

La planta mantiene varios registradores y la conexión a la plataforma para seguir implantando mejoras. Es un coste variable que se compensa de sobra con las reducciones de coste obtenidas.

4.2. Aplicación en un edificio del sector terciario

El edificio es una de las sedes de una organización y en él se desarrollan actividades diversas: administrativas en oficinas, reuniones y sesiones de formación en salas, etc. En este edificio existía la necesidad de optimizar el funcionamiento de la climatización y de detectar otras posibles medidas de eficiencia energética en el edificio. El proyecto se llevó a cabo mediante el trabajo en equipo de los encargados del mantenimiento del edificio, quienes fueron aplicando las medidas propuestas, deducidas de los análisis de los consumos.

Las acciones emprendidas fueron:

Instalación de 16 registradores de consumo eléctrico.

Medida y seguimiento durante tres meses de los sistemas de climatización, alumbramiento y fuerza.

Análisis del consumo: curvas de carga, consumos mínimos y en actividad, correlación del consumo con temperatura exterior, variación del consumo según días de la semana, variación del consumo nocturno y diurno …

La figura 2 muestra las principales oportunidades detectadas, así como las medidas recomendadas e implantadas.

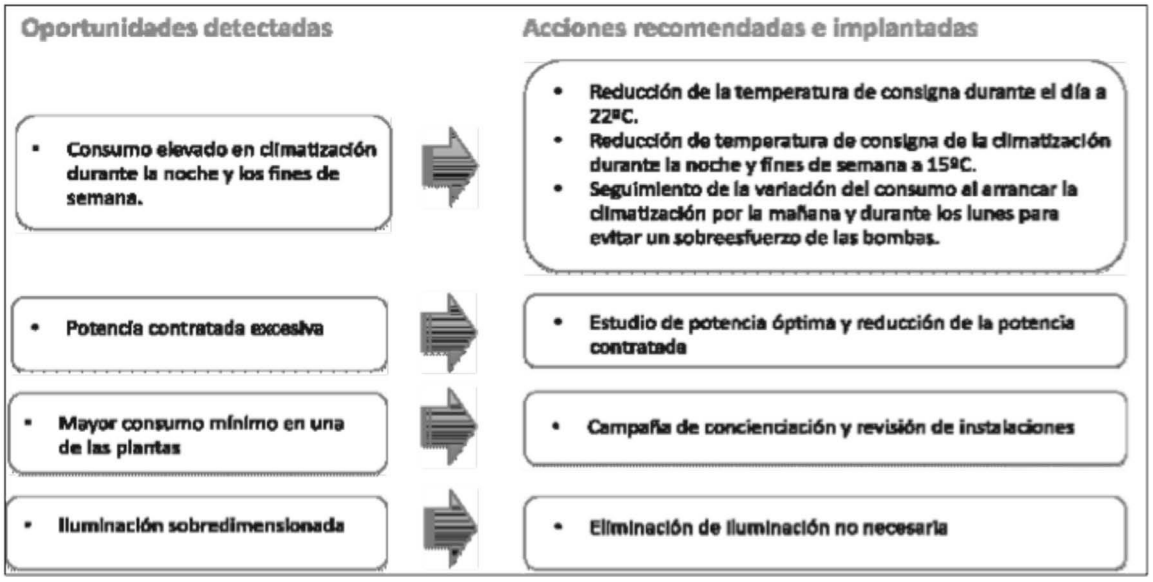


Figura 2. *Principales oportunidades de reducción de consumo detectadas en un edificio del sector terciario en el transcurso de un programa de medida y análisis. Estas oportunidades fueron materializadas posteriormente mediante la ejecución de las acciones recomendadas.*

Se obtuvieron los siguientes resultados:

Ahorro anual recurrente de un **14%** del consumo.

Con los ahorros obtenidos en los tres meses de duración del proyecto se cubrieron los gastos del mismo.

Como prueba de éxito, la organización ha decidido lanzar un programa basado en medida y análisis a otros edificios y locales.

5. CONCLUSIONES

Las plataformas de gestión energética son un buen ejemplo de integración de tecnologías para proporcionar una herramienta útil para la gestión de redes inteligentes: combinan la instrumentación de medida de magnitudes eléctricas con las comunicaciones y con Internet. Su aplicación ha permitido comprobar en la práctica industrial y del sector servicios que las referencias que proporcionaba la literatura especializada, algunas de las cuales se muestran en la tabla I. En los casos expuestos y muchos otros se obtienen ahorros de dos dígitos sin necesidad de inversiones significativas, sólo con la medida, el análisis y la dedicación de un gestor energético (interno, externo o ambos) a implantar actuaciones de mejoras operativas, de mantenimiento y, en algunos casos, de concienciación.

Tabla I. *Ahorros estimados en diversos estudios por la aplicación de sistemas avanzados de medida de consumos*

	Institución	***Ahorros estimados***
	Departamento de Energía, EEUU	De un 5 a un 15%
	Center for Energy and Environmental Policy Research, Massacchusetts Institute of Technology (MIT)	De un 5 a un 20%
	Lawrence Berkeley National Laboratory	Promedio 10%
	Institute for Building Efficiency	Promedio 11%

Ello nos lleva a reivindicar el papel de una gestión energética dinámica y progresiva: hemos comprobado que la atención semanal, mensual o por campañas –según la importancia económica del consumo– es tanto o más efectiva que la implantación de sistemas más costosos con medida en tiempo real, los cuales además de suponer una inversión significativa, con frecuencia acaban siendo infrautilizados. En línea con el carácter bidireccional de las redes inteligentes, la gestión energética basada en datos y análisis de consumos propicia la superación las limitaciones de la tradicional factura eléctrica "unidireccional" y sin suficiente detalle para facilitar el ahorro. En Estados Unidos, posiblemente el mercado más avanzado en innovación de servicios energéticos, las inversiones en propuestas tecnológicas están evolucionando las propuestas basadas en servicios, para lo que es imprescindible disponer de tecnologías accesibles y sencillas que permitan desarrollarlos de la manera más efectiva posible.

Finalmente, señalar que, a la vista de los resultados obtenidos, las plataformas de gestión energética puede ser una herramienta clave para la implantación de los requerimientos de la propuesta de Directiva de la Unión Europea sobre la obligación de las compañías de electricidad de conseguir un ahorro de energía de al menos un 1,5% anual en sus clientes.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

IDAE (2010): "Guía práctica de la energía – 3ª edición". Madrid
INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN TECNOLÓGICA (2011): "Redes eléctricas inteligentes – Introducción". Madrid
RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (2011): "El sistema eléctrico español – síntesis" . Madrid.
UNIÓN EUROPEA (2011): "Proposal for a Directive on Energy Efficiency". Bruselas.

De mi Smart Phone a mi Smart City

Albert López Crespo. Somfy

Resumen: El concepto Smart Grids dentro del marco general de una Smart City. Las Smarts Grids como parte integradora de los Smart Buildings en las nuevas ciudades con la implicación de los principales actores (Técnicos, Administración y Empresas) que pueden participar en un proyecto energético común y sobre todo con la implicación de los ciudadanos como parte del proyecto.

Área temática: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids.

Palabras clave: Retícula. Proyecto Común. Energía. Smart City

1. INTRODUCCIÓN

Smart City, Smart Grids, Smart Buildings, Smart TV, Smarts Phones, etc. actualmente se ha puesto de moda que a todos los objetos que nos rodean se les adjunte el prefijo de Smart para ser actuales. Smart son unas siglas que significan: Self-Monitoring, Analysis and Reporting Technology. La definición de Smart no aporta ningún valor añadido al objeto y sólo el atributo de "inteligente". La diferencia entre una ciudad tradicional y una ciudad inteligente o Smart City es precisamente la nueva forma de interactuar de cada una de las partes mediante redes de conexión, control e integración. Adjuntamos un esquema gráfico de las partes que integran una Smart City (Figura 1) que son:

a. Las Smart Grids son una red, rejilla, parrilla de instalaciones o servicios necesaria para que los edificios se puedan controlar y funcionar de forma más eficientes. Los edificios necesitan una red o infraestructura de servicios como agua, electricidad, gas, climatización, alcantarillado, basuras, telecomunicaciones, transporte para poder funcionar y ser operativos.
b. Los Smart Buildings o nuevo concepto de edificio tienen como objetivo para el 2020 ser de consumo casi nulo o NZEB (Net Zero Energy Building). Una actualización del concepto de Edificio Sostenible, ecológico, eficiente, verde, reciclado y de 0 emisiones de CO2.

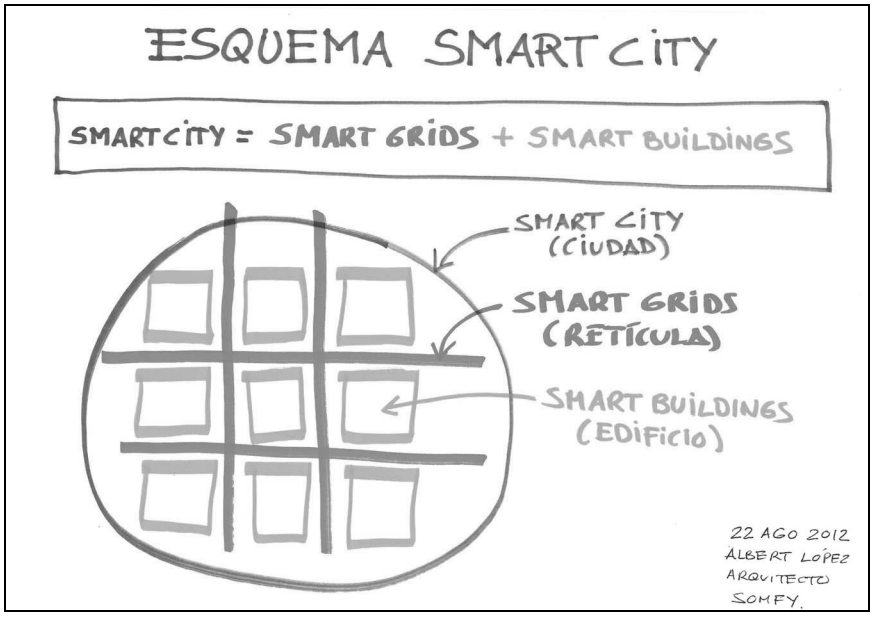


Figura 1. *Esquema de reticular de una Smart City.*

Por lo tanto las Smart Grids necesitan edificios para darles servicios y los edificios (Smart Buildings) necesitan las Smart Grids para poder funcionar. El conjunto o unión de las Smart Grids y los Smart Buildings es lo que se denomina Smart City.

Entre el croquis de la Figura 1 y la imagen de la Figura 2 hay una interesante similitud tanto visual como de funcionamiento. En la retícula de la hoja podemos ver los diferentes tamaños de la red en función del servicio o Smart Grids que aporta a la hoja. La Smart City necesita cada uno de los elementos para poder funcionar. Elementos como edificios y cada edificio está formado por partes como las fachadas y cubiertas, y cada fachada esta compuesta de ventanas y macizos y así podemos seguir reduciendo la escala. Por lo tanto, son tan importantes cada parte que lo integra como el conjunto.



Figura 2.. *Esquema reticular o interconectado de una hoja.*

2. OBJETIVOS

Desde hace 2 o 3 años la mayoría de los congresos, conferencias, jornadas técnicas, eventos y ferias se están posicionando hacia la eficiencia y el ahorro energético. Por lo tanto, técnicos, empresas y organismos también se están dirigiendo hacía el mismo destino, o por lo menos vamos por el mismo camino. La gran mayoría hemos adoptado una tarjeta de presentación (Figura 3) basada en la sostenibilidad y eficiencia energética. Incluso se están creando nuevas actividades y profesiones basadas en el tema de la energía.



Figura 3. *Tarjeta de presentación para los Smart Buildings.* *www.eesmartbuildings.com*

¿Cual es el nuevo enfoque? Una ciudad inteligente o Smart City es aquella que es capaz de utilizar los datos que se generan en su funcionamiento habitual para crear información nueva que pueda ser utilizada en mejorar su eficiencia, sostenibilidad y calidad de vida, con la participación activa de los actores ciudadanos y los técnicos, administración y empresas. Así pues gran la novedad esta en la integración de sistemas antes verticales que ahora son la transversales en el análisis de la información. Y con el ciudadano en el centro de la acción, siendo el consumidor pero también parte fundamental en muchos servicios con la utilización de

las redes sociales. Por lo tanto ahora hay 4 actores fundamentales en el diseño o proyecto de las Smart City

- Técnicos (arquitectos, ingenieros, etc.)
- Legislación (Normativa, Directivas, CTE, etc.)
- Empresas (Servicios, Materiales, soluciones constructivas, etc.)
- Ciudadano (Usuario y consumidor)

El proyecto podría tener el nombre de Smart o bien otro nombre pero el tema fundamental o prioritario es **¿Qué podemos aportar al ciudadano con el concepto de Smart City? ¿Qué beneficio tendrá para su ciudad?**

Como ciudadano tengo varias dudas sobre la futura Smart City:

c. ¿Cuál es el modelo ideal de Smart City? A fecha de hoy no existe un modelo real construido para visitar de Smart City.
d. Todas las poblaciones o ciudades deberán seguir el mismo modelo o dependerá de su tamaño y localización geográfica. (No es lo mismo Londres que Málaga) Y dentro de la propia ciudad también hay diferentes tipos de tejido urbano. (Casco Antiguo, ensanche, polígono industrial, etc.)
e. El tiempo de implantación de una Smart City no está definido ya que depende del ámbito de aplicación (Figura 4) con el inconveniente de que cada 4 años hay elecciones cambiando de los responsables oficiales dificultando la implantación de estos sistemas a largo plazo.

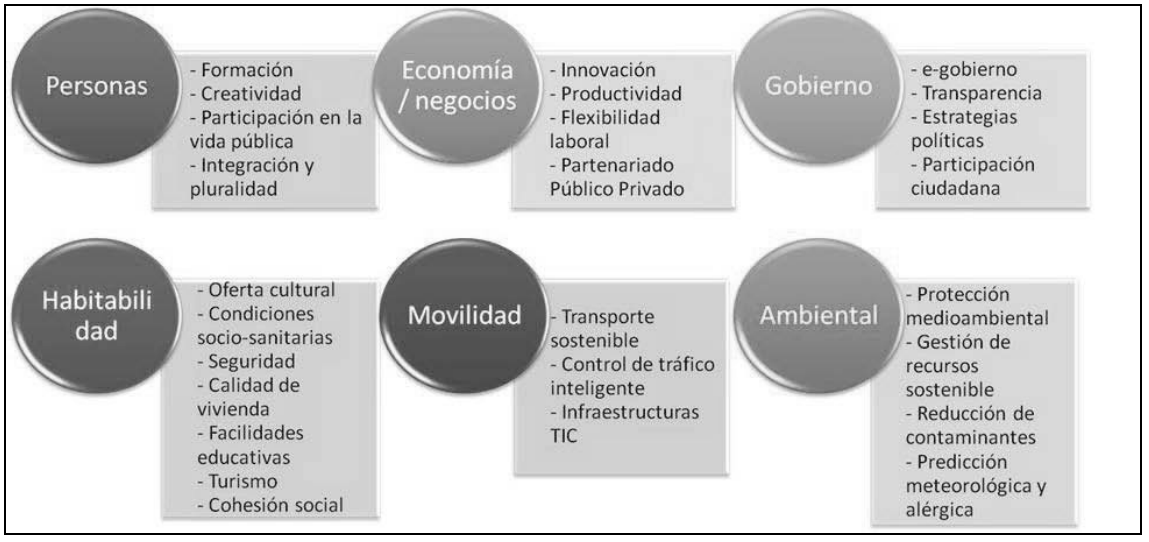


Figura 4: *Actividades o ámbito de actuación en una Smart City. www.smartcities.es*

Las Smart Grids es un concepto muy interesante pero difícil de aplicar por si sólo. Necesita del resto de partes para tener su propio sentido. Por lo tanto es necesario ahora un proyecto común con un objetivo realista y asumible para la fecha prevista del 2020 con un criterio de actividades concretas como por ejemplo mejorar e incorporar la recogida selectiva y pneumática de basuras, y posterior reciclado, redes de fibra óptica y telecomunicaciones, transporte publico coordinado con 0 emisiones de CO2, optimización de las redes de electricidad, gas y agua, etc.

Y no olvidemos que aunque el 70% de la población vive en las ciudades y el resto vive en el territorio que las rodea. Por lo tanto es importante establecer una estrecha relación de las zonas no urbanas con las Smart City para que tengan los servicios básicos y evitar un desfase de servicios entre las ciudades y el resto del territorio.

3. UN PROYECTO COMÚN

Debido al cambio climático, el aumento del precio de la energía, la escasez de recursos naturales y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (entre las que se encuentran las de CO2), todos ellos problemas clave de nuestros días, se considera necesario marcar unos objetivos por países. La energía es algo que utilizamos a diario y constantemente desde que nos levantamos hasta que nos acostamos, pero raramente pensamos en cómo administrarla no sólo para ahorrar dinero, sino también para ayudar al medio ambiente. La Energía como concepto integrador puede ser el proyecto común. Un proyecto común que incluye de forma global el proyecto energético a nivel de sostenibilidad, eficiencia energética, ecología, verde, reciclado, certificación energética, ISO 14001, etc. unificando todas los conceptos en un "único" proyecto energético para conseguir integrar la energía como un todo.

Los Smart Buildings deberían crear un valor añadido y diferencial en los nuevos proyectos donde exige por ejemplo que "El edificio debe generar toda la energía necesaria para su funcionamiento para el 2020". La Gestión de la Energía en los edificios es un nuevo reto ya que recordemos que los edificios representan el 40% de la energía eléctrica total consumida en una ciudad. Para poder tener una red de energía o Smart Grids primero necesitamos que haya un sistema de control, gestión e intercambio de energía en nuestros propios edificios.

El proyecto más interesante es que en el futuro los edificios no necesiten energía exterior. El reto es bajar el consumo energético hasta que puedan tener superávit de energía y poder exportarla como nuevo negocio. Ese es un cambio fundamental de dinámica en las ciudades. Actualmente existe un solo productor de energía (centrales eléctricas) y una distribución en una sola dirección (hacia los edificios). En el futuro cada edificio podrá ser productor de electricidad y exportarla. Antes de conseguir dicho flujo de energía a través de las Smart Grids es necesario que nuestros edificios puedan exportar energía y deberán cumplir con la Directiva Europea 2010/31 UE para conseguirlo con varios puntos básicos:

1. Limitar la demanda energética.
2. Integrar las instalaciones para gestionarla de forma conjunta
3. Generar toda la energía posible con energías renovables.
4. Almacenar y exportar la energía. SMART GRIDS.

En la directiva Europea 2010/31 UE está como hoja de ruta que debemos construir y rehabilitar edificios para conseguir que sean de consumo casi cero (Smart Buildings) para poder tener eficientes retículas o redes inteligentes (Smart Grids).

Crear una red inteligente o Smart Grids si los equipos o edificios son analógicos no tiene ningún sentido ni utilidad. Además que el sistema energético actual español no permite almacenar energía y ni exportarla a otros edificios. En España toda la energía sobrante se debe devolver a

la red (ENDESA) y después volver a comprarla. Por ese motivo es importante que el proyecto se materialice con soluciones concretas y reales sino se tiene el riesgo que quedar en lo conceptual. En este aspecto las empresas serán fundamentales para poder aportar su conocimiento, medios y servicios para realizar los cambios en el futuro.

Todas las empresas aportarán su granito de arena a las Smart Grids y Smart City. Cada una de las empresas intentará optimizar para conseguir una mayor sostenibilidad y eficiencia energética con sus soluciones constructivas. Por nuestra parte desde Somfy consideramos que la envolvente o fachada tendrá un mayor protagonismo en los futuros edificios ya que deberá dar una respuesta energética óptima en tiempo real a las necesidades del usuario mediante fachadas dinámicas (Smart Façades). La gestión de la protección solar en las fachadas e integradas en el edificio son piezas indispensables para conseguir los futuros edificios de consumo casi nulo. (Figura 5)

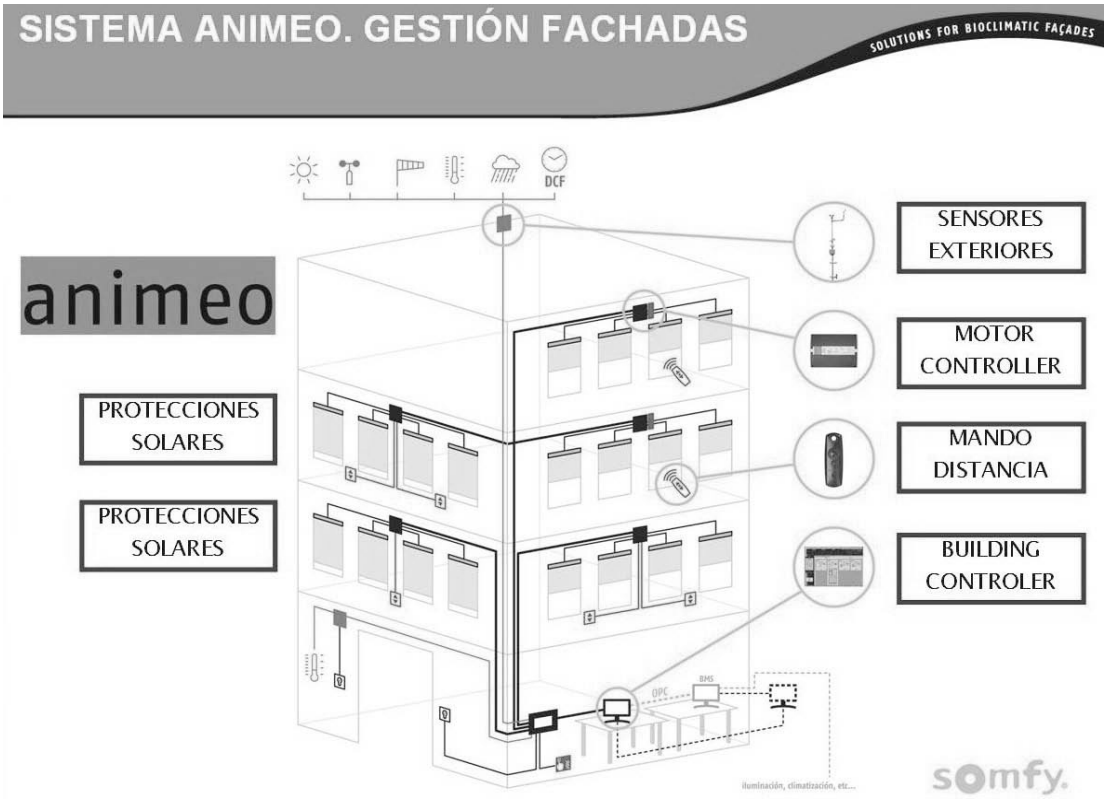


Figura 5: *Ejemplo de Smart Building. Gestión de la fachada. www.somfyarquitectura.es*

4. CONCLUSIONES.

La producción eficiente de energía con la utilización óptima de los activos y recursos proporcionará en el futuro opciones para que los consumidores puedan controlar el consumo de energía y esto permitirá la participación activa de los consumidores. La Red Inteligente les dará a los consumidores la información, el control y las opciones que les permitirá participar en los

nuevos mercados de la energía. Un consumidor bien informado, podrá modificar el consumo de energía basado en el equilibrio de sus demandas y recursos, también tendrá en cuenta toda la generación y opciones de almacenamiento, y además permitirá a los nuevos productos, servicios y mercados.

Para que las Smart Grids, Smart City puedan ser una realidad se necesitan que antes se establezcan una serie de requisitos o medidas para poder tener un marco adecuado como:

- Un objetivo claro y vinculante para el 2020 o 2050 a nivel nacional o internacional para renovar nuestras ciudades, servicios, infraestructuras y edificios.
- Garantizar el cumplimiento de la legislación y normativa que avala dicho objetivo.
- Coordinación entre administraciones, empresas y técnicos.
- La administración predique con el ejemplo para que el resto pueda seguirles.
- Controlar la calidad de los proyectos y que los proyectos eficientes tengan beneficios fiscales. Incluso vinculando dicho objetivo a cualquier tipo de licencia o certificación energética.
- Los ciudadanos participen en los proyectos.

Smart City o la ciudad inteligente constituye una oportunidad para los técnicos, las empresas, la administración y el ciudadano. Con este nuevo enfoque el ciudadano es parte integrante del proceso ya que ahora todos estamos conectados. Los ciudadanos son una parte importante de las Smart City que muchas veces en el pasado han quedado olvidados.

Debemos proyectar unas ciudades sostenibles que nuestros nietos las puedan seguir utilizando y disfrutando. Unas ciudades que incorporen los avances tecnológicos aunque utilizando los recursos de manera eficiente y respetuosa con el medioambiente.

Edificios y Ciudades para vivir mejor.

Gestión inteligente de la demanda energética del edificio: InBuilding Smart Grid. Caso Hotel de las Letras, Madrid

Carlos Sáez Álvarez, Director División Eficiencia Energética Euroconsult

Resumen: En esta comunicación se demostrará a través de un caso real, los ahorros energéticos que se consiguen cuando las redes inteligentes traspasan las puertas del edificio, para entrar a gestionar la demanda energética interna.

Para ello, se mostrará el ahorro obtenido tras la implantación del Sistema iGreen de Gestión, Control y Monitorización de los diferentes consumos energéticos del edificio, en combinación con el Seguimiento y Asesoramiento Energético en el Hotel de las Letras de Madrid donde el servicio contratado se ha amortizado desde el primer mes. Los ahorros energéticos alcanzados en el mes de mayo del 2012 eran de un 8% en electricidad, 7% en agua y 20% en gas.

La tecnología patentada sobre la que se apoya el sistema se llama Tecnología inBuilding Smart Grid, que consiste en la combinación de la Red eléctrica del edificio con una red de telecomunicaciones avanzada con sensores, analizadores y dispositivos de actuación, gestionados de manera independiente e inteligente por algoritmos específicos de ahorro energético. Siempre velando por la seguridad y el confort de los usuarios.

Área temática: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids

Palabras clave: INNOVADORA, REVOLUCIÓN, AHORROS ENERGÉTICOS, INBUILDING SMART GRID, EMS (Energy Managment System).

1. INTRODUCCIÓN

El salto hacia las ciudades inteligentes, requiere la implantación de un esqueleto flexible que permita un transporte y distribución de la energía más eficiente. Con el aumento de la generación distribuida, el flujo de energía es bidireccional, aparecen nuevas cargas en la red como el vehículo eléctrico y nuevos usuarios que consumen y generan energía. La distribución de cargas ya no está solo concentrada en núcleos urbanos, se ha ramificado. La demanda crece y es necesario buscar alternativas ante la escasez de recursos naturales. Dada la dificultad para el almacenaje, gestionar la demanda es crítico. Estas necesidades han dado lugar a las redes inteligentes, que no sólo transportan electricidad, sino también información, volviéndose una parte activa en el sistema de suministro. Estas redes conectan la inteligencia del edificio con la de la ciudad, facilitando la gestión de la demanda.

Para conseguir ahorro energético en un edificio no es suficiente con un buen diseño arquitectónico, una envolvente óptima, equipos de alto rendimiento e incorporación de renovables. Es necesario hacer un uso eficiente de la energía, monitorizar, detectar, actuar y prever el comportamiento energético del edificio.

Para ahorrar energía se requiere la optimización del sistema de distribución y transporte de

energía en dos aspectos primordiales entre otros: mejora del factor de potencia (FP) y equilibrado de consumos, son dos de los déficits habituales en muchos grandes edificios.
En las instalaciones eléctricas es cada vez más frecuente encontrar consumos fuertemente desequilibrados, lo que conlleva que los sistemas de distribución (CT) no ofrezcan el mismo rendimiento, así como los sistemas de distribución tengan un mayor "sufrimiento", disminuyendo la eficiencia de ambos sistemas, lo que provocará mayor riesgo de avería tanto en las cargas de la instalación como riesgo de accidentes a los usuarios y un mayor gasto por un mayor consumo.
En resumen el desequilibrio de las corrientes de carga, al igual que un factor de potencia inferior a la unidad, comportan un uso ineficiente del sistema de distribución y transporte.

La tecnología patentada por Euroconsult, inBuilding Smart Grid, consiste en la combinación de la Red eléctrica del edificio con una red de telecomunicaciones avanzada con sensores, analizadores y dispositivos de actuación, gestionados de manera independiente e inteligente por algoritmos específicos de ahorro energético. Siempre velando por la seguridad y el confort de los usuarios.

2. OBJETIVO.

El objetivo de esta comunicación es demostrar a través de un caso real, los AHORROS ENERGÉTICOS que se consiguen cuando las redes inteligentes traspasan las puertas del edificio, para entrar a gestionar la demanda interna.

Para ello, se mostrará el ahorro obtenido tras la implantación del Sistema iGreen de Monitorización, Seguimiento y Asesoramiento en Consumo Energético en el Hotel de las Letras de Madrid donde el servicio contratado se ha amortizado desde el primer mes.

Se trata de una solución INNOVADORA, que gestiona la demanda energética del edificio en tiempo real que monitoriza, controla y gestiona el consumo energético de luz, agua y gas, con capacidad de actuación -al segundo-, sobre los diferentes elementos consumidores, integrado con una plataforma de inteligencia artificial que establece patrones de consumo y genera ahorro energético automáticamente.

Hasta ahora en el sector energético, el estudio de los consumos se realizaban con intervalos de tiempo entre muestras normalmente no inferiores al cuarto de hora, de forma que muchos de los eventos que se producen por debajo de ese intervalo quedan sin registrar y únicamente tienen incidencia en los registros acumulados del analizador que corresponda.

La medida en tiempo real es muy útil a la hora de la toma de decisiones ya que permite ver al momento el impacto del consumo por cada conexión-desconexión pudiendo hacer un análisis previo muy exacto, posibilitándole realizar un ajuste "fino" a la hora de la toma de decisiones, sobre que carga es más adecuada poder deslastrar, o que grupo de consumo merece la pena bajar a un nivel de detalle de estudio más complejo con el fin de tomar medidas efectivas, reales. Permite comparar distintas ofertas de suministradores con su curva de carga real de su edificio, de forma que se puede evaluar cuál es la mejor oferta en cuestión de segundos.

iGreen ha sido desarrollado íntegramente en España por Euroconsult[1], es escalable, abierto y estándar, se instala de manera rápida y sencilla, con capacidad de telemedida, visualización, control e ingeniería modular. Es adaptable a las necesidades particulares del edificio y accesible local o remotamente desde cualquier dispositivo u ordenador. Proporciona gran funcionalidad analítica incluyendo control de KPIs, evolución del forecast anual de consumos, informes y alertas personalizadas.



Figura 1. Esquema de funcionamiento del Sistema de Gestión Energética iGreen.

El acceso a la aplicación se realiza vía web en remoto desde un ordenador o dispositivo móvil; la aplicación ha sido desarrollada de modo que se puedan definir diferentes accesos, perfiles, permisos, etc. Desde esta estación se puede monitorizar el estado de los componentes que se encuentren conectados para obtener una visión general de las condiciones de consumo de la infraestructura monitorizada.

El sistema de gestión energética iGreen, se diferencia porque refleja los ahorros energéticos en euros, siendo así más fácil de entender para los propietarios o gestores de los edificios o infraestructuras. A su vez también aporta información en unidades de medida específicas para usuarios con un perfil más técnico.

Con este caso de éxito queda patente que existen soluciones energéticas en el mercado español capaces de dotar a otros sectores como el turismo o la sanidad, por ejemplo, de una mayor solvencia para ser más competitivos dentro y fuera del país. Implantar este tipo de soluciones, contribuye además a cumplir con los objetivos de ahorro energético marcados por Europa.

[1] El mejor aval de Euroconsult es la experiencia que acumulamos desde hace ya más de 40 años desarrollando nuestra actividad en los sectores de Control de Calidad integral y Asistencia Técnica para todo tipo de construcciones en los ámbitos de la arquitectura y la ingeniería, tanto para las Administraciones Públicas como para empresas privadas. Prestamos servicios de Control de Calidad y como Ingenieros Consultores en un amplio espectro de áreas: Eficiencia Energética, Edificación, Laboratorios, Infraestructuras, Nuevas Tecnologías y Geotecnia.

3. PRESENTACIÓN RESUMIDA DE DATOS Y RESULTADOS y DISCUSIÓN DE ÉSTOS.

El caso de estudio es la implantación del sistema de gestión energética iGreen en el Hotel de Las Letras de Madrid, situado en la Gran Vía. El edificio esta catalogado en el registro del patrimonio histórico de la ciudad y data de 1917, es obra del arquitecto Cesáreo Iradier y fue reformado para su uso como hotel en el año 2005 por los Arquitectos Virginia Figueras y Franco Corada. Es un edificio de 7.895m2 de superficie construida, y está compuesto de 109 habitaciones, 5 salas de reuniones, restaurante, dos zonas de bar, gimnasio y biblioteca.



Figura 1I. *Fachada del Hotel de Las Letras en la Gran Vía de Madrid.*

La instalación de iGreen se ejecutó durante el mes de enero del 2012. En el mes de mayo los ahorros alcanzados eran de un 8% en electricidad, 7% en agua y 20% en gas. La contratación del servicio de monitorización y asesoramiento energético, está amortizada desde el primer mes.

La implantación la tecnología InBuilding Smart Grid de iGreen consta de fases:

Fase 1: iGreen Analysis: realiza un diagnóstico, estima el potencial ahorro energético y la reducción de emisiones de CO^2.
Fase 2: iGreen Monitoring: Monitoriza, controla y gestiona los consumos energéticos: informa sobre consumos anómalos, latencias, picos energéticos no deseados y otros. Analiza en tiempo real el estado de la instalación, cómo se reparten los consumos dentro del edificio y permite predecir el comportamiento de los mismos. Su interface es personalizable a la imagen y necesidades del usuario.
Fase 3: iGreen Engineering: Somos el Gestor Energético de nuestro cliente. Los ingenieros identifican acciones a mejorar dentro del edificio, determinando los procesos susceptibles de mejora. Diseñan planes de actuación y asistencia técnica, realizan pruebas, monitorizaciones e informes de los resultados obtenidos. Proponen proyectos que permiten dotar de inteligencia la red eléctrica del edificio.

Al instalar iGreen el Hotel de Las Letras:

Se analizaron los patrones de consumo

Se monitorizó el consumo eléctrico, de agua y gas, instalando 24 puntos de medida.

Se detectaron desviaciones energéticas

Optimizar y reducir consumos

Se analizó el funcionamiento del cuadro general de Baja Tensión del Hotel, las instalaciones de climatización, calderas, enfriadores y VRV.

Se hicieron pruebas de vertido de fontanería en una habitación del hotel

Se comprobó de estado de varios cuadros de la instalación eléctrica mediante cámara termográfica

Se revisó el cuadro de ascensores

Se hizo un estudio térmico de la envolvente del edificio

Se detectó que:

Una de las fases de la acometida del cuadro general estaba descompensada

Había un funcionamiento incorrecto en la batería de condensadores

Había consumos anómalos en los jacuzzi, en la cocina, el horno eléctrico, el gimnasio, el extractor, en los grupos de presión del agua y el comportamiento del consumo hídrico del edificio.

Deben desplazarse actividades a horarios de tarifa eléctrica más económica, deslastrar determinadas cargas y controlar los consumos fantasma.

Tras el análisis se realizan una serie de recomendaciones y se estiman los beneficios esperados por la implementación de las medidas propuestas.

Actualmente:

Se ha información a todo el personal del hotel sobre las pautas de consumo

Se han eliminado las desviaciones detectadas en los consumos anómalos

Se han ajustado las cargas sin afectar al funcionamiento del hotel.

Se ha integrado iGreen un sistema de control que genera alarmas cuando el sistema detecta una desviación del patrón de consumo especificado.

Implantación de sistemas de ahorro en grifos y cisternas para el consumo hídrico

Se ha integrado iGreen un sistema de control que desplaza los consumos más significativos a franjas de tarifa más rentables.

Se ha compensado las cargas entre fases de forma que se pueden ajustar el contrato eléctrico con el consiguiente ahorro en el termino fijo

Se han subcontrado dos empresas de reconocido prestigio en el sector de la protección solar en edificios, por una parte SOMFY mediante la actuación de mecanización de cortinas interiores, y por otra la empresa THYSSEN-KRUPP mediante la instalación de láminas de control solar, en los ventanales y ventanas de las respectivas fachadas, tanto en zonas nobles comunes como en habitaciones del hotel.

Siguientes pasos:

Implantación del proyecto de mejora de la envolvente del hotel.

Deslastre de cargas, para controlar el encendido/apagado de sistemas según su franja de funcionamiento.

Integración de iGreen en su BMS para reducir el consumo de climatización en función de la demanda y las franjas de tarifa más rentables.
Implantación de iluminación LED donde iGreen indica que es rentable el cambio de tecnología.

La distribución del consumo en el hotel es un 69% de electricidad, 19% de gas (de los cuáles 73% corresponde a calderas y 27% a cocinas) y 12% de agua. Los AHORROS ENERGÉTICOS alcanzados en el mes de mayo del 2012 eran de un 8% en electricidad, 7% en agua y 20% en gas.

4. CONCLUSIONES GENERALES.

Los beneficios de instalar INBUILDING SMART GRID son:

Ahorro energético: El 40% del consumo energético europeo viene de la edificación. El ahorro potencial alcanzable en España por la instalación de sistemas de control, gestión y monitorización de consumos, estimando ahorros del 25%, alcanza los 13.145 M€ (datos estimados por Euroconsult)
Ahorro económico: Los tiempos medidos de amortización por la instalación de iGreen están por debajo de los 24 meses.
Información en tiempo real de cuándo y dónde se está consumiendo, los usuarios sólo tienen información de cuánto consumen a través del recibo de la luz, es necesario saber cuándo y dónde se está consumiendo para poder llevar a cabo medidas de ahorro energético.
Gestión eficiente de la red y actuación automática en tiempo real: el sistema gestiona picos de consumo internos con el fin de reducirlos trasladando las cargas de consumo secundarias a valles existentes dentro del consumo general. Gestiona la demanda y el uso de la energía con respecto a los costes energéticos existentes en el mercado y adapta de manera inmediata a los cambios de contrato y franjas horarias existentes con respecto a un periodo de menor coste.
Interoperabilidad entre los diferentes sistemas bajo un mismo protocolo de comunicación standard.
Conservar niveles de confort, salud y seguridad del edificio o infraestructura
Facilita la gestión de propietarios, gestores y responsables de mantenimiento de edificios con una gestión centralizada local y remota
Fácil de usar e interpretar: la información se presenta de forma sencilla, personalizada y amigable, traduciendo los consumos energéticos directamente a euros para conocer su impacto económico.
Cumplimiento con la Directiva Europea de eficiencia energética en la edificación, la Directiva 2010/31/UE insta a "la instalación de sistemas de control activos, como sistemas de automatización, control y gestión orientados al ahorro de energía, cuando se construya un edificio o se efectúen en él reformas de importancia". Facilita además cumplir con las exigencias de ahorro energético del Código Técnico de la Edificación, mejorar la calificación energética de un edificio, implantar la ISO 50001 de Gestión energética, obtener puntos certificado LEED y otras certificaciones.

2. AGRADECIMIENTOS

Jose María Blanco, responsable de mantenimiento del Hotel de las Letras
A SOMFY, MADE IN LED y THYSSEN-KRUPP por su colaboración en el éxito del proyecto.
A Miguel Angel Nuñez, Responsable de Tecnología y Operaciones de Euroconsult y a todo el equipo de iGreen en general por su tesón y compromiso.

Smart Grids: ¿Moda o Realidad?
Bases científicas y un caso práctico: Nodos Básicos Distribuidos

Salas, P. Enerbyte, KIC-Innoenergy

Resumen: Los acontecimientos tecnológicos transcurren a alta velocidad y se hace necesario reflexionar críticamente sobre la solidez de conceptos y soluciones innovadoras. Un caso paradigmático de hoy son las "Smart grid". Todo parece ser *smart*, pero ¿existen fundamentos científicos que lo avalen? O, ¿sencillamente se trata de un tipo de moda inducida por un industria necesitada de ventas?
En la investigación realizada durante la tesis doctoral y en la industria, el autor hace una reflexión sobre como la "información" es una magnitud fundamental para lograr una correcta gestión de los recursos a partir de analizar cómo la naturaleza gestiona los flujos de energía. Un sólido fundamento teórico que se concreta tecnológicamente en los resultados del proyecto I+D "NOBADIS: Nodos Básicos Distribuidos", una microrred eléctrica diseñada con criterios "biomiméticos", es decir, inspirada en la naturaleza.
El artículo concluye con una reflexión sobre la necesidad de una Tecnología conectada y vinculada, a la ciencia para dotarse de legitimidad y viabilidad; pero también a aspectos no tecnológicos, como son la regulación del sector eléctrico, la sociedad y la economía. Solo con esta visión global las Smart Grid pueden devenir una realidad técnicamente coherente y económicamente viable.

Área temática: Generación y Consumo energético en las Smart Grid

Palabras clave: Termodinámica, Biomimética, Microrred, Smart Grid, I+D

1. INTRODUCCIÓN

El debate energético se tiñe a menudo a discusiones y opiniones cortoplacistas que, siendo necesarias para resolver los problemas inmediatos (técnicos, económicos, regulatorios, …), pierden de vista las leyes físicas que regulan el proceso energético. ¿Es planteable una solución técnica en el campo de la energía que, cumpliendo la normativa y generando puestos de trabajo, vulnere las Leyes físicas que describen su funcionamiento? Sí, es planteable y ejecutable –como muchas veces se ha hecho, lamentablemente-, pero no es recomendable. A medio y largo plazo se generará un problema amplificado que deberá abordarse de nuevo y a mayor coste económico y energético. Lo vemos actualmente en el sector financiero. Se debe, por tanto, actuar con premura y tenemos la ventaja, con el tema energético, de conocer muy bien las reglas que operan. Por este motivo, pensar que podemos vulnerarlas solo conduce a un sistema débil que tarde o temprano colapsará. Las Leyes físicas son radicales e implacables y no están dispuestas a negociar los límites que nos marcan, ni el coste de infringirlas.
Por este motivo es necesario que el conjunto de tecnologías alrededor del concepto "Smart Grid" sean compatibles con ellas. Y para conocerlas, el autor hace una inmersión en cómo la naturaleza regula los flujos de energía a través de su tesis doctoral y experiencia en la industria (patentes, 6º y 7º Programa Marco). No se trata de una actitud de obediencia ciega. El aprendizaje de cómo la naturaleza logra su viabilidad

energética no genera dogmas, sino reflexiones e inspiraciones profundas de alto potencial para ser aplicadas en el campo de la tecnología y la sociedad.
Apuntando una de las conclusiones de la investigación, el reto aparece cuando los límites energéticos se sobrepasan en una sociedad expansionada a extremos solo imaginables con la explotación del recurso fósil. Al ser éste limitado, la situación no es viable a largo plazo y, por tanto, requiere una transición que permita disminuir la dependencia del petróleo (eficiencia energética) primero y, posteriormente, posibilite el cambio de recurso (energías renovables). Y en este proceso la tecnología se ha de entroncar con la sociedad y la economía. Este es el marco conceptual donde abordar el debate sobre el sistema energético y las *smart grid*.

2. OBJETIVO

1. Definir las bases científicas que sustentan las redes eléctricas inteligentes basado en cómo se gestiona la energía en la naturaleza (*Investigar*: "Concepto").
2. Ejecutar una microrred diseñada con criterios biomiméticos (*Experimentar*: "Desarrollo tecnológico").

3. *INVESTIGACIÓN*: BIOMIMÉTICA, UNA APROXIMACIÓN A LA GESTIÓN ENERGÉTICA

Delante de la evidencia práctica y el fundamento científico que los sistemas tienden a desorganizarse y la energía a degradarse (la producción de entropía siempre aumenta), ¿Cómo mantener la Tierra en equilibrio? ¿cómo podemos evolucionar sistemas cada vez más complejos, por ejemplo ciudades, o, simplemente, "personas"? La respuesta reside en que la Tierra, una ciudad o una persona, no son entidades asiladas de su entorno, sino que se relacionan a través de un flujo de materia, energía e información.
La Tierra, concretamente, se comporta como un sistema termodinámico abierto para la energía (procedente del Sol) y cerrado para la materia (los recursos materiales existentes son invariables y se procesan en ciclos recurso-residuo-recurso). Sin una aportación constante de energía solar y un equilibrio dinámico (efecto invernadero y ciclos materiales) y homeostático, el sistema tierra se colapsaría en un plazo breve de tiempo.
Las "personas" y las "ciudades" se comportan como entidades abiertas al flujo de energía y materia. Pero mientras las primeras generan residuos reciclables y adaptan su crecimiento a la energía disponible, los sistemas "construidos" por nosotros en los últimos 200 años se han diseñado con una disponibilidad ilimitada de energía barata y alta potencia que lo acelera todo y desprecia la eficiencia y la generación de residuos.
No es criticable que con la irrupción de la máquina de vapor –paradigma del uso de los recursos fósiles- su potencial se trasladase a otros ámbitos (transporte, agricultura, industria, …). La explotación de un nuevo recurso energético con mayor potencial (fósil), posibilita un proceso de expansión socioeconómica, hasta convertirse hoy en una fuente energética de uso generalizado e imprescindible, que ha forjado la idea de "no hay límites". Su uso se asocia al progreso y su control al poder. Pero, se trata de un recurso material de la Tierra y, por tanto, finito, agotable y no reemplazable. Y, en consumirse a un ritmo vertiginoso, ha colapsado su sumidero por lo que en quemar, el residuo, CO_2, se acumula en la atmosfera alterando el equilibrio térmico de la Tierra.

Para resolver esta contradicción se debe, sin demora, gestionar la transición a un sistema energético/eléctrico que posibilite que también nuestras "construcciones" puedan ser entidades abiertas para la energía, minimizando el uso de recursos materiales propios de la tierra para transformaciones energéticas, y aprovechando los materiales disponibles como materia prima para satisfacer nuestras necesidades materiales con criterios, desde la fase de diseño, de recuperación y reciclaje. Este es el reto científico-técnico y social de las *smart grid* y el que justifica su implantación.

Para este reto son necesarias dos fases distintas. Primero, una **proceso intensivo de eficiencia energética** para bascular desde el escenario actual de máxima potencia (es decir máxima velocidad) en la explotación del recurso energético ($_{a\ máxP}$) a un compromiso donde la eficiencia aumente a costa de sacrificar potencia ($_{máx}$). Figura1.

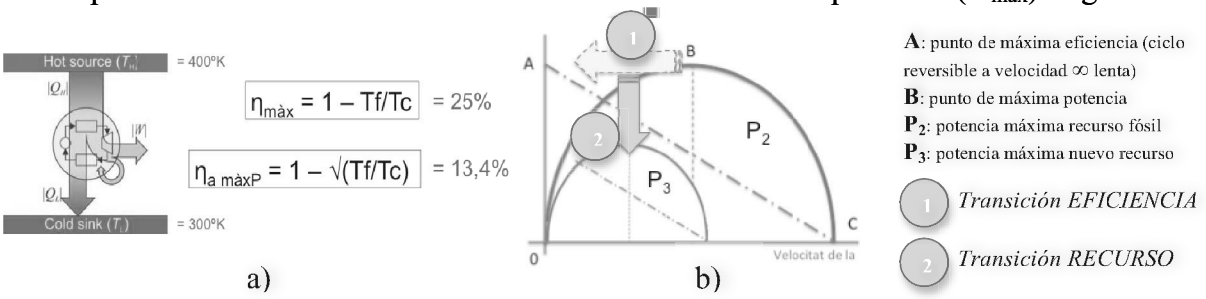


Figura 1. *Máquina Térmica. "Máxima eficiencia" (Ciclo de Carnot, reversible y velocidad → 0) y Eficiencia a máxima potencia. Representación analítica y gráfica;* ***b)*** *influencia termodinámica de la "Eficiencia Energética" y del "cambio de recurso energético". Fuente: Elaboración propia. (Tesis)*

Esta transición requiere de tres acciones principales, de acuerdo con la Ley **P=E/t**:

1. Decidir el trabajo (W) a hacer, es decir, priorizar necesidades (sociedad)
2. Reducir al energía necesaria para realizar un proceso (eficiencia en el diseño).
3. Aumentar el tiempo involucrado en la realización del trabajo (W)

En una segunda fase, el reto es cambiar a un **nuevo recurso energético**, que deberá ser "extraterrestre", de fuera del *sistema*, para mantener la viabilidad termodinámica. Las propiedades físicas -densidad energética, emisión de CO_2, rendimiento termodinámico, entre otros- de la energía solar (en forma de radiación visible, infrarroja, viento, altura de agua o biomasa,…) fijarán los *nuevos* límites del modelo socioeconómico posible.

La paradoja reside en que, siendo las ventajas múltiples (no agotamiento ni emisiones) la densidad energética, en el caso de la radiación visible (recurso solar más ubicuo que se transforma electrónicamente en trabajo), está cuantificada en 1000 W/m^2. Y este potencial máximo de trabajo parece no ser suficiente para mantener y realizar las actividades de hoy *energizadas* con recurso fósil (gradiente energético superior). Los límites de la física aparecen radicalmente y el debate implica al conjunto de la sociedad.

Las estrategias para "mejorar" el gradiente solar fotovoltaico, en la hipótesis de ser éste el único recurso, se limitan en aumentar la superficie (impacto territorial, densidad de población, pérdidas por transporte) o el tiempo de captación (que implica un sistema de almacenaje también sujeto a un rendimiento y limitaciones físico-químicas).

Sin alternativa, es necesario hacer la transición desde el recurso fósil a partir de la eficiencia y del cambio de recurso. Un **proceso** que deberá ser **catalizado y facilitado**

por la "información" y su manejo para desarrollar estrategias de anticipación y oportunidad, como hace la naturaleza. Es en este contexto que el sistema energético puede ser más "smart" y cobra coherencia científica plantear las smart grid.
No se trata de "volver a las cavernas"; al contrario. Debemos adaptarnos al recurso energético disponible gestionando una transición que evite un colapso súbito que, éste sí, representaría un retorno a la precariedad material y energética de las *cavernas*.

4. *EXPERIMENTACIÓN*: "NOBADIS" - NODOS BÁSICOS DISTRIBUIDOS

"Mas Roig" (Llagostera, Girona) es una masía con actividad agraria y residencia (Figura 2.a) no conectada a la red eléctrica, sino una ***microrred*** **diseñada con criterios** ***biomiméticos***:

1. **Equipos eficientes y gestión activa de la demanda**. Las cargas se clasifican en *Prioritarias* (el consumo de energía es simultáneo a la realización del trabajo, sin gestión); *Gestionables* (hay un grado de libertad en el momento cuándo realizar el trabajo); *Acumulables* (almacenar electricidad anticipándose a trabajos futuros, como sería, frío en el congelador o bombeo de agua para lograr energía potencial); *Negociables* (otros "consumidores", un "nodo básico" colindante o la red).
2. **Recursos energéticos locales** (renovables baja densidad: solar y micro-eólica) combinada con **recursos de alta densidad** (microCHP y red–simulada). Figura 2.b, c
3. Sistema de **baterías** que consumen o aportan energía.
4. **Uso intensivo de "INFORMACIÓN"** para captar datos, monitorizar y gestionar el proceso:
   - "smart sockets" (Figura 2.d): medición parámetros eléctricos de las cargas y opción de conectar/ desconectarlas, en una red inalámbrica (ZigBee)
   - Control Power Line de la red de generación (SMA)
   - Software de configuración, monitorización de la microrred sobre webserver (Figura 2.e)
   - Sistema experto (en PC local). Estrategia de gestión "consumo=generación". Criterio económico "coste marginal" (prioriza renovables y gestión de cargas)

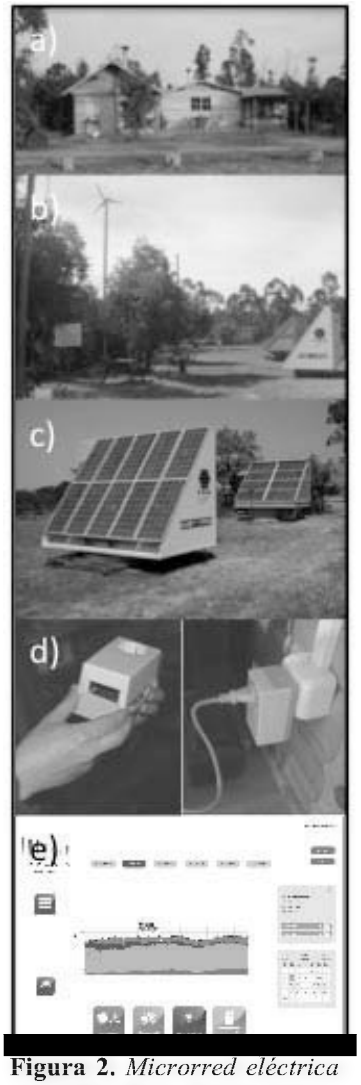


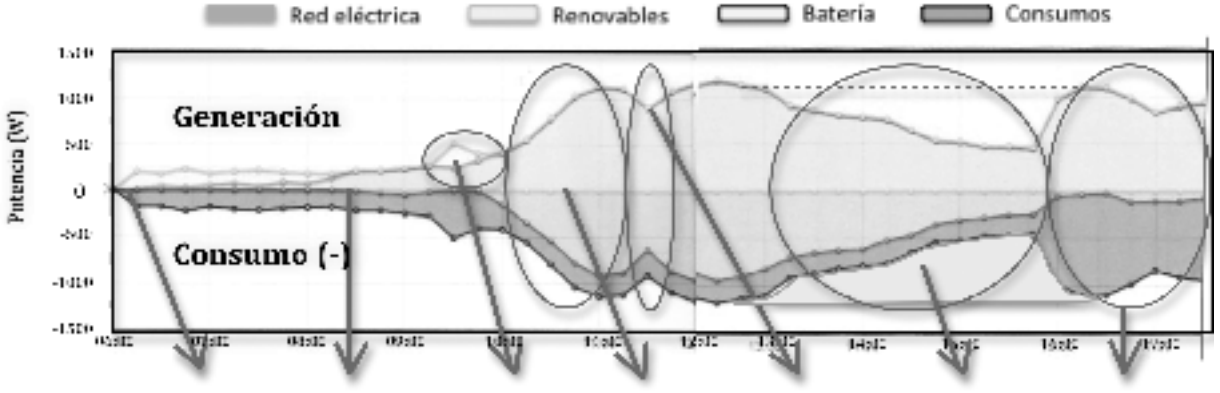
Figura 2. *Microrred eléctrica en el Mas Roig. Varias tomas.*

Por su carácter "real" (cadena de frío –congelador-, alimentación de los animales,…) las especificaciones no funcionales son muy exigentes (robustez, seguridad …).
Se experimentan casos de operación del sistema reproduciendo condiciones reales como es exceso de consumo, disponibilidad o no de red o caída de grupos de generación.
Las líneas futuras de desarrollo se centran en la conexión del "NOBADIS" a otros nodos básicos distribuidos colindantes creando una red de nivel jerárquico superior para

intercambio de energía e información; introducir elementos de prognosis (previsión de consumos y generación); y optimizar las estrategias de gestión y operación.

5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se muestra a continuación la evolución del consumo y generación de energía de la microrred en un día tipo (20/07/2012) donde se observan distintas estrategias de gestión:



Evento	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7
Hora	06.00	08:30	09:30	10:00-11:30	11:45	13:00-15:45	15:45-17:30
Consumos	-400W	-400W	-550W	-400W	-400W	-400W	>>
Baterías	0 W	0 W	0 W	-700W	-450W	<<	Tendencia 0
Red	ON (100%)	OFF	150W	0	0	700W	0
Renovables	OFF	ON (100%)	400W (100%)	1.100W	950W	<<	>> (adapta a consumos)

Figura 3. *Balance generación y consumo (Mas Roig, 20/07/2012). Escenarios de operación y resultado cualitativo de las decisiones del sistema de gestión. Fuente: Elaboración propia (Tesis)*

1.1 Se cubre la demanda comprando a la red (y no de baterías, al ser más caro)
1.2 Sale el Sol y hay nubes. La energía generada desde primera hora gracias al sistema PV, *Font Solar Autònoma* (FSA) de seguimiento solar sustituye a la red.
1.3 Aparece un pico de consumo que activa la red como complemento de generación
1.4 El Sol brilla ahora con intensidad, hay energía solar disponible y el sistema decide cargar baterías con la energía sobrante una vez satisfechas las cargas
1.5 Aparece un nube, se reduce la producción, pero se mantienen las consumos cargando, eso sí, menos cantidad de Ah en acumulación (no se compra a la red)
1.6 Baterías llegando a flotación y máxima insolación. La demanda total (cargas + baterías) disminuye y potencial solar máximo (1.100W) (FSA-seguimiento solar), por lo que se inyecta a la red la diferencia ("consumidor infinito").
1.7 Las nubes disminuyen la energía solar y, por tanto, ya no se inyecta a red.

6. CONCLUSIONES

La investigación realizada concluye que las smart grid son una realidad si se cumple:

1. Introducción de "información" cualitativa para reducir los consumos, primero, y posteriormente, gestionar la transición a un cambio de recurso energético.
2. La tecnología involucrada debe enlazarse con un análisis científico sobre los flujos energéticos y sus límites que le confiera coherencia y viabilidad; y, por otro lado, con la sociedad con la que interactúa para lidiar aspectos regulatorios, económicos y sociales involucrados en el cambio de recurso energético.
3. Las microrredes basadas en recursos locales y gestión activa de la demanda son una opción viable de suministro energético en términos de calidad, eficiencia y coste. Aportan todo su potencial cuando están mallados con otros nodos y la red.
4. Es necesaria una *smart regulation* que permita la ejecución de sistemas como el descrito para avanzar en el modelo de smart grids (hoy en día no es posible).

7. AGRADECIMIENTOS

Especial agradecimiento y reconocimiento al Dr. Francesc Sureda por su transmisión generosa y lúcida de conocimiento. A los doctores Ricard Bosch, Martí Rosas y David Jou, por el apoyo a la Tesis; a WATTPIC Energia Intel·ligent (Joan, Xavier, Hugo, Marc) por liderar el proyecto NOBADIS; a los partners tecnológicos Energy Center of Netherlands (ECN), NTUA (Atenas), UPC, La Salle-URL y CRIC; y al 6º Programa Marco de la UE y a ACC10 (Generalitat de Catalunya) por su apoyo económico.

8. BIBLIOGRAFÍA

JOU, D. et al. (2008).: "Understanding Non-equilibrium Thermodynamics: Foundations, Applications, Frontiers". Springer-Verlag. Berlin.

PEREA, E. (2008).: "La microrred, una alternativa de futuro para un suministro energético integral". Tecnalia. Derio-Bizcaia

RIFKIN, J. (1990).: "Entropía, hacia el mundo invernadero". URANO. Barcelona.

SCHERR, H. (2007).: "Energy Autonomy". Earthscan. London

SCHNEIDER, E. Y SAGAN, D. (2008).: "La Termodinámica de la Vida. Física, cosmología, ecología y evolución". Tusquets Editors, Colección Metatemas, Barcelona.

SILVENTE, J. et al. (2012).: "An optimization model for the management of energy supply and demand in smart grids". IEEE International Conference ENERGYCON '12.

SMIL, V. (2008).: "Energy in nature and Society". The MIT Press. Boston

SOLÉ, R. (2008).: "Redes Complejas, del genoma a internet". Editorial Tusquets Editors. Colección Metatemas, Barcelona.

Minimización de consumo energético en una manzana residencial del ensanche de Valencia mediante sistemas activos y pasivos

V. Blanca, A. Perea, L. Falbo y I. Tarín. Universitat Politècnica de València

Resumen: Se pretende cuantificar los parámetros que permiten optimizar los costes económicos tras la comprobación de las instalaciones y los sistemas constructivos, de una manzana residencial tipo, muy repetida, del ENSANCHE DE VALENCIA, pudiendo extrapolarse a otras manzanas similares del barrio, dándonos una visión global. La construcción data de 1910 afectando a un total de 92 viviendas. Se ha comenzado por la toma de datos de carácter constructivo y energético. Se ha realizado el cálculo de la compacidad y complejidad urbana así como la malla de referencia. A cada vivienda y local comercial se le ha solicitado un listado de recibos para valorar los consumos energéticos. También se ha elaborado una encuesta para evaluar la capacidad de aceptación de medidas de ahorro energético. Se ha hecho un seguimiento mediante la técnica de termografía.

Se diagnostica la situación real y desarrolla el análisis para la viabilidad de mejoras de los servicios del edificio. Finalmente se exponen los resultados, con la conveniencia o no de instalar sistemas activos, así como un replanteamiento de la envolvente a fin de minimizar el consumo energético.

Área temática 3: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids.

Palabras clave: energía; consumo; envolvente; ensanche; rehabilitación.

1. INTRODUCCIÓN

Tomamos como modelo una manzana de ensanche compuesta por 9 edificios de viviendas y locales comerciales y un total de 92 viviendas, dispuestos en planta baja más tres alturas y valoramos los datos referentes al comportamiento energético de los mismos, con el fin de implementar posibles cambios en la red, tendentes a minimizar el consumo global.
El 90% de los edificios que forman la manzana se realizaron en un periodo que va desde 1890 hasta 1910 cuando la Ciudad de Valencia se amplió hacia el Sureste mediante los sucesivos proyectos de ensanche. Ruzafa formó parte del plan de reformas de alineaciones de las calles y plazas para enlazarse con las recientemente proyectadas. En este barrio se situaron las clases sociales más desfavorecidas, compartiendo sus viviendas con zonas destinadas a almacenes, pequeñas industrias y comercios artesanales.
Se ha llevado a cabo una evaluación utilizando la herramienta CERMA R para obtener la calificación de la eficiencia energética en edificios de viviendas existentes. Se han solicitado recibos energéticos para tener constancia del gasto real. Se ha elaborado una encuesta con dos partes: la primera que nos indica el comportamiento ambiental real de la vivienda y la segunda nos expresa el grado de satisfacción del usuario. Por último se ha estudiado el comportamiento constructivo del edificio y localizado las pérdidas térmicas a lo largo de la envolvente con el uso de una cámara termográfica.

2.OBJETIVO

-Valorar el comportamiento real del edificio y compararlo con lo que supondría el establecimiento en él de una serie de mejoras tecnológicas a fin de minimizar el consumo, en una manzana de ensanche en la Ciudad de Valencia que puede ser extrapolable como tipología repetitiva a otros lugares.
-Adoptar medidas para mejorar la eficiencia energética de las viviendas.
-Dictaminar acerca del sistema constructivo empleado en los edificios que, como consecuencia de su antigüedad, dispone de unos aspectos diferenciales en cuanto al tratamiento de la envolvente se refiere, que los hace sensiblemente diferentes a los edificios actuales, poniendo en valor los sistemas pasivos (paredes, ventanas, persianas, alfombras, cortinas, moquetas, etc.), actuando como pantallas correctoras y atenuando la dependencia de los sistemas de carácter artificial.

3.METODOLOGÍA

Para conseguir los objetivos propuestos se ha elaborado una metodología que permitirá obtener la información necesaria para obtener las conclusiones con el objeto de una posible intervención, según estos seis aspectos:
-Levantamiento gráfico de los edificios y de las ampliaciones que ha habido respecto de su estado original.
- Caracterización de la envolvente.
- Realización de las encuestas a los residentes de las viviendas que componen la manzana de ensanche (información sobre los sistemas de acondicionamiento, grado de bienestar de los hogares y predisposición a la incorporación de medidas activas y pasivas en la manzana).
-Evaluación de los consumos energéticos reales (a través de los recibos energéticos tanto de electricidad como de gas que permita contrastar los resultados del simulador con la realidad. Para ello se solicitó a los usuarios el CUPS de sus facturas.)
-Introducción de los datos en el programa CERMA R.
-Justificación mediante termografías (tanto interiores como exteriores de cada una de las partes de la envolvente de los edificios que conforman la manzana) de los resultados obtenidos en el simulador.

4.PRESENTACIÓN DE DATOS Y RESULTADOS:

4.1 Materialización constructiva:
Las edificaciones se realizaron con las técnicas constructivas comunes de esta época:
- Fachadas principales: muro de carga de ladrillo macizo de pie y medio o dos pies de espesor y tomados con mortero bastardo de cal y cemento (U=1.22 W/m² ºK.)
- Fachadas posteriores: murete de medio pie de ladrillo macizo que cierra el vano del pórtico interior (U= 2.13 W/m² ºK.)
- Medianeras: muro propio del edificio de separación entre lindes formados muros apilastrados de ladrillo macizo de medio pie de espesor tomado con mortero de cal (U= 2.42 W/m² ºK.)
- Cubierta Inclinada: formada por cabios dispuestos de par a par e interpuestos por ladrillos bardos. Esta capa es la base sobre la que se vierte 3 o 4 cm. de mortero de cal que recibe directamente la teja árabe (U= 3.45 W/m² ºK.)

- Cubierta Plana a la "catalana": formada por 3 capas de piezas cerámicas mas el pavimento apoyadas sobre cabios sustentados a su vez sobre la estructura de la cubierta (U= 3.33 W/m² ºK.)
- Suelos separadores con bajos comerciales: forjados unidireccionales de viguetas de madera y cubrimiento mediante revoltón de dos roscas de piezas cerámicas. El pavimento hidráulico se apoya sobre un relleno de mortero de cal de 2 ó 3 cm. (U= 2.42 W/m² ºK.)

4.2 Encuestas realizadas a los usuarios:

Mediante la utilización de encuestas se puede llegar a conocer el estado de bienestar (Tabla III).o de insatisfacción de una persona. Toda la información recogida durante el estudio ha dado una idea de cuales son sus necesidades y el valor que les da cada residente. El resultado de este tipo de encuestas llega a valorar diferentes cuestiones a la hora de aplicar medidas como su conveniencia, la aceptabilidad de las medidas (Tabla IV), grado de éxito, grado de rechazo (Tabla V) y los motivos que lo justifican (Tabla VI). Cualquier medida que técnicamente puede solucionar cualquier carencia, no necesariamente pueda implicar una mejora en el bienestar de los residentes. Este es el motivo que justifica el uso de estas encuestas. El objetivo último del cuestionario propuesto es evaluar la capacidad de aceptación de medidas de ahorro comunes en energía por parte de los residentes de una manzana de viviendas (Tabla I y II)

Tabla I. *Resultado de las encuestas en referencia a los Sistemas de Calefacción*

No tengo	0,00 %
Radiadores eléctricos	54,17 %
Suelo radiante	0,00 %
Chimenea	0,00 %
Aire Acondicionado	37,50 %
Estufa de GLP	08,33 %

Tabla II. *Resultado de las encuestas en referencia a los Sistemas de Refrigeración*

No tengo	41,67 %
Aire Acondicionado	58,33 %
Solo frío	0,00 %

Tabla III. *Resultado de las encuestas en referencia al Confort Térmico en Invierno.*

Soportable	65,50 %
Difícil de soportar	20,83 %
Bastante difícil de soportar	04,17 %
Muy difícil de soportar	0,00 %
Insoportable	0,00 %
Sin respuesta	12,50 %

Tabla IV. *Resultado de las encuestas en referencia al Confort Térmico en Verano.*

Soportable	58,34 %
Difícil de soportar	20,83 %
Bastante difícil de soportar	08,33 %
Muy difícil de soportar	0,00 %
Insoportable	0,00 %
Sin respuesta	12,50 %

Tabla V. *Resultado de las encuestas en referencia al Confort Térmico en Verano.*

Claramente Aceptable	08,33 %
Aceptable	54,17 %
Inaceptable	12,50 %
Claramente inaceptable	04,17 %
Sin respuesta	20,83 %

Tabla VI. *Resultado de las encuestas en referencia al grado de incertidumbre en la distribución de cargas económicas entre el vecindario.*

Soportable	25,00 %
Un poco difícil de soportar	12,50 %
Algo difícil de soportar	37,50 %
Muy difícil de soportar	0,00 %
Insoportable	0,00 %
Sin respuesta	25,00 %

4.3 Simulador energético CERMA:

La evaluación de la demanda se realizará utilizando la herramienta **CERMA R,** que es una aplicación gratuita que permite la obtención de la calificación de la eficiencia energética en edificios de viviendas existentes, ofreciendo un estudio detallado para mejorar la calificación obtenida. Los resultados obtenidos se compararon con las facturas de cada una de las viviendas visitadas. La modelización nos indica que la demanda máxima de energía se produce en los meses de invierno y no tanto en Verano (Fig. 1). Desde el punto de vista de la envolvente los resultados obtenidos nos señalan que las pérdidas más generalizadas se dan en las fachadas posteriores donde prácticamente no existe aislamiento. Otro elemento constructivo donde existen mayores pérdidas es a través de las cubiertas de los edificios.

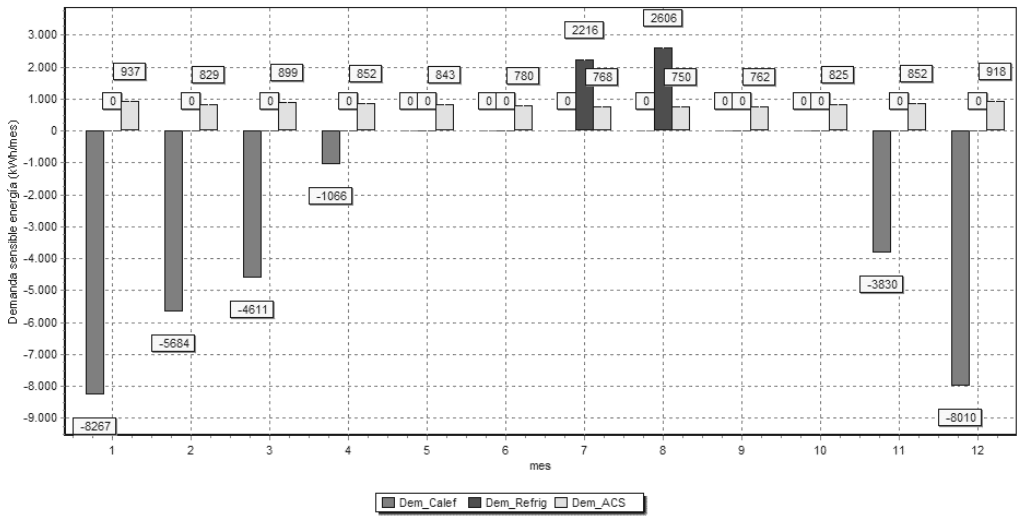


Figura 1. *Demanda energética de un edificio modelizado por el CERMA.R*

Las termografías sacadas a las fachadas corroboran el resultado de la modelización de CERMA R. Las mayores pérdidas se producen en las fachadas posteriores y en las carpinterías (Fig. 2).



Figura 2. *Termografías tomadas a las fachadas interior y exterior y el efecto de las sombras arrojadas sobre el comportamiento de las fachadas.*

5.DISCUSIÓN

En un clima cálido como es la ciudad de Valencia, los años necesarios para recuperar la inversión, en caso de plantear una rehabilitación de toda la envolvente, son superiores a los 10 años. Ello provoca el desinterés de las empresas de servicios energéticos a la hora de gestionar la rehabilitación de edificios con estas características climáticas. En este sentido, el resultado más relevante es la mejora del confort térmico y la calidad de vida de los usuarios, más si se considera que un elevado porcentaje de viviendas carecen de sistemas de calefacción.
Otro problema detectado es el elevado número de viviendas que se encuentran deshabitadas en los edificios característicos del barrio. Ello diferencia los resultados teóricos obtenidos mediante la herramienta informática, de los datos reales de consumo globales para cada edificio. Esta situación se ve agravada por el hecho de que la mayoría de viviendas ocupadas lo están por usuarios con una edad superior a los 65 años y, en muchos casos, viven solos. Todos estos problemas sumados provocan el que los propietarios no tengan interés en invertir para rehabilitar el edificio.

6.-CONCLUSIONES

Ante la dificultad creada en la recogida de datos energéticos como consecuencia de la desconfianza creada por parte de los ocupantes de la vivienda y de la falta de información, creemos necesario dotar a las viviendas de contadores inteligentes.
En lo referente a plantear una mejora de toda la envolvente térmica, se concluye que se necesitarían colocar unos 10 cm de aislamiento, para reducir las emisiones de CO_2, hasta conseguir modificar la letra obtenida inicialmente en la calificación energética, que era una E.
Se tendría que aumentar dicho espesor de aislamiento térmico hasta 10 cm en las cubiertas y las fachadas, y además, colocar vidrios bajo emisivos, para poder alcanzar una letra D en la

calificación. Quizás el esfuerzo económico que supondría llevar a cabo una mejora global de la envolvente y considerando los amplios periodos de amortización estimados, se ha estudiado la opción de efectuar mejoras puntuales, como aislar sólo las fachadas claramente deficientes que son las recayentes al patio de manzana o rehabilitar las ventanas y sus protecciones. Obviamente se reducen las emisiones de CO_2 en menor cuantía, pero si se relaciona con la inversión a efectuar en cada uno de los casos, desde un punto de vista del coste óptimo de la actuación, sería más viable plantear este tipo de pequeñas intervenciones, considerando las condiciones climáticas específicas de Valencia. En relación a la posible posición del aislamiento térmico en las fachadas estudiadas, se podría concluir que en los muros de fachada principal de gran espesor y con gran inercia térmica, no tiene excesiva relevancia la colocación de los aislantes por el exterior o el interior. En cambio en los muros de las fachadas posteriores, de muy poco espesor e inercia, si que las diferencias entre ambas situaciones, sí que es más acusada, aunque no sustancial. En estos casos, colocar el aislamiento por el interior de la fachada tiene un comportamiento sensiblemente mejor en las condiciones de invierno, pero peor respecto a las de verano. Por el exterior, el comportamiento es inverso, es decir, funciona mejor en verano. En cualquier caso, considerando que muchas de las fachadas principales de los edificios del barrio están protegidas, si se planeara la colocación del aislante en las mismas, sólo se podría intervenir por el interior.

En relación a los huecos de fachada, se ha observado que de manera mayoritaria las carpinterías originales eran de madera, aspecto importante dado la baja conductividad de dicho material. No obstante, se ha podido comprobar que muchas de las carpinterías originales han sido sustituidas y, en el caso de las protecciones solares, se han visto alteradas o retiradas. Se plantea el poder recuperar y mejorar el comportamiento térmico de las ventanas de maderas originales deterioradas, incluido sus protecciones, (persianas, contraventanas, miradores,…), que en muchos casos han sido eliminados. En este sentido, se entiende que la opción más interesante sería reparar las carpinterías mediante la colocación de tapajuntas para mejorar su comportamiento frente a la permeabilidad del aire y la disposición de los correspondientes junquillos para poder ubicar vidrios dobles con cámara, por lo que si se plantea la sustitución de vidrios originales, normalmente de muy escaso espesor, oscilando entre 3 y 6 mm.

En caso de plantear una intervención sobre la envolvente y sobre las instalaciones, se concluye que se reducen las emisiones de CO_2, pero no lo suficiente para alcanzar una letra C en la calificación energética. Tan sólo la instalación de una caldera de biomasa se podría conseguir obtener una letra A.

Al tratarse de viviendas pasantes con dos fachadas opuestas, favorece una buena ventilación, aspecto importante especialmente en verano. Otro sistema propio de este tipo de edificios para ventilar de forma natural, es la propia escalera. Para que funcione de forma adecuada, además de las aberturas practicables habituales a los patios interiores, es vital que también las tenga en la parte superior e inferior de la caja de escalera, es decir, en el zaguán y la cubierta.

Se ha observado que en muchos casos, se ha procedido a la sustitución de las puertas originales del edificio, que tenían elementos practicables en la parte superior para favorecer la entrada de aire y la consiguiente ventilación a través de la escalera. Se plantea la recuperación de estos sencillos sistemas de ventilación natural, dado que la relación coste-beneficio en verano es muy beneficiosa, pero incorporando sistemas de control sobre las aperturas para que en invierno puedan permanecer cerradas.

7. BIBLIOGRAFÍA

FRAN, J.M. (1990).: "La Arquitectura del Ensanche. Tipologías y lenguajes" Tesis Doctoral. Valencia.
REY, F.J. y VELASCO, E. (2010).: "Eficiencia energética en edificios. Certificación y Auditorías Energéticas" Valladolid
UNE-EN ISO 10551:2002 Ergonomía del ambiente térmico. Evaluación de la influencia del ambiente térmico empleando escalas de juicio subjetivo.

Plataforma web para la gestión de edificios

D. Menchaca, A. Florencia y J. Nasarre de Letosa. Xial Domotecnología

Resumen: Uno de los principales retos planteados dentro de la conformación de las Smart Grids, es la integración de los Smart Buildings dentro de estas redes. Para conseguirlo es necesario contar, entre otros elementos, con una potente herramienta de gestión y control, avanzada e integrable, que permita, no sólo la monitorización energética de estos edificios, sino que dote también a los mismos de inteligencia, proporcionando una gestión activa de la demanda. Esta herramienta debe estar conformada por un entorno virtual on cloud, que permita acceso desde distintos dispositivos móviles (Smartphones, Tablets, PCs, etc.), en tiempo real, con diferentes niveles de acceso para cada usuario y que disponga de las máximas garantías de seguridad con los sistemas más avanzados y rigurosos. Gracias a la implantación de esta herramienta, se conseguirá la integración de los Smart Buildings dentro de las Smart Grids y se avanzará en la consecución de los edificios inteligentes de energía casi nula.

Área temática: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids.

Palabras clave: Smart metering, Gestión activa de la demanda, Smart buildings, Plataforma Web.

INTRODUCCIÓN

Las Smart Grids proponen un nuevo modelo energético de red inteligente descentralizada y multidireccional. El reto que se plantea ahora es la integración de los edificios dentro de estas redes para poder dar solución a las necesidades y demandas de estos edificios tanto como usuarios, como generadores de energía.

OBJETIVO

Para la integración de los edificios en las Smart Grids, hay que transformar dichos edificios en Smart Buildings. Para ello, no sólo se deben instalar Smart Meters o contadores de lectura remota que posibiliten el conocimiento en tiempo real de los consumos de dichos edificios. También se debe contar con una potente plataforma de gestión y control, avanzada e integrable, que permita, no sólo dicha monitorización de consumos, sino que dote también al edificio de inteligencia, proporcionando una gestión activa de la demanda.

Esta plataforma, sabidas las necesidades energéticas actuales y futuras, debe estar conformada por un entorno virtual on cloud, que permita acceso desde distintos dispositivos móviles, en tiempo real, con diferentes niveles de acceso para cada usuario. La seguridad de los datos, al tratarse de información sensible, debe estar garantizada con los sistemas más avanzados y rigurosos.



Figura 1. *Plataforma web para la gestión de edificios.*

PRESENTACIÓN RESUMIDA DE DATOS Y RESULTADOS

La plataforma de control y gestión presenta una doble vertiente: permite la monitorización y dota al edificio de inteligencia. La monitorización energética de los edificios a través de dicha plataforma (de forma unidireccional), permite el ahorro y gestión eficiente de la energía entre otras muchas funcionalidades. Al dotar de inteligencia al edificio a través de la plataforma, se consigue una integración completa del edificio dentro de la Smart Grid, permitiendo, de forma bidireccional, el control y gestión de la energía optimizando el consumo de recursos.

La **monitorización energética de los edificios** a través de dicha plataforma, per se, permite, de forma unidireccional, realizar las siguientes acciones:

- Integrar todos los consumos del edificio en una sola plataforma de manera centralizada permitiendo el intercambio de información.
- Conocer el comportamiento energético del edificio (por franjas horarias, plantas, estaciones, orientaciones, etc.), así como el rendimiento estacional.
- Reducir los consumos por el conocimiento instantáneo de los mismos.
- Predecir consumos futuros.
- Detectar los picos de demanda.
- Definir alertas, alarmas e informes de consumos.
- Localizar las zonas de bajo rendimiento y pérdidas energéticas.
- Detectar las anomalías gracias a la comparación de consumos.
- Evaluar el impacto de las medidas de ahorro energético adoptadas.
- Facturar de forma más efectiva por franjas horarias o reparto de consumos.
- Obtener los puntos necesarios para la certificación LEED, la ISO 50.001 o el cálculo de la huella de carbono.
- Realizar un mejor planeamiento urbano para futuras actuaciones.

La reducción citada de los consumos energéticos por el conocimiento instantáneo de los mismos consiste en actuar directamente sobre la demanda, de forma que cada usuario del edificio conozca, gracias a esta monitorización, sus consumos instantáneos y se produzca una educación del cliente. En este sentido se hace cada vez más necesaria la incorporación de displays (IHDs, Smartphones, Tablets, etc.) con los que el usuario pueda interactuar y en los que pueda conocer en tiempo real sus consumos a través de un monitor táctil. Dicha pantalla se integra en pared y se comunica directamente con los contadores, permitiendo conocer todo el consumo energético del edificio en tiempo real, así como recibir información mediante comparaciones gráficas

significativas o establecer alarmas por superación de consumos que permitan seguir estrategias de ahorro a nivel de usuario.



Figura 2. *Pantalla IHD que, entre otras prestaciones, permite la visualización de todos los consumos del edificio en tiempo real, la notificación de alarmas por exceso de consumo y el establecimiento de métodos automáticos para la modificación de hábitos. El sistema es también controlable desde página web, Tablets y Smartphones.*

El amplio estudio[1] realizado en 2006 por Sarah Darby, prestigiosa investigadora del Environmental Change Institute, de la Universidad de Oxford, analiza en profundidad la **efectividad de estas medidas de concienciación al usuario en el ahorro energético**. El informe es el resultado de numerosos casos reales que comprenden decenas de miles de viviendas analizadas en diversos países (Noruega, Suecia, Holanda, Reino Unido, EEUU, Canadá…) entre los años 1979 y 2006, y aporta conclusiones acerca de cuánta energía se ahorra utilizando medidas que hacen consciente al usuario acerca de la cantidad de energía consumida. En el estudio se analizan diversas medidas, desde un simple aumento en la frecuencia de las facturas hasta pantallas de visualización de datos para contadores. Los resultados arrojados son muy interesantes, siendo la conclusión más significativa que: "Se han demostrado ahorros [económicos] en el rango 5% - 15% (…) para el Feedback directo". Un estudio más reciente[2] (2011), llevado a cabo a nivel internacional por la consultoría independiente finlandesa VaasaEtt, concluía con los resultados similares (10% de ahorro) a los demostrados en 2006 por el estudio de Sarah Darby.

En resumen, podemos concluir que el ahorro medio que supone en un edificio el conocimiento de los consumos energéticos gracias a la plataforma se sitúa en torno a un 10%. Ambos estudios indican que los resultados presentan remanencia en el tiempo, es decir, que las mejoras obtenidas se mantienen en el tiempo debido a que se contribuye a modificar los patrones y hábitos del usuario final.

Si además, desde dicha plataforma de control y gestión, se dota de **inteligencia al edificio**, se consigue una integración completa dentro de la Smart Grid, permitiendo, de forma bidireccional:

- Priorizar el aporte de Energías Renovables (solar, eólica, geotermia, biomasa…) sobre otras fuentes energéticas menos sostenibles que provocan unas mayores emisiones de CO_2 y tienen un mayor coste económico.
- Anticiparse a la demanda iniciando con anterioridad y de forma más eficiente los sistemas de calefacción y refrigeración de los edificios.
- Priorizar ciertos consumos (como generación instantánea de agua caliente) frente a otros consumos (calefacción) aprovechando la inercia energética del edificio.

- Eliminar los picos de demanda evitando el sobrecoste tarifario debido a un exceso de producción.
- Aprovechar los valles con poco o nulo consumo energético para realizar otros consumos menos prioritarios: recarga de coche eléctrico, acumulación de agua caliente, almacenamiento de frío en forma de hielo…
- Controlar los edificios de manera automática y remota sin tener que estar centrados los mismos.
- Generar ahorro y eficiencia sin penalizar en seguridad o confort, mejorando la sostenibilidad y reduciendo las emisiones de CO_2.

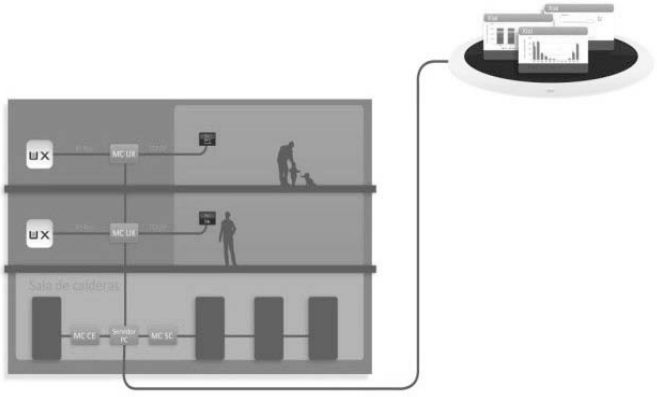


Figura 3. *Esquema de control y gestión de un edificio a través de Plataforma web.*

DISCUSIÓN DE ÉSTOS

El desarrollo de los Smart Buildings dentro de las Smart Grids se basa en los siguientes pilares definidos por la Unión Europea[3] y que son cumplidos gracias a la implantación de una plataforma web de control y gestión:

- Dispositivos por control remoto.
- Comunicaciones que favorecen la transmisión de información entre dispositivos y equipos.
- Interfaces interactivas y accesibles a los usuarios que permiten que la red utilizada en los hogares sea lo más fácil de utilizar.
- Sistemas inteligentes de gestión y control energético de edificios.
- Eficiencia económica e impacto en el ahorro de energía

Hoy día es fundamental para muchos tipos **diferentes perfiles de usuarios y de organizaciones** el uso de un sistema de monitorización, control y gestión del consumo energético. Contar con toda la información en tiempo real y de manera sencilla, marca una enorme diferencia. La Plataforma debe integrar en un solo portal web a todos los agentes implicados en el consumo energético del edificio, pero resulta evidente que cada uno de ellos tiene distintas necesidades de información y gestión. Por ello, deben ser desarrollados distintos módulos que les proporcionan herramientas específicas de trabajo, de forma sencilla y operativa. Así, Empresas de Servicios Energéticos, Administradores de fincas, Suministradores, Mantenedores, Vecinos o Administración Pública, pueden llevar a cabo la monitorización, el control y la gestión energética más completa desde cualquier dispositivo con conexión a Internet (Smartphones, Tablets, PCs…). Cuando un usuario se conecta a la Plataforma Web, ésta le proporciona acceso a la gestión de todos los edificios o viviendas para los que está autorizado. Consumos, medias,

rendimientos, detección de anomalías, comparativas, facturación con posibilidad de prepago, notificaciones, monitorización para la planificación energética, entre otras muchas utilidades, de forma completa e intuitiva. Así, cuando todos los agentes implicados en la gestión de la energía cuentan con toda la información en tiempo real es cuando el mercado gana en transparencia.

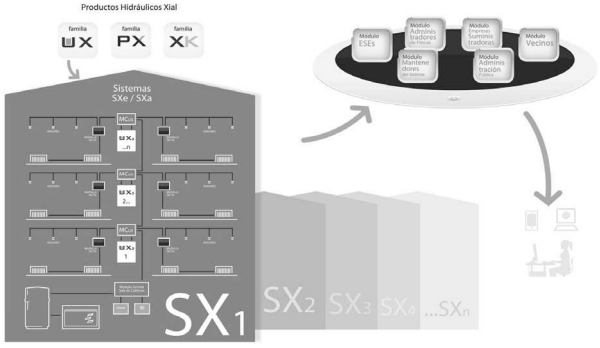


Figura 4. *Esquema de control y gestión energética de un edificio por parte de todos los agentes implicados.*

Cuando se habla de la gestión de datos, la **seguridad** de los mismos aparece como una cuestión de máxima importancia. La seguridad debe estar garantizada alojando la plataforma en un Data Center con las máximas garantías existentes en el mercado, con vigilancia 24x7 y sistemas de back-up continuo. Al mismo tiempo un avanzado SOC (Security Operations Center), una central de seguridad informática, previene, monitoriza y controla la seguridad de forma ininterrumpida. La gestión de la información se realiza de tal forma que los datos quedan permanentemente almacenados en el Data Center, desapareciendo el riesgo de pérdidas de información que se tendría si se almacenase la información en el edificio. De esta forma, y mediante la aceptación de las condiciones de uso de la Plataforma, cada usuario acepta la cesión de sus datos a aquellos gestores autorizados para trabajar con ellos y por lo tanto, desde un mismo website, la Plataforma, un profesional puede acceder cómodamente a la información de todos los edificios que gestiona.



Figura 5. *El control y gestión de los edificios se realizará de forma segura.*

La Plataforma debe ofrecer la posibilidad de agregar muchos otros aspectos diferentes y complementarios al de la gestión energética de los edificios, con lo que puede operar y gestionar diferentes servicios en multitud de sectores (Hotelero, Residencial, Industrial, Bancario, Retail, etc.).

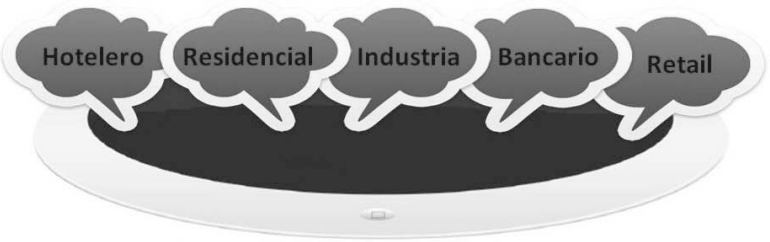


Figura 6: *Gestión de diversos sectores.*

CONCLUSIONES

Dotando a los edificios de inteligencia y de una potente herramienta de monitorización, se conseguirá la perfecta integración de estos Smart Buildings dentro de las Smart Grids y se avanzará en la consecución de los edificios inteligentes de energía casi nula (nZEB).

BIBLIOGRAFÍA

2 DARBY, S. (2006).: "The effectiveness of feedback on energy consumption". Environmental Change Institute, University of Oxford. Oxford.

3 EUROPEAN COMISION (2009).: "ICT for a Low Carbon Economy. Smart Buildings" High-Level Advisory Group and the REEB Consortium.

1 STROMBACK, J. et al. (2011).: "The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency: a mass pilot comparison" (Empower Demand)". VaasaEtt. Helsinki.

Contadores eléctricos inteligentes: aplicaciones avanzadas y certificación

J.E. Rodríguez, I. Arechalde. Tecnalia

Resumen: Como contribución al desarrollo de las redes eléctricas inteligentes, el actual despliegue de los *smart meters* debería ser aprovechado además de para mejorar la facturación eléctrica para la puesta en marcha de una serie de nuevas aplicaciones de valor añadido para empresas distribuidoras y comercializadoras. Un ejemplo relevante de este tipo de aplicaciones lo constituye la detección de las denominadas pérdidas no técnicas (fraude) basadas en el balance energético en el centro de transformación y en el análisis de las curvas de carga registradas por cada contador inteligente.
Condición indispensable para que la nueva infraestructura de medida de consumo eléctrico funcione de forma fiable y eficiente, es que todos los equipos que la conforman estén certificados respecto a la normativa aplicable; esta verificación no debe realizarse únicamente a nivel de producto individual sino que su funcionalidad y rendimiento también deben ser comprobados a nivel de sistema donde múltiples equipos de fabricantes diversos estén interoperando.

Área temática: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids

Palabras clave: smart meter, AMI, fraude, certificación.

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

Actualmente se está llevando a cabo un proceso de modernización de la infraestructura de la red eléctrica, donde un componente clave es el despliegue de los contadores inteligentes (*smart meters*). Esta nueva infraestructura AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) orientada principalmente a la facturación y el control del consumo de los usuarios finales, puede ser aprovechada para múltiples aplicaciones de valor tanto para empresas distribuidoras como comercializadoras de electricidad, que aprovechen las potentes especificaciones de los equipos y la comunicación de doble sentido que se establece entre cada contador y el centro de telegestión.

La presente comunicación hace una revisión, desde la visión de TECNALIA, de esas posibles aplicaciones de los contadores inteligentes más allá de la mera facturación eléctrica, con especial énfasis en la detección del fraude en el consumo eléctrico.

El fraude eléctrico, además de un problema endémico en muchos países subdesarrollados y emergentes (India, Brasil, Malasia,…), es un fenómeno creciente en países desarrollados (EEUU, Europa del Este,…) incluida España. Este problema de índole económica para la compañía eléctrica puede suponer también un grave problema para la seguridad de las personas y las instalaciones afectadas (elevado riesgo de incendio, electrocución, etc.).

Por otro lado y como paso previo, para que dichas aplicaciones puedan ser prestados de modo fiable es indispensable un esquema de certificación de esos equipos que garantice una serie de

funcionalidades básicas así como un rendimiento mínimo como sistema AMI. Aunque aún queda un buen trecho por recorrer en el camino de la normalización de las infraestructuras AMI, a continuación se dan algunas pistas sobre el tipo de pruebas necesarias para algunos de los estándares que están cobrando protagonismo.

2. APLICACIONES DE VALOR AÑADIDO DE LOS NUEVOS CONTADORES

Las citadas aplicaciones adicionales de los *smart meters* pueden clasificarse en dos grandes categorías: aquellas orientadas a empresas distribuidoras de electricidad y aquellas orientadas a empresas comercializadoras de este producto.

Entre las aplicaciones de valor añadido orientadas a la distribución eléctrica exploradas por TECNALIA con distinto grado de detalle destacan: la supervisión de la medida en baja tensión (BT), la gestión de averías y cortes de suministro, la detección de pérdidas no técnicas, la caracterización de las interrupciones del suministro, la gestión de eventos y alarmas generadas en los puntos de suministro por los contadores, etc. Como puede observarse todas ellas orientadas al control y la supervisión de la red de BT. En este punto habría que añadir todas las aplicaciones relacionadas con la propia gestión remota de la infraestructura AMI: inventario de contadores y concentradores, supervisión de su estado, actualización de *firmware*, gestión de los parámetros de configuración, etc.

En cuanto a las aplicaciones orientadas a la comercialización de electricidad, éstas están asociadas a conceptos como *data warehouse*, MDM (*Meter Data Management*), y aplicaciones de inteligencia de negocio, como pueden ser, la oferta de tarifas personalizadas, el diseño de programas de gestión de la demanda, la predicción del consumo, etc.

De todas la posibilidades enumeradas y como ejemplo del tipo de aplicaciones que pueden formularse, a continuación se proporcionan detalles de uno de los desarrollos de TECNALIA actualmente en fase de pruebas: la detección de las pérdidas no técnicas. Concretamente, el fraude o robo de electricidad por parte de un cliente que dispone de *smart meter*, y que en un determinado momento manipula de alguna forma el equipo o los datos medidos.

Puesto que la energía distribuida desde un centro de transformación (CT) se reparte entre todos los clientes que cuelgan del mismo, en cada instante la energía medida en el CT debe ser igual a la suma de las energías medidas por cada uno de los contadores más las pérdidas de la red. Es decir:

$$E_{CONCENTRADOR}(t) = \sum_{i=1}^{N} E_{CONTADOR,i}(t) + Pérdidas(t)$$

Esas pérdidas serán “técnicas” (energía consumida en los cables y equipos de la red de BT) y, llegado el caso, “no técnicas” (robo de electricidad):

$$E_{CONCENTRADOR}(t) = \sum_{i=1}^{N} E_{CONTADOR,i}(t) + Pérdidas\ técnicas(t) + Pérdidas\ no\ técnicas(t)$$

Esta expresión se cumple tanto para la energía instantánea como para la energía consumida

durante cierto periodo de tiempo (por ejemplo, entre las 12:00 y las 13:00 de ayer). Asumiendo que las pérdidas técnicas son conocidas, las pérdidas no técnicas pueden ser directamente deducidas de la ecuación anterior. Dicho de otro modo, sólo es necesario comparar la medida de la energía en el CT (muchos equipos concentradores disponen de un contador interno) y la suma de las energías medidas por los contadores asociados: es lo que se denomina "balance energético en el CT". Si ese balance energético supera cierto umbral (marcado por las pérdidas técnicas) puede asegurarse que existen pérdidas no técnicas en la red abastecida por ese transformador.

En función de la necesidad, puede controlarse el fraude eléctrico con las medidas acumuladas mensuales, semanales, diarias, e incluso, horarias. Puesto que cada contador individual de cliente y el potencial contador dispuesto en el CT (bien dentro del concentrador o anexo al mismo) registran curvas de carga diarias con discriminación al menos horaria, podría realizarse el balance energético, y por tanto la detección de las pérdidas no técnicas, para cada hora de consumo. Es decir (obviando las pérdidas técnicas, para simplificar):

$$\textit{Pérdidas no técnicas}(00:00 \to 01:00) = E_{CONCENTRADOR}(00:00 \to 01:00) - \prod_{i=1}^{N} E_{CONTADOR,i}(00:00 \to 01:00)$$

$$\textit{Pérdidas no técnicas}(01:00 \to 02:00) = E_{CONCENTRADOR}(01:00 \to 02:00) - \prod_{i=1}^{N} E_{CONTADOR,i}(01:00 \to 02:00)$$

etc.

Adicionalmente, los contadores inteligentes generan alarmas/eventos asociados a un fraude potencial que también deben ser gestionados y analizados. Ejemplos de estos eventos son: "apertura de contador", "intento de modificación de firmware", "presencia de campos magnéticos", etc.

Una vez conocida la existencia de pérdidas no técnicas en la red de BT que cuelga de un determinado CT, el paso siguiente consiste en tratar de identificar en qué punto de la red se está cometiendo el fraude y quién lo comete. Como complemento al balance energético, TECNALIA ha desarrollado una herramienta de análisis de curvas de carga que, tras un proceso de entrenamiento en el que caracteriza el comportamiento histórico de cada cliente, detecta comportamientos anómalos de consumo eléctrico, potencialmente asociados al robo de electricidad.

Esta herramienta se basa en una combinación de técnicas meta-heurísticas, de *clusttering*, de detección de patrones y de escalado multidimensional, cuyo único requisito es que sea alimentada con las curvas de carga históricas (de cierto periodo temporal pasado) de cada cliente. El entrenamiento de la herramienta es "no supervisado": no necesita de datos adicionales del cliente ni de patrones de fraude ya conocidos.

La herramienta ha sido construida y entrenada empleando tanto curvas de carga reales como simuladas. Estas curvas sintéticas han sido obtenidas en un ordenador mediante un generador de curvas de carga también desarrollado por TECNALIA (Figura 1), que ofrece la posibilidad de reproducir escenarios de fraude diversos. La herramienta de detección de fraude se encuentra en estos momentos en fase final de pruebas, previa a su industrialización.

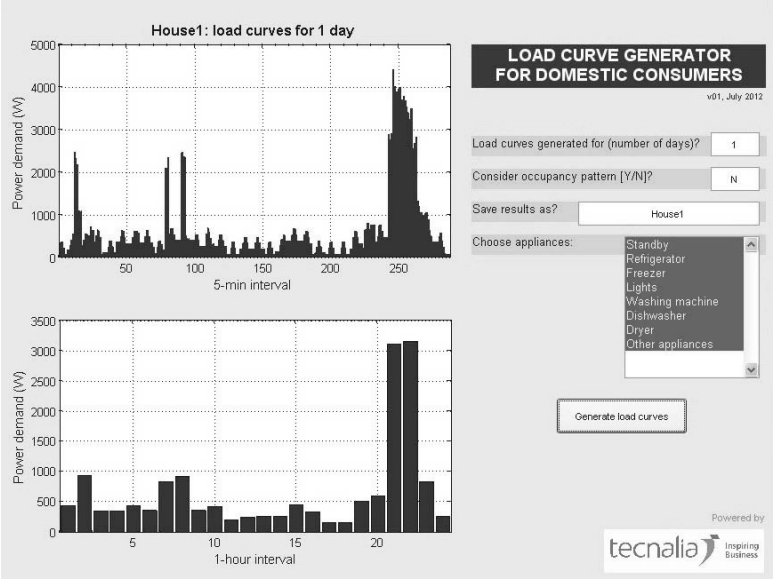


Figura 1. *Generador de curvas de carga para el sector residencial.*

3. CERTIFICACIÓN DE CONTADORES INTELIGENTES

Para que las aplicaciones mencionadas puedan desarrollarse es necesario que la nueva infraestructura de medida funcione de un modo fiable y eficiente, y la garantía para ello es la certificación de la misma en base a la normativa aplicable. TECNALIA certifica este tipo de equipos en tres niveles: (1) a nivel de protocolo de comunicaciones, (2) a nivel de funcionalidad, y (3) a nivel de interoperabilidad y evaluación del rendimiento.

A nivel de protocolo de comunicaciones, TECNALIA es laboratorio certificador del estándar abierto PRIME para contadores de Iberdrola, Gas Natural-Fenosa, Hidrocantábrico, EDP, etc. PRIME emplea tecnología PLC (*Power Line Communication*) en la banda A de CENELEC (3-95 kHz), con una modulación OFDM y velocidades de transmisión inferiores a 200 kbps. TECNALIA ha participado en la redacción de los libros de ensayo y ha desarrollado herramientas de test a fabricantes, asociaciones y compañías eléctricas. Para cada dispositivo a certificar deben definirse primero sus perfiles de prueba, distinguiéndose si el equipo va a operar como nodo de servicio (contador eléctrico) o nodo base (concentrador de datos), y si se trata de un chip PRIME o de un producto final que incorpore o no un chip ya certificado. Posteriormente se especifican los casos de prueba para las capas física, de acceso y de convergencia de la comunicación. Las pruebas anteriores se completan con ensayos de acuerdo a las normas CENELEC EN 50065-1, EN 50065-2-3 y EN 50065-7.

Además, TECNALIA dispone de la herramienta oficial de la DLMS User Association para la certificación del protocolo DLMS/COSEM (IEC 62056), que asegura el cumplimiento de la estructura en cualquier equipo (eléctrico o gas) que utilice dicho modelo de datos. En esta misma línea, TECNALIA también participa en el grupo de trabajo que desarrolla la inclusión de DLMS/COSEM en el protocolo METERS & MORE promovido por Endesa y Enel.

En cuanto al segundo nivel de verificación mencionado, TECNALIA es certificador de la

funcionalidad de contadores telegestionados de acuerdo al conjunto de normas DLMS/COSEM. Para ello, se ha diseñado y desarrollado un sistema de ensayos propio donde se verifica que todos los parámetros del modelo de información DLMS (por ejemplo, consumos, tipos de contrato, y alarmas) son transferidos adecuadamente entre uno o varios contadores y un centro de control. Además, esa transferencia de información debe realizarse correctamente bajo diferentes condiciones de la red eléctrica (tensiones de red y nivel de carga). Se comprueban también otros puertos de comunicación dispuestos en los contadores (ópticos, RS-232,…).

TECNALIA también es certificador de la funcionalidad de equipos de media tensión que usan el protocolo EN 60870-5-104.

Finalmente, el tercer nivel de certificación debe verificar que los equipos suministrados por diferentes fabricantes que cumplen los preceptivos estándares, funcionan correctamente cuando están incorporados en el mismo sistema AMI (son interoperables), y lo que es más importante, debe evaluarse el rendimiento de todo el sistema cuando se integra un gran número de equipos; para ello, es necesario reproducir en el laboratorio diferentes condiciones de funcionamiento controladas pero lo suficientemente realistas en cuanto a ruido, atenuación de la señal, estado de red, etc.

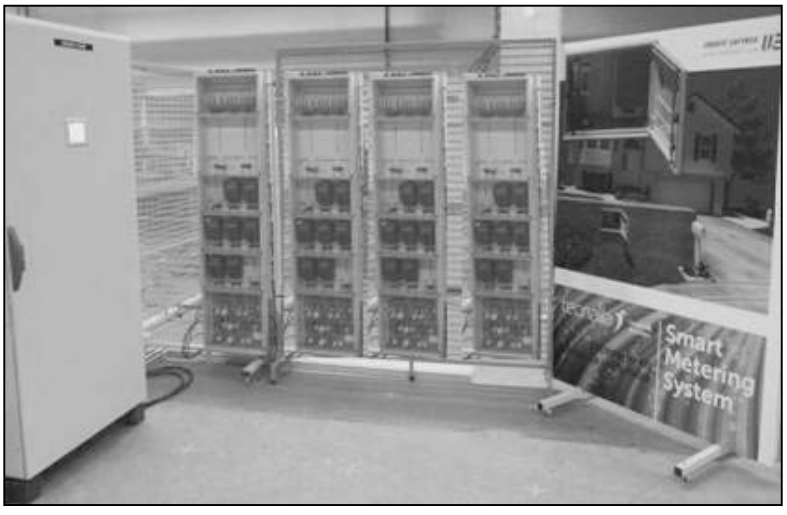


Figura 2. *Infraestructura de pruebas de interoperabilidad de contadores inteligentes en TECNALIA.*

Para ello, TECNALIA ha diseñado y desplegado una infraestructura de ensayo específica que trata de reproducir múltiples escenarios para el último tramo de una red de distribución (ése que va desde la parte de baja tensión del transformador del CT hasta los diferentes contadores inteligentes de los clientes). El sistema dispone de dos equipos concentradores de datos asociados cada uno de ellos a un transformador de distribución, y hasta 80 contadores de diferentes fabricantes (ampliable), incluyendo la posibilidad de equipos trifásicos. Esta infraestructura es completamente flexible y puede configurarse para variar el número de contadores, la topología de la red, así como las longitudes y tipo de líneas. Los contadores están conectados a bancos de cargas resistivas de hasta 3 kW. Finalmente, se permite la inyección de ruido real o emulado en diferentes puntos de la red: en el contador, en el armario de contadores y en el concentrador de datos.

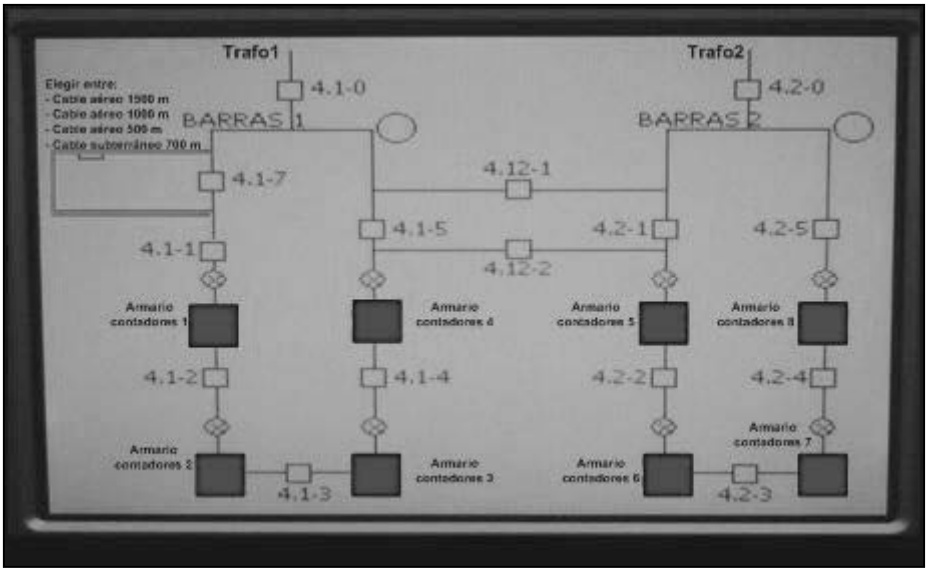


Figura 3. *Diagrama de configuración de la infraestructura de interoperabilidad de contadores inteligentes de TECNALIA.*

Es necesario insistir que mediante este sistema además de la interoperabilidad de los equipos, pueden analizarse problemáticas más complejas como el acoplamiento de la comunicación de dos concentradores de dos transformadores diferentes, pérdida de la comunicación por líneas largas (2 km), diafonía por canalización próxima de cables, efecto de ruidos externos, etc.

4. REFERENCIAS

CENELEC (2001): EN 50065-7, "Signalling on low-voltage electrical installations in the frequency range 3 kHz to 148,5 kHz - Part 7: Equipment impedance".

CENELEC (2003): EN 50065-2-3, "Signalling on low-voltage electrical installations in the frequency range 3 kHz to 148,5 kHz - Part 2-3: Immunity requirements for mains communications equipment and systems operating in the range of frequencies 3 kHz to 95 kHz and intended for use by electricity suppliers and distributors".

CENELEC (2006): EN 60870-5-104, "Telecontrol equipment and systems - Part 5-104: Transmission protocols - Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles".

CENELEC (2011): EN 50065-1, "Signalling on low-voltage electrical installations in the frequency range 3 kHz to 148,5 kHz - Part 1: General requirements, frequency bands and electromagnetic disturbances".

IEC: serie de normas IEC 62056, "Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control".

Caso práctico Smart Buildings: Una herramienta eficaz para el ahorro

N. Sarasola. Rener Rehabilitacion Energetica

Resumen: El siguiente caso práctico de Smart metering se aplica a dos edificios de vivienda colectiva de nueva construcción en la localidad de Durango y pretende conocer patrones de consumo, aprender de las tecnologías utilizadas y mejorar la eficiencia energética. Los dos edificios se han proyectado con criterios de diseño distintos, uno de los edificios incluye medidas pasivas y activas de eficiencia energética y el otro cumple estrictamente el Código de Técnico de la Edificación.
El proyecto de Smart Metering es una iniciativa del Gobierno Vasco, promotor del edificio que incluye medidas de eficiencia energética. Con él, se pretende conocer la viabilidad y rendimiento de las instalaciones y diseños planteados en el edificio eficiente con vista a aplicarlos a otras promociones.
Para ello, se miden consumos energéticos en ambos edificios y se hace un especial seguimiento de instalaciones innovadoras como la recuperación de calor en la ventilación mecánica forzada, la instalación de intercambio geotérmico y los Muros Trombe que se encuentran automatizados para controlar los aportes de calor gratuito al interior.

Área temática: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids

Palabras clave: Eficiencia Energética, Smart metering, Smart buildings.

1. TEXTO PRINCIPAL

INTRODUCCIÓN

Este caso práctico de Smart metering se ha realizado en dos edificios de vivienda colectiva de nueva construcción en la localidad de Durango. Estos dos edificios se han proyectado con criterios de diseño distintos, uno de los edificios incluye medidas pasivas y activas de eficiencia energética y el otro cumple estrictamente el Código de Técnico de la Edificación.
A través de la infraestructura de Smart metering se van a conocer consumos energéticos totales de cada uno de los edificios, así como el funcionamiento de las instalaciones más innovadoras que tiene el edificio "Eficiente".

OBJETIVO

El proyecto de Smart Metering es una iniciativa pública que pretende conocer la viabilidad y rendimiento de las instalaciones y diseños planteados en el edificio eficiente con el objetivo de validar este tipo de soluciones.
A través de la medición de consumos y otros parámetros como estado de equipos, temperaturas etc, se espera obtener resultados reales del ahorro promovido por estos sistemas y se pretende realizar una gestión integral del edificio con un gran valor añadido.

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA INSTALADO

El edificio eficiente dispone de una infraestructura de Smart metering & control que facilita las siguientes funcionalidades:

1) Control del muro trombe: El muro Trombe es un sistema de captación solar que se ha realizado en la fachada sur para aportar calor a las viviendas. Esta solución constructiva, permite almacenar calor en un muro de gran inercia térmica, a través de una cámara de aire y un cerramiento de vidrio. Los rayos solares, principalmente sus componentes de onda corta, atraviesan la superficie vidriada e inciden directamente en el muro. La superficie del muro absorbe la radiación elevando significativamente su temperatura y el vidrio provoca un efecto de invernadero que no deja escapar ese calor. A través de la apertura y cierre de unas compuertas motorizadas en el exterior e interior del muro, se puede establecer un lazo convectivo que va a dejar entrar ese calor a las viviendas.
Se ha optado por automatizar completamente el funcionamiento de las rejillas exteriores e interiores.
Las rejillas exteriores tienen dos posiciones (abierto/cerrado) asociadas al funcionamiento de la sala de calderas en función de que esta esté en modo (verano/invierno), que hacen que el muro trombe no haga ninguna función (en verano), o que este en modo acumulación de calor (invierno).
En invierno, las compuertas exteriores se encuentran siempre cerradas y las interiores pueden estar abiertas o cerradas en función de si queremos establecer o no el lazo convectivo e introducir calor en el interior de la vivienda. La apertura de estas compuertas se realiza a partir de la información obtenida a través de tres sondas de temperatura colocadas en la cámara de aire, en el propio muro y en el interior de la vivienda.

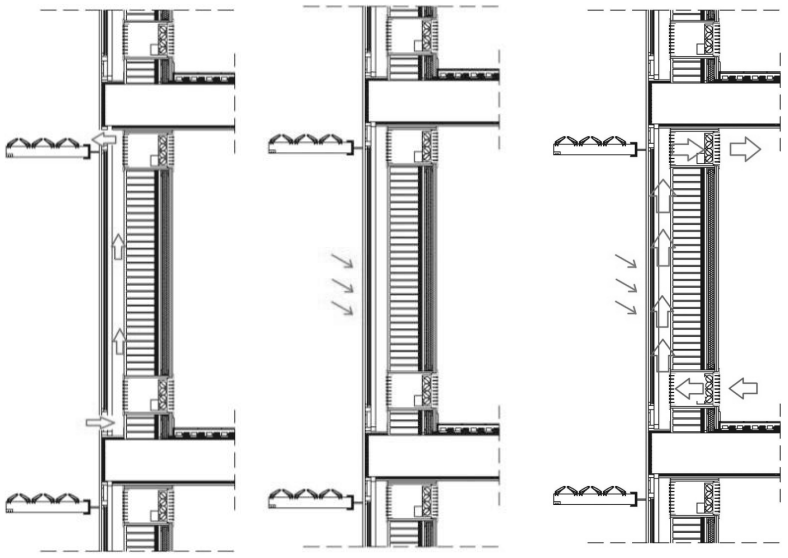


Figura 1. *Representación de los distintos estados del muro Trombe. El primero es la posición de verano, el segundo la posición de invierno mientras almacena calor y el tercero la posición de invierno cediendo el calor acumulado al interior de la vivienda.*

2)Telegestión del sistema de intercambio geotérmico y sala de calderas: El edificio eficiente resuelve la calefacción a partir de un intercambio geotérmico, una bomba de calor de muy alto rendimiento y suelo radiante.
El edificio dispone de un completo sistema de telegestión que permite conocer el estado de las distintas sondas y meters en tiempo real, disponer de alarmas de mantenimiento y conocer los consumos eléctricos y de gas del edificio para la producción de calor (ACS y calefacción) así como la aportación energética de la bomba de calor a través del intercambio geotérmico.

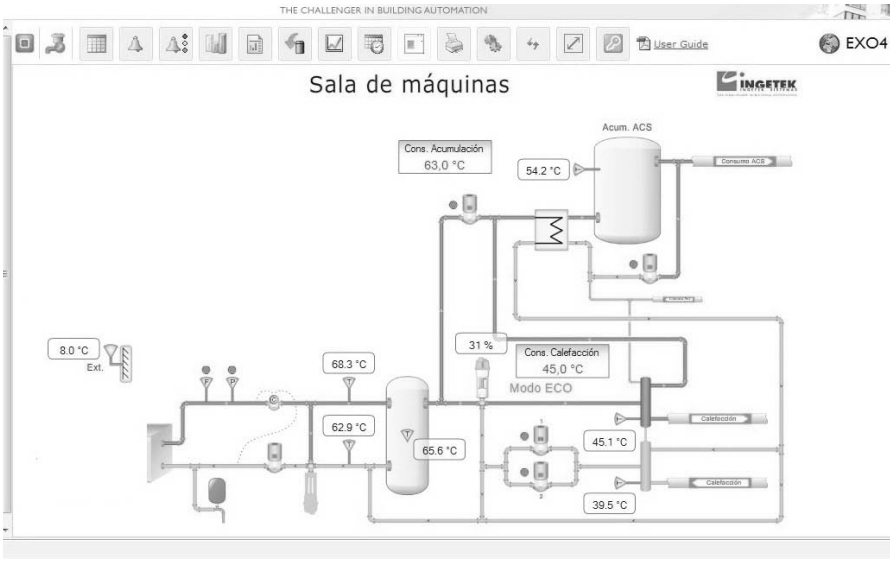


Figura 2. *Vista parcial del estado de los distintos elementos del sistema de producción de agua caliente a través del sistema de telegestión.*

3)Telegestión del sistema de recuperación de calor en el sistema de ventilación forzada: La ventilación del edificio de viviendas eficiente se ha resuelto mediante ventilación mecánica forzada que extrae aire viciado de los cuartos húmedos y lo impulsa renovado al resto de la vivienda. Mediante la Telegestión de los dispositivos recuperadores de calor se conoce con exactitud los valores de recuperación en condiciones reales de funcionamiento.

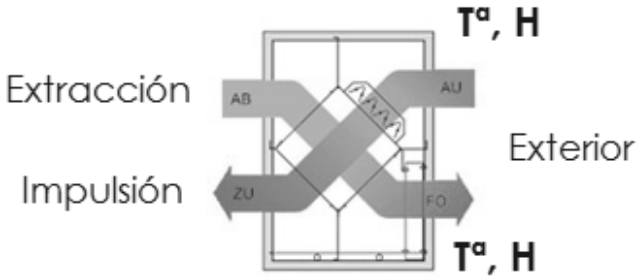


Figura 3. *Lógica de funcionamiento del sistema de recuperación de calor en la ventilación mecánica forzada.*

4)Medida de consumos individuales y colectivos en ambos edificios: Se miden consumos energéticos a nivel comunitario y a nivel individual en ambos edificios.
Los consumos comunitarios permiten comparar el rendimiento y consumo de las instalaciones térmicas centralizadas.
Los consumos individuales nos sirven para comparar consumos en viviendas de distintas orientaciones, analizar consumos individuales en los dos edificios y facilitar a los usuarios una herramienta sencilla para conocer su curva de consumo y fomentar de esta manera su concienciación.

5)Medida de condiciones de confort en el interior de las viviendas: El sistema permite además conocer las condiciones de confort en dos de las viviendas.

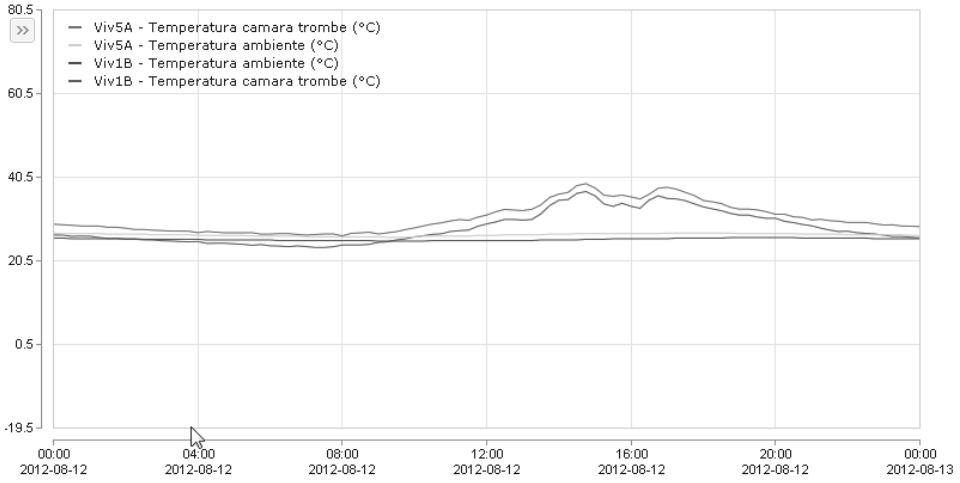
Todas estas funcionalidades están integradas en un mismo sistema basado en cloud computing que permite, a promotores, proyectistas, mantenedores y usuarios acceder a la información que les corresponde.

DATOS OBTENIDOS

De todas las funcionalidades anteriormente indicadas se incluyen a continuación algunas de las conclusiones más destacables que se han obtenido en el breve plazo de funcionamiento del proyecto hasta ahora (régimen de verano):

1. *Control del muro trombe:*

- Ensayor previos nos indican que la configuración de muro Trombe, en régimen de calefacción, permite captar entorno a un 20% de la energía solar incidente en la fachada, lo que representaría unas 2h de ahorro de calefacción diarias
- En régimen de verano, las temperaturas alcanzadas por el muro trombe son menores que las ensayadas en invierno y aún no contrastadas en el entorno real, solo en el de simulación.
- La diferencia de temperatura alcanzada en la cámara de aire del 1er piso y del último piso es aproximadamente de tres grados en verano.



-

Figura 4. *Registro de temperatura interior y de la cámara del muro trombe en el 1er y 5º piso un día de Agosto tipo.*

2. *Telegestión del sistema de recuperación de calor en el sistema de ventilación forzada:*

- A través del estudio de las gráficas de las temperaturas de impulsión y extracción del aire en los recuperadores de calor se comprueba que el rendimiento de la recuperación es mayor cuanto mayores sean las diferencias entre el aire interior de la vivienda y el exterior.
- La recuperación propicia el atemperamiento del aire que se introduce en la vivienda aproximándolo a las condiciones de confort del interior, cuando fuera hace calor, refresca el aire de impulsión y cuando fuera hace frío lo calienta.
- En el régimen de verano, por la noche se ha conseguido calentar el aire de impulsión hasta 7ºC, de 15ºC a 22ªC.

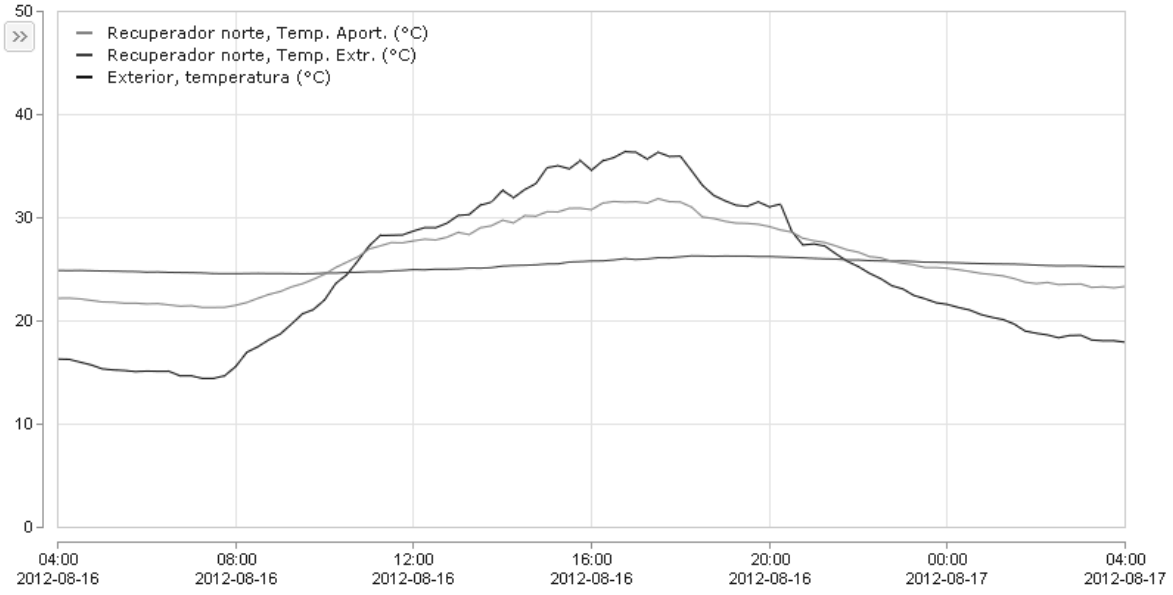


Figura 5. *Registro de Temperaturas del aire de impulsión, extracción e interior en uno de los recuperadores del edificio.*

EXPLOTACIÓN FUTURA

El sistema tiene aún recorrido por realizar, ya que lleva en explotación menos de medio año, será una herramienta muy potente para cuantificar los ahorros energéticos derivados de un diseño y unas instalaciones que buscan conseguir una mayor eficiencia energética. A través de este sistema fácilmente accesible vía web por todos los interesados, se tiene acceso a mucha información clave:

- La diferencia de demanda en ambos edificios.
- Los consumos generales en agua, electricidad, gas y calefacción en ambos edificios.
- El comportamiento del muro Trombe en días de verano y de invierno
- La diferencia de consumos en calefacción en las viviendas de orientación sur y Norte en el edificio A.
- La energía ahorrada gracias al sistema de intercambio geotérmico así como su rendimiento.
- Funcionamiento de la instalación de suelo radiante.
- El funcionamiento de la ventilación con recuperadores de calor y el ahorro energético que supone
- La calidad del aire en las viviendas

El trabajo realizado sobre este edificio se concibe de manera integral y prueba de ello es que para el primer año de vida del edificio un plan de seguimiento y control que incluye las siguientes acciones:

- Informes mensuales sobre el funcionamiento del edificio: Proporcionan datos sobre el consumo energético del edificio y su evolución así como sobre el funcionamiento y repercusión de los sistemas instalados para conseguir ahorros energéticos y uso de energías renovables.
- Formación a los usuarios del edificio: Cuando se pone tecnología a disposición de un usuario, éste tiene que conocerla y saberla manejar. Para sacarle el mayor partido posible al edificio, es imprescindible que los usuarios lo conozcan y sepan manejarlo.

2. AGRADECIMIENTOS

En el Desarrollo de este proyecto de demostración de la Eficiencia Energética en la edificación a través de las Smart Grids, han participado muchos agentes imprescindibles pero son destacables las aportaciones realizadas por algunos de ellos por el poder tractor que han tenido sobre la buena ejecución del proyecto. Agradecimientos especiales al Departamento de Vivienda del Gobierno Vasco, el EVE, el estudio de Arquitectura ONEKA Arquitectura y a todos los técnicos que nos han ofrecido su ayuda.

Sistemas de control y automatización abiertos en redes inteligentes

Jordi Sabaté, Secretario de la Asociación LonMark España

Resumen: Una red inteligente es una red eléctrica en la que se produce un intercambio de información entre el consumidor y el productor, lo que permite al cliente escoger la mejor tarifa disponible en el mercado en cualquier momento o reducir su consumo en determinados periodos del día.
Los sistemas que conviven en un edificio (iluminación, calefacción y refrigeración, ventilación, anti-incendios, seguridad, control de accesos o carga de vehículos eléctricos, sólo por citar algunos) se pueden integrar en un Sistema de Gestión del edificio (BMS), que es un único sistema que controla, monitoriza y optimiza el consumo del edificio.
Los sistemas de control y automatización basados en protocolos abiertos pueden funcionar como BMS, actuando como interfaz con la red inteligente ya que realizan las funciones de control, monitorización y optimización del consumo y son los que permiten conseguir ahorros energéticos destacables y optimizar el consumo.

Un BMS aporta ventajas tanto para los ocupantes del edificio pero también para el propietario ya que es un valor añadido del edificio, otorga flexibilidad en cuanto al cambio de uso del edificio, control y monitorización centralizada o remota del edificio.

Área temática: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids

Palabras clave: eficiencia energética, sistema abierto, red inteligente.

1. TEXTO PRINCIPAL

1.1 INTRODUCCIÓN

En un contexto de crisis y de consumo energético como el actual se debe cambiar los hábitos de consumo de energía, lo cual hace que sea necesaria la adopción de medidas destinadas a mejorar la eficiencia energética y fomentar el ahorro energético. O, dicho de otra manera, se debe gestionar de una forma eficiente la energía.

Una red inteligente (Smart Grid en adelante) es una red de distribución de energía eléctrica que optimiza la producción y la distribución de la energía eléctrica con la finalidad de equilibrar la oferta y la demanda entre productores y consumidores. Se debe tener en cuenta que con el auge de las energías renovables el consumidor también puede ser productor; es decir, el flujo de dirección de la energía se ha modificado radicalmente y ahora es bidireccional.

El concepto de Smart Grid va asociado, frecuentemente, al término “Contadores inteligentes”, los cuales dan información del consumo y permiten que el consumidor pueda gestionar su consumo conectando/desconectando cargas, escogiendo entre las tarifas de diferentes compañías según la franja horaria y pudiendo variar la fuente de suministro para el abastecimiento de sus necesidades energéticas.

Los contadores inteligentes también permiten a las empresas distribuidoras de electricidad conocer con más precisión los hábitos de consumo del cliente, lo que permite una mejor planificación de la demanda y la oferta.

Dentro de las diferentes tipologías de edificios, los que consumen más energía son aquellos destinados a oficinas. Es, por lo tanto, donde hay más oportunidades de mejora y, al formar parte de una red inteligente, los que más pueden contribuir a estructurar y balancear la oferta y consumo de energía.

1.2 OBJETO DE LA PONENCIA

La finalidad de esta ponencia es mostrar la utilidad, como herramienta para la gestión bidireccional de la energía, de los sistemas de automatización y control abiertos aplicados a edificios de oficinas en el entorno de una red inteligente.

1.3 PRESENTACIÓN DE DATOS Y RESULTADOS

El 80% del consumo energético mundial es debido al sector de los servicios, y dentro de dicho sector los edificios de oficinas son los responsables de la mitad de dicho consumo.

Según datos del IDAE correspondientes al año 2010, el consumo de energía del sector servicios en España fue de 9308 ktep. Dentro de este sector, el consumo de los edificios de oficinas fue de 4720 ktep, lo que representa un 51% del consumo total.

La distribución del consumo energético de un edificio de oficinas es la siguiente:

40% Iluminación y equipos,
30% Calefacción,
25% Refrigeración, y
5% Agua caliente sanitaria

Para reducir el consumo energético de cada uno de estos sistemas se pueden adoptar diferentes medidas; en lo relativo a la iluminación, por ejemplo, se pueden utilizar lámparas de bajo consumo, fluorescentes, bombillas halógenas, balastos electrónicos, detectores de presencia, interruptores temporales y aprovechar la luz solar por citar sólo algunas.

Respecto a climatización y refrigeración, se pueden adoptar otras medidas como por ejemplo la adecuación de la temperatura en verano o el uso de filtros en ventanas para reducir la radiación infrarroja, así como el control de la orientación de las lamas de las persianas para disminuir la incidencia de la radiación solar sobre las ventanas en los momentos del día en que se produzca el máximo de radiación solar.

Muchas de estas medidas y otras que ayuden a optimizar el consumo energético se pueden realizar, obteniendo ahorros importantes, mediante el uso de sistemas de control y automatización basados en protocolos abiertos.

Un sistema de control y automatización abierto,

Es un sistema de control compuesto de productos de diferentes fabricantes y regido por un protocolo de comunicación abierto o estandarizado, es decir, que sus características son de libre acceso tanto para empresas como usuarios y las reglas de dicho protocolo siguen los estándares publicados por un organismo de normalización,

Controla, monitoriza y comunica entre sí todas las instalaciones de un edificio o vivienda para poder realizar una gestión adecuada de las mismas, y

Hace que aumente la capacidad de respuesta y reduce los costes generales del sistema así como la complejidad del mismo, de forma que se reduce la factura energética y disminuyen los costes de explotación.

La aplicación de los sistemas de control y automatización abiertos es útil para integrar todos los sistemas e instalaciones que coexisten en un edificio (iluminación, ventilación, calefacción/refrigeración, protección contra incendios, accesos, seguridad, energía solar fotovoltaica, pequeños generadores eólicos, puntos de recarga para vehículos eléctricos, sólo por citar algunos de ellos) dentro de un mismo entorno. Esto conlleva beneficios tanto desde el punto de vista económico, ya que la instalación se simplifica y abarata así como desde el punto de vista de la utilidad, pues la gestión de estos sistemas es mucho más sencilla y fácil.

Un sistema de gestión de edificios (en adelante BMS, siglas en inglés de "Building Management System") es un sistema de control y automatización abierto que una vez instalado controla, supervisa y optimiza las instalaciones del edificio y los equipos electromecánicos que forman parte de los diferentes sistemas instalados en el edificio para obtener el confort deseado con un alto grado de eficiencia energética, todo ello sin renunciar a la seguridad.

¿Cómo funciona un BMS?

Un BMS consta de software y hardware. El software por lo general está configurado de manera jerárquica utilizando un protocolo abierto y, entre otras cosas permite gestionar el sistema que distribuye aire a todo el edificio y conseguir la temperatura de confort deseada abriendo/cerrando rejillas y encendiendo/apagando ventiladores y extractores, cambiar la orientación de las lamas de las persianas según la intensidad de la radiación solar y la hora del día para evitar consumos excesivos de aire frio, gestionar de forma eficiente la iluminación de las diferentes zonas del edificio, o poder variar de suministro de electricidad (si el edificio dispone de paneles solares fotovoltaicos u otro tipo de energía alternativa) en determinados periodos del día, por ejemplo.

También se pueden integrar en un BMS sistemas de circuitos cerrados de televisión, detectores de presencia y otros sistemas de seguridad como sistemas de protección contra incendios. De esta forma por ejemplo, si se detecta un incendio se pueden cerrar las rejillas del sistema de ventilación para evitar que se propague el humo por todo el edificio y se hace descender a los ascensores hasta la entrada del edificio para evitar que la gente los pueda usar.

Las ventajas de instalar un BMS son múltiples, para todas las partes:

Para el propietario del edificio,

el edificio es más flexible en lo que respecta a sus posibles usos,
control y supervisión central o remota del edificio,
supervisión remota de los sistemas del edificio (climatización, ventilación, electricidad, iluminación…),
aumento del nivel de confort y ahorro de tiempo,
aumento del valor añadido del edificio, lo que lo otorga un valor mayor para alquilarlo

Para los ocupantes del edificio,

control de las condiciones internas de confort,
posibilidad de control de zonas diferentes,
aumento de productividad,
control y actuación efectiva sobre el consumo de energía,
ahorro de tiempo y dinero en las tareas de mantenimiento,

1.4 CONCLUSIONES

La instalación de un BMS permite ahorros de hasta el 30 % en la factura del consumo energético, dependiendo del grado de integración de los sistemas del edificio y de las medidas adoptadas. Además, todo ello tiene una repercusión y relación directa con la cantidad de toneladas de CO_2 que se dejan de emitir a la a atmósfera.

Dentro del entorno de una Smart Grid, los sistemas de control y automatización abiertos actuando como BMS son una herramienta que mejora la eficiencia energética de las instalaciones disminuyendo el consumo.

Al funcionar bajo un protocolo de comunicación abierto, el sistema de control se puede ampliar según las necesidades que se vayan generando pudiendo instalarse productos de diferentes fabricantes (siempre que operen bajo el mismo protocolo), lo cual no limita el desarrollo de la tecnología ni obliga a depender de un único fabricante.

2. AGRADECIMIENTOS

El autor desea agradecer a los representantes de las empresas de la asociación LonMark España sus aportaciones, basadas en proyectos realizados y en su experiencia profesional, para la preparación de esta comunicación.

3. REFERENCIAS

Plan de ahorro y eficiencia energética 2011-20 del IDAE.

Proyectos realizados por los miembros de la asociación LonMark España

Interoperabilidad y conciencia de consumo; dos retos de la medida eléctrica inteligente

J. M. Rodríguez. Orbis

Resumen: La medida inteligente es pieza clave dentro de las Smart Grids ya que facilita el flujo de información entre el contador y el mercado. Los Estados miembros deben garantizar la interoperabilidad de los sistemas de contador inteligente que se van a utilizar en sus territorios respectivos. Con contadores intercambiables se garantiza un mercado en competencia, reducción de precios y mejora en las prestaciones. La legislación prevé que los consumidores a los que se haya sustituido el equipo de medida por uno inteligente podrán tener a su disposición información y servicios avanzados para una mejor gestión de sus consumos. En esta comunicación se analizan las formas de hacer llegar esa información a los consumidores. En todos los casos la información debe llegar a la vivienda del consumidor, y el acceso a la información debería considerar el uso de los smart phones. Hace falta una normativa que recoja las acciones a llevar a cabo relativas al acceso y protección de la información que es capaz de registrar el nuevo contador inteligente.

Área temática: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids

Palabras clave: medida inteligente, interoperabilidad, in-home display, contador eléctrico inteligente

1. INTRODUCCIÓN

Con la aparición de las Directivas y Mandatos que promovían la implantación a gran escala de contadores inteligentes, se han desarrollado estándares capaces de garantizar la interoperabilidad de sistemas y productos de diferentes fabricantes. Los Estados miembros deben garantizar esa interoperabilidad en sus territorios respectivos. La introducción de sistemas inteligentes de medida facilitará una mayor conciencia del usuario final en la eficiencia energética. Se pretende facilitar a los consumidores información y servicios avanzados para una mejor gestión de sus consumos. La Comercializadora entra a jugar un papel importante, ya que es ésta quien debe ofrecer la información de los consumos al usuario.

2. MARCO LEGISLATIVO

La Directiva 2004/22/CE sobre Instrumentos de Medida (Directiva MID) se implementó para estandarizar las necesidades relacionadas con el control metrológico legal de la mayoría de los instrumentos de medida (incluidos los contadores de Compañía). La MID permite que los contadores dispongan de funciones adicionales más allá de las requeridas para cumplir con los requisitos esenciales de la Directiva.

La Directiva 2006/32/CE Eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos requiere que los clientes finales de electricidad, gas natural, calefacción urbana y/o refrigeración y agua caliente sanitaria reciban contadores individuales a un precio competitivo, que reflejen exactamente el consumo real de energía del cliente final y que proporcionen información sobre

el tiempo real de uso. Esto siempre que sea técnicamente posible y financieramente razonable en relación con el ahorro potencial de energía.

La Directiva 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad va más lejos y requiere la implementación de sistemas inteligentes de medida que deberán ayudar en la participación activa de los consumidores

La Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios indica que los Estados miembros fomentarán la introducción de sistemas de medición inteligente cuando se construya un edificio o se efectúen en él reformas de importancia. Sin embargo en el borrador de RD de trasposición no figura ninguna mención al respecto.

Dentro de este contexto, la Comisión Europea envió a las tres organizaciones europeas de normalización, CEN, CENELEC y ETSI, el mandato M/441, que consiste en la creación de normas europeas que garanticen la interoperabilidad de los equipos de medida y la disponibilidad de un contador independiente del proveedor de energía.

El sector eléctrico español ya dispone de una legislación que obliga al desarrollo de los contadores inteligentes. Siguiendo las directivas europeas, el gobierno español publicó una normativa al respecto que afecta al mercado de clientes residenciales, es decir, a más de 24 millones de clientes. La ORDEN ITC 3022/2007 establece que los consumidores a los que se haya sustituido el equipo de medida podrán tener a su disposición información referente a su consumo total y discriminado, periodo tarifario en curso, potencia máxima demandada, potencia contratada, fecha y hora, información de control de cargas, en su caso.

3. INTEROPERABILIDAD

Para dar respuesta al Mandato 441/2009, las Organizaciones de Estándares Europeos (European Standards Organizations – ESOs), crearon un grupo de trabajo junto con las principales partes interesadas (Smart Metering Coordination Group – SMCG) con el objeto de identificar las funcionalidades más relevantes de los sistemas de comunicaciones para su aplicación a los contadores inteligentes, así como el análisis de los estándares necesarios para su implementación. Como resultado de este trabajo, en diciembre de 2011 el grupo publicó el Informe Técnico CEN/CLC/ETSI/TR 50572 (“Functional reference architecture for communications in smart metering systems”).

Existe acuerdo entre los participantes a la hora de adoptar la definición de **interoperabilidad** dada por los Organismos de Estandarización en el informe CEN/CLC/ETSI/TR 50572: “habilidad de un sistema para intercambiar información con otros sistemas de diferentes tipos y/o de distintos fabricantes”. Por otro lado se define también el concepto de **intercambiabilidad**, como “la habilidad de intercambiar un dispositivo por otro sin reducir la funcionalidad original y sin perder eficiencia del sistema en su conjunto”.

Los Estados miembros deben garantizar la interoperabilidad de los sistemas de contador inteligente que se van a utilizar en sus territorios respectivos. Con contadores intercambiables se garantiza un mercado en competencia, reducción de precios y mejora en las prestaciones. El consumidor puede comprar en propiedad el contador inteligente, que debe cumplir las

especificaciones tanto metrológicas como de integración en la red de telegestión, y poder elegir entre una oferta de modelos que le garantice precios competitivos.

En España nos encontramos que se están desplegando dos sistemas con protocolos distintos, que no permiten una interoperabilidad a nivel contador ni a nivel concentrador. En el caso de que fuera técnica y económicamente viable, la interoperabilidad a nivel sistema de información de los dos sistemas solo garantizaría la telelectura, nunca la telegestión. Esta situación supone una barrera para los consumidores a la hora de poder adquirir sus contadores en el mercado libre, puesto que se ven condicionados por el protocolo que utilice la empresa distribuidora de la zona que les corresponda.



Figura 1. *Ejemplo de contador inteligente doméstico intercambiable*

Para garantizar la interoperabilidad habría que definir un único protocolo para las capas bajas así como los requisitos funcionales, tal y como se hizo con los contadores industriales, en los que la interoperabilidad está perfectamente asegurada; los contadores son totalmente intercambiables ya que se aceptó un protocolo común antes de su implantación.

4. CONCIENCIA DE CONSUMO

La implantación de contadores inteligentes permitirá poner a disposición de los consumidores la información de su consumo, lo que les permitirá gestionar su demanda, así como optar a nuevas discriminaciones horarias en función de sus pautas de consumo. Gracias a la curva de carga, las comercializadoras podrán desarrollar nuevas estrategias de precios. Las distribuidoras podrían ordenar una reducción de potencia ante necesidades de la operación del sistema.

Sin embargo otro perjuicio de la no interoperabilidad es la dificultad de que el consumidor disponga de toda esta información a través de sistemas comunes, que utilicen interfaces y codificación comunes.

Los contadores inteligentes disponen de mucha información (curva de carga, potencia instantánea, cierres diarios, limitación de potencia máxima, eventos). Ante todo hay que analizar qué información mínima necesaria habría que poner a disposición de la comercializadora y del usuario, y convendría normalizar esta información que se envía al consumidor y la forma de presentarla. Por supuesto no es válido acceder a toda esta información consultando el visualizador del contador ya que en la mayoría de las instalaciones el contador no está accesible

La monitorización del consumo energético permite hacer una gestión personalizada del mismo (consumo por franjas horarias, diario, mensual). La información obtenida permite optimizar el ahorro energético en el futuro y corregir las pautas de comportamiento. Monitorizar la calidad del suministro eléctrico permite, además, notificar remotamente la información al suministrador de electricidad, mejorando así el funcionamiento global del sistema de distribución eléctrica para ajustar con más exactitud los patrones de producción a los hábitos del consumo.

En aquellos inmuebles que disponen de sistemas de generación de electricidad por energía solar fotovoltaica u otros sistemas (microgeneración, aerogeneradores, etc.), se puede monitorizar y gestionar la producción de electricidad. El usuario podrá saber en cada momento cuánta energía se está inyectando en la red y podrá obtener informes diarios, semanales y mensuales, que le permitirán incluso realizar la gestión económica de los ingresos que se obtienen mediante la venta de la energía.

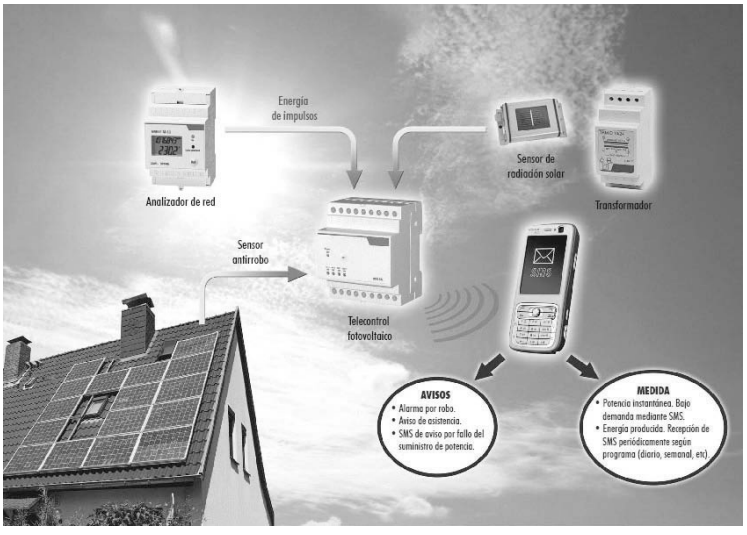


Figura 2. *Ejemplo de sistema de monitorización de la generación solar*

Los contadores inteligentes también disponen de información que permite una gestión de la demanda en el conjunto del suministro. Para la gestión activa de las cargas del usuario es necesario un equipo adicional (gestor de cargas, ecobox, energybox, gestor domótico, etc.)

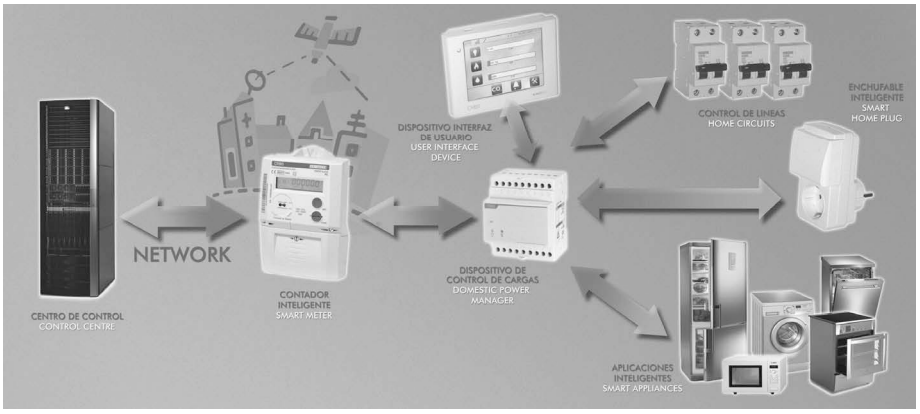


Figura 3. *Esquema de un sistema de Gestión Activa de la Demanda*

5. ACCESO DEL USUARIO A LA INFORMACIÓN

Ante todo, parece que se hace necesaria una normativa que recoja las acciones a llevar a cabo relativas al acceso y protección de la información que es capaz de registrar y transmitir el nuevo contador inteligente. También parece claro que la comercializadora es la encargada de ofrecer la información de los consumos al usuario y ofrecerle nuevas tarifas para su optimización. Esta información es una herramienta para aumentar la conciencia social de ahorrar energía.

Entre las formas de hacer llegar la información al usuario (aparte de la factura), a través de un portal web parece la más viable a corto plazo, ya que la distribuidora dispone de esa información. Inconvenientes: no se dispone de los datos instantáneos (consumo instantáneo y periodo tarifario en curso, presencia-fallo tensión, calidad de suministro). Se debería estudiar la viabilidad de proporcionar los datos del consumo horario con una aproximación al día anterior; de esta forma la "conciencia" del consumo sería más cercana.

La vía que se considera más eficiente, desde el punto de vista de oportunidad de conciencia, es la de acceder a la información del contador inteligente a través de un interfaz de comunicación (H1, definido en Informe Técnico CEN/CLC/ETSI/TR 50572). La información se presenta a través del in-home display sencillo o más complejo si se considera el valor añadido que ofrecen las aplicaciones domóticas. Requiere un mayor plazo de implantación y búsqueda de una estandarización.



Figura 4. *Ejemplo de "in-home display"*

En todos los casos la información debe llegar a la vivienda del consumidor, y el acceso a la información debería considerar el uso de los smart phones, tablets, PCs, pantallas TV, etc. Las soluciones basadas en medir la corriente en el cuadro de protección no aportan el potencial de información disponible en el contador inteligente.

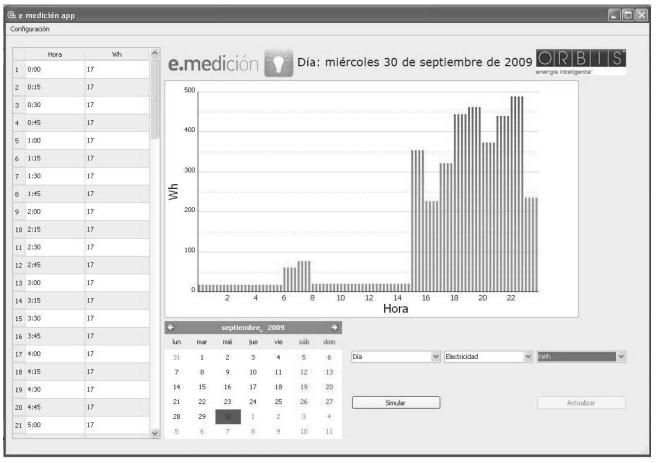


Figura 5. *Gráfica del consumo diario de electricidad en Wh*

6. CONCLUSIONES

Se han desarrollado estándares capaces de garantizar la interoperabilidad de sistemas y productos de diferentes fabricantes, por lo que éstos deberían aplicarse en el despliegue de los contadores inteligentes. Lo contrario puede suponer una barrera para los consumidores a la hora de poder adquirir sus contadores en el mercado libre, puesto que se ven condicionados por el protocolo que utilice la empresa distribuidora de la zona que les corresponda.

La implantación de contadores inteligentes permitirá poner a disposición de los consumidores la información de su consumo, lo que permitirá una mayor conciencia del usuario final en la eficiencia energética.

Se hace necesaria una normativa que recoja las acciones a llevar a cabo relativas al acceso y protección de la información que es capaz de registrar y transmitir el nuevo contador inteligente. Entre las formas de hacer llegar la información del consumo al usuario, la más recomendable es a través de un in-home display, y para ello convendría una estandarización.

7. REFERENCIAS

CEDOM, IDAE (2008): "Cómo ahorrar energía instalando domótica en su vivienda". AENOR. Madrid

CEN/CLC/ETSI (2011): "TR 50572: Functional reference architecture for communications in smart metering systems"

RENNER, S. et al. (2011): "European Smart Metering Landscape Report". Smart Regions, Vienna

La Microcogeneración como Fuente de Generación Distribuida. Monitorización de Operación

J. Martínez[1], C. Gutiérrez[2], J. Rodríguez[3] y J. Oter[4].
([1]), ([2]) y ([3]) Centro Tecnológico de Eficiencia y Sostenibilidad Energética Energylab.
([4]) Gas Natural Fenosa.

Resumen: Con este proyecto se trata de obtener el soporte cuantitativo que permita establecer los patrones de generación de lo que podría considerarse un modelo de generación distribuida basado en microcogeneración y que es susceptible de ser gestionada de forma inteligente. Al mismo tiempo se pretende comprobar la aplicabilidad de equipos de microcogeneración domésticos para cubrir demandas eléctricas locales. Para ello se establece la monitorización en campo de 6 equipos de microcogeneración doméstica de dos modelos diferentes: 3 de cobertura instantánea instalados en bloques de viviendas y 3 de acumulación térmica instalados en viviendas unifamiliares. Todos los equipos instalados proporcionan una potencia eléctrica máxima de 1 kW. Aunque los equipos ensayados se diseñan para comportarse como seguidores térmicos, en el caso de los equipos con acumulación pueden establecerse programaciones horarias de funcionamiento. Con los datos recogidos durante un ciclo estacional completo se establece un posible patrón de demanda térmica-producción eléctrica de cada una de las tecnologías estudiadas, estableciendo la idoneidad de los equipos para su instalación en un entrono controlado externamente a las viviendas. Además, los resultados extraídos de los ensayos son fácilmente extrapolables a diversas tecnologías existentes de microcogeneración, así como a su escalado en potencia.

Área temática: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids.

Palabras clave: microcogeneración, generación distribuida, Stirling, eficiencia energética.

1. INTRODUCCIÓN

El consumo energético destinado a la climatización y calentamiento del agua caliente sanitaria (ACS), constituye una parte muy importante del consumo total de los edificios, pudiendo suponer hasta un 80% en el caso del sector residencial. Es por ello que, las medidas destinadas a mejorar la eficiencia de los equipos de climatización y ACS tiene un claro impacto sobre la sostenibilidad y eficiencia energética global.

Entre las diferentes alternativas existentes para climatización y producción de ACS a nivel doméstico y sector terciario, la cogeneración se postula como una alternativa a los equipos convencionales. La microcogeneración engloba aquellos equipos con potencias eléctricas inferiores a 50kW.

La cogeneración se define como la producción simultánea de energía térmica y eléctrica a partir de una única fuente de energía primaria empleando un único equipo. Entre los diferentes tipos de generadores se encuentran los motores Stirling de combustión externa, los cuales serán el objeto de este estudio.

Fruto de la potencialidad de esta tecnología en el mercado español, así como la necesidad de análisis de los equipos existentes en el mercado europeo, surge un proyecto por parte de Gas Natural Fenosa en colaboración con el Centro Tecnológico EnergyLab para llevar a cabo la monitorización y análisis de datos y posteriores resultados obtenidos.

2. OJETIVO

El objetivo de este proyecto es evaluar la aplicabilidad y penetración potencial en el mercado nacional bajo el modelo de Servicios Energéticos de los Sistemas de Microcogeneración con motor Stirling, a partir de los datos obtenidos mediante un ensayo de aplicación real en campo de los rangos de los diferentes parámetros operativos que supondrían los límites de un funcionamiento seguro y eficiente, y de su rentabilidad de explotación.

Esta evaluación se realizará a partir de los datos obtenidos con la monitorización de 6 instalaciones realizadas desde 2010 en viviendas unifamiliares situadas en la geografía española. Los sistemas de microcogeneración han sustituido los equipos generadores térmicos anteriormente existentes, siendo estos dos sistemas de climatización y de generación de ACS diferentes.

Para la realización del ensayo de campo se ha elaborado un protocolo propio de ensayo, de registro y de análisis de datos que permita verificar tanto el comportamiento de los equipos como los márgenes de funcionamiento de estos.

Como conclusión a este análisis, se establecerán los ahorros energéticos obtenidos y se planteará un modelo de plan de medida y verificación para aplicación en este tipo de proyectos. Así mismo, se evalúa le reducción de emisiones contaminantes a la atmósfera. Y se evaluará la aplicabilidad en el mercado nacional de esta tecnología según el tipo de vivienda y necesidades energéticas de éstas. Estableciendo, por un lado la aplicabilidad como equipos de sustitución de otros sistemas de climatización en viviendas existentes; y por otro lado como equipos de climatización en viviendas de nueva construcción.

3. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

Se han elegido 2 sistemas diferentes para su análisis: en la 1ª fase del proyecto se analizarán 3 equipos de producción instantánea tanto de calefacción como de ACS, suministrando una potencia térmica máxima de 28 kW y eléctrica de 1 kW; en la 2ª fase se analizarán 3 equipos de producción con acumulación térmica, tanto para calefacción como para ACS, suministrando una potencia térmica máxima de 14 kW y eléctrica de 1 kW.

La selección de las localizaciones se ha llevado a cabo teniendo en cuenta la representatividad, el tipo de vivienda y ocupación de ésta. Debido a esto, las instalaciones de la 1ª fase han sido llevadas a cabo en viviendas en bloque con una superficie habitable alrededor de 90m2, y las de la 2ª fase en viviendas unifamiliares con superficie habitable alrededor de 220m2. Se trata de viviendas principales y con una ocupación media de 4 personas. Además, debido a las características de los equipos, todas las viviendas cuentan con suministro de gas natural canalizado como combustible.

En la tabla 1 se recogen las características de las viviendas en las que se están llevando a cabo las monitorizaciones.

Tabla I. *Datos generales de las instalaciones*

	Ubicación	*Tipo de vivienda*	*Sistema de calefacción anterior*	*Sistema de producción de ACS anterior*
Fase 1	A Coruña	En bloque	Aerotermia	Acumulador eléctrico
	Madrid	En bloque	Caldera de gas natural	Caldera de gas natural
	Madrid	En bloque	Caldera de gas natural	Caldera de gas natural
Fase 2	Brión	Viv. unifamiliar	Caldera de gas natural	Caldera de gas natural
	Oleiros	Viv. unifamiliar	Caldera de gas natural	Caldera de gas natural
	Guadalajara	Viv. unifamiliar	Caldera de gas natural	Caldera de gas natural

De cara a la monitorización de las instalaciones, se ha llevado a cabo el desarrollo de un sistema de adquisición y tratamiento de datos específico mediante la implementación de los componentes de medida de campo necesarios en cada una de las instalaciones. Básicamente: contadores eléctricos, caudalímetros de agua y de gas, contadores térmicos, sondas de temperatura y un sistema de adquisición y comunicación.

Se ha empleado diferente tipología de sensores, acorde con las medidas que desean obtenerse de cada punto del circuito. Para obtener un análisis de funcionamiento completo de los circuitos y elementos en los que influye directamente el equipo generador, se ha optado por la instalación de sondas y sensores individuales para cada tipo de medida. Entre ellos se incluyen:

Sondas de temperatura tipo PT100 de clase A.

Caudalímetros magnéticos para la medición de los caudales de agua de los diferentes circuitos del equipo.

Caudalímetro másico-térmico para conocer el consumo de combustible.

Caudalímetro másico térmico que permita conocer el consumo de aire del equipo y verificar la estanqueidad y correcta combustión del equipo.

Calorímetros ultrasónicos para la cuantificación de la demanda energética.

Sensores de presión que permitan verificar un funcionamiento seguro del equipo.

Analizador de redes que permite conocer no solo la cantidad de energía eléctrica producida y consumida por el equipo, sino también la calidad de la energía producida.

El registro de todos los datos de la instalación se realiza en intervalos de 1 minuto, quedando almacenados en el sistema de adquisición hasta el momento de su descarga. A partir de estos datos se evalúa tanto el funcionamiento del propio equipo como los indicadores técnicos, medioambientales y económicos de cada una de las instalaciones monitorizadas. El tratamiento de datos se realiza en laboratorio, mediante la descarga de datos de cada una de las instalaciones y posterior análisis individualizado para cada una de ellas.

4. RESULTADOS

Tras la recogida de datos en las 6 instalaciones y su posterior análisis, se exponen a continuación los principales indicadores técnicos, económicos y medioambientales y su comparativa frente a equipos convencionales.

En el análisis de los equipos de la fase 1 se caracterizaron dos modos de funcionamiento: en el funcionamiento en "modo verano", al tratarse de equipos de producción instantánea, solamente producen ACS empleando únicamente el quemador auxiliar. Por ello la producción de energía

eléctrica en el período estival es nula. Debido a esto los datos recogidos en este modo de funcionamiento no son representativos del funcionamiento de un equipo de microcogeneración y no serán analizados en este artículo; en funcionamiento "modo invierno", tanto el generador principal como el quemador auxiliar permanecen activos. Es por ello que la producción eléctrica se centra en este período. Se han extrapolado los datos obtenidos en las tres instalaciones.

Tabla II. *Datos e indicadores obtenidos en las monitorizaciones de la fase1 en el período especificado.*

ANÁLISIS ENERGÉTICO GLOBAL (Respecto a PCI)	
Rendimiento térmico de calefacción	70%
Rendimiento de producción de ACS en verano	100%
Rendimiento de producción de ACS en invierno	150%
Producción eléctrica por kWh de calefacción	0.135 kWh

Los ahorros económicos y las emisiones evitadas han sido calculados en base a un autoconsumo de toda la energía eléctrica producida por el equipo, considerando ésta como un ahorro en los consumos de la vivienda. Ello supone que, con un consumo eléctrico medio de 4.000kWh/año por hogar (Fuente: IDAE), la autoproducción se sitúa, en los periodos de demanda de calefacción, alrededor del 70% del consumo eléctrico de la vivienda durante el período invernal.

Extrapolando los datos obtenidos y comparándolos con diferentes tipos de sistemas de producción de ACS y calefacción, los posibles ahorros que se obtendrían en una vivienda en bloque tipo CTE con una superficie habitable de 90 m^2 en Madrid son los siguientes:

Tabla III. *Análisis de costes y emisiones para una vivienda tipo en Madrid (considerando 0,142319€/kWh; 0,04880021€/kWh de GN; 0,112937€/kWh de gasóleo C (Fuentes: Gas Natural, Cepsa, CTE, IDAE).*

Equipo a sustituir	*Costes anuales*	*Emisiones (kg de CO_2)*	*Ahorro económico*	*Emisiones evitadas*
Caldera de GN convencional	308,54 €	1289,79	29,04%	24,10%
Caldera de GN de BT	274,26 €	1146,48	20,17%	14,62%
Caldera de GN de condensación	259,82 €	1086,13	15,74%	9,87%
Caldera de gasóleo C	714,04 €	1289,79	69,34%	42,66%
Resistencias eléctricas	757,74 €	1086,13	71,11%	9,87%

En el análisis de los equipos de la fase 2, el funcionamiento es similar durante todo el año por trabajar contra un acumulador, sin embargo solo se mostrarán los resultados obtenidos durante el primer semestre de 2012 por no concluir el año de monitorización.

Tabla IV. *Datos e indicadores obtenidos en las monitorizaciones de la fase2 en el período especificado.*

ANÁLISIS ENERGÉTICO GLOBAL (Respecto a PCI)	
Rendimiento térmico del equipo	98%
Rendimiento térmico de la instalación	81%
Producción eléctrica por kWh térmico	0.125 kWh

Extrapolando los datos obtenidos y comparándolos con diferentes tipos de sistemas de producción de ACS y calefacción, los posibles ahorros que se obtendrían en una vivienda unifamiliar tipo CTE con una superficie habitable de 220 m^2 en Madrid son los siguientes:

Tabla V. *Análisis de costes y emisiones para una vivienda tipo en Madrid (considerando 0,142319€/kWh; 0,04880021€/kWh de GN; 0,112937€/kWh de gasóleo C (Fuentes: Gas Natural, Cepsa, CTE, IDAE).*

Equipo a sustituir	*Costes anuales*	*Emisiones (kg de CO_2)*	*Ahorro económico*	*Emisiones evitadas*
Caldera de GN convencional	1.074,95 €	4493,61	25,78%	17,22%
Caldera de GN de BT	955,51 €	3994,32	16,50%	6,87%
Caldera de GN de condensación	905,22 €	3784,09	11,86%	1,70%
Caldera de gasóleo C	2.487,72 €	4493,61	67,93%	37,46%
Resistencias eléctricas	2.639,94 €	3784,09	69,78%	1,70%

Los ahorros económicos y las emisiones evitadas han sido calculados en base a un autoconsumo de toda la energía eléctrica producida por el equipo, considerando ésta como un ahorro en los consumos de la vivienda. Ello supone que, con un consumo eléctrico medio de 4000kWh/año por hogar (Fuente: IDAE), la autoproducción se sitúa alrededor del 35% del consumo eléctrico anual de la vivienda.

Además de los consumos, mediante el analizador de redes se ha analizado también la calidad de la energía eléctrica producida. Se han obtenido los siguientes indicadores medios:

Tabla VI. *Datos e indicadores obtenidos*

	Valores medios	
Parámetros	Fase 1	*Fase 2*
THD(I) %	10,75	10,15
THD(V) %	0,81	2,01
Frecuencia (Hz)	49,55	50
Tensión (V)	234,17	227,8
Factor de potencia	0,96	0,99

Los valores obtenidos se encuentran dentro de los principales indicadores de referencia, a saber: THD(I)máx<20%, THD(V)máx<5%.

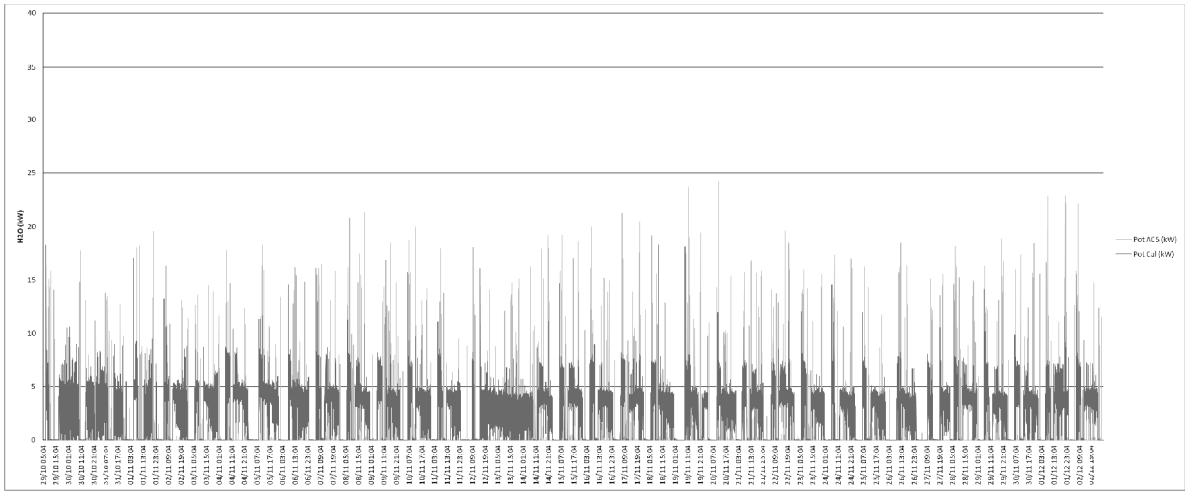


Figura 1. *Demanda térmica cubierta por el equipo durante el período mostrado en una vivienda en bloque situada en Madrid.*

Se puede observar como la demanda y la producción eléctrica siguen un ciclo diario que se repite en el tiempo, permitiendo prever, para su adecuada gestión, las horas de producción eléctrica acorde con las demandas térmicas de las viviendas.

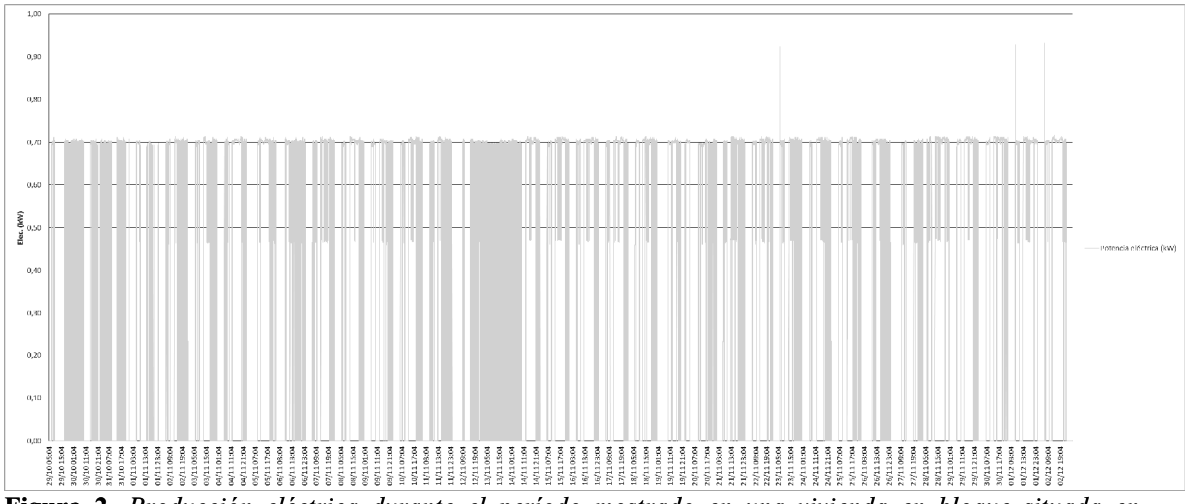


Figura 2. *Producción eléctrica durante el período mostrado en una vivienda en bloque situada en Madrid.*

5. CONCLUSIONES

De acuerdo con los resultados obtenidos en las monitorizaciones, a partir de los datos registrados por el sistema de adquisición y posterior análisis de estos, se puede concluir que con la sustitución de equipos convencionales por un sistema de microcogeneración:

- Pueden obtenerse ahorros de energía eléctrica de más de un 50% en una vivienda tipo, pudiendo ser mayores en zonas con una climatología invernal más severa o en viviendas de mayor tamaño que requieran mayores aportes energéticos.

- Puede evitarse la emisión a la atmósfera de hasta un 42% de las emisiones de CO_2 producidas por los equipos de climatización residenciales.
- El ahorro económico depende en gran medida de la eficiencia de los equipos a sustituir y el precio del combustible que emplean, obteniéndose los mayores ahorros frente a sistemas que emplean elementos resistivos eléctricos.

Por otra parte, debido al elevado coste de los equipos de microcogeneración analizados y considerando el ámbito de aplicación en que fueron instalados (viv. Unifamiliares), incluso con una subvención gubernamental del 30% (Fuente: IDAE); y considerando el desconocimiento de la vida útil real de los equipos por su reciente implantación en el mercado, no es posible la amortización del equipo a corto plazo.

Sin embargo, existen varios factores que podrían suponer la disminución del período de retorno de la inversión:

- Producción a gran escala de los equipos, lo cual supondría un descenso de los costes de fabricación, y por ende, de adquisición de éstos.
- Beneficios fiscales en los gravámenes sobre bienes inmuebles para los propietarios, prescriptores, promotores y/o constructores que instalen este tipo de equipos en lugar de otros menos eficientes.
- Un incremento en los precios de la electricidad, GLP's y/o gasóleo C más elevados que el incremento de precio del gas natural provocarían un mayor ahorro económico.

Volante de inercia como solución innovadora de estabilización de Smart Grids con alto contenido de renovables

C. Roldán y C. de Palacio. ABB

Resumen: La estabilización es una función fundamental de las redes inteligentes (Smart grids) que permite mayor fiabilidad, calidad de red y la mayor penetración de energías renovables, lo que significa una red más sostenible. La solución que presenta esta comunicación es un volante de inercia acoplado a la red a través de un rectificador/inversor que permite inyectar o absorber potencia activa o reactiva en las redes. El equipo está integrado con un sistema de control y comunicación que permite su gestión automatizada. El tiempo de reacción es del orden de 5 ms, lo que permite compensar la variabilidad de la generación renovable incluso en sistemas 100% renovables (como fotovoltaica o eólica) sin que la carga sea perjudicada por esas fluctuaciones. Esta comunicación presenta los datos reales de una instalación en Coral Bay y Marble Bar, Australia, así como de la primera instalación de este tipo en España, a ponerse en servicio en Lanzarote, para demostrar los beneficios que aporta a la red y los consumidores, también explica el futuro de los sistemas 100% renovables y las redes débiles o aisladas.

Área temática: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids

Palabras clave: Estabilización, integración de renovables, redes aisladas

1. INTRODUCCION

Una de las funciones clave para garantizar la calidad de red, fiabilidad y maximizar la penetración de renovables en las Smart Grids es la estabilización en tensión y frecuencia, y esto requiere el desarrollo de nuevos productos y sistemas. [1]
La característica de sistemas de generación renovable que resaltamos, considerando en este caso, principalmente solar fotovoltaico y eólico, es la rapidez de variación en la generación. Esta generación renovable puede estar integrada en un sistema aislado, una microred, en una red débil y suponer una potencia instalada comparable a otro tipo de generación [2]. En este caso, puede haber momentos en los que la generación renovable cubra entre la mitad y la totalidad de los consumos. Variaciones en la generación en estas situaciones se pueden traducir en variaciones de tensión y frecuencia, con las consecuencias que ello tiene para las cargas, pudiendo producir disparos de protecciones y por tanto perjudicando la fiabilidad.

2. OBJETIVO

Los objetivos del análisis del sistema propuesto son los siguientes:

- Presentar los resultados de una solución de estabilización mediante volante de inercia
- Presentar el tiempo de respuesta necesario para estabilizar la generación de tipo renovable, principalmente solar y eólica.
- Valorar la solución óptima y los beneficios o problemas
- Comparar con otras soluciones como almacenamiento en baterías o statcom

3. CARACTERISTICAS DEL SISTEMA Y RESULTADOS

El sistema que se propone consiste en un volante de inercia con un sistema de inversión y rectificación, como se representa en la Fig. 1. Esta configuración permite absorber e inyectar en la red tanto potencia activa como reactiva, lo que permite mantener los valores de frecuencia y de tensión.

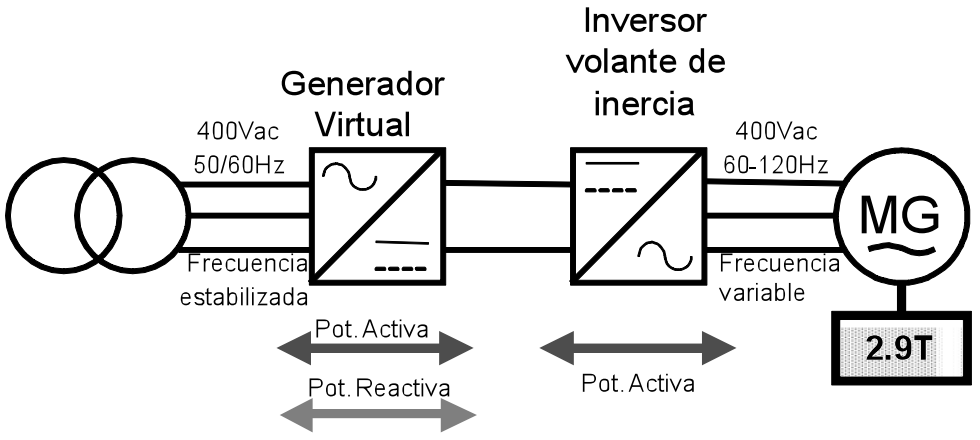


Figura 1. *Esquema de conexión a red, con bus intermedio de 700 V DC*

En una instalación existente en Coral Bay, Australia, con sistema aislado eólico/diesel, podemos comprobar la característica de variabilidad que hemos resaltado. La variación de la potencia de generación eólica en un generador de 200 kW con variaciones de viento entre 6,4 y 7 m/s están entre 150 kW y valores cercanos a los 0 kW. Para compensar esta variabilidad, la variación en absorción e inyección de potencia del sistema instalado deber ir desde 150 kW y 130 kW respectivamente para que la carga no note la variación en generación. (Fig. 2)

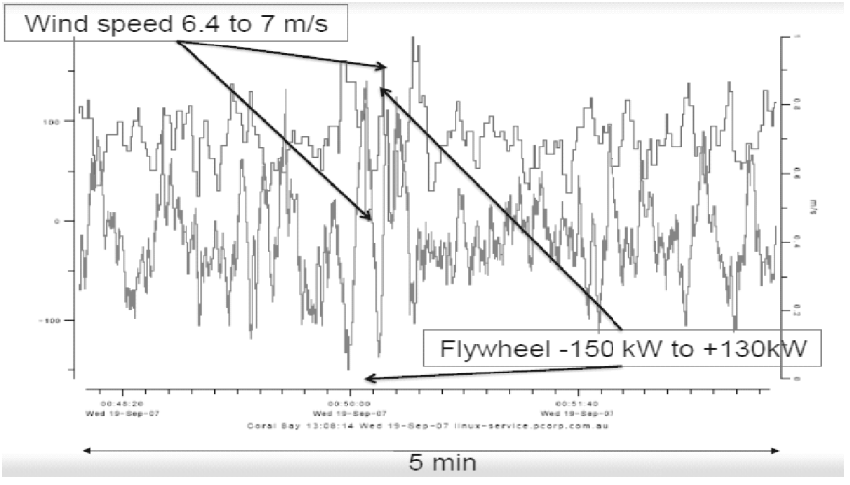


Figura 2. Variabilidad de generación eólica y reacción de volante de inercia

Los datos de operación de otra instalación existente en Marble bar, Australia, muestran los resultados en un sistema aislado fotovoltaico/diesel. Este sistema está diseñado para poder funcionar como 100% renovable o como solar más diesel, como se muestra en la Fig. 3. El diesel puede estar arrancado, en caso de no poder cubrirse la demanda sólo con solar, pero la función del volante de inercia compensa la variabilidad en la generación solar.

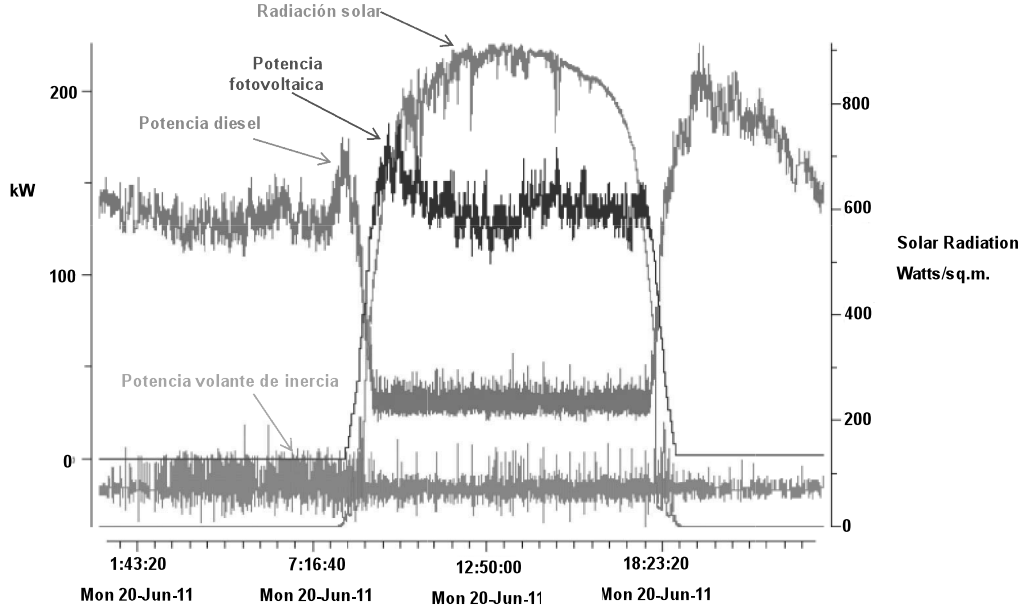


Figura 3. Funcionamiento solar y diesel

En este caso, se han comprobado las características de "fault-ride-through" (continuidad sobre faltas o disparos) o "step-load-response" (respuesta a cambios bruscos de carga).
Mostramos el caso de funcionamiento 100% renovable con 200 kW fotovoltaicos, que se desconectan por un fallo y cómo el uso del sistema propuesto entrega la energía necesaria para mantener tensión y frecuencia durante los 5 segundos que tarda el generador diesel en arrancar para entregar la potencia requerida. (Fig. 4) Se demuestra que un sistema puede funcionar como 100% renovable, teniendo un apoyo diesel en caso de cambios bruscos o disparos, y durante el arranque de este generador, el sistema se mantiene estable con un correcto dimensionamiento del volante de inercia.

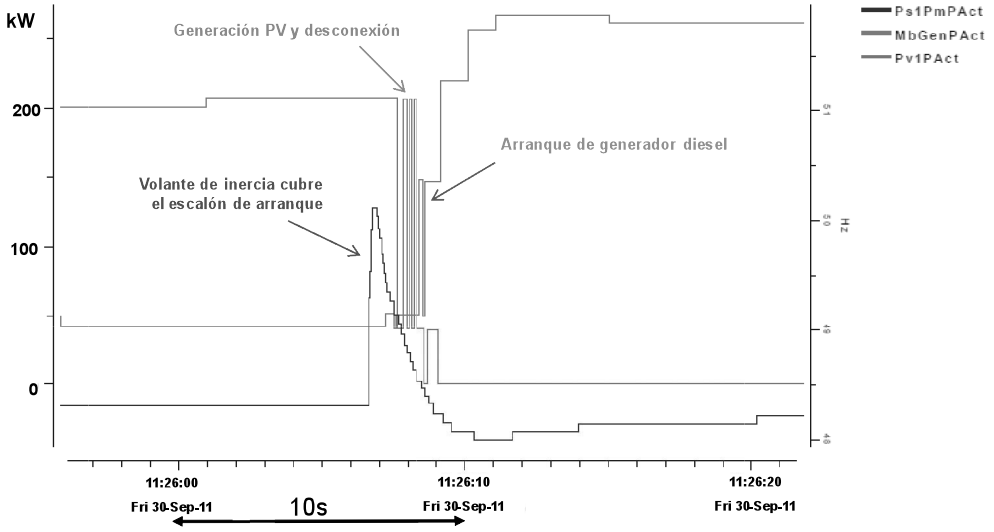


Figura 4. Entrega de potencia por volante de inercia durante disparo y arranque diesel

El sistema ensayado en las instalaciones presentadas será comprobado en España en una instalación no aislada sino en una red mayor, como es la de Lanzarote. Sólo hay una central en la isla conectada a la red de 66 kV propieda de REE, en Punta Grande (214 MW), aunque existe además una interconexión con Fuerteventura. Para permitir una mayor penetración de potencia fotovoltaica y eólica, un sistema de estabilización en la isla será puesto a prueba. Las características de la instalación que se ensayará en España se reflejan en la Fig. 5 y en la Tabla I.

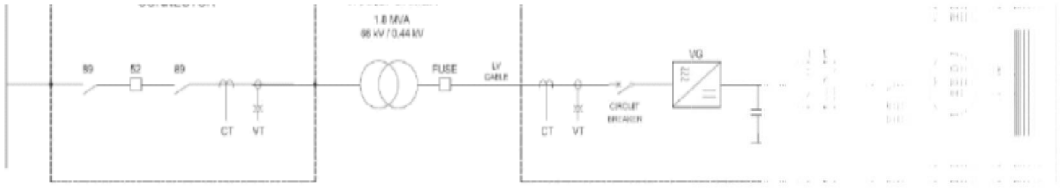


Figura 5. *Esquema de conexión a red de sistema a instalar en Lanzarote*

Tabla I. *Características de instalación en España*

Tensión de red	*66 kV*
Transformador	*1800 kVA, 66/0,44 kV*
Potencia de sistema volante de inercia	*+-1800 kVA*

Próximamente podrán comprobarse los resultados en calidad de red y maximización de penetración renovable que se logran en la red de Lanzarote, cuando esta instalación entre en funcionamiento.

4. DISCUSION

Para sistemas de estabilización la rapidez de respuesta es un factor esencial, debido a las variaciones en la generación renovable. Para poder alcanzar sistemas que funcionen de manera puntual con 100% contenido renovable solar o eólico generado en corriente alterna, se necesita compensar la variabilidad.
Una de las alternativas al sistema propuesto es la generación de esta energía renovable pasando por almacenaje en baterías. Entre los sistemas de baterías y el sistema presentado hay dos diferencias principales, una es la mayor capacidad de almacenar energía de las baterías y otra su menor durabilidad ante ciclos de carga/descarga en tiempos muy breves. Lo primero significa que para la función de almacenaje y entrega de energía renovable con diferencias de generación a consumo de horas, la solución más apropiada son las baterías. Sin embargo, para la función de estabilización, lo que se requiere es una durabilidad ante ciclos de carga y descarga en segundos, para lo que las baterías no presentan las características de un volante de inercia, cuyo número de ciclos no está limitado. Debemos destacar que en sistemas en los que los consumos puedan realizarse directamente en corriente continua [4], la estabilización se simplifica mediante el control de la tensión y la solución más apropiada, tanto para almacenamiento como para estabilización sí sería un sistema de baterías.
Otra alternativa son los sistemas statcom, que permiten una regulación de la tensión mediante la inyección o absorción en la red de potencia reactiva. El tiempo de respuesta de estos sistemas, que utilizan electrónica de potencia similar a la considerada para el uso junto con el volante de inercia, es equivalente. Sin embargo, al no poder regular la potencia activa que entrega o toma de la red, la capacidad de estabilización es menor. No es posible la regulación en tensión y frecuencia que permite la solución de volante de inercia y por tanto las funciones de “fault-ride-through” o “step-load-response” que se han mostrado no podrían realizarse de la misma manera con un statcom.
En resumen, podemos afirmar que para la aplicación seleccionada de estabilización de generación renovable en sistemas aislados o débiles, la solución propuesta es la más apropiada.

5. CONCLUSIONES

Las Smart Grids requieren de sistemas inteligentes [3] que mejoren la calidad de red y maximicen la penetración de energías renovables, y la estabilización es una función clave. En esta comunicación se ha presentado y analizado un sistema de estabilización con datos de instalaciones actuales, los beneficios y posibles problemas, así como las características más relevantes.
Basado en datos de campo, de instalaciones en operación como sistemas aislados, se argumenta la idoneidad de este tipo de desarrollos para la aplicación seleccionada en comparación con otros sistemas como almacenamiento en baterías y statcom.
Puede concluirse que tanto en redes aisladas como en redes débiles, en corriente alterna, en las que la penetración renovable (eólica o fotovoltaica) instantánea pueda llegar a ser completa, el sistema más apropiado para estabilizar la tensión y frecuencia, permitiendo

la continuidad en fallos y disparos, es un sistema de volante de inercia como el presentado.

Futura investigación y desarrollo se requiere la reducción de costes de este tipo de soluciones, así como en la integración de este sistema en las propias unidades de generación y la posibilidad de integrar estabilización y almacenamiento de energía en el mismo diseño.

6. REFERENCIAS

[1] DOTRILL, K. (2010).: "Smart Grid Principal Characteristic. Enables New Products, Services, and Markets". NETL. Morgantown

[2] FARHANGI, H. (2010).: "The path of the smartgrid". IEEE power & energy magazine.

[3] FOX-PENNER, P. (2010), "Smart Power". Washington

[4] SANTACANA, E. et al. (2010).: "Getting Smart. IEEE Power and Energy magazine.

Integración económica en las Smart Grids de las instalaciones fotovoltaicas con el futuro Real Decreto de balance neto

Eduardo Collado Fernández. UNEF

Resumen: El futuro de las instalaciones fotovoltaicas como generación distribuida, su integración a futuro dentro de las Smart Grids, y la aplicación del Autoconsumo con Balance Neto, es una de las grandes esperanzas del sector para los años 2012 y siguientes. Durante los últimos años, los costes de las instalaciones fotovoltaicas, y las tarifas de este tipo de instalaciones, han ido decreciendo de una forma tal, que la llegada de la paridad con la red (Grid Parity) para las instalaciones fotovoltaicas, está pasando de ser una perspectiva de futuro, a ser una esperanza cierta para los próximos años, y con ello la viabilidad del autoconsumo. En este artículo se incide en la importancia de que no se aplique la totalidad de los conceptos que integran los peajes existentes, calculando para diferentes casos y diferentes hipótesis, la rentabilidad de instalaciones con la metodología del Balance Neto.

Area: Temática: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids

Palabras Clave: Energía Solar, Industria Fotovoltaica, Regulación, Autoconsumo con Balance Neto

1. INTRODUCCIÓN

Para que el autoconsumo fotovoltaico sea una realidad en España falta poco, los cálculos ya son positivos en las regiones con más irradiación, como las Islas Canarias, y en los próximos años lo serán en todo el resto del país, en función de la inversión en el sistema solar, la irradiación, el precio de la energía suministrada por la compañía

eléctrica, y de los costes que se apliquen con la llegada del Real Decreto de Balance Neto. A nivel regulatorio existe en estos momentos un borrador de Real Decreto para regular el autoconsumo con Balance Neto, por el que el anterior Gobierno, ha escogido la opción del balance neto para que el autoconsumo sea una posibilidad real en España y, aunque hay elementos claramente mejorables, el borrador puede ser válido para que el mercado del autoconsumo despegue en nuestro país.

2. OBJETIVO

Dentro de esas mejoras claras que puede recibir la propuesta de Real Decreto con Balance Neto, ahora en tramitación, hay tres elementos que conviene señalar, un correcto tratamiento de los peajes, establecer la posibilidad de que varios consumidores puedan aprovechar la electricidad producida por una misma instalación de autoconsumo de forma mancomunada, y de que no deben establecerse limitaciones en cuanto a potencia contratada. En resumen, al sector fotovoltaico español le interesa disponer ya de una normativa sencilla de autoconsumo que le permita despegar a ese nuevo mercado.

3. DATOS Y RESULTADOS

Si tenemos en cuenta el desglose de conceptos que incluyen los peajes en Término Variable TUR (Figura 1), en un trimestre, se puede ver que lo componen una serie de conceptos.

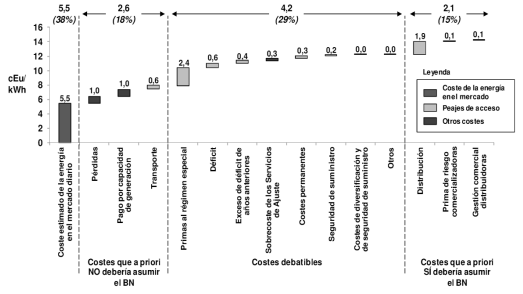


Figura 1 – *Descomposición de los peajes de la TUR (IDAE).*

Como mayoritariamente el Autoconsumo se conectará en baja tensión, se puede ver que existen unos conceptos claramente imputables al Balance neto, otros que claramente no deben de ser asumidos por el Balance Neto, y una gran cantidad de conceptos discutibles que no deberían formar parte de los peajes a aplicar a la energía del Balance Neto en un porcentaje determinado, o no formar parte si es que se quiere impulsar la citada generación distribuida.

Para poder tener un cálculo adecuado de la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas acogidas al Balance Neto, referiremos los cálculos a tres instalaciones tipo que pueden ser significativas de lo que pueden ser las instalaciones a realizar en los tejados de viviendas, o de pequeños o medianas tejados de naves industriales. Estas tres instalaciones tipo, tienen una potencia nominal de 3,3, 20 y 80 kW nominales (Tabla 1).

Tabla 1 – *Costes estándar de instalaciones FV de 3,3 , 20 y 80 kW*

Potencia nominal (kWn)	3,3	20	80
Potencia pico (kWp)	3,6	22	88
Horas nominales mapa	1632	1632	1632
kWh anuales	5.386	32.640	130.560
Coste 2012 instalación €/ Wp	3,6	2,3	2,1
Coste instalación €	12.960 €	50.600 €	184.800 €
Coste Conexión €	56 €	340 €	8.000 €
Coste Permiso de obras €	518 €	2.024 €	7.392 €
TOTAL INVERSIÓN	**13.538 €**	**52.966 €**	**200.194 €**
Gastos Anuales Mantenimiento	375 €	440 €	1.760 €
Gastos Anuales Seguro	250 €	300 €	700 €
Otros gastos anuales (representación, administrativos,...)	60 €	60 €	60 €
TOTAL ANUAL	**685 €**	**800 €**	**2.520 €**

Con los datos de producción y consumo, podremos ver la cantidad de energía que se autoconsume (se genera y en el mismo instante se consume), y la excedentaria en una instalación (Figura 2).

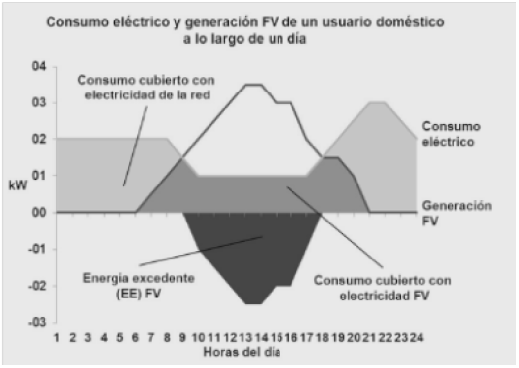


Figura 2 - *Consumo eléctrico y generación FV de un usuario doméstico a lo largo de un día (ECLAREON).*

Si hacemos el cálculo para el periodo 2012-2015 para cada instalación, del grado de acoplamiento de generación y demanda (o sea el autoconsumo instantáneo), tendríamos el ahorro que al relacionarla con respecto a la inversión, nos daría el pay-back correspondiente. Se ha considerado que en los próximos años los costes de las instalaciones van a bajar del orden de un 10%, y que los costes de las tarifas eléctricas pueden llegar a subir del orden de un 10% anual, incrementándose después del orden del IPC anual. Otro de los temas a tener en cuenta, es el grado de acoplamiento del consumo, con respecto a la generación, que lo consideraremos de un 100%, un 50%, o un 20%. Por otra parte, y en función de lo ya citado en el tema de los peajes, se realizarán los cálculos con el 100% de los peajes previstos (aprox. 8 c€/kWh), así como con la cantidad razonable a imputar a las instalaciones de Balance Neto en concepto de peaje (de aprox. 2 c€/kWh).

4. DISCUSIÓN DE ESTOS

Se pueden observar resultados aclaratorios con respecto a lo que va a significar en un futuro inmediato y a medio plazo en otros casos, la implantación de este Real Decreto de Balance Neto, para los tres tipos

de instalaciones tipo, o sea para 3,3 , 20 y 80 kW nominales, con acoplamientos del 30%, y 50% (Figuras 3, 4, y 5).

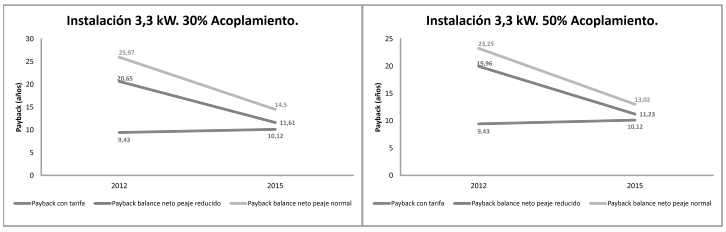


Figura 3 – *Pay back para 3,3 kWn, y acoplamientos del 30%, y 50%.*

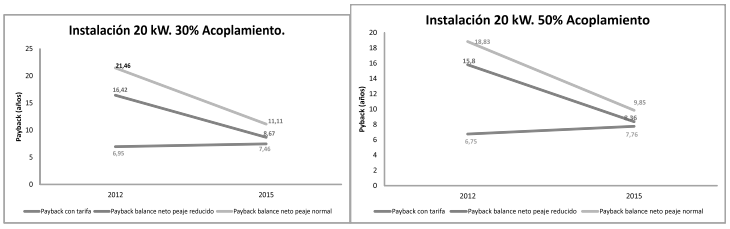


Figura 4 – *Pay back para 20 kWn, y acoplamientos del 30%, y 50%.*

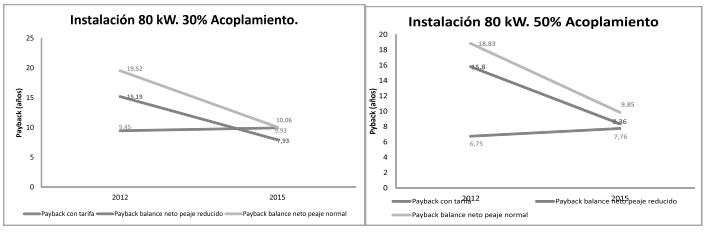


Figura 5 – *Pay back para 80 kWn, y acoplamientos del 30%, y 50%.*

5. CONCLUSIONES

Todavía falta tiempo para que un sistema de Balance Neto, sea claramente rentable con respecto a las tarifas FV anteriores.

Es necesario que el peaje a aplicar a las instalaciones afectadas por el Balance Neto, sea un peaje reducido que solo tenga en cuenta los conceptos lógicos, teniendo en cuenta que es generación distribuida, con los ahorros que esto comporta (pérdidas, energía primaria, emisiones, eficiencia, reducción de inversiones en redes, apoyo al sistema en puntas de demanda, autonomía energética, garantía de suministro, aceptación social, …).

Con menores acoplamientos, hay mayores tiempos de amortización de la instalación, las instalaciones mayores, tienen un mejor precio unitario, y por lo tanto una más rápida amortización y las tarifas con discriminación horaria no deben de introducir más restricciones.

En 2015 pueden converger e incluso mejorar (se ve para el caso de la instalación de 80 kWn), los periodos de amortización entre un sistema adecuado de Balance Neto, y el actual sistema de tarifas FV, aunque podrían necesitarse incentivos fiscales que lo impulsen durante los primeros años. Por lo tanto es necesario que el Gobierno, saque a la luz cuanto antes el nuevo RD de balance neto, y que se tenga en cuenta que la previsión de instalaciones FV a 2020, podría ser superior a los 7,25 GW previstos por el PER.

6. REFERENCIAS

- RD 1699/2011.
- RDL 1/2012.
- Borrador de Real Decreto de Balance Neto.
- UNEF (2012) Balance Neto, requisitos para el autoconsumo viable en España.
-

Smart Microgrid: Sistema de Control Inteligente para la Gestión Técnica y Económica de una Microrred

A. Quijano, A. Soria, M. García, I. Benítez, A. Lluna. Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

Resumen: A través de la presente comunicación se expone el proyecto Smart Microgrid, cuyo principal objetivo es desarrollar un sistema de control inteligente capaz de gestionar de forma óptima una microrred diseñada para trabajar como VPP (Virtual Power Plant) y compuesta por cargas de distintas características (pasivas, controlables y gestionables), almacenamiento energético y fuentes de generación distribuida (DER).

En el proyecto se van a diseñar cuatro módulos de control diferenciados: Control del balance energético de un edificio (nodo activo); Control de la estabilidad de la red; Despacho de gestión de recursos DER y Despacho de gestión económica de la energía. Se tendrán en cuenta las interacciones existentes entre ellos y su gestión global como un sistema único.

El sistema será capaz de controlar el estado de diferentes cargas y recursos DER en tiempo real con el fin de asegurar la estabilidad y seguridad de la microrred y, adicionalmente, combinarlo con la optimización de los beneficios económicos generados a partir de transacciones comerciales de compra-venta de energía con la red principal.

El sistema será desarrollado y testeado utilizando los equipos e instalaciones disponibles en el ITE, entre las que se incluye una microrred real con control de cargas y DER.

Área temática: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids.

Palabras clave: Gestión y control de la red, Virtual Power Plant (VPP), Generación distribuida (DER), Edificios de balance energético cero, Nodo activo.

1. INTRODUCCIÓN

Diversos aspectos como el incremento de la demanda energética, la necesidad de mejorar la seguridad, eficiencia y calidad de la red, la integración de la generación distribuida (DER), el control y la visibilidad de la red de distribución y la interoperabilidad de los equipos, hacen que sea necesaria la evolución de las redes actuales (pasivas) hacia un sistema de Redes Inteligentes (activas). En esta dirección deberán implementarse una serie de desarrollos con nuevas funcionalidades que permitan realmente implementar una estructura de inteligencia distribuida a lo largo de la red eléctrica.

El Instituto Tecnológico de la Energía (ITE), en relación con su compromiso con el desarrollo de las Smart Grids o Redes Inteligentes, promueve y participa en proyectos de investigación relevantes concentrados principalmente en dos áreas: la gestión activa de la demanda y los

sistemas de control y tratamiento de datos para las redes inteligentes. A modo de ejemplo, en el proyecto CENIT GAD (NAVALÓN, I. et al. (2010)) se analizaron las ventajas de la gestión activa de la demanda para el operador de transporte (TSO), el operador de distribución (DSO) y el comercializador y, adicionalmente, se desarrollaron sistemas software y hardware en estos tres niveles. Por otro lado, el proyecto europeo OPENNODE (SORIANO, R. et al. (2011)) es otro claro ejemplo del esfuerzo realizado para desarrollar plenamente las capacidades de conexión y comunicación entre los equipos que integrarán la red inteligente en el futuro.

La integración de los recursos DER en el funcionamiento de la red no es una tarea fácil, ya que requiere de una gran transformación en la estructura de control actual de la propia red. El término VPP (Virtual Power Plant) (PUDJIANTO D. et al. (2007)) se emplea para identificar a una red local, compuesta por equipos DER (generadores y cargas controlables) y cargas consumidoras no gestionables (residenciales, industria, entidades públicas y otros), gestionada por un sistema de control centralizado que se comporta como un nodo activo único. Por lo tanto, una VPP genera un único perfil de transacción con la red principal. Las nuevas alternativas que se están desarrollando se basan en una filosofía innovadora que sustituye la red pasiva actual por una red compuesta por nodos activos (Smart Grid) (SOBIERAJSKI, M. et al. (2004)). Este nuevo paradigma establece un flujo de energía bidireccional acompañado de un flujo de comunicación que permitirá gestionar y controlar los recursos energéticos de forma más eficiente.

2. EL PROYECTO SMART MICROGRID: DESARROLLO DE UNA VPP

La contribución de ITE sobre las Smart Grids está orientada hacia la búsqueda, desarrollo e implementación de nuevas soluciones que automaticen las respuestas del sistema basándose en desarrollos con modelos de inteligencia artificial. Todo ello con el fin de favorecer el proceso evolutivo de las redes actuales hacia las redes del futuro verificando los beneficios esperados de este nuevo concepto de red inteligente. Dentro de esta línea de trabajo se encuentra enmarcado el proyecto Smart MicroGrid, en donde se plantea el desarrollo e implementación del sistema de control de una VPP. Todos los sistemas desarrollados en las diferentes etapas del proyecto serán ejecutados y testeados en una microrred situada en las instalaciones de ITE, compuesta por las siguientes instalaciones:

- El Laboratorio de Interoperabilidad del ITE. Compuesto por un centro de transformación MT/BT con dos transformadores independientes y ocho cuartos de contadores (cada uno con diez contadores inteligentes) donde es posible emular una serie de cargas configurables dispuestas a lo largo de la red de distribución (Ver Fig. 1 “Laboratorio Interoperabilidad”).
- La planta piloto de recursos DER situada en las instalaciones del ITE, compuesta por: un sistema de generación fotovoltaico, un aerogenerador de pequeña potencia y un sistema de almacenamiento de energía constituido por baterías de diferentes tecnologías, entre ellas ion-litio. Todos estos sistemas se encuentran conectados a la red interna del edificio y se encuentran monitorizados y supervisados de forma remota.
- La zona del edificio de oficinas del ITE será empleada como nodo activo de la red capaz de gestionar sus cargas de generación y consumo a través de un sistema de control ya desarrollado y distribuido a lo largo del edificio. Dicho sistema, implementado en el proyecto EBEC (Zero Energy Balance Buildings) (LLUNA, A. et al. (2012)) ya finalizado, es capaz de monitorizar y controlar los flujos energéticos del

edificio junto con otra serie de variables relevantes, por ejemplo la temperatura ambiente (Fig. 2).

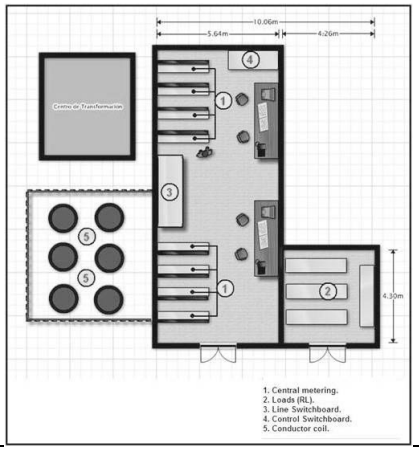
- Cargas gestionables, propias de un hogar, situadas en el laboratorio de Gestión de la Demanda situado en el ITE (ver Fig. 1 "Laboratorio de Gestión de la Demanda"). Este laboratorio fue implementado como parte de las tareas del proyecto GAD,

Los diferentes sistemas a desarrollar por ITE, los cuales se explicarán con mayor nivel de detalle a lo largo de la presente comunicación, son:

- Nodo activo contenido en una microrred: sistema de control automático para edificios de balance energético cero.
- Sistema de control para una microrred basado en el concepto de VPP.
- Sistema de gestión de los recursos DER basado en el concepto de VPP.
- Modulo de gestión del mercado para el comercio de la energía y la gestión del balance neto de la microrred con el exterior.
- Sistema de protecciones eléctricas para la microrred.

A continuación se describen los distintos sistemas que se van a desarrollar.

Laboratorio de Interoperabilidad



Laboratorio de Gestión de la Demanda

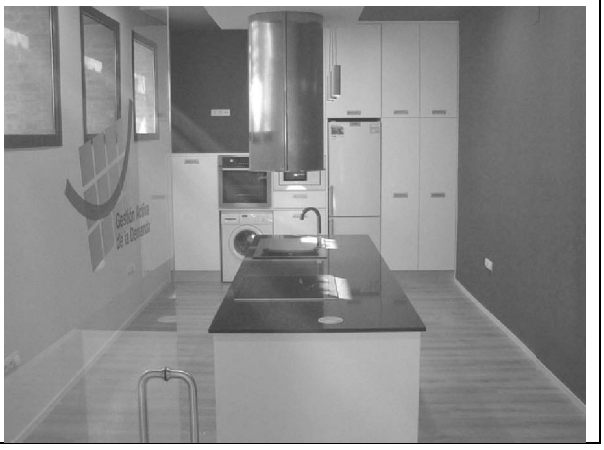


Figura 1. *Componentes y distribución del Laboratorio de Interoperabilidad y el Laboratorio de Gestión de la Demanda de ITE (Proyecto GAD)*

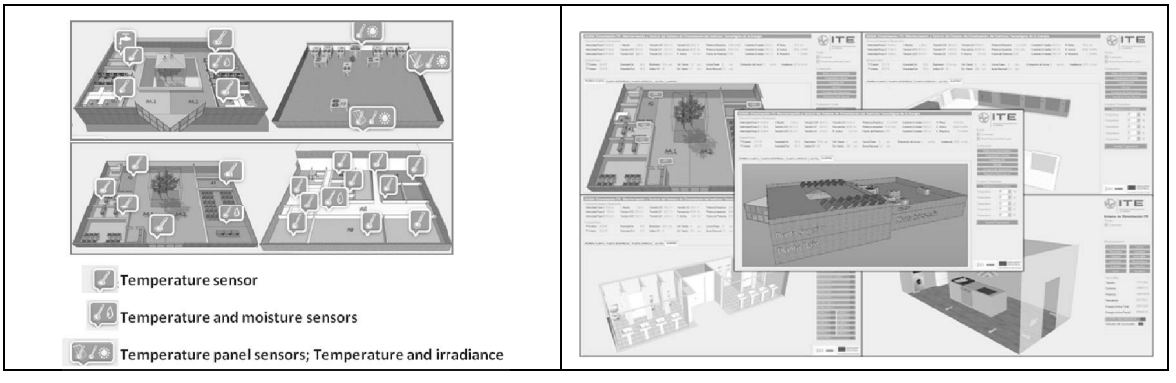


Figura 2. *Distribución de los sensores y pantallas del programa SCADA, desarrollado por ITE, para la gestión del balance energético en el interior de un edificio. Proyecto EBEC.*

NODO ACTIVO DE UNA MICRORRED: SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO PARA EDIFICIOS DE BALANCE ENERGÉTICO CERO.

El objetivo de esta parte del proyecto es doble: por un lado, implementar un sistema capaz de gestionar en modo automático las cargas (generación, consumo y almacenamiento) contenidas dentro de las instalaciones de un edificio con el fin de obtener un balance energético final igual a cero. Por otro lado, este mismo sistema debe ser capaz de integrar el edificio dentro de los procesos de gestión de la VPP formando parte de la microrred como nodo activo.

El sistema desarrollado debe ser capaz de procesar señales de información en tiempo real y obtener como solución la mejor estrategia de gestión posible en cada instante (funcionamiento en el punto óptimo de trabajo). Para la implementación de una parte del software de control se utilizará una aplicación supervisora (SCADA) ya desarrollada por ITE (Fig. 2). Por encima de esta aplicación se desarrollará un entorno de predicción y control avanzado el cual, automáticamente, sugerirá las mejores acciones a tomar para mantener todo el sistema en su estado óptimo de equilibrio de energía. Adicionalmente se diseñarán controles locales que permitirán tele-mandar las instalaciones y recursos del edificio (BLASCO C. et al. (2011)) y sistemas de comunicación (TIC) para el intercambio de información con el centro de control de la VPP. Para los modelos de predicción de la generación de energía y la demanda este sistema aplica técnicas de data mining (WITTEN, I.H. et al. (2011)) y técnicas de inteligencia artificial (BISHOP, C.M. (2007)).

CONTROL DE LA MICRORRED BASADO EN VPP

El objetivo de esta fase consiste en desarrollar un sistema de control para la microrred tomando como referencia el concepto de una VPP. Dicho sistema deberá permitir la integración de los nodos activos DER (tanto generadores como consumidores activos) y sistemas de almacenamiento de energía contenidos en la microrred y, además, deberá ser capaz de gestionar problemas técnicos relacionados con la estabilidad, seguridad y calidad de la microrred.

Además, con el fin de llevar a cabo la supervisión y la gestión inteligente en remoto del centro de transformación, técnicas de estimación, predicción y optimización deberán ser aplicadas en el desarrollo de un conjunto de algoritmos integrados dentro del Centro de Control para evaluar el estado de las redes de baja tensión y centros de transformación. Estos algoritmos permitirían optimizar la topología de la red y las condiciones de funcionamiento del transformador.

SISTEMA DE GESTIÓN DE LOS RECURSOS DER BASADO EN EL CONCEPTO DE VPP

En este caso, el objetivo consiste en desarrollar un sistema capaz de integrar y de gestionar recursos DER de diferente naturaleza, tecnología y características en la microrred, de la forma más óptima posible y minimizando los costes. Para ello, el sistema que se está desarrollando está compuesto por dos niveles de gestión: en el nivel superior se encuentra el control de la VPP que gestiona todos los nodos activos de la microrred; en el nivel inferior, existen una serie de controles locales que son los que gestionan la integración de los recursos DER de cada nodo activo.

El objetivo a desarrollar en el nivel de control inferior consiste en diseñar un sistema automático de gestión local que permita el funcionamiento integrado de los diferentes recursos DER, incluyendo generación y almacenamiento, y su validación y testeo en una planta piloto real situada en las instalaciones de ITE. Por otro lado, el objetivo del nivel de control superior de la microrred consiste en el diseño de un sistema de gestión capaz de controlar el despacho de

energía a la red de los nodos DER de forma óptima, teniendo en cuenta las estrategias para los intercambios de energía entre la microrred y la red principal.

MÓDULO PARA EL COMERCIO DE LA ENERGÍA DE LA VPP. DESPACHO ECONÓMICO

En este apartado del proyecto se desarrollará un módulo para gestionar las transacciones económicas en el mercado de la energía. Este módulo será capaz de determinar la mejor manera de utilizar los recursos energéticos, contenidos en la VPP, para obtener el máximo beneficio en el mercado de la energía teniendo en cuenta las posibles restricciones técnicas de la microrred.

Este módulo será capaz de determinar en qué momentos es mejor que la VPP trabaje como consumidor, demandando energía a la red principal, y en qué momento es mejor que se comporte como generador y venta de energía a la red. El algoritmo a desarrollar en este módulo deberá tener en cuenta diferentes criterios económicos y alternativas como, por ejemplo, el balance neto, la tarifa de precio variable para la energía y los escenarios de balance energéticos entre generación y demanda definidos por el sistema de control centralizado de la VPP. Deberá informar de la solución final al sistema de control de la VPP. A partir de dicha información, el centro de control de la VPP deberá generar las órdenes necesarias sobre los nodos activos de la microrred para cumplir con los requerimientos de generación y consumo en cada instante de tiempo.

SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS PARA LA MICRORRED

La incorporación dentro de la red de distribución de microrredes localmente controladas con recursos DER, tiene una importante influencia sobre la forma tradicional de operar que tienen estas redes. El motivo es que el sistema deja de comportarse como una red radial pasiva para convertirse en un sistema activo con sistemas de generación trabajando en paralelo y donde se permite que la electricidad fluya en ambas direcciones. La regulación de la tensión de red, los sistemas de protección y la calidad de las fuentes de suministro se han convertido en principales líneas de investigación para hacer posible este nuevo concepto de red (SOBIERAJSKI, M. et al. (2004)). Los principales objetivos a desarrollar en este apartado son, por un lado, un estudio simulado sobre los problemas de rendimiento que tendrán lugar en la red cuando las microrredes incorporan recursos DER y, por otro lado, diseñar y validar un dispositivo experimental de protección cuya finalidad sea garantizar el correcto funcionamiento de la red cuando los recursos DER se conectan a la red de distribución.

3. CONCLUSIONES Y RESULTADOS ESPERADOS

La necesidad de gestionar los recursos DER presentes en la red se incrementará en el futuro conforme los recursos se vuelvan más dispersos y los clientes se conviertan en agentes consumidores y productores de energía indistintamente. Con el fin de poder gestionar estos nuevos requerimientos de la red, será necesario desarrollar herramientas de control y gestión que permitan utilizar los recursos DER disponibles de la forma más eficiente posible para la red en general. El presente proyecto Smart Microgrid abordará trabajos de investigación y desarrollo en el área de las VPP, buscando probar los conceptos teóricos que definen su comportamiento, mediante el desarrollo de sistemas innovadores y su experimentación a escala demostrativa. Entre otros, el proyecto Smart Microgrid presenta los siguientes objetivos:

- Diseño de un nodo activo dentro de una microrred, capaz de gestionar su propio consumo de energía.

- Diseño de controladores DER locales, capaces de gestionar la integración de la fuente de energía en la microrred.
- Diseño de sistemas centralizados de control de microrred, basados en el concepto de VPP, que aseguren la estabilidad de la red y calidad de señal, y realicen un balance energético óptimo en función de las preferencias indicadas.
- Diseño de un módulo de despacho económico, que establecerá las mejores opciones para intercambio de energía con el exterior.

4. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen la contribución de las instituciones IMPIVA (Instituto de la Pequeña y Mediana Industria de la Generalitat Valenciana) y la Comisión Europea (a través de los Fondos para el Desarrollo de las Regiones Europeas - FEDER) por hacer posible el desarrollo del presente proyecto.

5. REFERENCIAS

BISHOP, C.M. (2007).: "Pattern recognition and Machine Learning". Springer 2007.

BLASCO C. et al. (2011).: "Modelling and PID Control of HVAC System According to Energy Efficiency and Comfort Criteria" Energy Technological Institute (ITE). Sustainability in Energy and Buildings 2011, SIST 12, pp. 365–374.

LLUNA, A. et al. (2012).: "Hacia el Balance Energético Cero en Edificios Terciarios". Climaeficiencia. vol. 1, pp. 74-78.

NAVALÓN, I. et al. (2010).: "GAD Project. Aims, Developments and Initial Results". CIGRE 2010.

PUDJIANTO D. et al. (2007).: "Virtual power plant and system integration of distributed energy resources".IET Renew. Power Gener., vol. 1, no. 1

SOBIERAJSKI, M. et al. (2004).: "The Probabilistic Study of Voltage Problems in Distribution Network With Small Dispersed Generation". Universities Power Engineering Conference, 2004. UPEC 2004. 39th International. vol. 1, pp. 60 – 64.

SORIANO, R. et al. (2011).: "OPENNODE. Open Architecture for Secondary Nodes of the Electricity Smart Grid". 21st International Conference on Electricity Distribution (CIRED), June, 2011.

WITTEN, I.H. et al. (2011).: "Data Mining:Practical Machine Learning Tools and Techniques". 3th ed. Ed. Morgan Kaufmann Publishers. chapter 1, pp. 8-9.

La célula de Smart Grid

Í. Landíbar. Ingeteam Power Technology, S.A.

Resumen: El artículo describe los subsistemas de los que está formada una Smart Grid – las células de Smart Grid, sus elementos y el modo en que pueden ser controlados en aras de una eficiencia energética ligada al paradigma de generación local y distribuida, y de autosuficiencia. Defiende que esta tendencia hacia la independencia energética de la célula es necesaria para simplificar en lo posible el control de la Smart Grid que, a su vez, también quiere ser autosuficiente y depender en la menor medida posible de una Red de Distribución superior.

Área temática: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids

Palabras clave: Autoconsumo, Energy Management, microrred, Generación Distribuida.

1. TEXTO PRINCIPAL

LA SMART GRID

Una Smart Grid es un sistema eléctrico en el que conviven productores y generadores con el objetivo común de optimizar el conjunto desde el punto de vista de la eficiencia energética pero también bajo criterios económicos y de confort del usuario.

El paradigma principal de funcionamiento es que la SG produzca exactamente igual potencia que la que está siendo consumida dentro de la misma en cada instante. Pero la regulación que permite lograrlo constituye un objetivo tanto más complicado cuanto menor es el tamaño de la SG, debido al mayor impacto de una perturbación en alguno de los elementos, siendo incluso, en muchos casos, imposible conseguir un balance preciso entre generación y consumo en todo instante. Evitar la intensificación del almacenamiento o del uso de generadores diesel auxiliares para solventarlo es un requisito económico factible mediante la asociación de la SG con la Red de Distribución en un punto de conexión que permita el intercambio de potencia tanto cuando la SG sea deficitaria como cuando sea excedentaria de energía.

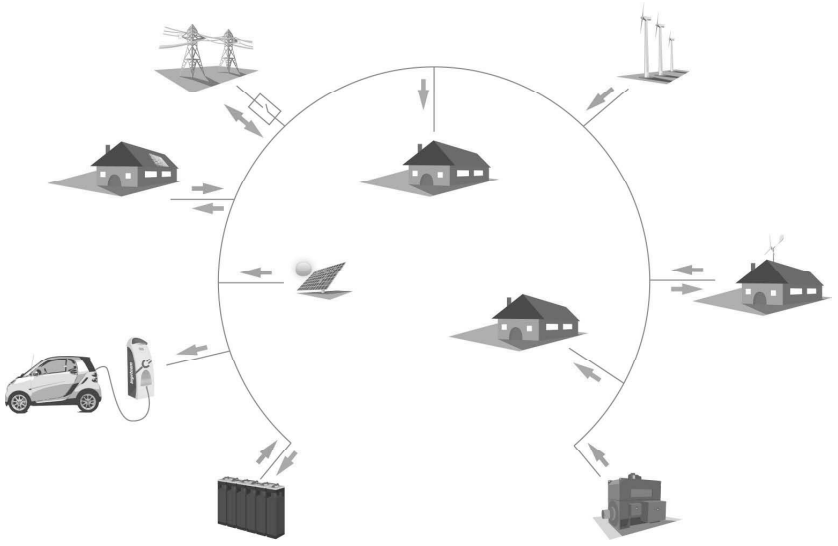


Figura 1. Ejemplo de una Smart Grid.

En la SG pueden encontrarse elementos que sean puramente generadores, como pequeñas plantas fotovoltaicas o aerogeneradores, elementos consumidores puros, ejemplificados en las viviendas clásicas, o elementos más completos que además de consumir, produzcan parte de la energía que necesitan e incluso almacenen parte de la que les sobre en determinados momentos. Estos últimos elementos representan un modelo a escala de la propia Smart Grid de la que forman parte. Comparten sus funciones, su razón de ser. Dentro de ellos, también se busca que el flujo de potencia en el punto de interconexión con el organismo superior sea nulo. Es por ello que, aplicando una analogía biológica, estos elementos pueden ser considerados como células de la Smart Grid.

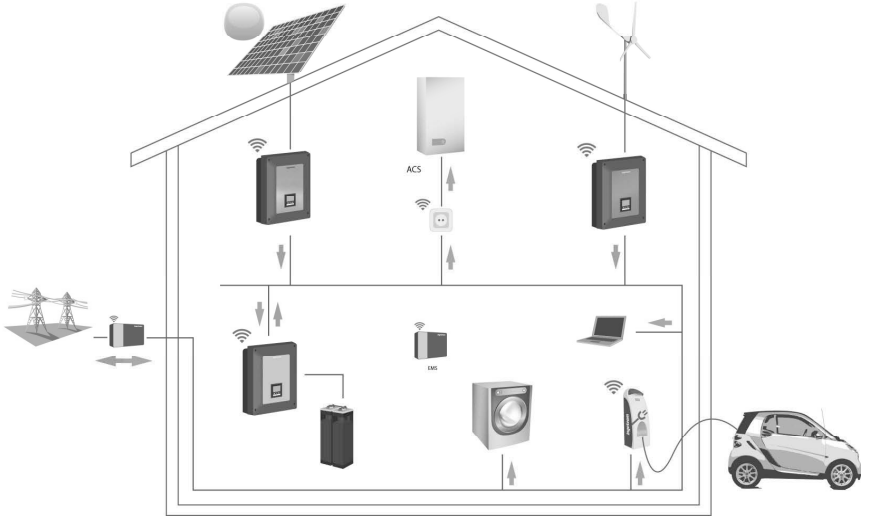


Figura 2. Ejemplo de una célula de Smart Grid.

El dimensionamiento óptimo de una SG no puede ser sencillo pero, si está formada por células autosuficientes, la SG también lo será. Al menos, sobre el papel. Todo flujo de potencia en el punto de conexión de cada célula a la SG será traducido en el mismo flujo de potencia en el punto de conexión de la SG a la Red de Distribución. Eso en el peor de los casos, porque parte de esa potencia podría ser intercambiada dentro de la SG entre sus células.
Sin embargo, no conviene ser tan optimistas. Todo lo que se aleje cada célula de la autosuficiencia deberá ser tenido en cuenta a la hora de dimensionar el punto de conexión general de la SG ya que todas las células podrían estar produciendo al mismo tiempo o todas podrían estar consumiendo a la vez.
Los desacoplamientos entre generación y consumo pueden ser absorbidos aumentando la presencia en la instalación de almacenamiento ya sea de forma distribuida en cada célula o de forma centralizada en un elemento de almacenamiento de la SG.

LA CÉLULA

El presente artículo sitúa su foco en la célula y en el modo de hacerla autosuficiente, contribuyendo de ese modo a la autosuficiencia de la SG en la que está integrada.
Una célula es, en sí misma, un caso particular de microrred, en la que pueden encontrarse uno, varios, o todos los distintos elementos disponibles, como generadores fotovoltaicos, generadores eólicos, consumidores, cargas auxiliares, sistemas de almacenamiento, e incluso, generadores auxiliares basados en combustibles fósiles.
Para que el estudio de la gestión de la célula sea sustancioso, se considerarán aquellas células formadas, al menos, por un elemento de consumo y un elemento generador. Además, de otro modo el paradigma de autosuficiencia local no sería factible. Un ejemplo de esto es una vivienda con un panel fotovoltaico en su tejado. La vivienda se considera formada por aparatos de consumo eléctrico donde unos podrán ser controlables y otros no.
El ajustado dimensionamiento de los elementos dentro de una célula implica que su tamaño es del orden de magnitud de la potencia de toda la célula. Este hecho provoca que una alteración en el estado de cualquiera de los elementos tenga una fuerte influencia en el sistema y, por tanto, que el control de la célula para conseguir la total independencia energética sea una empresa altamente compleja, cuando no imposible.
En la siguiente figura se muestra un ejemplo de una vivienda cuyo consumo eléctrico no responde a ninguna restricción y únicamente atiende a las necesidades arbitrarias del usuario, y que dispone de un generador fotovoltaico.

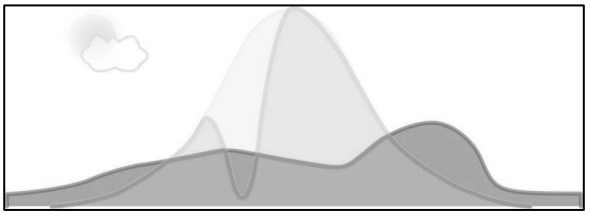


Figura 3. *Perturbación provocada por el paso de una nube. El área morada es la demanda que debe ser satisfecha mediante absorción de potencia desde la Smart Grid.*

Con un perfil de irradiancia como el del ejemplo de la figura, el control de la célula es capaz de seguir a la demanda de la instalación siempre que la potencia disponible sea suficiente. En el

momento en que la irradiancia cae a causa del paso de una nube - como ejemplo más característico, la demanda sobrepasa a la generación y el déficit debe ser cubierto absorbiendo potencia de la red externa (la Smart Grid, en este caso).
Obviamente, en una instalación como la del ejemplo, se produce la misma situación para todo consumo nocturno.
Esta situación puede mejorarse añadiendo a la célula elementos que permitan dotar al sistema de control de mayor número de grados de libertad.

GENERACIÓN CONTROLADA

Como se ha mencionado, una célula energéticamente autosuficiente debe disponer al menos de un medio de generación local además de los consumos habituales. Los convertidores asociados a fuentes renovables están programados para extraer la máxima potencia disponible en todo momento e inyectarla en la red a la que se encuentran conectados. En el caso que nos ocupa, en cambio, el convertidor debe ser capaz de limitar su producción por debajo de la potencia disponible para que el sistema se pueda controlar y la generación siga al consumo, resultando en un balance cero en el punto de conexión con la SG.
Sin tener en cuenta la restricción económica, está claro que el sobredimensionamiento es una opción que beneficia al objetivo de autosuficiencia. Este hecho puede observarse fácilmente con las figuras mostradas a continuación en las que se presentan curvas de potencia disponible en el panel fotovoltaico, la producción real generada por el inversor y un perfil fijo de consumo. Figuras similares podrían servir para describir el caso de un aerogenerador o la suma de ambos tipos de generación eléctrica.

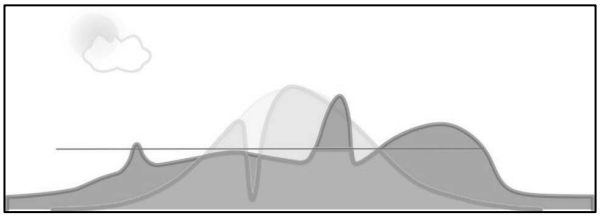


Figura 4. *Curvas de irradiancia (amarillo), de producción fotovoltaica(verde) y de consumo (morado). La línea roja indica el límite de potencia del inversor.*

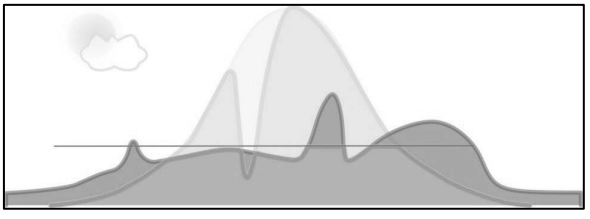


Figura 5. *Aumento de la potencia pico instalada (dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos). Se obtiene mayor producción fotovoltaica (área verde) en las horas cercanas al amanecer y al atardecer del día y durante el paso de la nube. No se absorbe el pico de consumo que aparece en las horas centrales debido a la limitación de potencia del inversor.*

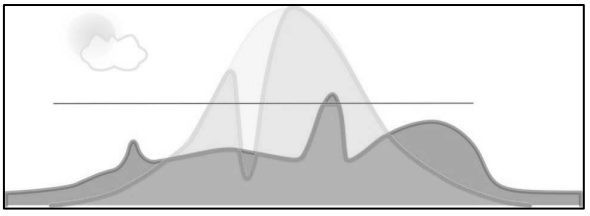


Figura 6. *Aumento de la potencia nominal de la instalación (potencia del inversor). Se genera internamente mayor parte de la potencia consumida durante el pico de consumo. Mediante un estudio completo se determinará cuál es el sobredimensionamiento óptimo que compense el aumento del coste de la instalación.*

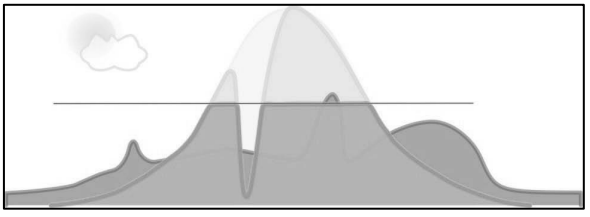


Figura 7. *Producción fotovoltaica en el caso en que se permita inyectar en la red el excedente.*

GESTIÓN EN EL LADO DE LA DEMANDA (DSM)

Un uso racional de la energía eléctrica ayuda de forma directa a su gestión. Esta percepción es ajena al usuario que desconoce el sistema eléctrico existente detrás del enchufe. Sin embargo, se vuelve mucho más patente en aquel que busca el autoconsumo, el que sabe cuándo, dónde y cómo se está produciendo la energía que consume. Una gestión automática puede facilitar esta tarea al usuario, que configurará el sistema de control para optimizar los consumos sin comprometer su confort.

Bajo este punto de vista, las cargas consumidoras de energía eléctrica dentro de una célula pueden clasificarse en cuatro categorías: cargas diferibles, cargas desconectables, cargas de lastre, y cargas no controlables.

Las cargas diferibles son aquellas cuya hora de inicio es irrelevante, al menos dentro de un periodo de tiempo. Un ejemplo puede ser el lavavajillas. Un sistema de control eficiente conectará estas cargas en los momentos en los que se prevea que la demanda de la instalación va a ser menor que la producción estimada durante todo el tiempo en que estará activa. Esta operación se conoce con el nombre de 'load shifting'.

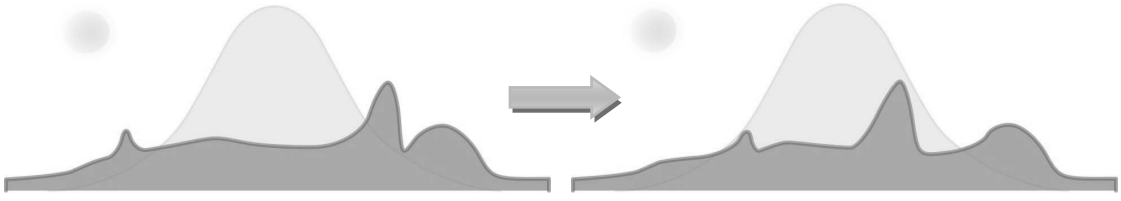


Figura 8. *Cargas diferidas hacia instantes con mayor potencial energético (fotovoltaico, en este caso).*

Las cargas desconectables pueden ser apagadas temporalmente sin perjuicio alguno para el usuario ni para la propia carga. El sistema de control puede decidir eliminar su alimentación durante el tiempo que dura una situación de déficit entre generación y consumo dentro de la célula (load shedding). El usuario deberá poder configurar al menos el nivel de prioridad de la carga y el tiempo máximo de desconexión. Un congelador o la iluminación de ciertos sectores de la vivienda pueden ser cargas desconectables en caso crítico de necesidad.

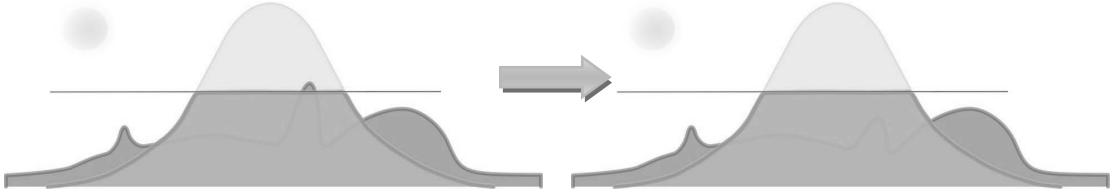


Figura 9. *Parte de las cargas son desconectadas para evitar sobrepasar la capacidad de generación.*

Las cargas de lastre son cargas desconectables con un nivel de criticidad bajo. Al usuario le interesa conectarlas siempre que haya excedente de generación antes que limitar la producción. A lo largo de un periodo de tiempo (por ejemplo, un día), es completamente irrelevante el momento o los momentos en que estas cargas de lastre se encuentran conectadas, ya que existe una amplia histéresis entre el estado de encendido por necesidad y el estado de apagado por necesidad. Un ejemplo que lo explica a la perfección es el de un depósito para agua caliente. El usuario debe disponer de agua a una temperatura por encima de cierto valor para satisfacer sus necesidades de agua caliente sanitaria. La cantidad de energía que esta carga puede absorber es función de la diferencia entre la temperatura máxima de trabajo del depósito y la temperatura mínima necesaria, y del volumen de agua. Puede ser que las condiciones energéticas de la célula durante un tiempo hayan llevado a que la temperatura del depósito se encuentre por debajo del umbral mínimo. En ese caso, la carga deja de ser una carga de lastre. Si el depósito en cuestión es una fuente auxiliar para el sistema de ACS principal, entonces la carga es completamente controlable hasta alcanzarse la temperatura máxima. En cierto modo, se trata de una forma de almacenamiento similar al bombeo de agua a un nivel superior.

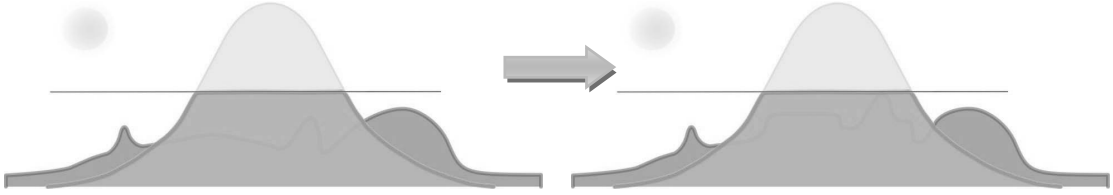


Figura 10. *Se conectan cargas de lastre cuando hay potencia disponible.*

Por último, las cargas no controlables son aquellas cuyo estado no puede quedar a la decisión de un sistema de control como el que se está describiendo. No puede apagarse la cocina o la televisión a un usuario dependiendo, por ejemplo, de las condiciones climáticas.

EL VEHÍCULO ELÉCTRICO

Un caso particular de carga es el Vehículo Eléctrico que, en función de los hábitos del usuario podría representar una carga diferible, desconectable, incluso de lastre, modulable o una combinación de las cuatro.

A las categorías descritas anteriormente, hay que añadir la categoría modulable, que ofrecen los sistemas de recarga inteligentes de vehículos eléctricos. Así, un vehículo eléctrico puede ser gestionado como una carga diferible, en los casos en que su hora de inicio puede haber sido programada para que tenga lugar en las horas valle del sistema. En aquellos casos en que el usuario lo tolere, podría comportarse como una carga desconectable, o bien puede comportarse como carga lastre si el usuario o la regulación así lo exigen.
Pero el verdadero potencial de la combinación de sistemas de SG junto con recarga de vehículos eléctricos pasa por aprovechar la posibilidad de modular instantáneamente la recarga de los mismos, por medio de un sencillo mecanismo electrónico de transferencia de una consigna de corriente máxima desde la estación de recarga al vehículo. Este mecanismo forma parte del estándar IEC 61851, y asegura la compatibilidad entre fabricantes de vehículos y estaciones de recarga. De este modo, una estación de recarga interconectada con otros elementos de una SG puede derivar los excesos de generación eléctrica de una célula a la recarga del vehículo, o reducirla en caso de que la demanda esté cerca de superar a la generación dentro de la célula.
A medio plazo, la posibilidad de integrar la batería de los vehículos como un elemento más de la célula de SG podría servir para evitar la inversión en un elemento de almacenamiento en cada célula. Este modo de funcionamiento se conoce como V2H (Vehicle to Home), en caso de que la célula estuviera circunscrita a una vivienda, o V2G (Vehicle to Grid) en caso de que la energía extraída de la batería del vehículo se devolviese a la SG.

ALMACENAMIENTO

Un sistema de almacenamiento eléctrico (baterías) constituye una enorme aportación al objetivo de autosuficiencia de la célula ya que permite paliar el desacoplamiento entre generación y consumo en el tiempo, en mayor medida cuanto mayor sea la capacidad de almacenamiento disponible. En el caso extremo de una capacidad de almacenamiento infinita, si la energía generada dentro de la célula iguala a la energía consumida, el flujo de potencia en el punto de conexión será siempre nulo, por lo que el nexo con la SG podría incluso desaparecer. El sistema sería autónomo. En la práctica, un almacenamiento económicamente más racional permitirá evitar el flujo de potencia entre la SG y la célula siempre que el estado de carga no se encuentre en uno de los dos límites, totalmente cargado o totalmente descargado.
El sistema de gestión que cuenta con almacenamiento entre sus elementos para control, será capaz de desviar en cada instante la potencia generada que no está siendo consumida, antes de que los convertidores asociados a fuentes renovables limiten su producción. La energía almacenada podrá ser utilizada posteriormente en aquellos momentos en que la célula consuma más potencia de la disponible en generación. Esta situación se acerca a nivel local al concepto de 'peak shaving'. Si la célula es capaz de interactuar con la SG para intercambiar potencia con la misma según la consigna impuesta por un controlador, en determinados momentos la presencia de un almacenamiento en la célula podría contribuir también a un 'peak shaving' global con relativa independencia de la variabilidad de los recursos renovables.

SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA DE LA CÉLULA

La célula deberá disponer de un sistema de gestión energético (EMS, de Energy Management System) que coordine a todos los elementos presentes para lograr el objetivo programado. El sistema de gestión aplicará las estrategias de actuación en cada momento en función de la situación y el estado de cada elemento, de previsiones o estimaciones y de los hábitos del usuario que se hayan parametrizado para garantizar su confort.
A lo largo de todo el artículo se ha establecido como propósito la autosuficiencia de la célula. Sin embargo, el sistema de gestión también debe ser capaz de modificar este objetivo

atendiendo a las órdenes de un controlador superior para, por ejemplo, entregar, si es posible, potencia a la SG para compensar un déficit en otro punto de la red, o incluso, en una aplicación más cortoplacista, inyectar potencia en la red a determinadas horas del día siguiendo criterios económicos, en caso de que exista una tarifa atractiva para ello.

CONCLUSIONES

Pasarán todavía muchos años hasta que podamos disponer de una red sin generación centralizada y la transición no será revolucionaria sino lenta. Esta afirmación queda avalada por el hecho de que el control de una red distribuida es extremadamente complicado y su estabilidad depende, entre otras muchas cosas, de un correcto dimensionamiento local y global. Las desviaciones sobre el óptimo de funcionamiento serán absorbidas a corto y medio plazo por la Red de Distribución pero, a medida que aumente la penetración de microrredes en el sistema eléctrico, la gestión de las mismas debe afinarse para depender en menor medida del apoyo de los generadores centralizados.

En el camino hacia la Generación Distribuida, nuestra tarea hoy día es dar los primeros pasos diseñando células autosuficientes que contribuyan a obtener Smart Grids autosuficientes para lograr finalmente una Red con el mínimo transporte necesario.

La tecnología actual ya permite crear células que minimicen el flujo de potencia en su punto de conexión, con dispositivos comercialmente disponibles hoy en el mercado.

Gestión de energía en edificios inteligentes

J.K. Gruber, M. Prodanovi , M.B. Téllez Molina, T. Gafurov.
IMDEA Energía

Resumen: Los últimos avances tecnológicos ofrecen nuevas posibilidades en el ámbito de los edificios inteligentes. El uso de sensores, actuadores y microelectrónica permite el desarrollo de estrategias de ahorro y eficiencia energética. La gestión de energía en edificios inteligentes ayuda a aplanar la curva de demanda. Un aspecto importante en la gestión de demanda es el autoconsumo que permite reducir las pérdidas por transmisión y la carga de las redes. En el marco del autoconsumo, las baterías posibilitan almacenar la energía que no es consumida, sin necesidad de inyectarla a la red eléctrica. Finalmente, el concepto de balance neto considera a la red eléctrica como un sistema de almacenamiento donde los participantes inyectan y extraen energía empleando derechos de consumo diferidos. En este trabajo se presentarán los avances tecnológicos más recientes en los temas de gestión de demanda, integración de energías renovables y almacenamiento. Se analizarán las oportunidades que resulten de los conceptos del autoconsumo y balance neto, y se aplicará una nueva estrategia de gestión integrada a un hotel inteligente.

Área temática: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids

Palabras clave: edificio inteligente, gestión de la energía, autoconsumo, balance neto, hotel inteligente

1. INTRODUCCIÓN

Los últimos avances tecnológicos en distintos campos relacionados con la supervisión y el control de consumo ofrecen nuevas posibilidades en la gestión de energía en edificios inteligentes. Los edificios inteligentes se han convertido en una pieza clave en el desarrollo de estrategias de ahorro y eficiencia energética. Una de las herramientas principales en los edificios inteligentes es la gestión de la demanda con la posibilidad de intervenir de manera activa en el balance entre consumo y generación.

En los últimos años se ha presenciado la integración de un gran número de fuentes de energía renovable en la red eléctrica. Esa integración marca la transición de la generación tradicional apoyada en unas pocas centrales eléctricas a una generación fuertemente distribuida. La generación intermitente de algunas fuentes, especialmente de las eólicas y fotovoltaicas, complica el ajuste de la oferta y la demanda. La gestión de energía facilita equilibrar el balance a nivel local y optimizar el consumo energético. Un importante papel en la gestión de la energía juega el autoconsumo, que permite reducir las pérdidas por transmisión y aumentar la eficiencia. Una herramienta de creciente importancia a la hora de dotar con flexibilidad al balance entre generación y demanda es el uso de dispositivos de almacenamiento eléctrico en los edificios inteligentes. Las baterías posibilitan almacenar la energía producida localmente y que no es consumida sin necesidad de consumirla de forma instantánea o inyectarla a la red eléctrica.

En este trabajo se repasan los avances tecnológicos más recientes en los temas de gestión de la demanda, integración de fuentes de energía renovable y almacenamiento y se explican los conceptos de autoconsumo y balance neto. Además se presenta una nueva estrategia de gestión integrada de energía y su aplicación a un hotel inteligente.

2. AVANCES TECNOLÓGICOS EN LA GESTIÓN DE ENERGÍA

La gestión de la energía comprende los distintos niveles desde los operadores de redes hasta el usuario final y tiene como objetivos principales equilibrar el balance entre oferta y demanda y optimizar la eficiencia energética. Los últimos avances tecnológicos permiten una gestión de energía más sofisticada aprovechando la generación distribuida y el almacenamiento local.

Los contadores inteligentes de última generación usan tecnologías de comunicación bidireccional que permiten el intercambio de información y energía entre el usuario final y el proveedor (RAHMAN, M.M. y MTO, A.; 2011). La comunicación se realiza usando diferentes estándares, entre ellos PLC (power line communication), LAN (local area network) y GSM (global system for mobile communications). Los datos de consumo transmitidos al proveedor se usan para la facturación automática, control y diagnóstico de la red y otros fines como seguimiento, estadísticas, etc. Basado en la comunicación bidireccional, el proveedor puede ofrecer tarifas variables que están relacionados con la carga de la red. Los contadores inteligentes actúan como nexo directo entre el proveedor y los electrodomésticos del consumidor final permitiendo la gestión de la demanda de forma remota. Teniendo en cuenta la carga actual de la red, el despacho de energía (BROOKS, A. et al., 2010) incluye el cambio de horario de uso de ciertos dispositivos (p.ej. lavadora) y la modificación del nivel de potencia de algunos sistemas (p.ej. calefacción). De esta manera se consigue un aplanamiento de la curva de demanda agregada, o sea, un aumento de consumo en horas valle y una reducción en horas pico.

En los últimos años se instaló un gran número de fuentes de energía renovable con el objetivo de reducir las emisiones de CO2 y la dependencia de combustibles fósiles. Un papel importante en la integración de fuentes intermitentes es que juega la tecnología de la información y la comunicación (TIC), que permite una supervisión en tiempo real. Otro factor importante para la integración de fuentes renovables es el uso de modelos matemáticos para predecir la generación intermitente (ZHENG, Z.W. et al., 2011). Con las predicciones se pueden compensar las fluctuaciones de la generación intermitente usando fuentes de energía no intermitentes (típicamente centrales térmicas). En los últimos años se han desarrollado y mejorado diferentes modelos de predicción integrando previsiones de tiempo, datos históricos y medidas medioambientales con el fin de ajustar de forma óptima la generación de las centrales térmicas.

Probablemente, el elemento más importante con vista a una mayor flexibilidad de generación son los sistemas de almacenamiento (ZITO, R., 2010). Estos sistemas amortiguan las variaciones en la generación de las fuentes intermitentes y, en el caso de almacenamiento descentralizado, reducen las pérdidas por transmisión y aumentan la eficiencia energética. A día de hoy, se usan principalmente centrales hidroeléctricas reversibles para almacenar grandes cantidades de energía. En contraste, las baterías (almacenamiento electroquímico) son la elección principal para aplicaciones domésticas o móviles. Los precios altos y las reducidas capacidades todavía evitan un uso más amplio de esta tecnología que forma parte integral de la mayoría de conceptos de gestión activa de demanda a nivel local.

3. AUTOCONSUMO Y BALANCE NETO

El autoconsumo y el balance neto dotan al consumidor de mayor flexibilidad en el momento de producir su propia energía. La combinación de los dos conceptos aumenta considerablemente la importancia del consumidor final en la gestión y el suministro energético.

El interés por el concepto de autoconsumo ha aumentado en los últimos años por los desarrollos tecnológicos y cambios socio-económicos. Aunque la idea de producir y consumir energía en el mismo lugar no es nueva, el concepto de autoconsumo recibía poca atención hasta la transición

gradual de un sistema de producción centralizado a la generación distribuida. A día de hoy, el autoconsumo juega un papel importante en el cambio de generación causado por la integración masiva de nuevas fuentes de energía. Uno de los aspectos más interesantes del autoconsumo es la posibilidad de disminuir las pérdidas por transmisión a niveles muy bajos. De la reducida carga de las redes eléctricas se obtienen ahorros económicos por menores inversiones en infraestructura, incluyendo la ampliación, mantenimiento y operación de redes. Un punto importante para el consumidor consiste en la posibilidad de ahorrar en la factura de la luz por la compra reducida de energía eléctrica y el posible cambio en la potencia contratada. Además, el consumidor puede conseguir una mayor independencia del proveedor hasta tal punto que no requiere una conexión a la red eléctrica y le permite reducir su impacto medioambiental personal (huella de carbono).

El balance neto es un concepto basado en la compensación de saldos de energía eléctrica mediante el intercambio con la red eléctrica. Los consumidores utilizan la energía generada localmente e inyectan los excedentes de producción a la red, lo que genera derechos de consumo diferido. De este modo se elimina la necesidad de un sistema de acumulación local para balancear generación y demanda. Por razones obvias, el autoconsumo sólo tiene sentido cuando es más rentable consumir la energía generada localmente que verter la producción a la red. El punto de inflexión entre ambas opciones se conoce como paridad de red (ver la Fig. 1). Por tanto, la paridad de red puede definirse como el punto de indiferencia entre la compra de energía eléctrica y la producción individual, de manera que el coste de oportunidad del consumidor es nulo. Si el coste de electricidad de la red es menor que el coste de generación propia, el consumidor tiene poco interés en esta última ya que la compra de energía sale más rentable. En el caso contrario, el consumidor prefiere generar su propia energía impulsando de esta manera el autoconsumo. El continuo abaratamiento de las instalaciones de energía renovable, junto al crecimiento constante del precio de la electricidad hace prever la llegada de la paridad de red en un corto plazo y, con ello, una nueva oportunidad para el sector, al ser rentable la energía renovable por sí misma sin necesidad de ningún tipo de subvención.

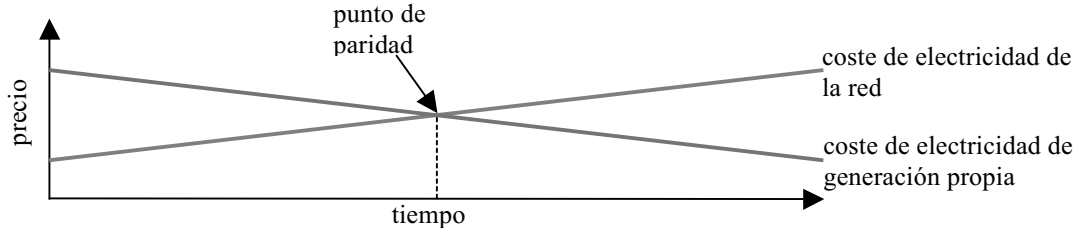


Figura 1. *Esquema del punto de paridad de red (PÉREZ, D., 2011).*

4. GESTIÓN INTEGRADA DE EDIFICIOS INTELIGENTES

Los avances tecnológicos de los últimos años permiten estrategias de gestión de energía cada vez más sofisticadas. La gestión activa de edificios inteligentes permite aplanar la curva de demanda y aumentar el ahorro y la eficiencia energética.

4.1 GESTIÓN DE DEMANDA

La gestión integrada desarrollada en IMDEA Energía permite el modelado de diferentes edificios inteligentes (p.ej. edificio de despachos, hotel, etc.) usando zonas de ciertas características. En cada zona se conectan los perfiles de ocupación, de temperatura, de cargas

eléctricas y de agua caliente sanitaria. Cada tipo de demanda de energía está relacionado con el perfil de ocupación en la zona correspondiente.

El enfoque proactivo propuesto (TÉLLEZ MOLINA, M.B. et al., 2011) para el sistema de control hace necesario el uso de un esquema de optimización, en este caso diario, en lugar de los tradicionales árboles de decisión, ya que las acciones presentes y futuras están interrelacionadas. Este problema suele ajustarse a un esquema de programación lineal mixta (*mixed integer linear programming*), tras realizar una serie de aproximaciones que simplifican el problema manteniendo su carácter lineal. Podrían realizarse esquemas semejantes para los subsistemas térmicos y de refrigeración si se considera necesario incluirlos en la gestión del edificio.

En el momento de optimizar la demanda, se han considerado tres tipos de cargas: cargas con control temporal, cargas con control de potencia y cargas no controladas. Las cargas con control temporal se refieren a aquellas cuya cantidad de energía y duración son inalterables pero que pueden ser ubicadas libremente en un periodo predefinido. Las cargas con control de potencia pueden modificar la energía total consumida a lo largo del día dentro de unos límites establecidos. Aunque se establece un perfil óptimo aconsejable cuando la generación in-situ es suficiente o el precio de la electricidad es muy barato, este nivel se puede modificar en momentos de carestía o exceso de energía disponible. Finalmente, las cargas no controladas son aquellas que no se pretenden modificar. La optimización de la demanda está basada en la minimización de una función objetiva que considera los costes asociados a la operación del sistema. El algoritmo de optimización está sujeto a una serie de restricciones, incluyendo los límites máximos y mínimos de los sistemas de almacenamiento, de la conexión a la red y de los generadores controlables. Considerando las restricciones y los balances de energía, la rutina de optimización resuelve el problema:

$$*=\text{argmin} \in \quad (\ (\ ))$$

donde $*$ es la secuencia óptima de control de cargas y $(\ (\ ))$ es el coste asociado a una determinada secuencia de control.

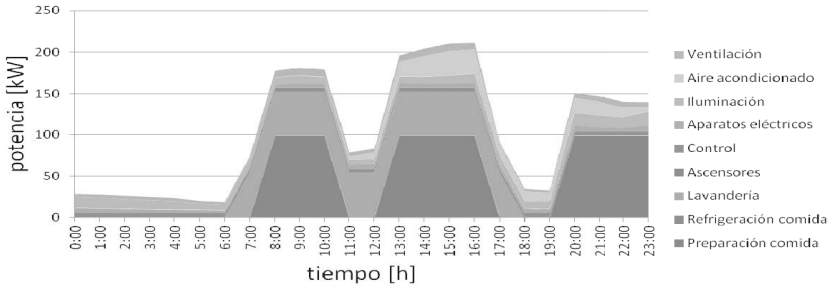


Figura 2. *Demanda eléctrica considerada en la evaluación de la metodología del control propuesto.*

4.2 CASO DE ESTUDIO

El control proactivo propuesto se ha evaluado en simulación con diferentes configuraciones de un hotel inteligente. Partiendo del escenario "base" se han añadido paneles fotovoltaicos (FV), baterías (Bat), control de potencia (CP) y control temporal (CT). Nótese que existen diferentes algoritmos de optimización para determinar el mix energético óptimo (GAFUROV, T. et al., 2011). El estudio se ha realizado para un día de verano (17 de julio) considerando un consumo diario de 2.49 MWh y un pico de potencia de 210 kW (ver la Fig. 2). Se eligió una configuración de paneles fotovoltaicos de 200 kWp con idea de disponer de excedentes en las horas centrales del día y un almacenamiento que supone el 15 % de la demanda diaria. Como

carga con control temporal se considera la lavandería, cuyo perfil de consumo ocupa 6 horas ubicables entre las 2 de la mañana y las 8 de la tarde. Por defecto, las labores de lavandería comienzan a las 13:00 y terminan a las 19:00. La carga controlable en potencia es la iluminación que debe cumplir unos límites inferiores y superiores.

Tabla I. *Valores de interés para las diferentes configuraciones del hotel analizado.*

Escenario	*Ahorro [%]*	*Dependencia [%]*	*Energía limpia [%]*
Base	0	100	0
Base + FV	53.4	42.1	37.0
Base + FV + Bat.	58.5	42.0	40.1
Base + FV + CP	58.1	36.5	38.2
Base + FV + CT	71.1	42.1	43.8
Base + FV + CP + CT	75.8	36.5	41.7
Base + FV + CP + CT + Bat.	80.9	36.4	45.4

Durante la evaluación del control proactivo se han analizado el posible ahorro, la dependencia de la red y la cuota de energía limpia para los diferentes escenarios. El ahorro es la diferencia entre el coste de operación del escenario "base" y el coste asociado a uno de los escenarios considerados. La dependencia de la red hace referencia al porcentaje de energía de red empleada para cubrir el consumo, o sea, un edificio 100% autosostenible tendría un valor de dependencia nulo. La cuota de energía limpia representa el porcentaje de energía procedente de fuentes de energía renovable sobre el total de energía consumida. En los resultados obtenidos para los diferentes escenarios (ver la Tab. I) puede observarse que la incorporación de una fuente de energía limpia conlleva importantes ahorros económicos, hecho acentuado por el atractivo precio de mercado actual de dicha tecnología. Por otra parte, la planificación optimizada de los recursos instalados incorpora nuevos beneficios que varían de acuerdo a las tecnologías complementarias consideradas. La planificación temporal del servicio de lavandería, el cual tiene asociado un elevado consumo, supone un ahorro económico significativo al adecuarse a los momentos del día donde la compra de electricidad resulta más barata. Por otro lado, la modificación del nivel de iluminación dentro de los rangos de confort tolerables permite reducir la dependencia de la red eléctrica, objetivo presente en las nuevas directivas referentes a la promoción del autoconsumo y el balance neto. Finalmente, el uso de baterías también ayuda a aplanar la curva de demanda y a adecuar generación y consumo.

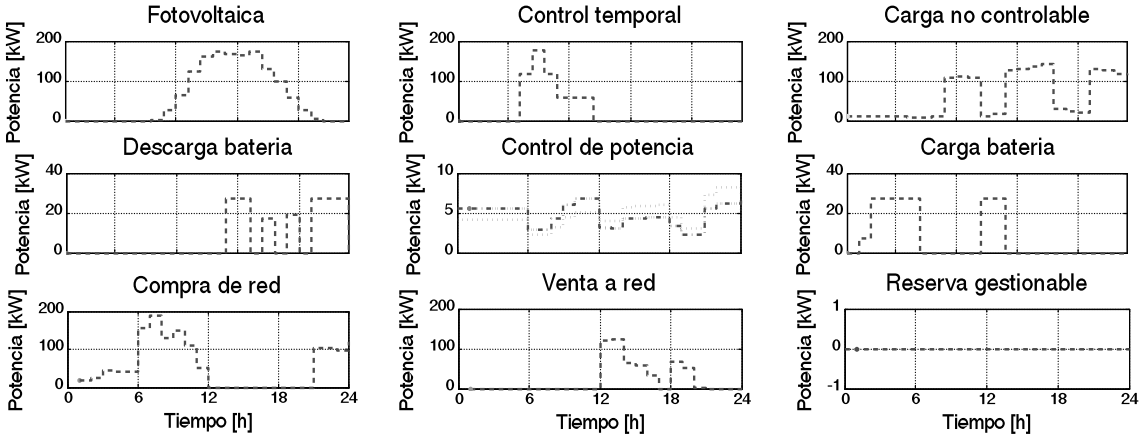


Figura 3. *Estado de las cargas después de la primera optimización realizada en t=0 h.*

La Fig. 3 muestra los resultados de la optimización realizada en t = 0 h del día considerado. Como resultado de esta primera optimización las labores de lavandería se han adelantado para aprovechar las ventajas de la tarifa con discriminación horaria que asigna precios más bajos durante las horas de madrugada y primeras horas de la mañana. Por su parte, la iluminación se mantiene en su valor óptimo durante estas mismas horas ya que la demanda global existente es baja y no se requieren esfuerzos de ajuste. De igual modo las baterías se cargan durante las horas de precios bajos y al medio día, donde se espera una importante aportación de la generación fotovoltaica. La optimización de las cargas se repite cada hora con información actualizada sobre ocupación y factores medioambientales considerando en cada ciclo el periodo desde el momento de optimización hasta la medianoche. Dependiendo de la información actualizada la planificación de las cargas puede cambiar a lo largo de un día.

5. CONCLUSIONES

Los avances tecnológicos en el sector de los edificios inteligentes permiten el desarrollo de estrategias de gestión de la demanda cada vez más sofisticadas. Estos enfoques de control de la demanda en combinación con las fuentes de energías renovables y los sistemas de almacenamiento ayudan a aumentar la eficiencia energética y a reducir las pérdidas. Los conceptos de autoconsumo y balance neto permiten un cambio gradual de un sistema centralizado a uno de generación distribuida. Aparte de ello, los conceptos mencionados permiten reducir las inversiones necesarias en infraestructura generando ahorros económicos.

Con la idea de evaluar las posibilidades derivadas de los avances tecnológicos de los últimos años se ha aplicado una nueva estrategia de gestión integrada de edificios inteligentes a un hotel. La gestión de la demanda considera fuentes de energía renovable, sistemas de almacenamiento, control de potencia y control temporal, con el objetivo de reducir las compras de electricidad y maximizar el uso de energía limpia. Los resultados obtenidos han mostrado que la gestión de demanda en combinación con una configuración adecuada del mix energético es una herramienta capaz de generar importantes ahorros, reducir la dependencia de la red eléctrica y disminuir el uso de combustibles fósiles.

6. REFERENCIAS

BROOKS, A. y LU, E.; REICHER, D. y SPIRAKIS, C. y WEIHL, B. (2010): “Demand Dispatch”, IEEE Power & Energy Magazine, vol. 8(3), pp. 20-29.

GAFUROV, T. y TÉLLEZ, M.B. y PRODANOVIC, M. (2011): “An integrated approach to optimization of energy supply mix in smart buildings”, 2nd ISGT Europe, Manchester.

PÉREZ, D. (2011): “Consideraciones y análisis del grid parity y net metering en España”.

RAHMAN, M.M. y MTO, A. (2011): “Technologies Required for Efficient Operation of a Smart Meter Network”, 6th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications. Pekín, China.

TÉLLEZ MOLINA, M.B. y GAFUROV, T. y PRODANOVIC, M. (2011): “Proactive Control for Energy Systems in Smart Buildings”, 2nd ISGT Europe, Manchester.

ZHENG, Z.W. y CHEN, Y.Y. y HUO, M.M. y ZHAO, B. (2011): “An Overview: the Development of Prediction Technology of Wind and Photovoltaic Power Generation”, Energy Procedia, vol. 12, pp. 601-608.

ZITO, R. (2010): “Energy Storage: A New Approach”, John Wiley & Sons / Scrivener Publishing LLC, Hoboken (Nueva Jersey) / Salem (Massachusetts).

*MI*crogeneración/*MI*nigenaración *RE*novable *D*istribuida y su *CON*trol.

T. Arguaza[1], A. Arguaza[1], L. Hernández[2], L. Cano[2], M. Lafoz[2], M. Latorre[2] y L.M. Arribas[2]

[1]ZIV, Parque Tecnológico, 210, 48170 Zamudio (Bizkaia)
[2]CIEMAT, Avda. Complutense 40, 28040 Madrid

Resumen: En las últimas décadas, se han ido incorporando elementos de generación renovable, en localizaciones más próximas a los consumos, tomando el nombre de *Distributed Generation (DG)*, rompiendo el modelo centralizado actual y de flujo unidireccional de energía. Unido a la *DG*, y debido a sus peculiares características, se considera indispensable el uso de diferentes tecnologías de almacenamiento, unas veces para cubrir el desajuste entre generación y demanda, y otras para ciertas labores necesarias en la operación de la red. Reglamentado por los diferentes Gobiernos, se les ha planteado a las *utilities* el reto de incorporar nuevos dispositivos inteligentes en lugares que hasta el momento no existían. Así, aparecerán en los puntos finales de consumo los *Smart Meters (SM's)* para la toma de medida y en los intermedios, (CT's, subestaciones, etc.), los concentradores de datos provenientes de los *SM's* a través de *Data Concentrators (DC's)*. Estos elementos son una parte de la "inteligencia" que dispondrán las *Smart Grids (SG's)*.

En entornos del tipo Polígonos Industriales, Centros de la Administración, Centros Comerciales, etc. (todos pueden ser considerados *microgrids*), se hace necesario el control y gestión por parte de los *agregadores*, para tratar de coordinar las fuentes de generación, almacenamiento, ciertos consumos controlables y herramientas de predicción y planificación, con el objetivo de comportarse de la manera más eficiente y sostenible. Por tanto, y de manera similar a lo desarrollado en los últimos años en el sistema eléctrico, los entornos anteriormente citados se enfrentan al reto de dotar de "inteligencia" avanzada al nuevo hardware, para posibilitar la interacción de todos los elementos (*DG*, almacenamiento, consumidores y *agregadores*), basado todo en los siguientes pilares:

- Sistemas y dispositivos electrónicos inteligentes que faciliten la operación segura de la microgrid.
- Sistemas y dispositivos electrónicos inteligentes que optimicen el rendimiento económico de la la microgrid.
- Protocolos de comunicación estándares y abiertos que faciliten la interoperabilidad entre los distintos dispositivos electrónicos (de múltiples fabricantes) encargados de la gestión de la microgrid y los sistemas de información disponibles tanto en el operador del sistema como en el "usuario/explotador" de la infraestructura

El objeto de esta publicación es, por una parte, presentar las ventajas de los *agregadores* para realizar una gestión integral de todos los activos de la red, y por otra, describir brevemente las soluciones técnicas disponibles que facilitan la operación óptima de la red, teniendo en cuenta criterios económicos y de seguridad eléctrica.

Área temática: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids (generación distribuida, almacenamiento, smart metering, gestión activa de la demanda, vehículo eléctrico, smart buildings, etc.)

Palabras clave: Distributed Generation, Power Line Communications, Smart Meter.

1. INTRODUCCIÓN

En el año 1888, Nicola Tesla marcó las bases del actual sistema de energía eléctrica en su publicación "*A New System of Alternate Current Motors and Transformers*", posibilitando el transporte de la energía eléctrica a grandes distancias mediante una única infraestructura para suministrar la energía. Desde entonces, el principal cambio producido ha sido la complejidad del sistema en sí mismo, debido principalmente a la gran necesidad de nuevas líneas de transporte para distintas clases de aplicaciones (cargas mecánicas, iluminación, grandes industrias, etc.) que dieron lugar a la creación de distintos niveles de tensión.

Respecto a la capa física del actual sistema de energía eléctrica, se diferencian tres tramos: el de generación con grandes plantas de producción eléctrica, el de transporte para llevar la energía a través de grandes distancias y el de distribución para hacerla llegar a los consumos. Entre los distintos tramos, se intercalan subestaciones y centros de transformación para adecuar las tensiones a determinados niveles. En paralelo con esto, está el despacho que se caracteriza por ser poco flexible y por la toma de decisiones centralizada de casi todos los procesos que intervienen en dicho sistema. Una característica fundamental de este sistema es que el flujo de energía es unidireccional, de generación a transporte, luego a distribución y por último a consumo.

En las últimas décadas, se han ido incorporando elementos de generación renovable en localizaciones más próximas a los consumos, tomando el nombre de *Distributed Generation (DG),* rompiendo con el modelo centralizado actual y de flujo unidireccional de energía. Unido a la *DG*, y debido a sus peculiares características, se considera indispensable el uso de diferentes tecnologías de almacenamiento, unas veces para garantizar la estabilidad de la red (calidad de suministro, balance entre generacón y demanda, huecos y puntas de potencia, etc.) y mejorar la gestión energética en la misma (relacionada con el coste horario de la potencia). Reglamentado por los diferentes Gobiernos, se ha planteado a las compañías eléctricas (*utilities*) el reto de incorporar nuevos dispositivos inteligentes en lugares que hasta el momento no existían. Así, aparecerán en los puntos finales de consumo los *Smart Meters (SM's)* para la toma de medida y en los intermedios, (CT's, subestaciones, etc.), los concentradores de datos provenientes de los *SMs* a través de *Data Concentrators (DC's)*. Estos elementos son una parte de la "inteligencia" que dispondrán las *Smart Grids (SG's)*.

En entornos del tipo Polígonos Industriales, Centros de la Administración, Centros Comerciales, etc. (todos pueden ser considerados *microgrids*, en España aunque posibles, limitadas por aspectos legales como muestran FERNÁNDEZ et al. [4]), se hace necesario el control y gestión por parte de los *agregadores* para tratar de coordinar las fuentes de generación, almacenamiento, herramientas de predicción y planificación, con el objetivo de comportarse de la manera más eficiente y sostenible. Por tanto, y de manera similar a lo desarrollado en los últimos años en el sistema eléctrico, los entornos anteriormente citados se enfrentan al reto de dotar de "inteligencia" avanzada al nuevo hardware, para posibilitar la interacción de todos los elementos (*DG*, almacenamiento, consumidores y *agregadores*), basado todo en los siguientes pilares:

- Sistemas y dispositivos electrónicos inteligentes que faciliten la operación segura de la microgrid.
- Sistemas y dispositivos electrónicos inteligentes que optimicen el rendimiento económico de la la microgrid.
- Protocolos de comunicación estándares y abiertos que faciliten la interoperabilidad entre los distintos dispositivos electrónicos (de múltiples fabricantes) encargados de la gestión de la microgrid y los sistemas de información disponibles tanto en el operador del sistema como en el "usuario/explotador" de la infraestructura

Los entornos con *DG* y controlados cobran cada día mayor protagonismo y son de especial interés en el mundo de la investigación. AMJADI, N. et al. [1] destacan como clave disponer de herramientas para hacer *Short-Term Load Forecast* (*STLF*) y así poder gestionar las fuentes renovables y recursos convencionales. HERNÁNDEZ, L. et al. [5] muestran la relación de las variables climáticas con respecto a la demanda eléctrica, para su posterior empleo en *STLF*, posibilitando aplicaciones de futuro. LAAKSONEN, H.J. [6] se centra en las protecciones en baja tensión de las *microgrids*, presentando sus resultados tras un análisis de una *microgrid* en un entorno de simulación. LASSETER, R.H. [7] considera que el uso de *microgrids* simplificará las principales funciones de las *SG*, incluyendo la fiabilidad, auto-reparación y control de carga. VACCARO, Al. et al. [11] presentan una arquitectura orientada a servicios como una manera de modelar, verificar y controlar *microgrids*, con nodos computacionales en una *LAN* (*Local Area Network*). TSIKALAKIS, A.G. y HATZIARGYRIOU, D. [10] describen la operación de un controlador central en una *microgrid*, cuyo objetivo principal es la optimización de la producción de la *DG* e intercambios de energía con las redes de distribución. MOREIRA, C.L. et al. [9] proponen una secuencia de acciones y condiciones a chequear durante la restauración de la conexión de una *microgrid*, las cuales han sido testeadas previamente mediante simulación. LIANG, H. et al. [8] presentan una teoría de consenso basada en un esquema de coordinación Multiagente para descubrir información en *microgrids* por medio de nodos de comunicación Wireless. CHEN, C. et al. [2] presentan una metodología para la asignación óptima y análisis económico de *Energy Storage System* (*ESS*) mediante un entorno de simulación. CHEN, S.X. et al. [3] presentan un nuevo método basado en un análisis coste-beneficio para la optimización del tamaño de un sistema de almacenamiento de energía en una *microgrid*.

2. OBJETIVO

Una vez detectado el interés por la *DG*, controles, comunicaciones, etc. en los entornos de futuro, se presenta el proyecto *MIRED-CON*, que consistirá en la instalación de una infraestructura de medida y control avanzados sobre una red que pretende ser autogestionada energéticamente, convirtiendo a esta nueva red en una referencia de lo que pueden ser las redes de distribución del futuro.

El objetivo del proyecto es poder gestionar los elementos activos de la red para conseguir un determinado funcionamiento o situación que interese a la propia red o a la *utility* que suministra potencia a la misma. Para ello se podrán establecer distintos criterios de operación:

- Mínimo consumo de la red (para aumentar el nivel de autonomía).
- Mínimo nivel de carga en las líneas de transmisión de la red.
- Mínimo nivel de carga en un determinado punto de la red.

- Estado de mínimas pérdidas.
- Maximización del beneficio económico.
- Criterio específico a petición de la *utility* desde su control central.

Un aspecto clave en el desarrollo de estos sistemas es el de las telecomunicaciones, dado que los distintos equipos que dotarán de inteligencia a la red desplegados por toda la instalación deberán intercambiar información en tiempo real para realizar sus tareas de operación.

La comunicaciones *PLC (powerline communications)* parecen la solución más sensata y menos costosa, ya que la infraestructura eléctrica estará desplegada y no parece necesario el sobrecargar el espectro radioeléctrico. Además, y adicionalmente a la medida, surge la oportunidad de emplear *PRIME* como tecnología de control de los diferentes elementos distribuidos en un espacio controlado en baja tensión (generación y almacenamiento).

Las ventajas de disponer de una infraestructura avanzada de medida y control de generación, almacenamiento y gestión de la demanda de cara a la propia red serán:

- Control y estado de los tramos de línea existentes, teniéndolos en cuenta en la operación del sistema y con su consiguiente beneficio de seguridad.
- Optimización de la generación y consumo en el tramo local de la red de distribución, de forma que se pueda presentar un balance de energía casi neutro hacia la red de transporte, y de esta forma optimizar la capacidad del sistema y mejorar la eficacia en el uso de las fuentes renovables y de generación distribuida.
- Minimización de las pérdidas locales.
- Posibilitar la penetración de las renovables y de manera distribuida.
- *PLC+PRIME* como solución "*last mile*" para medida y supervisión y control en baja tensión.

y en cuanto a las *utilities*:

- *PLC+PRIME* como solución al control a través de media tensión, desde su centralización hacia sus elementos distribuidos de generación y almacenamiento.
- La inteligencia y control de la generación, almacenamiento y demanda, repercutirán en un suministro de la energía de manera más eficiente y controlado por parte de la *utility*.
- Eliminación de las pérdidas por transporte de energía innecesarias.

3. ENTORNO DEMOSTRADOR. INSTALACIONES DE CIEMAT EN CEDER-CIEMAT

La comunicación y control de la *DG* se hace cada vez más necesaria, así como la interoperatividad con los dispositivos de almacenamiento. Por otro lado, la medida de consumos a través de los *SMs*, se presentan como imprescindibles para la operación de entornos como los presentados en la sección 1, sin olvidar que dicha operación se debe realizar de manera segura. La validación y demostración del proyecto *MIRED-CON* se realizará en las instalaciones de CEDER-CIEMAT, que se presenta como un *livin lab* completo. El centro dispone de su propia red de MT y BT, interconectada por varios CT's, en la Figura 1 se pueden apreciar los elementos transformadores, así como las distancias entre ellos en MT. La totalidad de los CT's

están interconectados por medio de fibra óptica, y está a su vez conectada con el *Centro de Proceso de Datos* (*CPD*) de CEDER-CIEMAT, conectada con electrónica de red de capa 2 y 3, lo que posibilita la realización de ensayos de validación de la comunicación *PLC* con respecto a otras tecnologías como *Ethernet*, pasando de pequeñas distancias en laboratorios a un escenario real como el que aquí nos encontramos. Las conexiones entre CT's permite operar con una configuración en anillo o ramificada.
En la actualidad, el centro se encuentra conectado a compañía suministradora por medio de una potencia contratada de 135 kW. Se dispone de unos dieciséis edificios alimentados en BT, donde se realiza la vida normal del centro, los cuales pueden ser considerados como cargas reales para diferentes proyectos de investigación. Además, lo anterior se complementa con los siguientes tipos de cargas:

- Cargas electrónicas: 3x2,8 kW/unidad, configurables como monofásicas y/o trifásicas.
- Cargas resistivas: 36 kW de cargas resistivas con armario de relés.
- Calderas eléctricas: dos calderas eléctricas para calentar agua caliente de 90 kW/unidad, con 15 pasos de regulación.

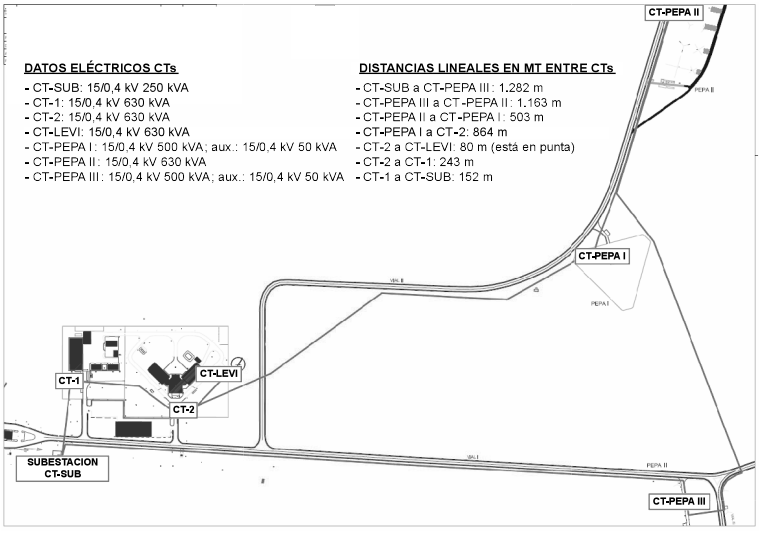


Figura 1. *Esquema de CEDER-CIEMAT, representando los CT's disponibles y sus características, así como las distancias entre ellos en MT.*

En cuanto a *DG* en el centro, se tendrá:

- Mini-eólica: distribuidos por las plantas PEPA I, PEPA II y PEPA III, se disponen aerogeneradores de pequeña potencia, en concreto: uno de 50 kW; uno de 10 kW; uno de 1500 W conectado por medio de baterías de 24 Vdc; y un último en fase de puesta a punto de 250 kW.
- Fotovoltaica: distribuidas en marquesinas, tejado y en suelo por el centro, se dispone de mini-plantas fotovoltaicas, en concreto: 12 kW formados por 80 paneles de 150 W y un inversor trifásico de 10 kW; 8,28 kW formados por 36 paneles de 230 W y un inversor trifásico de 10 kW; 5 kW formados por 24 paneles de 210 W y un inversor monofásico de 5 kW; 9 kW formados por 66 paneles de 140 W y dos inversores monofásicos de 5 kW.

- Micro-central hidráulica: en la actualidad se está completando una instalación hidráulica de 68 m de salto bruto, 50 m de salto neto y caudal de entrada al rodete de una turbina Pelton de 75 l/s.

En cuanto al almacenamiento en el centro se tendrá:

- Baterías de Pb-Ácido: distribuidas por el centro, se dispone de diferentes bancadas de baterías de Pb-Ácido, en concreto: dos bancada de 240 Vdc de 120 elementos de 2 V y conectada mediante un convertidor bidireccional AC-DC a la espera de su instalación, ubicadas en diferentes emplazamientos; bancada de 48 Vdc de 24 elementos de 2 V conectada mediante inversor/cargador de 8 kW.
- Batería de Ion-Litio: bancada de 60 kW por medio de dos racks de 31,36 kW, con tensión nominal de rack de 627,2 Vdc, capacidad nominal de rack de 50 Ah y conectados a un inversor trifásico de 33 kW.
- Almacenamiento hidráulico: en los momentos de no turbinado y a petición del control central, se podrá bombear agua de la balsa inferior a la superior, para emplear el recurso hídrico como almacenamiento, mediante dos grupos de bombeo existentes.
- Almacenamiento rápido con volante de inercia (*flywheel*): CIEMAT instalará un prototipo de 25 kW y una autonomía a potencia plena de 6 minutos (9MJ), la Figura 2 muestra una imagen del prototipo que se instalará y que actualmente está en proceso de pruebas de funcionamiento continuo en laboratorio. Está compuesto por un volante metálico de acero de alta resistencia y una máquina eléctrica de reluctancia conmutada que puede funcionar como motor o como generador para absorber y aportar potencia a la red respectivamente. La velocidad máxima del volante de inercia es de 13000 rpm y la parte móvil se encuentra alojada en un entorno de presión reducida (10 mbar) para reducir las pérdidas de rozamiento aerodinámico. Asimismo, se realiza una levitación magnética del volante mediante imanes permanentes para aliviar la carga axial de los rodamientos. El objeto del *flywheel*, es tener una respuesta rápida ante oscilaciones de frecuencia que pudiera haber en la *SG*, principalmente en los instantes de desconexión de la red principal, además, este sistema se encargará de absorber los escalones de carga si se produjeran y el alisado de la potencia generada procedente de los generadores eólicos, reduciendo los efectos de fenómenos oscilatorios como el *flicker*.

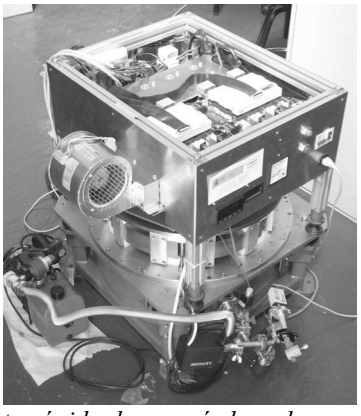


Figura 2. *Sistema de almacenamiento rápido de energía basado en volante de inercia. Incluye el volante, la máquina eléctrica, el convertidor electrónico que alimenta la máquina y el sistema de control, con una salida en continua (bornas más y menos) y un conector de control para enlace con el resto de la red.*

4. ELEMENTOS HARDWARE, INTELIGENCIA DISTRIBUIDA Y SUS FUNCIONES

CEDER-CIEMAT, tal y como hemos comentado antes, que podría representar el papel del *agregador*, persigue los siguientes objetivos:

- Aplanamiento de la curva de demanda local de energía eléctrica mediante gestión de inteligente de las cargas en función de la disponibilidad de generación y almacenamiento, acercándose en la medida de lo posible a un balance neto cero.
- Optimización del consumo energético total por mejora de la eficiencia en las cargas y en la red de distribución.
- Optimización de la integración de energía renovable distribuida en sus diferentes formas, permitiendo un aumento de su participación en el total de energía consumida.
- Posibilitar el funcionamiento de las *microgrids* o redes de la forma más autónoma posible, incluso si operan en modo isla.
- Todo ello permitiendo un funcionamiento del suministro hacia las cargas con el máximo grado de seguridad y disponibilidad.

Para ello es preciso adaptar la infraestructura de distribución de energía eléctrica existente en la actualidad, dotándola primero de información (sobre el estado de la red en tiempo real) e inteligencia (para poder actuar en base a la información disponible para conseguir los objetivos anteriormente mencionados. Analizando la red de distribución de BT y MT que nos ocupa, y en base a los objetivos que persigue el *agregador*, se desplegarán en CEDER-CIEMAT tanto equipamiento como sistemas de información.

El equipamiento necesario para desempeñar estas funciones se puede agrupar en dos grandes categorías:

- Soporte a la operación del sistema. Bajo este grupo se encuentra la sensórica y las comunicaciones como elementos imprescindibles para el correcto funcionamiento del sistema.
    - Sensórica: esta categoría comprende los elementos necesarios para la captación de magnitudes eléctricas (U, I) en las fases y neutro de BT y MT, así como los acopladores de señal *PLC* en los distintos niveles de tensión.
    - Comunicaciones: el sistema precisa para su desempeño de,

      una infraestructura de comunicaciones que pueda ser desplegada fácilmente por los usuarios. En este punto, aunque el CEDER-CIEMAT dispone de fibra óptica desplegada por todo la finca, se pretende comparar el funcionamiento del *PLC* dadas las ventajas en cuanto a coste de inversión que ésta última aporta.

      y del uso de protocolos de comunicaciones abiertos que faciliten la interoperabilidad entre distintos
- Operación propiamente dicha: En esta categoría incluiremos *Intelligent Electronic Devices* (*IED's*) de media tensión y *IED's* de baja tensión.
    - *IED's* de Media Tensión: son los elementos empleados para la automatización de centros de transformación, y supervisión y protección de las líneas de MT. En este caso, como el flujo de energía no sigue un patrón unidireccional

(generación hasta consumo), sino que debido a la presencia de generadores dispersos, puede tener distintos patrones, los sistemas de protección deberán interactuar entre sí para tener en cuenta el estado de las líneas de MT en otros CT's, y así tomar decisiones de seccionalización o reconexión de la línea, así como de detección y aislamiento automático de faltas. En este punto, y aunque no sea objeto del presente proyecto, merece la pena resaltar también la posible interactuación de los *IED's* de MT del agregador con los *IED's* de MT del operador del sistema para asegurar el correcto y seguro funcionamiento del sistema.

- *IED's* de Baja Tensión: dado que en el sistema considerado todas las cargas, almacenamiento y generación están conectadas en baja tensión, es preciso realizar una supervisión estricta de las líneas, así como la gestión de cargas, generación y almacenamiento, para mantener el equilibrio óptimo del sistema (en cuanto a autoconsumo). Para ello son precisos sistemas de medida, supervisión y control en BT, como son los *SM's* y los gestores de carga.

Finalmente, no podemos obviar el sistema de información que permitirá la supervisión y operación de todos los *IED's* que componen el nuevo sistema. Además, éste se encargará del intercambio de información con los sistemas de información del operador del sistema.

5. CONCLUSIONES

El proyecto *MIRED-CON* pretende demostrar y potenciar la necesidad de la figura del *agregador*, así como posibilitar y gestionar la integración en redes de fuentes de origen renovable y almacenamiento, de manera distribuida, pero en espacios no habituales hasta la fecha, como son los lugares próximos a los consumos finales.

Para conseguir lo anterior, se precisa un despliegue de sensórica con inteligencia asociada, por lo que se plantea una evolución de los nuevos *IDE's*. La capa de comunicación jugará un papel primordial, ya que la transmisión de la medida, supervisión y control por medio de *PLC* en BT, basado en *PRIME*, se posiciona como la solución *"last mile"* de futuro.

Además, dentro de estos nuevos escenarios, se necesita un sistema de información para la supervisión y operación de los *IED's*, y que permita el intercambio de información con el sistema de información del operador del sistema.

REFERENCIAS

[1] AMJADI, N. et al. (2010): "Short-Term Load Forecasting of Microgrids by a New Bilevel Prediction Strategy". IEEE Transactions on Smart Grid.

[2] CHEN, C. et al. (2011): "Optimal Allocation and Economic Analysis of Energy Storage System in Microgrids". IEEE Transactions on Power Electronics.

[3] CHEN, S.X. et al. (2012): "Sizing of Energy Storage for Microgrids". IEEE Transactions on Smart Grid.

[4] FERNANDEZ, G. et al. (2010): "Spanish microgrids: current problems and future solutions". International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'11), Las Palmas de Gran Canaria (Spain), 13th to 15th April.

[5] HERNÁNDEZ, L. et al. (2012): "A Study of the Relationship between Weather Variables and Electric Power Demand inside a Smart Grid/Smart World Framework". Sensors.

[6] LAAKSONEN, H.J. (2010): "Protection Principles for Future Microgrids". IEEE Transactions on Power Electronics.

[7] LASSETER, R.H. (2011): "Smart Distribution: Coupled Microgrids". Proceedings of the IEEE.

[8] LIANG, H. et al. (2012): "Multiagent Coordination in Microgrids via Wireless Networks". IEEE Wireless Communications−Recent Advances in Wireless Technologies for Smart Grid.

[9] MOREIRA, C.L. et al. (2007): "Using Low Voltaje MicroGrids for Service Restoration". IEEE Transactions on Power Systems.

[10] TSIKALAKIS, A.G. y HATZIARGYRIOU, D. (2008): "Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation". IEEE Transactions on Energy Conversion.

[11] VACCARO, Al. et al. (2011): "An Integrated Framework for Smart Microgrids Modeling, Monitoring, Control, Communication, and Verification". Proceedings of the IEEE.

El papel del almacenamiento energético en las Smart Grids

F. Arriaza, P. Sánchez y J. Chacón. Saft Baterías, S.A.

Resumen: En este trabajo se pretende ofrecer una visión global de las características y prestaciones de las baterías electroquímicas denominadas Litio-ión, como componentes básicos de un sistema avanzado en una Smart Grid. Los sistemas de baterías Litio-ión incluyen una gran variedad de pares electroquímicos conocidos o en fase de desarrollo, con diversos materiales en cátodos y ánodos que alojan los iones Litio al insertarse en los diferentes electrodos durante los procesos de carga y descarga. Factores como temperaturas de trabajo, ratios o velocidades de los procesos de carga y descarga de las baterías o profundidades de descarga dependiendo de cada aplicación, o ciclo de trabajo, son determinantes a la hora de escoger la mejor alternativa de producto en estas aplicaciones. También los diseños físicos de los diversos componentes de la batería hacen que se pueda disponer de baterías con una gran capacidad de potencia o con sistemas capaces de albergar una gran cantidad de electricidad en pesos y volúmenes reducidos.

Área temática: Generación y consumo energético en las Smart Grids.

Palabras clave: Baterías, Litio-ión, almacenamiento, electroquímica.

1. INTRODUCCIÓN

Uno de los retos más trascendentales a los que se enfrentan las llamadas Smart Grids es sin duda la garantía de suministro de energía a todos los consumidores en un contexto de gran complejidad. La incorporación de fuentes de generación intermitentes de energía renovable como un factor estratégico en la sociedad del mañana, tanto en su aspecto medioambiental como en el económico, hace que la gestión de la oferta y la demanda de electricidad no presente unos parámetros fácilmente predecibles en todos los puntos de la red eléctrica.

El mismo concepto de Smart Cities hace referencia a la gestión inteligente de los diferentes escenarios locales que se pueden dar en un mercado de múltiples fuentes de generación junto con numerosos puntos de consumo. La gestión inteligente de este gran mercado de la energía significa que, controlando todas las fuentes de generación, el sistema es capaz de ofrecer a cada consumidor una energía segura y de calidad, haciendo que el sistema funcione de la manera más eficiente posible. Debemos pues combinar en la ecuación los factores de garantía de suministro, calidad de la electricidad y eficiencia energética para obtener un resultado rentable para todos los agentes involucrados. La incógnita más relevante a despejar en dicha ecuación es la relación en tiempo real entre la demanda y la oferta de energía eléctrica. Y para ello existen diversos métodos de mayor o menor complejidad que involucran los comúnmente denominados sistemas de almacenamiento energético que, por un lado, guardan la energía sobrante en la generación para cuando se necesita y, por otro, representan una garantía de seguridad de tener siempre disponible energía en cualquier punto.

Aunque el mercado ofrece varios sistemas para almacenar energía (células de combustible, hidrógeno, volantes de inercia, supercondensadores, etc.) las baterías electroquímicas constituyen el dispositivo con mayor experiencia de funcionalidad en la industria y con unas prestaciones acordes a la demanda actual para este tipo de redes, dadas sus múltiples opciones en cuanto a potencia y energía específicas. Y entre las diferentes tecnologías electroquímicas, las baterías basadas en el par Litio-ión presentan las características más adecuadas para la funcionalidad requerida en las Smart Grids.

2. ALGUNAS DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE BATERÍAS

Una celda o pila electroquímica se compone básicamente de electrodos (metal o compuesto metálico que en contacto con el electrolito presenta un potencial), separador (separa mecánica y eléctricamente los dos electrodos) y electrolito (conductor iónico entre los electrodos).

El voltaje o potencial de una pila o batería electroquímica viene determinado por los dos materiales metálicos que componen cada uno de los dos electrodos (cátodo o electrodo positivo y ánodo o electrodo negativo). Así, dicho potencial proviene de restar el potencial electroquímico del cátodo menos el del ánodo al colocar a ambos en un electrolito. El potencial de un electrodo describe el nivel de actividad electroquímica del material del que se compone y cada metal o compuesto metálico presenta un potencial determinado característico, como se muestra en la Figura 1.

Electromotive Force Series

Electrode Reaction	Standard Potential ϕ°(in volts) at 25°C
$Au^{3+} + 3e^- = Au$	1.50
$Pt^{2+} + 2e^- = Pt$	ca. 1.2
$Pd^{2+} + 2e^- = Pd$	0.987
$Hg^{2+} + 2e^- = Hg$	0.854
$Ag^+ + e^- = Ag$	0.800
$Hg_2^{2+} + 2e^- = 2Hg$	0.789
$Cu^+ + e^- = Cu$	0.521
$Cu^{2+} + 2e^- = Cu$	0.337
$2H^+ + 2e^- = H_2$	0.000
$Pb^{2+} + 2e^- = Pb$	−0.126
$Sn^{2+} + 2e^- = Sn$	−0.136
$Mo^{3+} + 3e^- = Mo$	ca. −0.2
$Ni^{2+} + 2e^- = Ni$	−0.250
$Co^{2+} + 2e^- = Co$	−0.277
$Tl^+ + e^- = Tl$	−0.336
$In^{3+} + 3e^- = In$	−0.342
$Cd^{2+} + 2e^- = Cd$	−0.403
$Fe^{2+} + 2e^- = Fe$	−0.440
$Ga^{3+} + 3e^- = Ga$	−0.53
$Cr^{3+} + 3e^- = Cr$	−0.74
$Cr^{2+} + 2e^- = Cr$	−0.91
$Zn^{2+} + 2e^- = Zn$	−0.763
$Nb^{3+} + 3e^- = Nb$	ca. −1.1
$Mn^{2+} + 2e^- = Mn$	−1.18
$Zr^{4+} + 4e^- = Zr$	−1.53
$Ti^{2+} + 2e^- = Ti$	−1.63
$Al^{3+} + 3e^- = Al$	−1.66
$Hf^{4+} + 4e^- = Hf$	−1.70
$U^{3+} + 3e^- = U$	−1.80
$Be^{2+} + 2e^- = Be$	−1.85
$Mg^{2+} + 2e^- = Mg$	−2.37
$Na^+ + e^- = Na$	−2.71
$Ca^{2+} + 2e^- = Ca$	−2.87
$K^+ + e^- = K$	−2.93
$Li^+ + e^- = Li$	−3.05

Cu/Mg 2,7V

Figura 1. Tabla de potenciales electroquímicos de algunos metales con el ejemplo del par Cobre/Magnesio (2,7 V).

Además del voltaje de una batería, para el cálculo y diseño de sistemas de almacenamiento energético basados en estos dispositivos se emplean otros parámetros importantes que conviene enumerar:

Capacidad: corriente (A) x tiempo de descarga (h), medida en amperios-hora (Ah).
Ratio C: valor de la corriente de carga o descarga de una batería en relación a su capacidad nominal.
Potencia: corriente (A) x voltaje (V), medida en vatios (W).
Energía: potencia (W) x tiempo (h), medida en vatios-hora (Wh).
Eficiencia, en tanto por ciento (%), se describe de dos maneras:
- Coulómbica: Ah descargados / Ah cargados.
- Energética: Wh descargados / Wh cargados.

Resistencia interna, normalmente medida en mΩ, se puede dividir en:
- Óhmica: impedancia electrónica de una celda en los primeros microsegundos.
- Total: resistencia que incluye la polarización y depende del tiempo.

Estado de carga (SOC): es la cantidad de energía que queda en una batería (%).
Profundidad de descarga (DOD): es la cantidad de energía que hemos sacado de una batería (%).
Vida de la batería según dos conceptos:
- Vida en utilización (número de ciclos de carga y descarga) que depende del ratio C, la temperatura, el SOC y el DOD.
- Vida en almacenamiento (número de años) que depende de la temperatura y el SOC.

Autodescarga: pérdida reversible de capacidad a lo largo del tiempo medida en porcentaje de capacidad por unidad temporal.

3. FUNDAMENTOS DE LA CELDA DE LITIO-IÓN

El término Litio-ión se refiere a un sistema electroquímico en el que los iones de Litio se trasladan entre los electrodos positivo y negativo intercalándose en sus estructuras cristalinas y que se puede representar como se muestra en la Figura 2.

Estos materiales de intercalación, en el caso del electrodo positivo, son habitualmente óxidos o fosfatos de metales de transición como el Cobalto (Co), Níquel (Ni), Manganeso (Mn), Hierro (Fe), etc. En el electrodo, los átomos de dichos compuestos se ordenan en estructuras o disposiciones diversas como capas de óxidos metálicos, espinelas, olivinas, etc., teniendo dicha estructura una gran influencia en las propiedades y prestaciones finales de la batería correspondiente. En el electrodo negativo, los materiales de intercalación suelen ser el carbono y algunos óxidos de Titanio litiados, aunque también existen ánodos basados en metales que forman aleaciones con el Litio como el Silicio (Si), Antimonio (Sb), Estaño (Sn) o el Aluminio (Al).

El electrodo final, además de estos compuestos de intercalación, incluye una lámina colectora de corriente donde se impregnan dichos materiales y que debe ser estable a los potenciales de

trabajo de cada electrodo. En el caso del Litio-ión se utiliza el Aluminio para el electrodo positivo y el Cobre para el negativo.

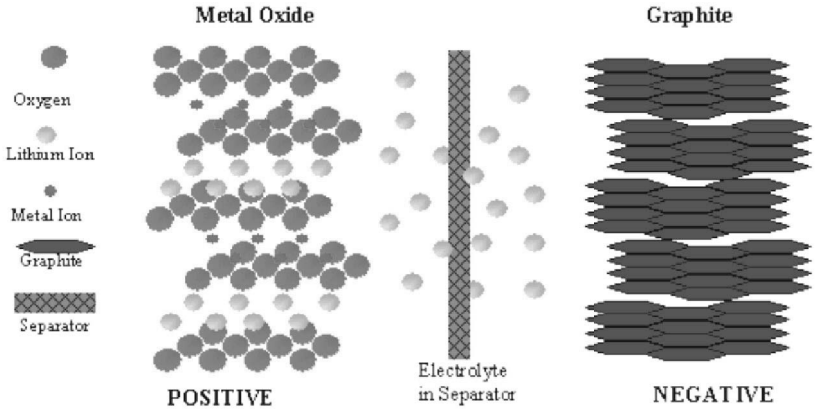


Figura 2. Mecanismo de inserción en una celda de Litio-ión.

4. DISEÑO DE CELDAS DE LITIO-IÓN: POTENCIA VERSUS ENERGÍA

El diseño de los electrodos de las pilas de Litio-ión permite obtener prestaciones distintas en función del cometido que el sistema de baterías vaya a cubrir en una Smart Grid. En la Figura 3 se resumen, de manera esquemática, las principales diferencias en el diseño de baterías de alta potencia o de alta capacidad de almacenamiento energético.

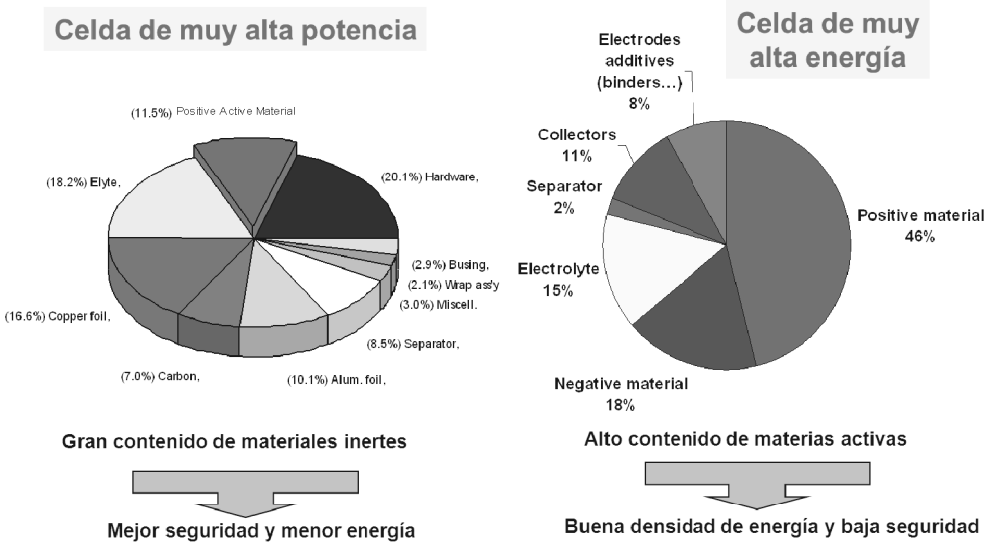


Figura 3. Distribución de componentes en pilas de Litio-ión de alta potencia y de alta capacidad de almacenamiento.

Así, en una aplicación donde se requieran altos picos de descarga durante períodos cortos de tiempo, se utilizarán electrodos muy finos con una gran área superficial, aunque su capacidad de almacenamiento se vea limitada debido al gran volumen y peso que representan la lámina colectora de corriente y el separador. Por otro lado, si hablamos de una aplicación que requiera largos períodos de descarga a baja corriente, resulta más conveniente contar con electrodos gruesos capaces de acoger gran cantidad de materia activa y, por tanto, con una menor contribución de los componentes inertes aunque sus prestaciones se vean reducidas a ratios de carga o descarga más elevados.

5. EFECTO DE LAS CONDICIONES DE UTILIZACIÓN EN UNA CELDA DE LITIO-IÓN

La temperatura es uno de los factores que más influyen en las prestaciones de cualquier tipo de batería y, por supuesto, también en las de Litio-ión. A bajas temperaturas (por debajo de 5 ºC) la impedancia de la celda se incrementa de manera notable y esto causa una menor capacidad de almacenamiento energético. Por otro lado, a temperaturas superiores a los 60 ºC comienzan a ocurrir reacciones de descomposición de algunos componentes provocando que la vida de la batería se acorte.

También conviene destacar que a mayor ratio de descarga (mayor corriente) la polarización de la celda aumenta lo que provoca que la celda tenga un voltaje menor, la cantidad de energía que suministra disminuya y aumente la generación de calor.

Con respecto a la carga de una batería de Litio-ión, conviene aplicar procedimientos normales de carga a temperaturas adecuadas (entre 20 y 40 ºC). Este procedimiento consiste en aplicar una corriente de 1C A limitando la tensión hasta un valor máximo (que depende del par electroquímico) durante un máximo de 3 horas. Cualquier parámetro distinto a estos durante la carga causa pérdida de capacidad y vida.

Por último, en lo que se refiere a la autodescarga, conviene destacar que ésta se agudiza a mayores temperaturas y con estados de carga más altos. No obstante, gracias a la característica intrínseca del sistema Litio-ión en cuanto a la relación entre el voltaje y el estado de carga (excepto con cátodo de fosfato de Hierro), este parámetro es fácilmente subsanable.

6. SEGURIDAD

Un aspecto relevante a tener en cuenta con baterías de Litio-ión se refiere a la seguridad en su uso. Cuando se colocan diversas pilas en serie, con el tiempo se produce un desequilibrio entre los estados de carga de cada una de ellas debido a sus diferentes niveles de autodescarga. Por ello, es necesario utilizar dispositivos electrónicos que, mediante diversas estrategias, procuren el equilibrado de las celdas cada cierto tiempo.

Todos los pares electroquímicos de la familia Litio-ión (los más empleados se muestran en la Tabla I) presentan esta característica y sus efectos más adversos se ven cuando se dan condiciones de abuso peligrosas en sobrecargas, roturas de celdas o sobrecalentamientos.

Electrodo positivo	Electrodo negativo	Voltaje de celda Máx/nom.	Potencia		Energía	Vida en almacenamiento	Vida en ciclos	Años de uso
			25ºC	-30ºC				
Óxidos metálicos	Carbono							
$LiCoO_2$		4,2/3,75	8	8	9	Buena	Buena	19
$LiNiCoAlO_2$		4,1/3,65	10	10	10	Excelente	Excelente	14
$LiNiMnCoO_2$		4,2/3,7	10	9	10	Buena	Excelente	9
$LiMn_2O_4$		4,2/3,85	10	10	7	Regular	Excelente	15
$LiFePO_4$		3,35/3,3	8	6*	7	Regular	Excelente	5
Metal Oxides	$Li_4Ti_5O_{12}$**	2,8/2,4	7	7	5	Excelente	Excelente	3
$LiFePO_4$		2	5	8	4	TBD	Excelente	1

Tabla I. *Comparativa de algunas electroquímicas de pilas Litio-ión*

7. CONCLUSIONES

Los sistemas de almacenamiento de electricidad constituyen uno de los componentes clave en el éxito de la implantación masiva de las Smart Grids. Ello se debe a que dichos dispositivos pueden ajustar la demanda y la oferta eléctrica mediante mecanismos sencillos en los diferentes puntos de la red, de forma descentralizada.

Dentro de las diversas opciones, las baterías electroquímicas se presentan como la alternativa más adecuada a día de hoy para esta función y, dentro de ellas, los sistemas basados en celdas de Litio-ión. Las baterías o pilas de Litio-ión tienen una serie de prestaciones y propiedades únicas que hacen que sean perfectamente acoplables a las tecnologías electrónicas existentes. Además, el hecho de que su eficiencia energética esté cercana al 100%, lo hacen un dispositivo altamente interesante para este propósito.

El diseño de un sistema de almacenamiento basado en baterías de Litio-ión no es sencillo y requiere un conocimiento profundo de los diferentes parámetros que afectan a su funcionamiento. Es necesario pues contemplar estas baterías desde el punto de vista de su total integración en las Smart Grids para obtener unos rendimientos energéticos óptimos.

8. REFERENCIAS

LINDEN A. (2009): "Battery Handbook". Ed. Mac Graw Hills, Nueva York.

Las redes inteligentes, claves en la generación distribuida con renovables

J. Margarit, B. Sanz y J.M. González. APPA

Resumen: El desarrollo de las redes inteligentes (smart grids) supone una magnífica oportunidad para la evolución de nuestro sistema energético hacia un modelo de generación distribuida.
Diversas tecnologías renovables permiten la adaptación a la edificación, haciendo posible que los ciudadanos se conviertan en actores principales en este nuevo modelo, en el que la generación eléctrica se acercará a los puntos de consumo y los ciudadanos podrán generar su propia electricidad.
En este nuevo modelo, las redes inteligentes tienen un papel fundamental, dado que los modelos de generación distribuida se apoyan en este tipo de redes para poder alcanzar sus objetivos de forma más eficiente.
Un ejemplo claro de estos nuevos usos lo constituye el autoconsumo con balance neto. Este modelo de generación distribuida consiste en la generación de electricidad para consumo propio. El autoconsumo con balance neto utiliza la red eléctrica para satisfacer sus necesidades en los momentos en los que no hay generación, así como para utilizar los excedentes de generación cuando estos se produzcan. Las nuevas redes inteligentes permitirán conocer perfectamente los flujos de energía para facilitar la facturación y la correcta retribución de los agentes implicados.

Área temática: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids

Palabras clave: Generación Distribuida**.** Energías Renovables**.**

1. Introducción.

Si bien es cierto que el petróleo, el carbón y el gas natural seguirán constituyendo una parte sustancial de la energía del mundo hasta bien avanzado el siglo XXI, existe un consenso creciente en cuanto a que estamos avanzando hacia el crepúsculo de este periodo en el que la totalidad de los costes de nuestra adicción al combustible fósil se están convirtiendo en un lastre para la economía mundial.

De cara al futuro todos los gobiernos deberán explorar formas alternativas de energía y crear modelos económicos innovadores, con el fin de que las emisiones de carbono sean lo más próximas posibles a cero, para lo cual será necesario apoyarse en tres pilares fundamentales: las energías renovables, las tecnologías de almacenamiento y las redes eléctricas inteligentes.

La convergencia de la innovación tecnológica energética y las tecnologías de la información y comunicación (TIC) ha llegado al sector eléctrico, uno de los más importantes y que necesita nuevos modelos que permitan un uso más eficiente de la energía, acorde con los tiempos que corren.

Nos dirigimos hacia un modelo descentralizado donde la participación de los consumidores finales es cada vez más importante, tanto desde el punto de vista de la producción (generación distribuida) como desde el punto de vista del consumo (adecuación del consumo en función de los posibles precios ofertados). Además, la incorporación del coche eléctrico a nuestras vidas es una realidad, pudiendo almacenar o verter electricidad al sistema.

Problemática del modelo actual

Las redes actuales están diseñadas y en funcionamiento desde la mitad del siglo pasado (donde los principales centros de producción estaban lejanos de las poblaciones). Aunque parece que la infraestructura de red eléctrica existente cumple parte de las expectativas (desde la generación tradicional y renovable hasta el transporte y parte de la distribución), tiene que mejorar notablemente para afrontar los nuevos desafíos que surgen de la liberalización de los mercados y de la evolución tecnológica.

Es necesario desarrollar sistemas flexibles que favorezcan el desarrollo de Redes Inteligentes, que permitan la posibilidad de generar y consumir la energía eficientemente en función de la demanda. Las redes deben ser rediseñadas para ser más efectivas y robustas, capaces de integrar todas las formas de generación de energía, así como asegurar flujos bidireccionales de comunicaciones y de energía.

Cambio de modelo.

Tal y como se vislumbra, el futuro modelo estará definido por las siguientes características:

Participación activa del usuario final (microgeneración, demanda energética flexible, etc).

Automatización de la red eléctrica, que permitirá un mantenimiento más eficiente de la misma (incluso soluciones de gestión remota).

Generación Distribuida y fuentes de energía renovable. Gran número de dispositivos generadores y almacenadores de energía distribuidos.

Interoperabilidad con las redes eléctricas europeas para fortalecer la seguridad de suministro y promover la integración de los mercados europeos.

Gestión de la demanda. Los usuarios podrán ajustarse a esquemas de eficiencia energética y a señales de precio a través de los electrodomésticos y equipos eléctricos inteligentes.

Mejora de la calidad eléctrica y diferenciación para según que uso.

Monitorización de la red de distribución y usuarios finales.

Desde 2008, diversas Directivas Europeas hacen referencia al término de **Generación Distribuida o Generación Descentralizada**, que consiste básicamente en la generación de energía eléctrica por medio de muchas pequeñas fuentes de energía situadas cerca de los puntos de consumo.

Los sistemas descentralizados de generación y distribución energética, además de un elevado rendimiento eléctrico y la excelente calidad del suministro, pueden presentar múltiples beneficios frente a la generación centralizada, como son la minimización de pérdidas en transporte y distribución, el desahogo de las redes de distribución, seguridad de suministro al aumentar el número de centrales conectadas, etc. Además, la explotación de sistemas de generación distribuida geográficamente puede adaptarse a los recursos renovables y a las necesidades energéticas de cada lugar, de forma que además, se minimice la dependencia energética exterior.

Las Smart Grids proporcionarán una serie de ventajas directas sobre empresas y usuarios que repercutirán directamente en el desarrollo del mercado energético y en la evolución de la red eléctrica hacia una red inteligente.

Para las **empresas distribuidoras**:

Reducción de pérdidas de energía: la compañía podrá gestionar su energía de manera autónoma, identificando y controlando el gasto de la misma.

Eficiencia: se podrán realizar sofisticados análisis de los patrones de consumo, identificando oportunidades que posibiliten la reducción del consumo.

Optimización de la infraestructura de red.

Permiten ofrecer un mejor servicio al cliente, con más ventajas comerciales (nuevas tarifas, pago por uso, etcétera).

Para los **usuarios**:

Pago por uso: al no ser necesaria una lectura manual, se eliminan los recibos estimados y los consumidores sólo pagan por lo que consumen.

Tarifas flexibles: las empresas gestionan diversas tarifas para optimizar el consumo de la energía.

Gestión en remoto del suministro de energía: no será necesario una intervención local para activar, terminar o incrementar el suministro.

Los tres pilares del cambio

Para afrontar un futuro sostenible que considere los objetivos que establece la Comisión Europea (Plan 20-20-20), será necesario apoyarse en tres pilares fundamentales relacionados entre sí y que nos conducen hacia un nuevo paradigma socio-económico: **redes eléctricas inteligentes, energías renovables, y tecnologías de almacenamiento**.

Redes Eléctricas Inteligentes:

Tanto en EE.UU. como en Europa se viene trabajando de forma intensa en las SmartGrids desde hace unos años. Los nuevos conceptos de las SmartGrids, son apoyados desde la CE en sus 6º y 7º Programas Marco.

No existe una definición general estándar, pero la Plataforma Tecnológica Europea de Smart Grids) las define como *las redes eléctricas capaces de integrar de forma inteligente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ellas – generadores, consumidores y aquellos que realizan ambas acciones – con el fin de distribuir de forma eficiente y segura el suministro eléctrico, desde el punto de vista sostenible y económico.*

La principal característica de una Smart Grid es que permite la distribución de electricidad desde los proveedores hasta los consumidores, utilizando tecnología digital con el objetivo de ahorrar energía, reducir costes e incrementar la fiabilidad. El usuario pasa a tener un papel importante, convirtiéndose en un elemento más dentro de la red inteligente.

Para implementar esta nueva modalidad, serán necesarios **contadores inteligentes** (Smart Meters) para un consumo más sostenible y **Sistemas inteligentes de telecomunicaciones y telecontrol** para la gestión de la energía en tiempo real y potenciar la calidad del servicio. Tal y como indica el RD 1110/2007 El Plan de Sustitución de Contadores obliga a la sustitución gradual (hasta el año 2018) de todos los contadores por otros que permitan la telegestión y la telemedida. Se instalarán en los hogares unos dispositivos inteligentes (smart meters) que vendrían a reemplazar a los clásicos contadores y que son capaces de informar en cada momento del precio de la energía consumida. Con unas tarifas dinámicas (que varíen su precio en función de la demanda) que el usuario pueda conocer en tiempo real, se fomentará el consumo de energía eléctrica en horarios de baja demanda con el consiguiente ahorro energético (y económico) que ello supone.

Tecnologías de almacenamiento:
Es un campo en el que se está investigando y avanzando pero que tiene aún bastante margen de mejora: baterías, volantes de inercia, aire comprimido, etc. Cabe destacar las ventajas que las redes inteligentes proporcionan para la integración del vehículo eléctrico. Por ejemplo, el denominado **vehicle-to-grid (V2G)**, que trata de aprovechar la capacidad de almacenamiento de los vehículos eléctricos para, en los momentos que sea interesante para el propietario del vehículo o para el sistema, inyectar electricidad en la red.

Integración de las energías renovables:
Las tecnologías renovables son esencialmente de carácter distribuido, permitiendo que la generación de energía eléctrica se acerque a los puntos de consumo. En este sentido, las redes inteligentes facilitan la incorporación de las energías renovables para producción de electricidad y fomentar el ahorro y la eficiencia energética.

Las **principales aplicaciones** estarán relacionadas con el campo de la edificación, aunque existen otras aplicaciones para el suministro y electrificación rural.

Se trata de instalar nuevas centrales eléctricas inteligentes distribuidas dentro de lo que denomina red inteligente o Smart Grid. En este modelo, los usuarios también pueden ser proveedores de energía y, para ello, las energías renovables constituyen una excelente modalidad de producir energía y verter el excedente a la red, con el consiguiente beneficio económico para el usuario y el sistema eléctrico.

Un ejemplo claro de estos nuevos usos lo constituye el **autoconsumo con balance neto**. Este modelo de generación distribuida consiste en la generación de electricidad para consumo propio. El autoconsumo con balance neto utiliza la red eléctrica para satisfacer sus necesidades en los momentos en los que no hay generación, así como para utilizar los excedentes de generación cuando estos se produzcan.

Gestión individual de generación y consumo. Concienciación y sensibilización social. La inclusión de las nuevas tecnologías en el ámbito del usuario (monitorización energética), permitirá avanzar en sensibilización y concienciación del usuario a la hora de consumir energía, condición esencial para aumentar el **ahorro y la eficiencia energética.**

Gestión comunitaria (Microgrids): las diversas tecnologías renovables encajan perfectamente en el concepto de microrredes: solar fotovoltaica, minieólica, biomasa, geotermia de baja entalpía, termosolar Fresnel…
En los distintos proyectos que se están llevando a cabo de **Smart Cities**, las energías renovables también tienen una presencia fundamental.

Otras aplicaciones a destacar son los **Smart Buildings** (Código Técnico de la Edificación Sostenible. Directiva EU 2010/31 UE sobre edificios de consumo casi nulo) y los jardines solares (**Solar Gardens**).

Conclusiones
Las smart grids transformarán a la industria eléctrica española generando nuevos modelos de negocio e integrando actores de otros sectores del tejido empresarial como las empresas TIC y las PYMES. En ese sentido, aparecerán cada vez más nuevas empresas de servicios energéticos que, adicionalmente al ofrecimiento de sus servicios a consumidores comerciales de mediano y pequeño tamaño, ofertarán servicios energéticos a comunidades de vecinos, como equipos de generación de pequeño tamaño o actuaciones para la mejora de la eficiencia energética del edificio, etc.

Evidentemente, todo ésto requerirá voluntad, tiempo e inversión económica, pero repercutirá sobradamente en el desarrollo económico y el aumento de la competitividad y la creación de empleo.

Bibliografía.

Guía de Redes Inteligentes de Energía y Comunicación (Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, FENERCOM).
Smart Grids y la evolución de la Red Eléctrica (Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones).
La Tercera Revolución Industrial (Jeremy Rifkin)
www.metering.com
www.powergrideurope.com
smart-grid.tmcnet.com
www.prime-alliance.org
www.futured.es
www.smartgrids.eu
www.intelligrid.info
fp7integris.eu
www.cenit-denise.org
www.prime-alliance.org
www.openmeter.com
www.fenix-project.org
www.ree.es

El papel del Almacenamiento de Energía en la Microrred de CENER

Dra. Monica Aguado, Dra. Raquel Garde, David Rivas. CENER

Resumen: Las Microrredes abarcan desde proyectos de electrificación rural basados en generadores diesel a pequeñas comunidades remotas, grandes ciudades o parques temáticos, alimentadas por distintas fuentes renovables y utilizando las tecnologías de smartgrids mas novedosas.
En 2010, el 74% de las microrredes mundiales estaban implantadas en Norteamerica, la mayoría basadas en generadores diesel. Europa sin embargo, promueve las microrredes basadas en renovables con el objetivo de incrementar la penetración de estas energías en la red para alcanzar los objetivos de las directivas europeas del 20/20/20.
Los sistemas de almacenamiento de energía (ESS) son parte fundamental de una microrred para optimizar el uso de la energía generada, especialmente cuando ésta proviene de fuentes renovables, intermitentes y difíciles de gestionar. ESS permiten definir diferentes estrategias de gestión de la energía incluyendo gestión de la demanda (vehículos eléctricos, demandas térmicas, etc.) mejorando la eficiencia del sistema completo y añadiendo nuevas capacidades y aplicaciones a las microrredes en el mercado eléctrico.
Hay pocos proyectos de demostración de microrredes renovables en Europa, uno de ellos instalado en CENER. El objetivo de esta instalación es la de demostrar la viabilidad de estos sistemas para aplicaciones en entornos industriales y puede utilizarse también como banco de ensayos para ESS y estrategias de control ya que la microrred puede operar en modo aislado y conectado a red.

Área temática: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids
Palabras clave: Microrred, almacenamiento de energía, energías renovables, estrategias de control

1. INTRODUCCIÓN

Una definición exhaustiva de microrred es la que se da dentro del proyecto "Microgrids" del VI Programa Marco: "Las microrredes comprenden sistemas de distribución en baja tensión junto con fuentes de generación distribuida, así como dispositivos de almacenamiento. La microrred puede ser operada tanto en modo no autónomo como autónomo. La operación de sus elementos puede proporcionar beneficios globales al sistema si se gestionan y coordinan de manera eficiente"
Las microrredes se componen básicamente de los siguientes elementos:

- Una red de distribución en baja tensión en la que se conectan una serie de fuentes de energía distribuidas para proporcionar electricidad y calor a un conjunto de consumidores
- Una infraestructura de comunicación local
- Un sistema jerárquico de control y gestión
- Sistemas de almacenamiento de energía
- Controladores inteligentes para consumos

Las microrredes presentan numerosas ventajas derivadas de su carácter distribuido. Se pueden destacar: una gestión inteligente del uso de la energía, mejora de la eficiencia del sistema energético, incremento del uso de energías renovables (recursos locales), bajo impacto medioambiental y beneficios en la operación y fiabilidad de la propia red de distribución a la que se conectan.

Los principales campos de aplicación incluyen comunidades remotas o aisladas, entornos industriales, centros comerciales, campus, emplazamientos militares o incluso comunidades conectadas a redes débiles.
Los sistemas de almacenamiento de energía (ESS) son parte fundamental de una microrred para optimizar el uso de la energía generada, especialmente cuando ésta proviene de fuentes renovables, intermitentes y difíciles de gestionar. ESS permiten definir diferentes estrategias de gestión de la energía incluyendo gestión de la demanda (vehículos eléctricos, demandas térmicas, etc.) mejorando la eficiencia del sistema completo y añadiendo nuevas capacidades y aplicaciones a las microrredes en el mercado eléctrico.
Los sistemas de almacenamiento que pueden utilizarse en una microrred pueden agruparse en dos tipos: i) reales: baterías, supercondensadores, volantes de inercia, vehículos eléctricos V2G o tecnologías de hidrógeno y ii) cargas despachables: vehículos eléctricos, sistemas de calor y frio, desalinizadoras, etc.
El papel que los ESS juegan en una microrred es fundamental para la gestión de la energía pero además, proporciona a la propia microrred una serie de capacidades relacionadas con las características de los propios ESS. De este modo, los ESS participan en aplicaciones de balance de energía, oermiten ajustar los perfiles de generación y de carga, pueden estabilizar la red (aplicaciones de calidad de energía) y ayudar a la red ante fenómenos transitorios y sobre todo, actúan como generador de la red definiendo los valores de frecuencia y tensión cuando la microrred opera en modo aislado.

2. OBJETIVO

El objetivo de este proyecto y de las actividades relacionadas con microrredes y sistemas de almacenamiento de energía es demostrar desde un punto de vista tanto técnico como económico la viabilidad de estos sistemas con el fin de desarrollarlos e implementarlos en distintos entornos y aplicaciones.
Para ello se ha desarrollado una metodología de diseño e implementación de microrredes que ha dado como principal resultado la instalación de una microrred en las instalaciones de CENER en el Polígono de Rocaforte en Sangüesa (Navarra) financiada por el Gobierno de Navarra y Fondos FEDER.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

MICRORRED ATENEA
Se trata de una instalación orientada a la aplicación industrial y concebida para dar servicio a:

- Parte de las cargas eléctricas del LEA (Laboratorio de Ensayos de Aerogeneradores)
- Parte del alumbrado público del polígono industrial Rocaforte
- Edificio de la microrred

La microrred puede funcionar de dos modos distintos: conectada a la red principal o aislada y los principales objetivos de la instalación son:

- Gestionar la potencia generada en cada momento de manera que el suministro de energía a las cargas asignadas esté asegurado
- Hacer que la potencia consumida por las cargas provenga en la medida de lo posible de fuentes renovables, fomentando de este modo la independencia energética del LEA
- Proteger las instalaciones existentes de faltas procedentes tanto de la red eléctrica como de la microrred

- Ser capaz de enviar los excedentes energéticos producidos a la red eléctrica, de forma que la microrred no funcione como un ente aislado de la red de distribución sino como parte activa de la misma
- Servir como banco de ensayos para nuevos equipos, sistemas de generación, almacenamiento de energía y estrategias de control y protección de microrredes.

Los principales equipos de los que dispone actualmente la microrred son:

- Instalación fotovoltaica de 25 kWp: Campo fotovoltaico constituido por 90 módulos de 275 kW instalados sobre el tejado del edificio que alberga el laboratorio (Fig. 1). Los módulos se distribuyen en 6 cadenas en paralelo de 15 módulos en serie cada una. La instalación consta también de un inversor trifásico de 25 kW.
- Aerogenerador de potencia nominal de 20 kW con generador síncrono de imanes permanentes con tecnología full-converter, bipala, con un diámetro de rotor de 12.8 metros situado sobre una torre con una altura de 30 metros.
- Grupo electrógeno diesel de potencia nominal 55 kVA, capaz de funcionar sincronizado a la red mediante un cuadro de sincronismo específico.
- Microturbina alimentada por gas natural con potencia nominal de 30 kW. La microturbina dispone así mismo de un intercambiador de calor (sistema de cogeneración) para aprovechar los gases de escape para usos térmicos. Este módulo costa de los siguientes elementos:
  - Módulo de recuperación de calor: Con una potencia térmica de 63 kW.
  - Sistemas de bypass para el desvío de los gases en caso de que no se precise recuperar el calor.
- Banco de baterías de tecnología plomo ácido de gel, capaces de suministrar 50 kW de forma ininterrumpida durante 2 horas, formado por 180 módulos de 2 V cada uno.
- Batería de Flujo de Vanadio (Fig. 2) con capacidad para proporcionar 50 kW durante aproximadamente 4 horas. Está compuesta por un módulo de stacks para el intercambio iónico, dos tanques con dos disoluciones de ácido sulfúrico con diferentes especies de Vanadio y un módulo para el bombeo del electrolito desde los tanques hasta los stacks, además de los sistemas de control y de conversión de potencia adecuados.
- Dos bancos de supercondensadores diferenciados de dos tecnologías distintas.
  - El primero de ellos es un banco capaz de proporcionar 30 kW durante 45 segundos. Se compone de un conjunto de 4 módulos.
  - El segundo de los bancos es capaz de proporcionar 10 kW durante 7 segundos. Se componen de un conjunto de 4 módulos.
- Vehículo eléctrico con motor eléctrico con potencia nominal de 30 kW y 60 kW de pico, sistema de baterías de Ion / litio con capacidad máxima 24 kw/h y sistema de carga de baterías embarcado con potencia nominal de 9 kw con conector de carga trifásico en el vehículo.
- Banco de cargas trifásicas con una potencia aparente total 120 kVA dividido a su vez en 87,63 kW y 87,63 KVAr. Los valores de potencia se dividen de manera equilibrada para cada una de las tres fases. El objetivo de este equipo es poder simular cualquier perfil de demanda.

La microrred está gobernada por un sistema de control desarrollado íntegramente en CENER que se encarga de:

- Monitorizar todas las variables eléctricas de la red externa (tensión, frecuencia, potencia activa y reactiva intercambiada, factor de potencia…)

- Monitorizar todas y cada una de las variables eléctricas para cada una de las líneas eléctricas (tensión, frecuencia, potencia activa y reactiva y sentido de ambas, factor de potencia…)
- Monitorizar los estados de carga de todos y cada uno de los sistemas de almacenamiento de energía
- De acuerdo a las variables registradas y a las restricciones eléctrica presentes, el sistema de control según un algoritmo que define la estrategia de gestión de la planta enviará las siguientes señales:
  - Consignas de potencia activa y reactiva para las fuentes de generación controlables
  - Consignas de potencia activa y reactiva a ceder/absorber para los distintos sistemas de almacenamiento de energía
  - Desconexión de líneas y de consumos
  - Limitación de potencia activa generada y factor de potencia deseado para las fuentes renovables
  - Desconexión de fuentes renovables
- Gestión correcta e ininterrumpida de las transiciones entre modo conectado y aislado y viceversa.



Figura 1. *Vista del edificio de la microrred Atenea e instalación fotovoltaica (cubierta)*

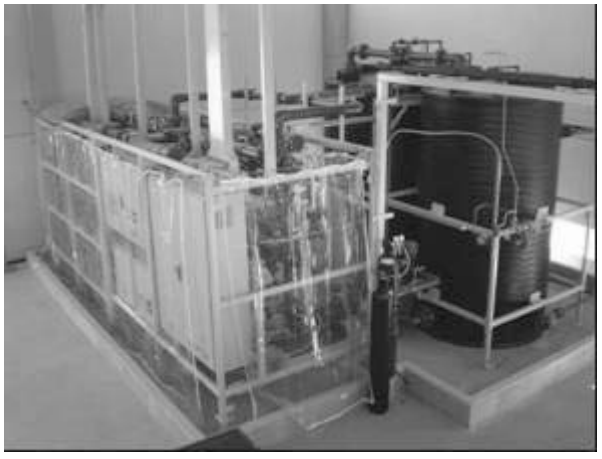


Figura 2. *Batería de flujo de Vanadio*

La microrred lleva operando varios meses y las primeras actividades realizadas han consistido en la caracterización de los componentes de manera individual de modo que su integración en el control principal se lleve a cabo de forma óptima.
La caracterización experimental de los sistemas nos ha permitido además, validar los modelos de simulación desarrollados en MatLab/Simulink y que forman parte de la plataforma de simulación de la microrred.
Se ha implementado una estrategia de control sencilla para probar el correcto funcionamiento de Atenea al completo. Actualmente se realizan en paralelo ensayos experimentales y análisis de datos con el fin de determinar los parámetros críticos a tener en cuenta en el desarrollo de las estrategias de gestión optimizadas para la consecución de objetivos de tipo económico, medioambiental u otros.
En la Fig. 3 se recoge la operación de la microrred operando en modo conectado aunque la consigna es que las baterías almacenen toda la energía fotovoltaica producida. Como puede verse el comportamiento de las baterías es perfecto y sigue el perfil de generación de acuerdo con la orden establecida.

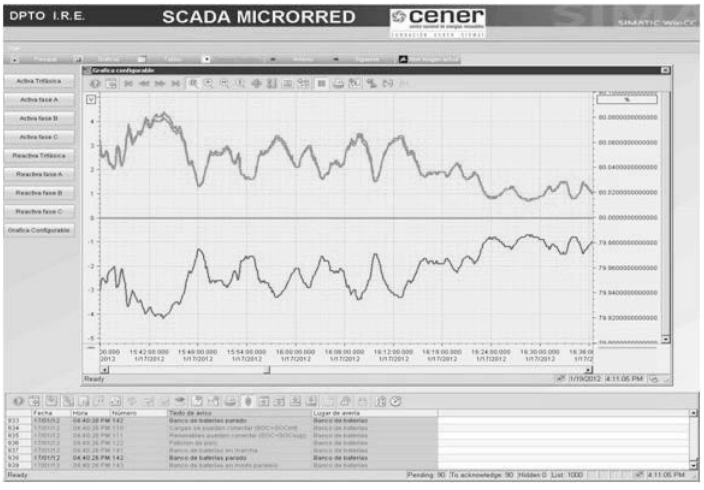


Figura 3. *Baterías de Pb ácido almacenando energía FV*

La línea azul es la consigna de potencia a consumir que coincide con la producida por los paneles fotovoltaicos (línea marrón inferior) y la línea azul la potencia absorbida por las baterías.
En la Fig.4 se recoge la respuesta de la microrred ante un evento en la red de distribución y su desconexión automática al modo aislado de operación.
En la red de media tensión tuvo lugar una caída de tensión de 10 kV lo que provocó la desconexión de la microrred que siguió operando en modo aislado y dando cobertura a las cargas que en aquel momento estaban conectadas a la red. La transición se hace de manera automática y la red se estabiliza en apenas un segundo.
En la Fig. 5 se recoge la respuesta de la microrred en la transición del modo aislado a conectado. Puede observarse como la respuesta automática se realiza en un periodo de tiempo muy pequeño como en el caso anterior.

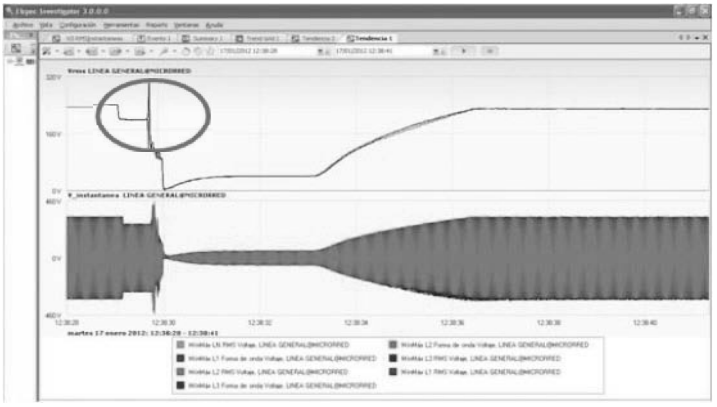


Figura 4. *Respuesta de Atenea ante evento en la red y paso a modo aislado*

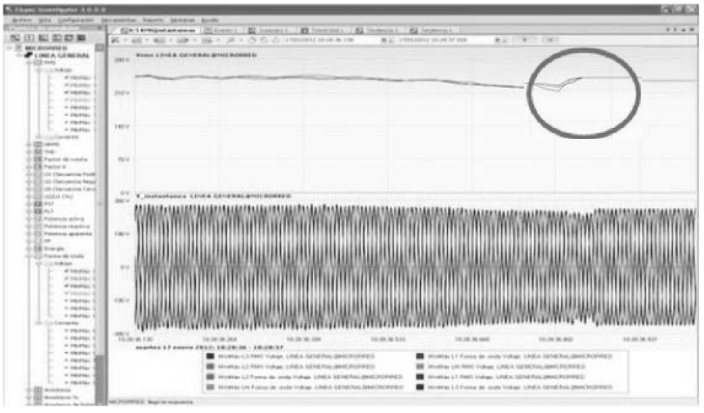


Figura 5. *Respuesta de Atenea en el paso de modo aislado a conectado*

4. CONCLUSIONES

La principal conclusión que extraemos de este proyecto es que desde un punto de vista técnico las microrredes son viables y pueden participar en numerosas aplicaciones en el sistema eléctrico.

La microrred Atenea esta operativa desde hace varios meses y a partir de la estartegia de control sencilla implementada, se están caracterizando los parámetros críticos para el desarrollo de otras estartegias de control mas complejas. Pese a que la operación pueda parecer sencilla, los componentes de la microrred tienen diseños de operación específicos que en ocasiones dificultan considerablemente la integración. Por ello, es necesario caracterizar exhaustivamente el comportamiento de todos los elementos tanto en el rango normal de operación como fuera de rango para evitar problemas de operación, desconexiones inesperadas de la red, etc. e introducir los algoritmos de control adecuados para funcionar en un mayor rango de operación.

Los sistemas de almacenamiento permiten al control una optimización del uso de la energía y son la base para la operación de la microrred en modo aislado por lo que pueden considerarse el pilar de funcionamiento del sistema a través de las órdenes dadas por el cerebro o control de la microrred.

Análisis de la Capacidad de Ajuste de la Curva de Demanda Diaria del Sistema Eléctrico con Vehículos Eléctricos

M. Gascó y A. Ríos. Universidad Alicante / Universidad Europea de Madrid

Resumen: El incremento continuo de la demanda y de la generación a partir de fuentes renovables transfiere cada vez mayor importancia a la regulación de la generación y el control de la demanda. El equilibrio resulta cada vez más difícil debido a que gran parte de las energías renovables como la eólica y la solar presentan oscilaciones con dificultad para ajustarse a la demanda. Por otra parte, la necesidad de sustituir el vehículo de combustión interna como medio motriz de los turismos actuales señala al vehículo con motor eléctrico como sucesor más sostenible del mismo. La energía eléctrica que hay que suministrar a los vehículos debe ser acumulada en los propios vehículos a fin de ofrecer un rango de autonomía suficiente. El objeto del presente estudio es la integración de estos dos escenarios, los cuales pueden combinarse dando lugar al vehículo conectado a la red de distribución. Un nuevo concepto denominado V2G, vehículo a la red, que puede ayudar a paliar el problema de ajuste de la demanda, a la vez que optimizar la carga y reducir así el sobreprecio que en la actualidad tienen los vehículos eléctricos.

Área temática: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids

Palabras clave: Generación distribuida, Acumulación, Vehículo eléctrico, Redes Inteligentes.

1. INTRODUCCIÓN

El estudio se centra en el caso concreto del sistema eléctrico de España, un país que presenta las características de desarrollo que inherentemente conllevan un elevado parque de vehículos, una demanda elevada de energía eléctrica y una gran penetración de recursos renovables como la energía eólica o la energía solar. En España la mitad del parque automovilístico se renueva por término medio cada 7 años. Se van a realizar dos consideraciones a lo hora de establecer nuestro nivel de penetración del vehículo eléctrico, por una parte se considera un periodo de transición de 7 años, en donde se habrá renovado precisamente el 50% de los vehículos existentes y en los cuales la tecnología del vehículo eléctrico coexiste con el vehículo de combustión interna. Se considera también que la mitad de los vehículos vendidos sean vehículos eléctricos.

Para el estudio se considera que la cuarta parte del parque automovilístico emplea la tecnología de vehículo eléctrico para funcionar. Por sus características particulares se descartan camiones, furgonetas, ciclomotores y otros tipos especiales de vehículos. Se trata de un escenario posible en un periodo de 7 años tras la puesta en el mercado de este tipo de vehículo, sin necesidad de realizar grandes modificaciones en infraestructuras del vehículo convencional, que seguiría copando el 75% del mercado y tan sólo para el 25% de los vehículos eléctricos sería necesaria la adaptación de los aparcamientos de los turismos, los cuales han de proveerse de conexiones a la red. En este sentido cabe destacar la limitación de las instalaciones eléctricas asociadas a las viviendas de los propietarios del turismo V2G, por lo que es previsible que los tipos básicos de puntos de recarga disponibles en la práctica sean los que se presentan en la tabla 1.

Tabla I. Potencias de Conexión.

Tipo	*Intensidad*	*Potencia*
Monofásica	16 A	3,680 kW
Trifásica	16 A	11,085 kW
Trifásica	32 A	22,170 kW

La capacidad media de las baterías de los vehículos eléctricos es ampliamente aceptada como 30 kWh. Su autonomía media es de 150 km suponiendo un consumo normal de 20 kWh/100 km [6]. El número de vehículos considerados es de cinco millones. La potencia del generador eléctrico de los vehículos será por norma superior a la potencia de conexión con la red. La programación de cada vehículo debe incluir información como descarga máxima permitida, disponibilidad total o nula, así como la hora y distancia del siguiente trayecto [7]. De esta forma de manera individual o colectiva se pueden enviar las consignas desde el operador o representantes al parque de vehículos estacionados.

2. FUNDAMENTOS

La curva de demanda del sistema eléctrico [3] español se modela para el 13 de enero de 2009, día de máxima potencia demandada según una función polinomial. En la figura 1 se puede ver tanto la demanda real horaria, como el ajuste realizado a fin de trabajar con los datos tanto en el presente estudio como en las futuras simulaciones que se realicen a fin de obtener los parámetros de entrada de potencia demandada en función de la hora. La curva de demanda en invierno sigue siendo más exigente que durante el verano y es por ello que se selecciona para trabajar. Además, en relación a la demanda total durante el día escogido, su magnitud permite estimar una gran cantidad de energía que debe ser almacenada a fin de cubrir el pico de demanda existente para la hora y fecha indicadas. Se puede ver el máximo de demanda producido a las 20:00 horas. En la figura 1, se representa la demanda real, el ajuste realizado y la demanda media de 36.313 MW para el día escogido.

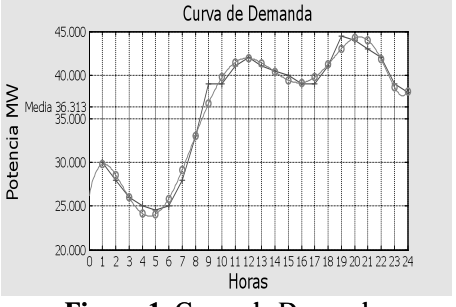


Figura 1. Curva de Demanda.

Se distinguen en la actualidad 3 tipos concretos de vehículos. En primer lugar cabe mencionar el vehículo eléctrico, funcionando a baterías. En segundo término los vehículos híbridos. Finalmente el futuro caso de los vehículos funcionando con pila de combustible. Actualmente ya existen en el mercado tanto vehículos eléctricos como híbridos, en donde en relación al vehículo híbrido cabe diferenciar entre la posibilidad de tener conexión o no a la red. Cabe esperar que a fin de optimizar el consumo de combustible fósil y debido a la eficiencia del motor de combustión interna este tipo de vehículos equipe la conexión a la red.

3. METODOLOGÍA

Para alisar la curva de demanda de energía eléctrica, se ha procedido a integrar en las baterías de los automóviles la energía que respecto a la media diaria se solicita en las horas valle, volcando la misma en las horas punta. De esta forma la demanda pasa a ser lineal y constante. En la figura 2, se observa la curva que se trata de ajustar. Esta demanda constante no tiene porque ser en efecto la ideal, ya que la variabilidad en la producción de fuentes como eólica o solar, entre otros, modifican la curva ideal. Para el caso de la energía solar, incrementado la potencia disponible a lo largo del día más un cierto nivel de variabilidad por nubosidad, época estacional, rendimiento de las instalaciones y otros factores que afectan a este tipo de instalaciones y que se pueden establecer a largo plazo algunas y otras a corto plazo. Para el caso de la energía eólica también existirán variaciones predecibles principalmente a corto plazo, indicando llegado el momento la curva exacta de ajuste a seguir.

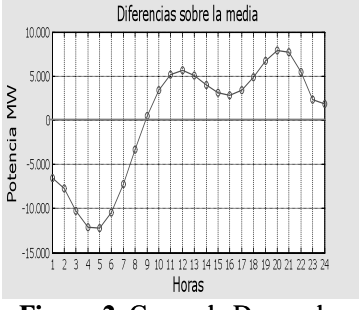


Figura 2. Curva de Demanda.

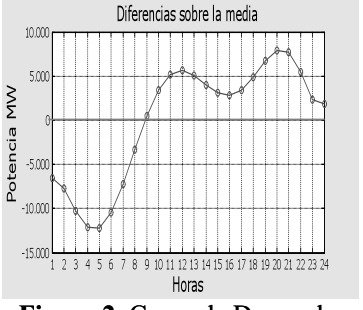


Figura 2. Curva de Demanda.

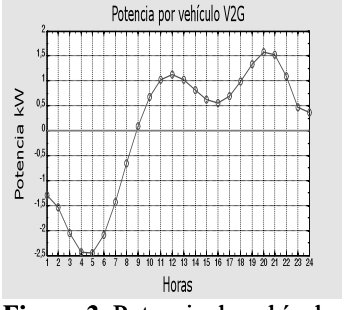


Figura 3. Potencia de vehículo.

Se considera el 25% del parque automovilístico, estimado en 5.000.000 vehículos. Al realizar la media por vehículo para cada hora, la potencia absorbida por vehículo queda representada en la figura 3. De la misma forma, para las horas punta, esta energía acumulada se vuelca a la red, eliminando por tanto las horas punta. Por otra parte, se trata de comprobar tanto la potencia instantánea como la energía total que se debe almacenar en un periodo e inyectar en el siguiente (obsérvese que tan sólo existe un periodo para el cual la demanda es inferior a la media, entre la 01:00 y las 08:00 de la mañana, y otro para el cual es superior, entre las 09:00 y las 00:00 horas). El total de energía necesaria para acumular, asciende a lo largo de las horas comprendidas entre la 01:00 de la mañana y las 08:00 horas en 69.932 MWh. Lo que repercutido entre los 5.000.000 vehículos que se consideran resulta en una energía media por vehículo de 14 kWh. Exactamente el mismo valor, tomará la energía necesaria para aportar a la demanda entre las 09:00 horas y las 00:00 horas. Se observa que el momento en el que una mayor potencia es solicitada por el sistema V2G es en el periodo que va desde las 04:00 a 05:00 de la mañana, cuando la demanda del sistema es menor y se producirá una mayor absorción de energía por tarde del sistema de acumulación de los vehículos. Esta potencia se estima en 2,5 kW. La potencia máxima demandada para inyectar en las horas punta entre las 20:00 y las 21:00 horas alcanza el valor de 1,6 kW. Cumpliendo con el requisito que se establece de no superar la potencia máxima admisible por toma en las instalaciones particulares de los abonados. El kilometraje medio por vehículo es de 40 km al día. Por tanto, cabe destacar que el incremento de la demanda eléctrica en este escenario vendría cuantificado por la energía necesaria para cubrir esos 40 km, que se estima según datos promediados en 8 kWh/día, considerando el total del parque de turismos en 40.000 MWh. Lo que supone un incremento de la demanda diaria

total despreciable respecto a la demanda de energía, menos de un 5%. Además este incremento no afectaría a las condiciones de ajuste a la demanda, ya que se considera que se reparte a lo largo del día. En efecto, si la curva de demanda ya tiene una consigna de alisamiento, un nuevo vehículo que se conectase a la red, no distorsionaría la curva de demanda, por permanecer bajo las consignas indicadas por el operador del sistema.

El sistema español, a través de Red Eléctrica de España, publica en el Procedimiento de Operación 1.5 [6] las condiciones para la regulación de frecuencia-potencia. Por tanto, en función de los datos arrojados por el estudio realizado, considerando las diferentes tipologías de vehículos, se puede presentar la capacidad de realizar las diferentes actuaciones de inferencia con la red [5], prestando los servicios para el sistema eléctrico. Establecer una banda de regulación es posible, principalmente si se tiene en cuenta la potencia de los vehículos. Si se considera una potencia de los motores eléctricos de 50 kW, multiplicada por los 5.000.000 de vehículos, se tendría una potencia disponible de 250.000 MW, lo que supone 6 veces más potencia que la máxima demandada en el sistema eléctrico [4]. Sin embargo, se deberá recurrir a las limitaciones de la red de distribución para su estudio [2]. Si se considera una potencia de la conexión a la red de 230V y 16A, 3,68 kW estarían disponibles en ausencia de restricciones técnicas, disponiendo de un margen de 18.400 MW a subir o bajar. Es decir una banda de 36.800 MW. Finalmente se debe de tener en cuenta la limitación de la red de distribución. En este sentido se observa la correlación entre la presencia de habitantes en un punto determinado, la existencia de vehículos empleados para el transporte hasta ese lugar y finalmente el consumo eléctrico producido en ese punto.

4. RESULTADOS

Es suficiente con remitirse a los precios de mercado del sistema eléctrico del día escogido para observar las siguientes figuras, 4 y 5 [8].

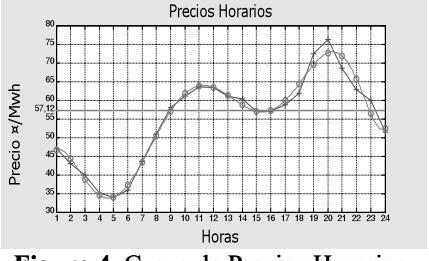


Figura 4. Curva de Precios Horarios.

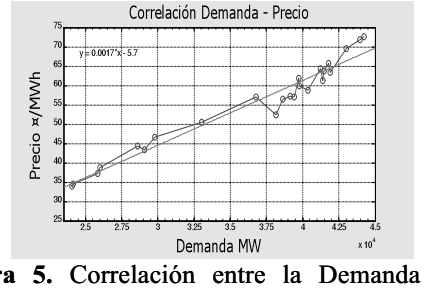


Figura 5. Correlación entre la Demanda y el Precio de la Energía en el Mercado de Producción

De esta forma, se puede también de ajustar la curva de coste diaria de la energía según la hora. Habiendo obtenido tanto el ajuste de la curva de carga como el ajuste de la curva de coste, se observa en la figura 5, que el coste por MWh queda relacionado con la demanda. Para el alisado de la curva de demanda, existe una pequeña digresión entre las horas con mayores y menores precios y su correspondiente potencia por encima y por debajo de la demanda media de energía. Factores de disponibilidad, previsiones, recursos eólicos y otros factores pueden favorecer estas situaciones. Se ha de tener en cuenta entonces, tanto la potencia eólica en España, de 19.959 MW y los 4.338 MW fotovoltaicos. Sin embargo, se considera de partida que se realiza el ejercicio de regulación y alisamiento de la curva de demanda. Por tanto, se considera el precio

medio a las horas durante las cuales la demanda es inferior a la demanda media a la hora de comprar la energía y las horas durante las cuales la demanda es superior a la demanda media para vender dicha energía [11], aun no siendo este el óptimo económico. Por tanto se procede a calcular el precio medio de la energía en las horas valle, es decir entre la 01:00 y las 8:00 am. El precio medio de la energía se sitúa en 41,752 €/MWh en esas horas. A lo largo de las horas punta, desde las 09:00 hasta las 24:00 se tiene 62,3296 €/MWh como precio medio del MWh en el periodo. Por tanto existe una diferencia media de 20,5776 €/MWh que considerando el volumen de MWh necesarios para el alisado de la curva de demanda, estimados en 69.932 MWh, resulta en que la energía comprada por un valor reducido que se podría vender en las horas punta. Además de esta cantidad, para la provisión de servicios de reserva de potencia, se produce un gran reembolso económico.

La red de distribución, se ve afectada por el incremento de cargas subyacente en la recarga de vehículos a unas determinadas horas punta en la que además se añadiría el efecto de conexión a red de los V2G. El sistema funcionando sin una consigna clara por parte del operador del sistema resultaría perjudicial para el propio sistema y para los potenciales usuarios de millones de vehículos requeridos en el país para el desplazamiento de personas. Se propone en este estudio la simulación de cargas cuando la absorción de la potencia eléctrica se produce bajo el establecimiento de una ordenación por los agentes del sistema. Cabe señalar también que la carga de los vehículos se produce en primera instancia por el proceso de absorción, en el cual la demanda de potencia puede llegar a ser la máxima de carga, mientras que para la fase de regulación de tensión, intensidades mucho menores son requeridas. La fase de absorción tiene una duración estimada que apenas alcanza las dos horas de duración. Es posible incrementar ese periodo de dos horas pero en ningún caso es admisible en la mayoría de los casos establecer intensidades mayores para la fase de estabilización de la tensión de los acumuladores.

Del estudio de la demanda por vivienda en zonas residenciales, las cuales abarcan el estacionamiento mayoritario de los vehículos tipo turismos considerados en esta ocasión, cabe destacar la curva típica de demanda. Es importante indicar que el resto de demanda variable se podría asignar prácticamente al consumo del sector servicios, ya que la demanda industrial esta hoy en día bastante repartida a lo largo de las horas del día y tiene una forma bastante plana. En la figura 6 se observa la demanda residencial típica, para la estación de invierno considerada.



Figura 6. Curva tipo de Demanda Residencial.

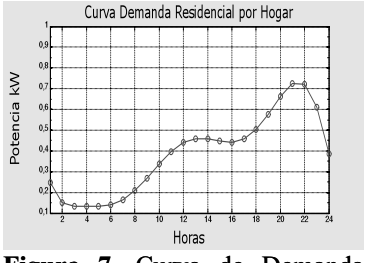


Figura 7. Curva de Demanda Residencial por Hogar

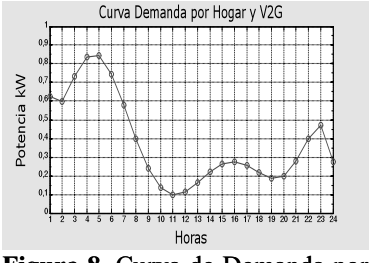


Figura 8. Curva de Demanda por Hogar y V2G.

También en esta ocasión, en relación a los cálculos sucesivos, parece interesante establecer un ajuste de la curva de demanda residencial. Esta demanda se puede repartir uniformemente por término medio entre el número de hogares existentes en España, cuyo número asciende a la cantidad de 17.129.500 hogares, dando por hogar la carga diaria de la figura 7. Como se puede observar, la demanda media por hogar tiene un pico pronunciado a las 21:00 horas. Según las

predicciones realizadas hasta la fecha, la conexión V2G acentuaría esa punta de consumo al recoger los efectos de los vehículos que llegan al hogar. Por tanto, se considera imprescindible establecer una consigna como la propuesta en este estudio, teniendo en cuenta el número de vehículos eléctricos por hogar. Como resultado, se tiene que con la demanda actual establecida tal y como se desprende de la figura 7 de 721 W en consumo por hogar se genera una punta que pasa a ser producida a las 06:00 horas y su magnitud alcanza los 843 W en inyección. Similar a la potencia máxima descrita en la demanda residencial por hogar.

5. CONCLUSIONES

La potencia máxima demandada para regulación del sistema no supera los valores críticos de potencia a entregar por el vehículo. En relación a la energía necesaria para la regulación, la capacidad del sistema de baterías, que de serie equiparán los vehículos, es suficiente para la regulación de la curva de demanda, a la vez que permite una disponibilidad aceptable del vehículo. En relación a la red de distribución, las conclusiones indican que es predecible que la actual red de distribución, con una capacidad media para transportar en sentido del consumidor 721 W por término medio, debe requerir nulas variaciones, ya que el ensayo define una potencia máxima esta vez en sentido inverso de 843 W. Además se deduce del estudio, así como de los estudios referenciados, que para evitar el futuro colapso de la red de distribución, es imprescindible:

- Ajustar la demanda y la generación de energía.
- Elaborar nuevos protocolos para la inclusión del vehículo eléctrico conectado a la red en el sistema de control de la red eléctrica.

Objeto aparte es el modelado y análisis de flujos en una red eléctrica en donde se cumplan los requisitos expuestos en el presente artículo, a fin de observar las posibles restricciones en el transporte de la energía entre los centros de consumo y los puntos en los cuales el vehículo permanece conectado a la red.

6. REFERENCIAS

[1] Anuario Estadístico General. (2009). Instituto Nacional de Estadística.
[2] Babaei, S., Steen, D.; Anh, L.; Carlson, O.; Bertling, L.(2010). “Effects of Plug-in Electric Vehicle on Distribution Systems: A Real Case of Gothenburg”. Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, IEEE PES, 1-8.
[3] Boletín informativo del Instituto Nacional de Estadística. (2009). Instituto Nacional de Estadística.
[4] Dyke, K.; Schofield, N.; Barnes, M. (2010). “The Impact of Transport Electrification on Electrical Networks”. IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 57, 12, 3917-3926.
[5] Galus, M.; Koch, S.; Andersson, G. (2011). “Provision of Load Frequency Control by PHEVs, Controllable Loads, and Cogeneration Unit”. IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 58, 10, 4568-4582.
[6] Kempton, W.; Tomic, J. (2005). “Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue”. Journal of Power Sources, 144(1), 268-279.
[7] Kempton, W. (1997). “Electric Vehicles as a new Power Source for Electric Utilities”. Transp Res. Vol. 2, 3, 157-175.
[8] Operador del Mercado Eléctrico. http://www.omel.es/files/flash/ResultadosMercado.swf

Servicios innovadores a partir del contador inteligente (SmartRegions)

F. Puente. Escan

Resumen: La medición inteligente o *smart metering* destaca como una tecnología eficiente para conocer el consumo real y mejorar la facturación eléctrica de los usuarios finales. Además, los medidores (también denominados contadores) inteligentes tienen un gran potencial para el ahorro energético y desempeñan un papel crucial en la consecución de los objetivos de eficiencia energética en España y Europa durante los próximos años. Los organismos de regulación y operadores de red eléctrica nacionales, así como las principales empresas eléctricas y sus asociaciones están liderando un gran cambio tecnológico que, entre otras actuaciones, implica la instalación de 27 millones de equipos de medición electrónicos habilitados con nuevas funcionalidades.

Sin embargo, los medidores inteligentes son sólo tecnologías de apoyo, que deben complementarse con servicios innovadores para la reducción del consumo energético mediante incentivos, automatización e información. El proyecto europeo SmartRegions (www.smartregions.net) promueve los servicios de medición inteligente innovadores tales como la facturación mejorada, incorporación de tarifas variables o servicios de control directo de carga, que cuentan con gran potencial para el ahorro de energía, reducción de los picos de carga e integración de las energías renovables.

Área temática: Nuevas Oportunidades y Modelos de Negocio alrededor de las Smart Grids

Palabras clave: medidor, inteligente, *smart*, servicios, eficiencia

1. INTRODUCCIÓN

La medición inteligente o *smart metering* destaca como una tecnología eficiente para conocer el consumo real y mejorar la facturación eléctrica de los usuarios finales. Además, los medidores (también denominados contadores) inteligentes tienen un gran potencial para el ahorro energético y desempeñan un papel crucial en la consecución de los objetivos de eficiencia energética en España y Europa durante los próximos años. Los organismos de regulación y operadores de red eléctrica nacionales, así como las principales empresas eléctricas y sus asociaciones están liderando un gran cambio tecnológico que, entre otras actuaciones, implica la instalación de 27 millones de equipos de medición electrónicos habilitados con nuevas funcionalidades.

Sin embargo, los medidores inteligentes son sólo tecnologías de apoyo, que deben complementarse con servicios innovadores para mejorar la gestión mediante incentivos, automatización e información. Estos servicios, junto con la mejor gestión del sistema de distribución, permitirán lograr el objetivo de una sensible reducción de la demanda energética de cada ciudad, región y del total nacional, reduciendo los costes globales del sistema eléctrico.

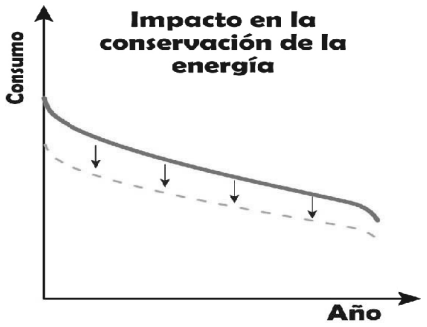


Figura 1. *Reducción de la demanda global eléctrica debida a la implantación de servicios innovadores a partir de contadores inteligentes*

Para lograr este objetivo es precisa la involucración de todos los agentes del mercado, como los organismos de regulación, operadores de la red, empresas energéticas, empresas de comunicaciones, fabricantes y suministradores de equipos y servicios, y de forma especial a los consumidores.

2. OBJETIVO

SmartRegions permite establecer colaboraciones o asistencia técnica con los distintos agentes para desarrollar el mercado de los servicios innovadores de medición inteligente que favorezcan el ahorro energético, beneficiando a los consumidores y mejorando la gestión de la red eléctrica nacional. Los nuevos servicios cuentan ya con un elevado desarrollo en otros países del norte y centro de Europa, por lo que el carácter internacional del proyecto le dota de un conocimiento exhaustivo de otros mercados y las iniciativas desarrolladas.

Para alcanzar los objetivos previstos se han realizado diversas actividades como un análisis crítico del estado del arte en Europa plasmado en el informe del *Panorama de los contadores inteligentes*, el desarrollo y aplicación de la primera herramienta pública de evaluación coste-beneficio de la implantación de los medidores y servicios innovadores y, finalmente, una propuesta de servicios innovadores para su fácil desarrollo y aplicación.

3. RESULTADOS

El *Panorama de los contadores inteligentes*

Las obligaciones de medición inteligente se establecieron en diciembre de 2007 con el *Plan nacional de sustitución de medidores*, que obliga la sustitución de los equipos de medida para los usuarios finales con potencias contratadas hasta 15 kW. El objetivo es promover la telegestión de los sistemas de gestión energética. El Plan está coordinado por el Ministerio de Industria, que establece un plazo para la finalización del plan con fecha límite el 31 de diciembre de 2018, estableciendo también objetivos intermedios. Para 2010, el 30% de los usuarios afectados deberían disponer de su medidor inteligente. Sin embargo, este objetivo inicial no pudo ser alcanzado por las distintas distribuidoras fundamentalmente debido a un retraso en la aprobación del plan de sustitución (mayo de 2009), las incertidumbres tecnológicas en términos de sistemas de comunicación, problemas de suministro de medidores certificados que comenzaron a estar disponibles en junio de 2010 y las negociaciones con los reguladores

sobre la distribución de los costes. Se ha establecido un nuevo calendario para lograr los objetivos intermedios manteniendo la fecha final del Plan [1].

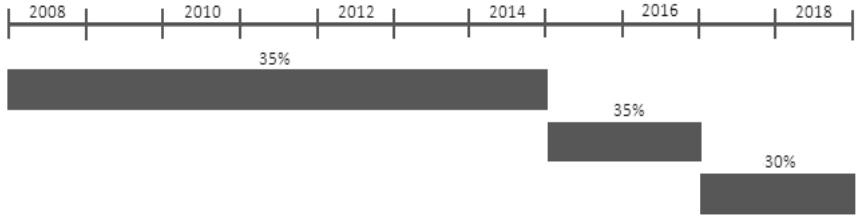


Figura 2. *Nuevo plan para la sustitución de contadores inteligentes*

Los esfuerzos realizados por organismos y empresas apuntan al logro de los objetivos en los plazos estipulados, y los proyectos pilotos y masivos desarrollados por las empresas energéticas presentan avances prometedores a comienzos de 2012.

Endesa (Grupo Enel) ha instalado 1.000.000 de medidores para finales de 2011, así como 9.000 concentradores. En 2012 está prevista alcanzar la cifra de 2,7 millones de medidores instalados, mientras que el objetivo es instalar los 13 millones de unidades a finales de 2015. En octubre de 2010 abrió su centro de operaciones en Sevilla.

Iberdrola ha instalado 400.000 medidores, 100.000 de los cuales están desplegados en la ciudad de Castellón. Recientemente siete fabricantes de contadores se han adjudicado contratos para suministrar 1 millón de medidores que se implementarán entre 2012 y 2013. El proyecto completo instalará 11.000.000 contadores inteligentes.

Gas Natural Fenosa ha iniciado varios proyectos piloto con el fin de comprobar diferentes soluciones. Durante 2011 instaló 200.000 unidades, y en 2012 se espera alcanzar las 500.000 unidades. El proyecto SCALA, se presenta como su principal proyecto de demostración con la instalación de 80.000 medidores en Alcalá de Henares y Aranjuez.

E.ON ha instalado 340.000 medidores, y su planificación establece alcanzar el 100% de sus clientes (750.000) para el año 2015. E.ON está desarrollando iniciativas para proporcionar información en tiempo real a sus clientes, facturación mejorada así como programas de gestión de los picos de consumo.

Hidrocantábrico (Grupo EDP) ha instalado 80.000 unidades en la actualidad incluyendo un proyecto piloto (550 unidades), poniendo a prueba diferentes soluciones para el sistema. Más de 35.000 unidades se telegestionan en estos momentos [2].

Herramienta para la evaluación coste-beneficio de la implantación de medidores inteligentes

La *Herramienta coste-beneficio* permite conocer los aspectos socio-económicos y medioambientales que conlleva la implantación de los medidores inteligentes y servicios innovadores asociados. En su versión básica, que incorpora exclusivamente medidores de energía eléctrica, la herramienta puede utilizarse como apoyo para la evaluación de proyectos piloto o de desarrollos masivos para la implantación de los nuevos medidores. El modelo permite comparar medidores convencionales con la instalación de medidores inteligentes con o

sin *display* en las viviendas. Los medidores con *display* permiten la visualización del consumo en tiempo real, que aporta mayor capacidad para el ahorro [3].

Se utiliza un modelo a 30 años donde se pueden extraer conclusiones sobre los costes y beneficios que afectan a distintos agentes del mercado. Entre otros, se puede observar la necesidad de llevar a cabo importantes inversiones periódicas para la adquisición de medidores inteligentes, concentradores y módulos, considerando las tecnologías necesarias y su vida útil.

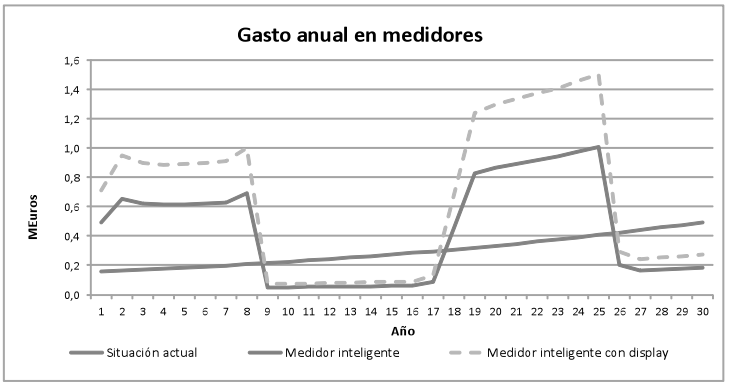


Figura 3. *Gasto anual en medidores inteligentes, concentradores y módulos*

La instalación de medidores inteligentes no conlleva únicamente beneficios en cuanto a la disminución del uso de energía y las emisiones de CO_2, sino que también implica beneficios sociales. Si bien es cierto que no es necesario emplear operadores para las lecturas reales (al menos una vez cada seis meses según normativa), las cifras de empleo se ven incrementadas porque estos nuevos sistemas necesitan profesionales trabajando en la fabricación, instalación, gestión de datos, operación del sistema o la provisión de servicios.

Otras conclusiones que ofrece la herramienta son los beneficios para los consumidores, empresas suministradoras de servicios y empresas de distribución, así como la rentabilidad específica para cada uno de estos agentes del mercado.

Servicios innovadores

a) Difusión de información y reacción del usuario, mediante facturas mensuales mejoradas o información en tiempo real

La difusión de información y la reacción al conocer los consumos y costes reales hacen más conscientes a los consumidores sobre su consumo energético y les motiva a ahorrar energía. Se han logrado ahorros de entre un 5% y 20% mediante la difusión de información. Las dos formas básicas de difusión de información son la directa (en tiempo real) y la indirecta (basada datos procesados). La presentación de información al usuario en tiempo real afectará a su comportamiento en ese instante, mientras que la información periódica muestra sus efectos a mas largo plazo. Las diferentes formas de presentar la información pueden ser opciones en la facturación, portales de internet, pantallas (displays) en las viviendas o soluciones para móviles y PDAs [4].

Entre los factores determinantes se encuentran que esta información debe ser fácilmente accesible y comprensible a través de una interfaz amigable, por ejemplo mediante la visualización de la energía consumida a través de códigos de colores del rojo al verde, gráficos, etc. La comparativa del consumo con días, meses o semanas anteriores, utilizando información histórica del propio usuario, presenta resultados muy efectivos.



Figura 4. *Difusión de información en tiempo real mediante un display*

b) Respuesta a la demanda motivada por señales de precios y nuevas tarifas variables

Los usuarios pueden variar su consumo de acuerdo a señales de precios, es decir, precios variables en la energía en función del momento que se consume, si tienen incentivos adecuados y fáciles de entender. Esto permite relajar las puntas de demanda nacional y el equilibrio del sistema, incluso evitando restricciones o apagones en ciertas áreas críticas. Si se incluye la respuesta a la demanda en las ofertas del mercado, ésta puede además contribuir a la reducción de los precios de la energía.

Las experiencias relacionadas con la respuesta a la demanda muestran que el establecimiento de precios de energía horarios supone un incentivo para adaptar el consumo a la situación real del mercado y la reducción del consumo en horas con precios altos. Este servicio exige que los clientes dispongan de medición horaria y una forma de aviso con la predicción de precios para las próximas horas o días [4].



Figura 5. *Señales de precios y tarifas variables visualizables mediante un iPhone*

c) Control automático y directo de la carga, limitando la potencia que puede consumir un usuario en momentos de elevada demanda

El control directo de la carga se realiza directamente por las empresas energéticas, debe ser automático e inadvertido por el cliente y contribuye a aliviar el estrés del sistema.

Los ciudadanos que dispongan en sus viviendas de tecnología para el control automático de los equipos eléctricos pueden, por ejemplo, permitir la desconexión de los calentadores eléctricos por un periodo limitado de tiempo, o bien cambios en el horario de uso de los electrodomésticos, y/o conexión de éstos cuando hay disponible energía renovable o a bajo coste. También se puede mejorar la gestión de las puntas de energía eléctrica mediante modificaciones en el encendido de los equipos de refrigeración en verano [4].

4. CONCLUSIONES

La implantación masiva de equipos de medida inteligente o *smart meters* habilita la creación de un mercado de servicios innovadores que favorecen el ahorro energético, benefician a los consumidores y mejoran la gestión de la red eléctrica nacional, en consonancia con los planes nacionales en materia de eficiencia energética.

Los nuevos servicios, que cuentan ya con un elevado desarrollo en otros países del norte y centro de Europa, se basan en la difusión de información del consumo real y reacción del usuario, la respuesta motivada por señales de precios y tarifas variables o el control automático y directo de cargas. Algunos de estos servicios están ya disponibles para grupos de usuarios mientras que otros se irán incorporando a partir de 2013.

5. AGRADECIMIENTOS

El autor desea agradecer la colaboración en el proyecto SmartRegions, necesaria para la elaboración de este documento, a la Comisión Nacional de la Energía (CNE), Red Eléctrica de España (REE), Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR), Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA), ENDESA, EON España, Gas Natural Fenosa (GNF), Hidrocantábrico (HC), IBERDROLA y a la Asociación de Fabricantes de Contadores Eléctricos (AFCE).

6. BIBLIOGRAFÍA

[1] BOE: Orden IET/290/2012, de 16 de febrero, por la que se modifica la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008 en lo relativo al plan de sustitución de contadores. http://www.boe.es/boe/dias/2012/02/21/pdfs/BOE-A-2012-2538.pdf

[2] PUENTE, F. et al. (2012): "European Smart Metering Landscape Report". Smart Regions project. www.smartregions.net

[3] PUENTE, F. et al. (2012): "Herramienta coste-beneficio: estudio de caso para una ciudad española de 100.000 medidores". Folleto. Smart Regions project. www.smartregions.net

[4] PUENTE, F. et al. (2012): "Medidores inteligentes para consumidores Domésticos – hacia la gestión inteligente de la energía". Folleto. Smart Regions project. www.smartregions.net

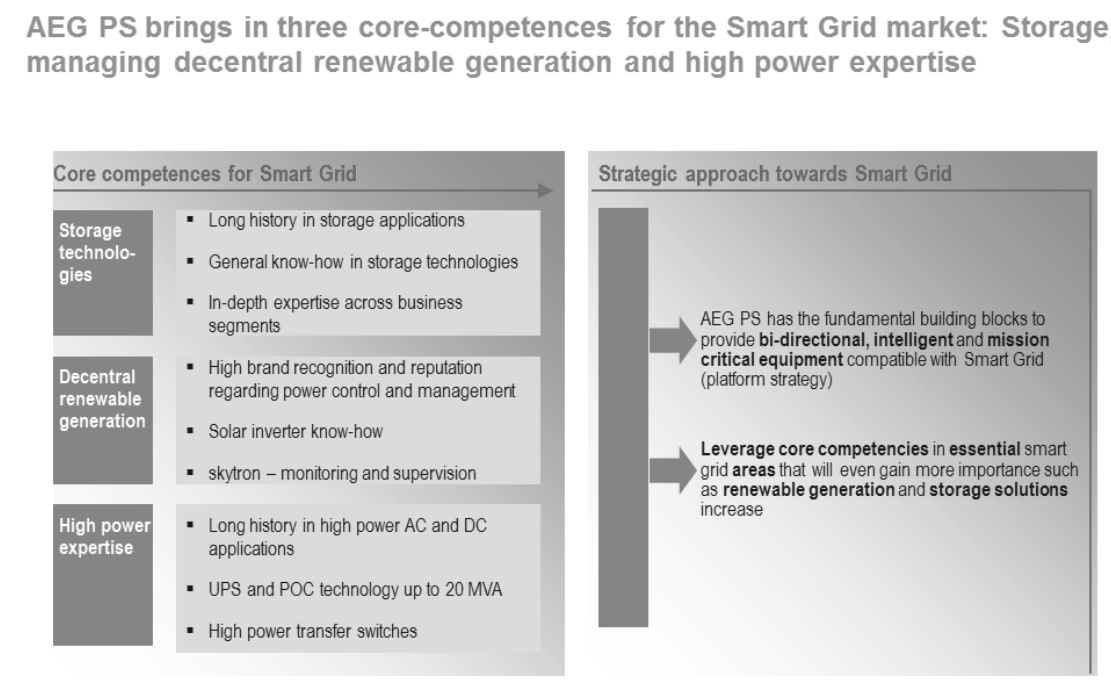
AEG; Leading the Energy Revolution

Jesús María Rodríguez Ortíz de Zárate. AEG Power Solutions

AEG POWER SOLUTIONS está presente en el mercado de las Smart Grid desarrollando tres áreas de competencias esenciales: Almacenamiento de Energía; Experiencia en los sistemas de conversión de energía para la generación eléctrica renovable; Experiencia en sistemas de control de potencia de alta densidad de energía.
Almacenamiento de Energía: más de 100 años de experiencia en sistemas y aplicaciones de electrónica de potencia integrando baterías electro-químicas de todas las tecnologías disponibles para los sectores industriales, petroquímico, telecomunicaciones e infraestructuras.
Sistemas para la generación eléctrica renovable: reguladores de potencia; inversores solares de inyección a la red eléctrica y sistemas Skytrom de monitorización y supervisión.
AEG POWER SOLUTIONS dispone de un catálogo estratégico y modular para proporcionar equipamiento para Smart Grid inteligente, bidireccional y de aplicación en tareas críticas.
AEG POWER SOLUTIONS esta centrada en aplicaciones de baja y media tensión y/hasta 50 MW de potencia suministrando soluciones completas de electrónica de potencia, acumulación y control para la integración de la energía renovable en la red eléctrica.

Área temática: Nuevas Oportunidades y Modelos de Negocio alrededor de las Smart Grids

GENERAL TOPICS



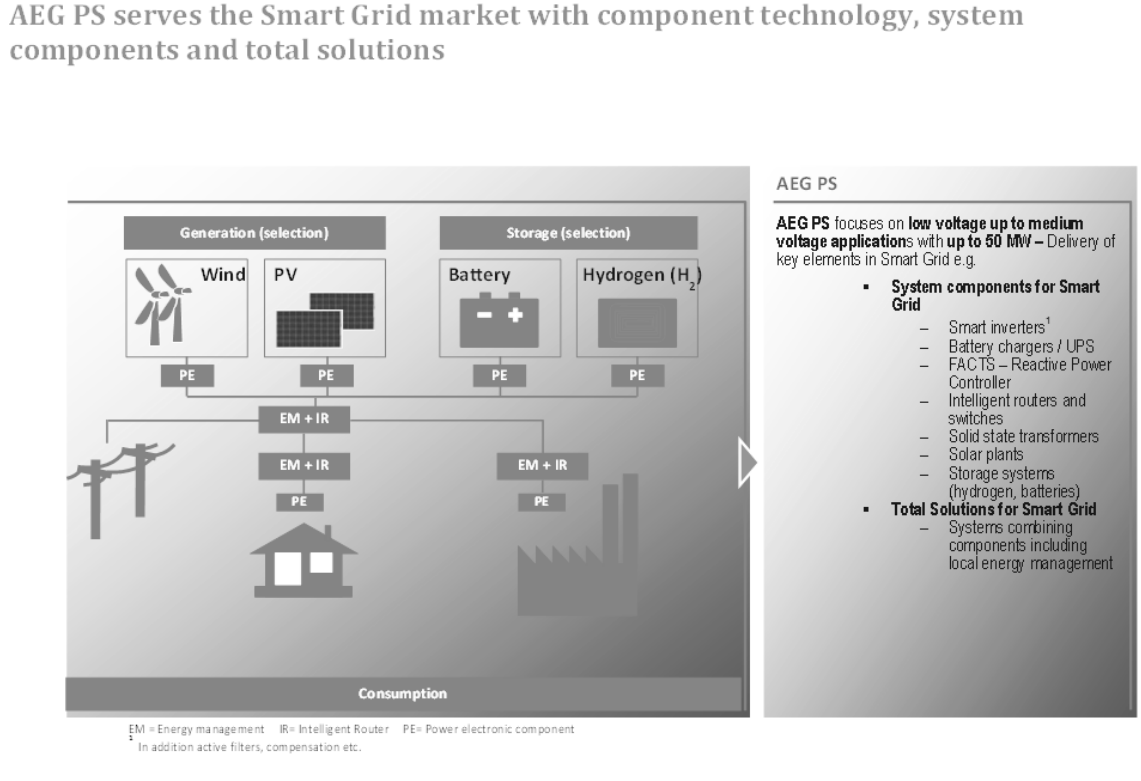


Fig. 1: *General Topics*

Project 1. AEG-PS BESS SYSTEM FOR MUGIELEC PROJECT (Electromobility and Smart Grid electric substations infrastructure)

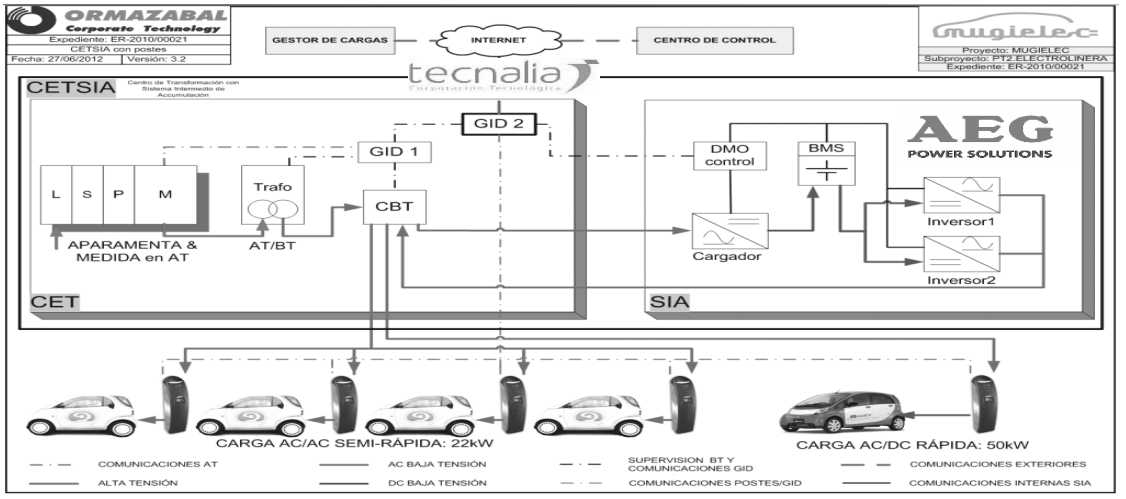


Fig. 2: *MUGIELEC PT2 Transformation Centre Demo concept..*

Under the MUGIELEC Basque consortium, AEG-PS has been collaborating with Ormazabal and Tecnalia companies, in the development of a new concept of a Smart Transformation Centre, capable of managing power demand in an Electrical Vehicle Charging Station.

This transformation centre, includes, not only the transformer (trafo) and the MV switchgear, but also an innovative control, command and communications device (GID) whose main task is to manage the energy flow, supervising the installation and reporting the status of it, and a compact battery electricity storage system, capable of storing the energy whenever it is requested and restoring it into the grid, when the GID demands.

AEG-PS as a long experienced company in power electronics and energy accumulation was in charge of the definition and building up of this storage infrastructure so called internally SIA (Sistema Inteligente de Almacenamiento) in MUGIELEC project. The AEG-PS BESS System, is a compact, cheap, easy to operate, and reliable solution for those applications where peak power demands (limited in duration and frequency) force operators to contract with E-Utilities a higher (an more expensive), than needed, electrical power. The AEG's PS+BS system allows a flattened power demand curve by means of a current injection into the internal grid; energy that has previously being stored.

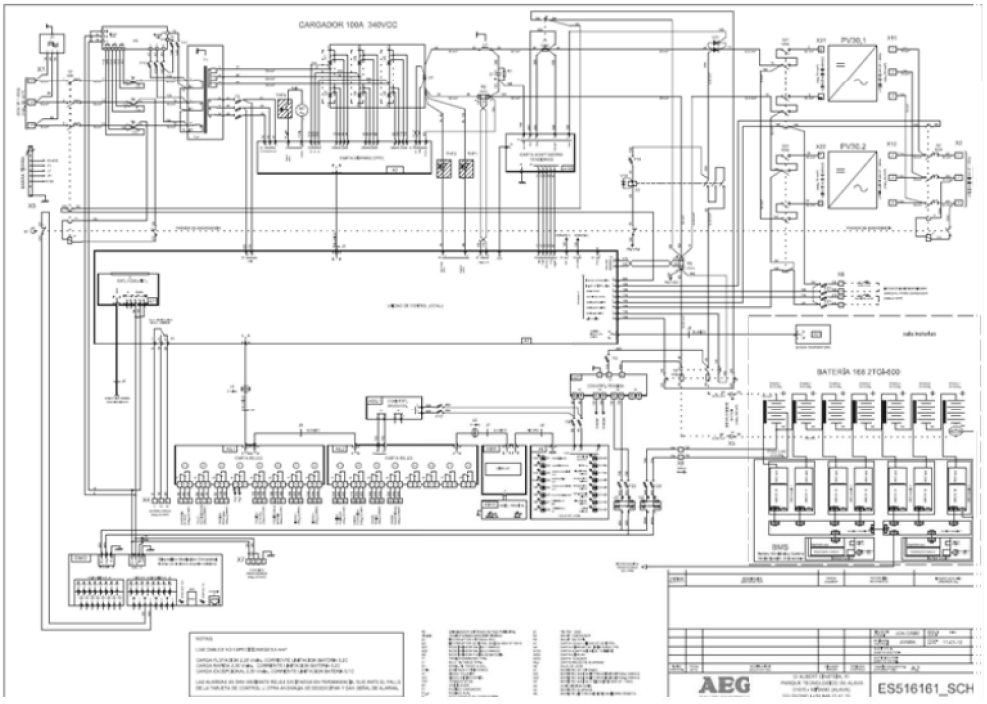


Fig. 3: *AEGPS-BESS System. Developed E-Schematic.*

A second target is related to the fact energy prices are related to e-power consumption intervals. Having the possibility of storing the energy by means of electrochemical accumulators (batteries), the user would save money charging the batteries when the Kwh price is on the bottom of the price curve and supplying it when the price is higher.

Our system is composed by a Battery Charger, a large TGel Maintenance Free Pb Acid battery, a Battery Monitoring System (BMS) and a variable number of inverters for current injection. An interface gateway included in the scope of delivery, allows the connection by ModBus TPC standard, of the PPS+BS system with the centralized and fully programmable control system (the SIA), which will define the best time-intervals to charge batteries or to inject energy.

Different power values and operation autonomies will be soon available, depending on customers' requirements.

Nowadays, the demo system, which has already been fully tested in our test-field facilities and installed in its final location during September´2012 delivers up to 60 Kw (powers up to 500 Kw will be also available) having autonomies of up to 1 h at full power injection. Nevertheless this is a demo system, which, as told, will be followed by a new family of scalable BESS

The interface with the GID (command, control and communications device) is carried out by means of a smart interface communications card developed by AEG-PS. It allows different options for setting up the system by operators not physically present in trasfo-center, letting them to configure and operate the system under different scenarios and operation rules. Remote controlling and monitoring is therefore allowed, avoiding operator presence. This interface board is capable of driving back the SIA into autonomous and safe conditions, even if a sudden

control breakdown takes place. Anyhow redundancy is present in those signals related to safety questions.



Fig. 4 *The entire BESS System under comprehensive running test in AEG-PS facilities.*

Project 2. AEG-PS BESS ECOPX HYBRID SYSTEM FOR MUGIELEC PROJECT (Electromobility and Smart grid electric infrastructure)

Within a different work- package, but still under the scope of the MUGIELEC consortium, AEG-PS, jointly with ZIV and INCOESA, has also taken part in PT3 project whose target is the development of the infrastructure around cars parking areas. The project itself comprises not only the transformation centre, and the EV charging points, and the intelligence for managing them, but also a revolutionary concept for a green recharge of these vehicles. Renewable energies are hence applied for this purpose, not as "conventional" or dirty ones replacement but as a complementary, and priority ones, building therefore a fully hybrid power supply device with the highest reliability and efficiency.

AEG-PS's duty is just the development of such a green power supply system. For the beginning, only solar energy supply (backup by fully conventional AC plus a NiCd battery) will be available, but it will be soon followed up by an enhanced system capable to deal with all the previous ones but adding wind power to the mix (regarding renewables) and GenSets (in conventional ones).



Fig. 5: *ECOPX basic cabinet (AC+Solar mains input).*

The (P024 PT3) ECOPX System is then, a compact, cheap, easy to operate, and reliable solution for those applications where a green but also secure solution for powering certain loads as an electrical vehicle charging point is. Nevertheless, it is non-focused only on EC infrastructure, as for instance it can be a good asset, whenever a reliable and environmental friendly solution is required as those communications nodes placed in protected areas as Natural Parks, islands, isolated places or wherever conventional electricity lines are too expensive to build up.

The ECOPX system, as told, combines in a single cabinet (indoor and outdoor executions can be built under demand) which handles different energy sources, prioritizing the renewable ones but using conventional ones in case the green ones are not available or are not enough to supply to the loads.

A single supervision unit manages the whole modular input system (output is managed by a second supervision unit only if 230Vac output is required), establishing, each time, the most cost effective mix of energies. It also switches on/off the most suitable number of rectifiers to allow the system working in the upper zone of the efficiency curve. Other operation modes, like cycling of the modules (to ensure a balanced distribution of the running hours among all the rectifier modules), ensure a high efficiency and reliability for the system.

Just in case of short interruptions of the mains when there is no green energy available, the system is backup by a NiCd free of maintenance battery which assures that no "0" are going to be seen in the load side. So fully UPS backup effect is provided

The output can be either 48Vdc or 230Vac and the Max power is limited right now to up to 4,8 or 11,2 Kw power (having a redundant module of up to 1,6 Kw).

System is based in Telecom technology, well proven and reliable, highly efficient (up to 96%) and strong to severe environmental and electromagnetic conditions.

The system can be easily remotely operated and it is maintenance free. Moreover, a fully redundancy can be achieve in both green and "dirty" mains, and even also in AC stage where inverters do the DC-AC conversion from batteries or DC bus.

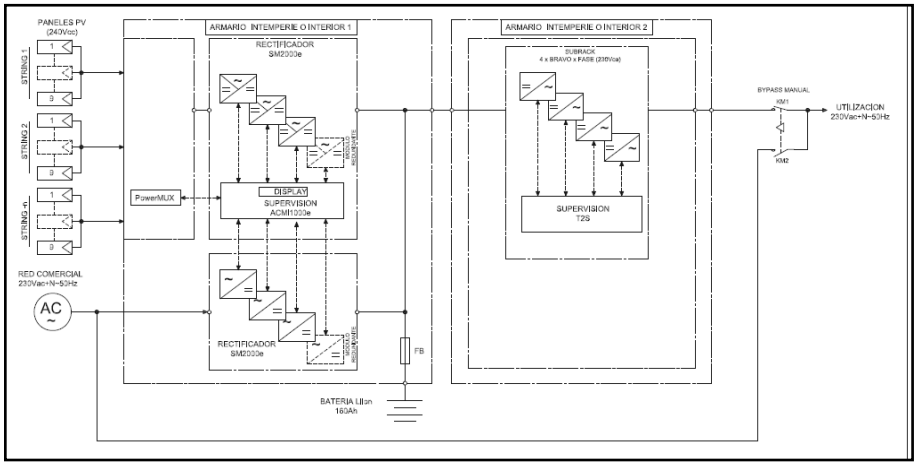


Fig. 6: *ECOPX whit 2 cabinets (AC and DC separated, being DC one in door cabinet and AC one outdoor.*

Project 3. 48V RECTIFIERS FOR SMART GRID CONCENTRATION NODES AND E-SUBSTATIONS (IBERDROLA)

New 120W Power Supply System, specially developed for IBERDROLA´s STAR-SMART GRID project.
Developed by AEGPS to match with Iberdrola´s specs for a new rectifier and low capacity batteries charger to be placed inside their communications and control (remote monitoring systems) cabinets.

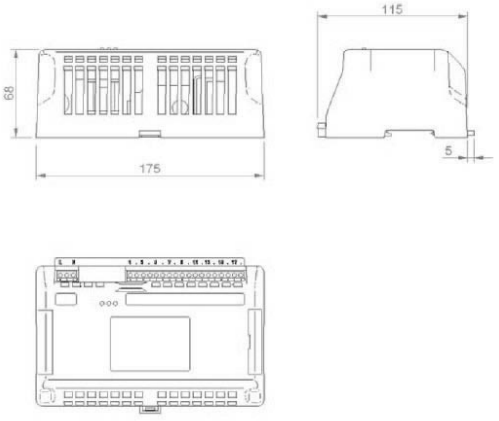


Fig. 7: *PSU120W. General dimensions.*

Main Features:

- 48V/120w Charger & Rectifier compact equipment for Remote Monitoring Infrastructure (back up and supply system for remote reading of electricity meters communications nodes)
- Extremely compact design (175 x 115 x 65) and DIN rail mounted device. Low weight (0,7 Kg)
- Complies with extreme 10KV isolation (20KV for surge test) requirements from Iberdrola
- Highly demanding qualification program (EMC, Climatic, Vibration, Sock and Safety tests)
- Control of PS output voltage to charge battery in
  - Direct mode: no battery management and output voltage is fixe
  - Floating mode: temperature compensation and low charging current
  - Floating mode: temperature compensation + high-rate current level
  - 2-Rate mode: without temperature compensation
- Control of battery relay against deep discharge
- Alarm detection and reporting via bus.
- Battery charging management/cycle optimization is fully automatic. Programmable automatic and manual battery test are possible.
- Multi-chemistry version under development.

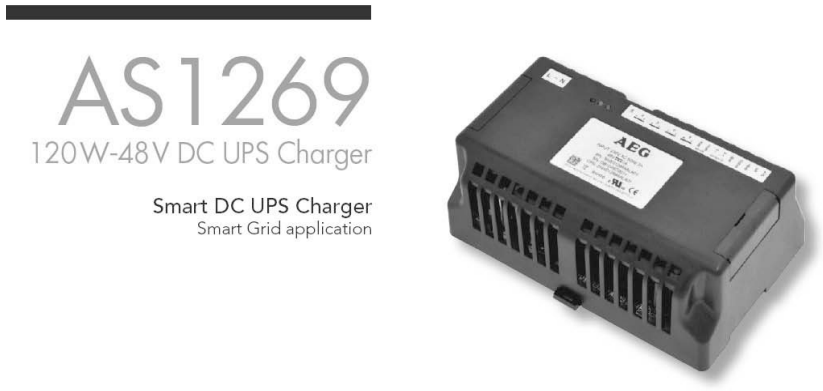


Fig. 8: *PSU120W. General view.*

Project 4. 48V/15A SPRe Rectifier and Charger for IBERDROLA`S STAR-SMART GRID project. Transformation Centers.

- 48V/720watts Charger & Rectifier compact system for Remote Monitoring Infrastructure (back up and supply system in E-Substations)
- Wall mounted compact design (1000 x 800 x 5000) including 45Ah NiCd type batteries.
- Complies with extreme 10KV isolation (20KV for surge test) requirements from Iberdrola
- Highly demanding qualification program (EMC, Climatic, Vibration, Sock and Safety tests). High robustness. Based in a reliable and thyristor based AEG-PS's product family.

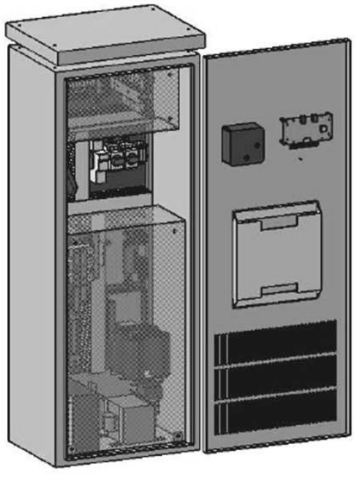


Fig. 8:*SPRe/15A. Under Development.*

OVERALL VIEW

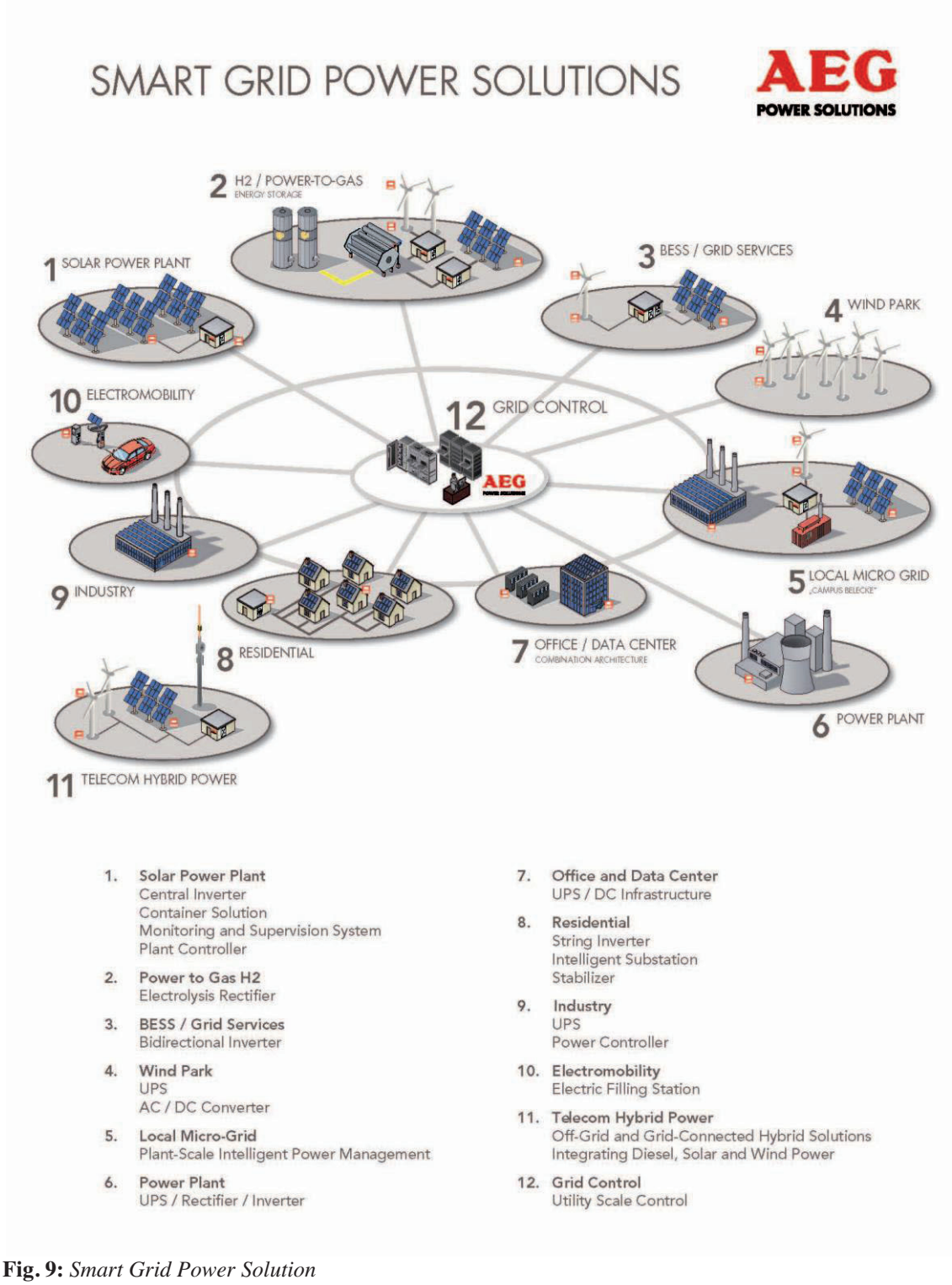


Fig. 9: *Smart Grid Power Solution*

El papel de la biomasa en las Smart Grids. El Proyecto PROFORBIOMED

J.P. Delgado-Marín[1], I. López-Vicens[2], D. Sancho-Cabrero[3], T. García-Egea[1]

[1] ARGEM- Agencia de Gestión de Energía de la Región de Murcia.
[2] Centre Tecnològic Forestal de Catalunya.
[3] Región de Murcia. Dirección General de Medioambiente.

Resumen: El modelo eléctrico actual de generación centralizada es muy ineficiente. La aplicación de los sistemas de generación distribuida se hace por tanto necesaria. Nacen entonces las Smart Grids (SG), o redes inteligentes.

En este nuevo modelo de generación distribuida (GD), las energías renovables adquieren un papel fundamental. En este sentido trabaja el proyecto europeo PROFORBIOMED (Promoción de la biomasa agro-forestal residual en el arco Mediterráneo). En efecto, por todos es conocido el grave problema que sufren nuestros bosques en la época estival, donde se producen pavorosos incendios, agravados fundamentalmente por un escaso mantenimiento de los mismos. Su crecimiento desordenado y la no extracción de la biomasa residual hacen que en verano su inflamabilidad adquiera niveles altísimos. Un aprovechamiento de estos residuos se hace por tanto necesario.

Se puede considerar la GD como todas aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica conectadas directamente a las redes de distribución, y no de transporte como ocurre en los sistemas de generación convencionales. En este sentido, la capacidad de evacuación que ofrecen las redes de distribución es limitada, por lo que siempre estaremos hablando de instalaciones de pequeña potencia. El desarrollo de este modelo está apoyado por la Directiva Europea 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

El objetivo de PROFORBIOMED es fomentar la biomasa como fuente de energía renovable, y en concreto aplicar el concepto de Smart Grids a las instalaciones de biomasa de producción de energía eléctrica.

Área temática: Nuevas Oportunidades y Modelos de Negocio alrededor de las Smart Grids.

Palabras clave: Biomasa, Generación Distribuida, Forestal, Redes Inteligentes

INTRODUCCIÓN

El modelo eléctrico actual nos ha llevado a que, en el año 2010, la potencia de generación instalada en España fuese de 105 GW, con una utilización media anual de tan sólo el 30%. Tan sólo en hora punta la demanda representa el 42% de toda la potencia instalada. Esto hace que nuestro sistema sea muy ineficiente. La aplicación de las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones TICs y los sistemas de generación distribuida se hace por tanto necesaria. Nacen entonces las Smart Grids (SG), o redes inteligentes.

Una de las características fundamentales en que se basa el desarrollo de la generación distribuida es la utilización de las energías renovables. La capacidad que ofrecen estas fuentes de energía para producir energía eléctrica en pequeñas instalaciones deslocalizadas es crucial para su aporte a los sistemas de SG. El sistema convencional de generación de energía eléctrica, en el que grandes centrales de producción vierten energía a un sistema sin saber en qué punto geográfico se va a consumir, lo hace muy ineficiente. Conviene recordar en este sentido que la mayor parte de la energía consumida en el centro de España (zona de la capital) es generada en otras regiones de la Península.



Figura 1. *Saldos de intercambios de energía eléctrica por comunidades autónomas. Fuente: Red Eléctrica Española.*

Dentro de las fuentes renovables capaces de producir energía eléctrica, la que ofrece una mayor gestionabilidad es la biomasa. En efecto, una pequeña planta de biomasa es capaz de seguir la demanda generada localmente y de esta forma satisfacerla localmente sin necesidad de sobrecargar las redes de transporte. En este sentido, el Proyecto Proforbiomed adquiere una importante relevancia.

OBJETIVO

El objeto de este artículo no es otro que dar a conocer las posibilidades que ofrece la biomasa como fuente de energía renovable fácilmente integrable en las SG. Para ello, se analiza la contribución del Proyecto Proforbiomed al mantenimiento de los montes y a la reducción del riesgo de incendios, así como a la dinamización de la economía local a través de la generación

de puestos de trabajo y de una serie de actividades económicas, todo ello alrededor del aprovechamiento de la biomasa forestal.

EL PROYECTO PROFORBIOMED

El Proyecto Proforbiomed promueve las energías renovables en la zona MED (arco Mediterráneo), a través del desarrollo y estrategia integrada para el uso de la biomasa forestal como fuente renovable, analizando el potencial de biomasa forestal disponible, desarrollando aspectos técnicos y legales y promocionando el uso de la biomasa como energía. La estrategia requiere la involucración de los actores clave para una cadena de producción de biomasa forestal, creando nuevas oportunidades de negocio. Este proyecto adquiere una dimensión multi-sectorial, trabajando con actores públicos y privados relacionados con las cadenas de suministro de biomasa, a todos los niveles, desde el europeo hasta el local, afectando 5 políticas clave: industria, energía, montes, agricultura y medio ambiente. El proyecto trabaja en la valorización de los bosques como fuentes activas de recursos e ingresos que requieren una gestión adecuada. Los aspectos innovadores del proyecto están relacionados con la involucración de actores públicos y privados diversos, para el desarrollo de políticas y acciones relacionadas con el sector de la biomasa forestal.

El proyecto se centra en los puntos débiles habituales del aprovechamiento de la biomasa forestal, relevantes para el desarrollo sostenible de los territorios, resolviendo problemas técnicos, creando herramientas y políticas de apoyo, involucrando a todos los actores clave y creando estructuras que apoyen la cooperación entre los actores públicos y los privados. Por otro lado, se desarrollan experiencias piloto sobre 13 aspectos fundamentales, reforzando esta cooperación entre los actores clave.

De esta forma se producirá un impacto a medio y largo plazo en zonas rurales, tanto en el aspecto social como económico y medioambiental. Entre los principales resultados del proyecto se encuentra el análisis de la implementación del concepto de SG relacionadas con las cadenas de suministro de biomasa.

Proforbiomed está financiado por el Programa MED, programa de cooperación transnacional, dentro de las políticas de cohesión de la Unión Europea. La zona MED incluye 13 países de la costa norte del Mediterráneo. El proyecto Proforbiomed es un proyecto estratégico al amparo del objetivo *Promoción de las Energías Renovables y mejora de la Eficiencia Energética*. El presupuesto total del proyecto es de 5.587.183 euros, de los cuales 4.239.450 euros son financiados por los Fondos Europeos de Desarrollo Regional (FEDER).

El partenariado del proyecto está constituido por:

Region of Murcia. General Directorate of the Environment. España
Energy Managing Agency of Murcia (ARGEM). España
Generalitat Valenciana. España
Municipality of Enguera. España
Forest Sciences Center of Catalonia (CTFC). España
Institute for Environmental Protection and Research (ISPRA). Italia

Lombardy Foundation for the Environment (FLA). Italia
Region of Sicily. Italia
International Association for Mediterranean Forests (AIFM). Francia
Regional Center for private forests (CRPF) of PACA Region (Région Provence-Alpes-Côte d'Azur). Francia
Region of Algarve. Portugal
Algar – Municipality Agency for energy in Algarve. Portugal
University Alfonso III. Portugal
Region of Western Macedonia. Grecia
University of Western Macedonia. Grecia
Agency for planning and development of Patras (ADEP). Grecia
Slovenian Forestry Research Institute. Eslovenia
Local Agency for Energy of Spofnje Podravje. Eslovenia

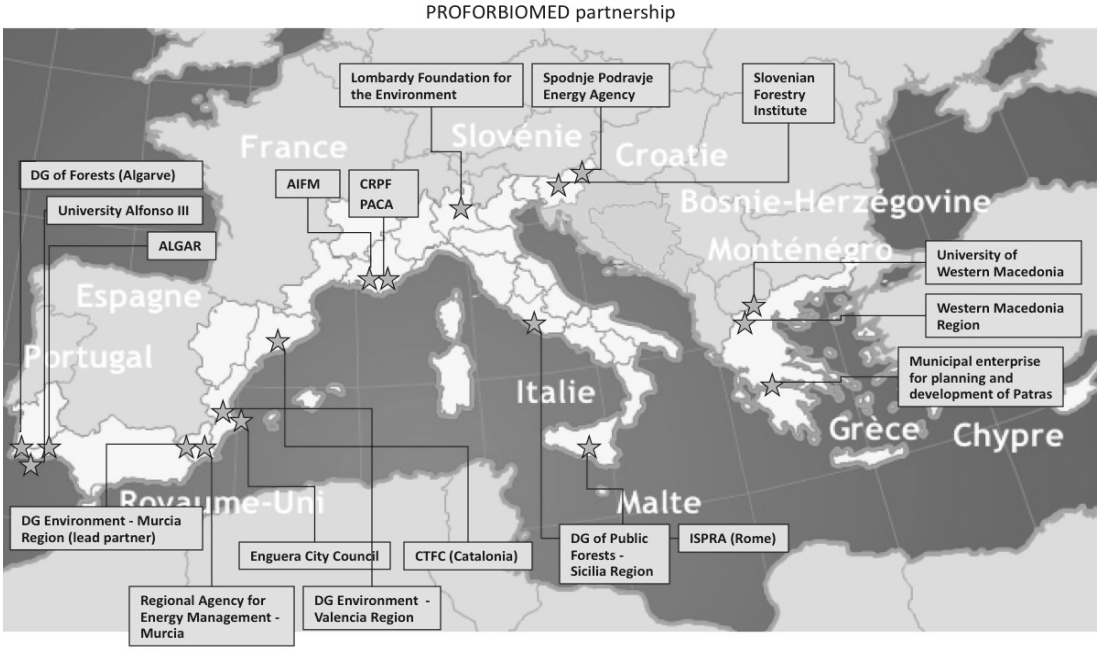


Figura 2. *Partenariado del Proyecto PROFORBIOMED.*

EL PAPEL DE LA BIOMASA EN LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Podemos definir la generación distribuida (GD) como la generación de energía eléctrica a pequeña escala ubicada cerca del lugar de consumo. Esto implica la utilización de pequeños sistemas eléctricos de potencia, que vierten su energía a sistemas de distribución. Como característica adicional podríamos añadir el empleo de tecnologías eficientes, destacando la cogeneración, con la que se aprovecha al máximo el contenido energético del combustible utilizado.

Podemos decir entonces que la GD es: la generación y el almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercana al centro de consumo, con la opción de interactuar (comprar o vender) con la red eléctrica o trabajar aisladamente.

Por su propia definición, este tipo de sistemas tienen capacidades relativamente pequeñas respecto a las grandes centrales de generación. En función de las fuentes de energía se manejan diferentes rangos: menores de 500 kW; de 1 MW a 5 MW; y superior a 5 MW.

La generación distribuida opera bajo dos esquemas: sistemas aislados en sitios alejados de la red eléctrica, donde aún no hay acceso a la red, y con sistemas interconectados a la red eléctrica.

La reducción en la inversión de proyectos de generación a pequeña escala y el desarrollo de tecnologías de punta en generación eléctrica de forma eficiente, confiable y de calidad han favorecido el desarrollo de la GD. El auge de los sistemas de GD se debe a los beneficios inherentes a la aplicación de esta tecnología, tanto para el usuario como para la red eléctrica.

Beneficios para el usuario:

- Incremento en la fiabilidad del sistema
- Aumento en la calidad de la energía
- Reducción del número de interrupciones
- Uso eficiente de la energía
- Uso de energías renovables
- Facilidad de adaptación a las condiciones del lugar

Beneficios para el suministrador:

- Reducción de pérdidas en transporte y distribución
- Abastecimiento en zonas remotas
- Libera capacidad del sistema (sobre todo en las redes de transporte)
- Proporciona mayor control de energía reactiva
- Mayor regulación de tensión
- Disminución de inversión
- Menor saturación del sistema

Dentro del uso de las energías renovables como fuente de energía para la GD, la biomasa adquiere un papel fundamental, ya que, junto con la energía minihidráulica, los sistemas basados en la biomasa como combustible, son completamente gestionables, es decir, es posible seguir de forma fiel la curva de demanda diaria de la zona a abastecer. Esto facilita mucho la posibilidad de interconexión con otras fuentes no gestionables, como pueden ser la eólica o la solar fotovoltaica.

Son diversos los tipos de combustible biomásico valorizables a pequeña escala. En cualquier caso, y dado que el proyecto Proforbiomed abarca fundamentalmente la biomasa forestal, la tipología más habitual de este combustible es la astilla, la cual adquiere un precio muy competitivo en el mercado y puede hacer viable la GD mediante dicho combustible. La utilización de este combustible origina, ya en la actualidad, cadenas de suministro locales, en zonas rurales, creando empleo y riqueza, generando ingresos en zonas deprimidas. Precisamente estas zonas se podrían convertir en las primeras energéticamente autosuficientes.

Es importante destacar que el uso de la biomasa forestal creará nuevas oportunidades de negocio en zonas rurales, habitualmente deprimidas y con una sustancial falta de empleo. También es conveniente destacar, que aun siendo económicamente rentable, la biomasa es la fuente de energía que más empleo local genera. Por otro lado, la explotación y uso de biomasa forestal sirve para fomentar y hacer viables actuaciones de gestión de forestal, como por ejemplo diversos tipos de claras y limpiezas, que ayudan a crear una estructura de bosque más resistente a incendios forestales.

Con el fin de valorizar este combustible, se plantean distintas opciones:

1. Ciclo Rankine con Turbina de Vapor

La generación de energía eléctrica se realiza mediante una máquina de combustión externa, como es la Turbina de Vapor. Es por tanto necesario la utilización de una caldera que, mediante la combustión de la astilla, produzca un vapor sobrecalentado con características suficientes para alimentar la turbina de vapor.

2. Gasificación y Motores de gas

La generación de energía eléctrica se realiza mediante motores de combustión interna alimentados con gas de síntesis producido mediante tratamiento termoquímico de la astilla en reactores de gasificación. Se trata en definitiva de una combustión con defecto de aire que permite el desprendimiento de los volátiles del combustible sólido.

3. Digestión anaeróbica

En este caso se emplea en los motores el biogás fruto de la descomposición anaeróbica de la materia orgánica. Esta opción no es la más apropiada para el uso de astilla de madera, pues se requiere de un cierto contenido en nitrógeno del que no dispone la madera.

4. Pirólisis y Motores de gas

Es un caso parecido al de la gasificación, pero el gas de produce mediante otro procedimiento termoquímico, denominado pirólisis, y consistente en una descomposición térmica de la materia al estar expuesta a muy altas temperaturas (superior a 900ºC) en ausencia de oxígeno.

5. Ciclo Stirling

La generación de energía eléctrica se realiza mediante una máquina de combustión externa de ciclo Stirling. Para ello se necesita una fuente de calor que se puede obtener bien mediante la combustión directa de biomasa en calderas o por medio de la combustión de gas de síntesis de biomasa gasificada, que proporciona una combustión más limpia que la combustión directa.

6. Cogeneración

En todos los casos es posible la utilización del calor, ya sea procedente de la refrigeración de los motores, del aprovechamiento del calor de los gases de escape o del mantenimiento del foco frío de los ciclos Stirling y Rankine. Según las potencias, el calor aprovechable puede tener diferentes niveles entálpicos con posibilidades en ocasiones únicamente para usos de calefacción (sector servicios) o con posibilidades para la generación de agua o aceite sobrecalentados o vapor, para usos industriales. La cogeneración con biomasa

permite obtener rendimientos globales de alrededor del 60 al 70% representando de esta manera una alternativa sustancial de mejora de la eficiencia energética global en el marco de las SG y la GD.

Dependiendo del perfil del usuario puede ser más conveniente una opción u otra. La facilidad de la implantación de algunos de estos sistemas está recientemente muy condicionada a la aprobación del denominado "decreto de autoconsumo" que el Gobierno Nacional debe poner en marcha en el plazo más breve posible. Así, actualmente en dos supermercados Waitrose del Reino Unido y un centro Spa en Tabarz (140 kWe y 560 kWth, Alemania) cogeneran mediante un sistema de cuatro motores Stirling basados en el uso de astilla forestal. En la Zona Franca de Barcelona existe una planta de cogeneración con biomasa forestal de 2 MWe mediante turbina de vapor regulable que proporciona el calor residual a 90ºC a viviendas, industrias y otros negocios del entorno. Los entornos de verdadera descentralización pueden tener un potencial de generación eléctrica en cogeneración del rango de 25 – 300 kWe por unidad, dependiendo de si se trata de una instalación para la generación de calor de uso terciario o para usos industriales o agroalimentarios. Los retos a superar se encuentran más en el ámbito de la optimización y la planificación que en la propia tecnología. De esta manera, en ámbitos rurales con baja formación técnico-industrial puede ser más adecuado la instalación de sistemas de relativa fácil operación, tal y como se ha observado en pequeños sistemas de gasificación o como pueden serlo los sistemas Stirling con combustión directa. En cambio, entornos industriales pueden ser más aptos a la instalación de sistemas basados en turbinas y gasificadores-motores de operación y mantenimiento más complejo.

CONCLUSIONES

Con el desarrollo del proyecto Proforbiomed quedará definido con más claridad cuál es el papel y la importancia de la biomasa forestal en las SG y la GD por medio de:

la determinación del potencial técnico aprovechable de biomasa forestal ligado a las tecnologías de aprovechamiento termoquímico,

el establecimiento de redes de agentes involucrados en toda la cadena para incentivar las sinergias y las asociaciones estratégicas

el estudio de las mejores alternativas para la participación de la biomasa forestal en la GD y las SG

Por tal motivo, una se hace necesaria una optimización de la gestión de las cadenas de suministro de biomasa, de la eficiencia en el uso de la misma (diseñando los sistemas más adecuados para cada aplicación), favoreciendo el aprovechamiento térmico y eléctrico siempre que sea posible.

Queda de esta forma clara la aportación que el aprovechamiento de la biomasa ofrece, no solamente a los sistemas de generación distribuida y redes inteligentes, sino a la sostenibilidad de nuestros montes, reduciendo el impacto que pudieran provocar los incendios.

BIBLIOGRAFÍA

www.proforbiomed.eu
www.argem.es
www.ree.es
www.carm.es
www.ctfc.cat
www.ecoenergies.cat
www.stirling.com
www.holz-kraft.de
www.logicenergy.es

Smart Grid y electromovilidad: un futuro compartido

J.Sala y A. Sala. Urban Resilience

Resumen:

La presente comunicación se desarrollará con la intención de comprender el concepto de las nuevas redes de energía, las Redes Inteligentes, y la importancia estratégica de diseñar una planificación conjunta con el vehículo eléctrico.
En la segunda parte de la presentación, se analizarán las actuales barreras que impiden su desarrollo como componentes esenciales de una Smart City real: Smart Grids y Smart Mobility.

Área temática: Nuevas Oportunidades y Modelos de Negocio alrededor de las Smart Grids

Palabras clave: energía distribuida, electromovilidad, autoconsumo, paridad de red, balance neto.

1. INTRODUCCIÓN

Existen dos factores clave en el futuro energético mundial:

- Por un lado, el fin de la era del petróleo asequible; que ha conllevado una fuerte apuesta por las energías renovables para integrar así en la red fuentes más limpias, eficientes y sobretodo, que ofrezcan una alternativa a la fuerte dependencia de energías fósiles extranjeras.

-Y por otro, la falta de movilidad sostenible, especialmente en las grandes ciudades, es uno de los principales problemas medioambientales a los que las administraciones deben hacer frente (y que además, más del 80% de la energía consumida por el transporte es de origen fósil). El sector automovilístico tiene que apostar por el coche eléctrico como parte importante de la solución ante el reto medioambiental y como protagonista de la recuperación económica. Su implantación de forma masiva revolucionará no solo el concepto de movilidad sino que también implicará un cambio de paradigma de magnitud similar en el sector energético.

Por ello, la combinación de estos nuevos recursos, integrando energía y movilidad en un mismo campo de trabajo, no es solamente un paso lógico sino un requisito totalmente imprescindible para hacer posible un cambio de modelo óptimo en ambos sectores. De hecho, en los últimos años, el sistema eléctrico mundial ha puesto en marcha múltiples proyectos de investigación con el fin de incorporar la electromovilidad y las fuentes renovables en una misma "Red Inteligente" (*Smart Grid*) y que además, apuestan por el autoconsumo como sistema de gestión en el que los ciudadanos pasarán de ser consumidores pasivos de energía a ser productores, gestores y usuarios de la energía.

Además, y debido a la futura expansión de las energías renovables en las ciudades, las redes actuales seguirán una tendencia a abandonar progresivamente su naturaleza centralizada para convertirse en redes de carácter distribuido (unidades de menor potencia que las centrales tradicionales y cercanas a los puntos de consumo), altamente eficientes y que se comunican unas con otras por medio de redes de comunicaciones (TIC), con el fin de satisfacer la demanda de los clientes y la resiliencia de la red. Con el autoconsumo, se prevé una mejora en la competitividad del mercado eléctrico, dando por sentado que la generación distribuida de la energía resultará en una menor monopolización de la energía por parte de las grandes generadoras.

Con este nuevo concepto de redes eléctricas inteligentes y planificadas se pretende afrontar los desafíos que la integración de la generación distribuida supone, y a su vez, afrontar los problemas que pueda ocasionar la introducción del vehículo eléctrico de forma masiva en la red, sacando provecho al mismo tiempo de las amplias oportunidades que trae consigo. No obstante, si la planificación para la transición no es adecuada, nos conduciría a tener que invertir grandes cantidades en ampliar una red que sería menos eficiente.

2. OBJETIVOS

La presente comunicación se desarrollará con la intención de comprender el concepto de las nuevas redes de energía, las Redes Inteligentes, y la importancia estratégica de diseñar una planificación conjunta con el vehículo eléctrico.

Para ello, primero se describirán los conceptos de **generación distribuida** y **autoconsumo**, estudiando los sistemas de almacenamiento, existentes y en desarrollo; analizando el impacto que éstos tienen sobre el sistema eléctrico y cómo la movilidad puede proporcionar una solución estratégica a los retos actuales.

En segundo lugar se examinarán las barreras que hasta el momento impiden su desarrollo, haciendo especial hincapié en la legislación y los intereses de las actuales grandes compañías de comercialización eléctrica, y se especificarán también los inconvenientes de los sistemas actuales para la introducción del vehículo eléctrico en la red.

Después de conocer y tratar estos conceptos, se realizará una breve conclusión acerca de los aspectos más importantes descritos y se expondrá un caso ejemplar de infraestructura planificada que integra energía y movilidad.

3. NUEVO MODELO ENERGÉTICO

3.1. La Generación Distribuida y el Vehículo Eléctrico

La generación distribuida (también conocida como generación descentralizada o generación dispersa) puede definirse como la generación, el consumo y el almacenamiento de energía a pequeña escala (democratización) con la opción de interactuar con la red eléctrica para conseguir máxima eficiencia energética. A diferencia de los sistemas aislados (Fig. 1) en los que

cada instalación precisa de sus propios acumuladores, la generación distribuida permite gestionar la oferta y la demanda a través de las TIC.

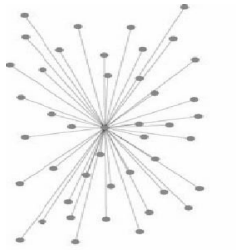


Figura 1. *Esquema de energía centralizada convencional.*

Varios estudios han podido comprobar que la producción distribuida o descentralizada (Fig. 2), de energía, generada y almacenada en menores cantidades pero cerca del lugar de uso o consumo, es más segura y eficiente, ya que no precisa de más infraestructuras. Además como se genera localmente se reducen substancialmente las pérdidas por transmisión de la generación centralizada.

Nadie duda que las energías renovables son importantes, pero como bien señala Ali Nourai de American Electric Power de Ohio, EEUU: "Si queremos que una parte importante de nuestra energía provenga de fuentes renovables, es imprescindible que podamos almacenarla". En el caso de las renovables más intermitentes (eólica, solar, etc.) no son una opción viable si no se consigue almacenar energía a gran escala.

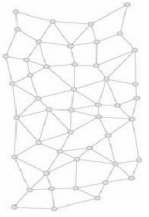


Figura 2. *Esquema de energía distribuida.*

Y aquí es justamente dónde las infraestructuras del vehículo eléctrico, con una planificación estratégica adecuada e integrándose con las Redes Inteligentes, pueden beneficiarse mutuamente al permitir evacuar los excedentes puntuales de la red utilizando dicha energía para recargar los vehículos, que de no ser así, tendría que ser vertida.

Para eso, será fundamental el papel que juega la electromovilidad dado que ésta servirá para regular y almacenar la electricidad intermitente de fuentes renovables, absorbiendo energía en los momentos que haya excedentes. A su vez, el vehículo eléctrico necesita y, por lo tanto, fomenta el sistema de energía distribuido al requerir una infraestructura de estaciones dispersas por la ciudad con puntos de carga cercanos al usuario, asegurándose así que las pérdidas por transmisión son mínimas.

Es preciso aclarar que en esta situación, no hablamos de almacenamiento con la idea de guardar para devolver a la red (V2G) sino que en este caso, las Redes Inteligentes almacenan en el propio vehículo eléctrico. Ahora tenemos la oportunidad irrepetible de planificar y las herramientas para ejecutarlo de forma progresiva para una transición óptima.

3.2 El autoconsumo energético, una solución de futuro

El concepto que está detrás del autoconsumo es el balance neto, que se caracteriza porque los consumidores generan electricidad *in situ*, autoconsumen una parte, vuelcan el sobrante generado por ellos a la red, y la parte equivalente a esa energía volcada se recupera para el consumo eléctrico en cualquier horario.

En el caso de los particulares, una instalación de energía renovable para autoconsumo, no solo generaría energía eléctrica para consumo residencial, sino que además puede convertirse en nuestra propia "electrolinera" con unas ventajas evidentes para sus VE.

De igual forma que podremos producir energía eléctrica para consumir en nuestro hogar, gracias a las Redes Inteligentes también podremos aprovechar esa energía generada por nuestra instalación para recargar, por ejemplo, flotas públicas de vehículos eléctricos (taxis, carsharing, autobuses etc) sin necesidad de almacenarla en costosas baterías sino inyectando directamente a estaciones de recarga cercanas. Nuestra instalación estaría de este modo formando parte de la futura Red Inteligente de electricidad distribuida y a la vez, regulando los niveles de demanda energética. Este factor no solamente contribuye a estabilizar la red entre horas punta y horas valle sino que además, de forma generalizada, conseguirá también equilibrar el valor del kW dado que la demanda será continua y no únicamente a ciertas horas del día como ocurre en la actualidad.

En definitiva, la ventaja que obtiene la electromovilidad participando en este sistema donde la electricidad se produce mucho más cerca de donde se va a consumir, es, por un lado, lograr minimizar las pérdidas producidas por el transporte eléctrico y por otro, garantizar un servicio resiliente, útil y próximo al usuario. A su vez, la implantación masiva del vehículo eléctrico supone para las Redes Inteligentes un recurso con gran potencial, ya que se estima que solamente con un 30% del parque automovilístico actual (incluyendo flotas públicas), ya se doblaría el consumo de energía residencial actual.

4. BARRERAS PARA EL DESARROLLO

En el caso de España, todas las políticas aplicadas hasta el momento para incentivar las energías renovables se han basado en un único objetivo: hacerlas atractivas para la inversión privada a través de un sistema de primas. No obstante, con la reciente restricción de las primas en las energías renovables y la inseguridad jurídica que produce la falta de legislación al respecto pendiente de desarrollo, el autoconsumo se presenta como una de las principales vías de crecimiento del sector, como ya han demostrado países como Estados Unidos y Alemania.

Otra de las barreras para el crecimiento de las renovables es que se confronta con los intereses de las compañías eléctricas convencionales. "Cada kilovatio verde de autoconsumo es un kilovatio que dejan de comercializar. Cada kilovatio fotovoltaico entregado en la red desplaza un kilovatio producido con tecnología convencional", indica Tomás Díaz, directivo de Asif. En la actualidad, el complejo sistema de relaciones humanas entre la política, el sistema financiero y el sistema energético, representa un muro insalvable para que las iniciativas e innovaciones necesarias del sector puedan fructificar, sin poder contar con la complicidad de los mismos.

5. CONCLUSIÓN

Es fundamental que se planifique de forma conjunta el desarrollo de las nuevas Redes Inteligentes y la electromovilidad. El autoconsumo contribuirá a hacer un uso más eficiente y racional de la energía y permitirá un aprovechamiento generalizado y distribuido de las energías renovables. Si además se consigue integrar la implantación del vehículo eléctrico como un

componente más de este nuevo modelo energético, el ahorro en infraestructura y el rendimiento en eficiencia serán aún mayores.

Como Javier García Breva, Presidente de la Fundación Renovables, expresa en su último boletín, "el modelo energético tradicional se basa en el mayor consumo y facturación al consumidor final. Con la crisis ese modelo ha resultado ser una losa pues a pesar de la baja demanda se sigue importando energía, bloqueando las políticas de ahorro y eficiencia y regalando los derechos de CO2 sin ninguna estrategia a largo plazo. La sobrecapacidad del sistema, resultado de una desastrosa planificación, ha convertido a las renovables en una amenaza a combatir por las tecnologías convencionales cada vez menos competitivas. Y se está optando por la pobreza energética como la verdadera política energética, apoyando un modelo insostenible que se fundamenta en las importaciones energéticas, en el derroche en todos los usos de la energía y hundiendo la inversión en las energías renovables que, por el contrario, aseguran la independencia energética, la eficiencia y la reducción de emisiones al ser la única fuente propia y autóctona de que disponemos"

En definitiva, se trata de obtener mayor eficiencia y ahorro energético utilizando en lo posible, energías renovables y autóctonas, reduciendo así la dependencia y la inseguridad por la falta de subministro. Es importante dar la máxima difusión con estos conocimientos de interés púbico, ya que la inmovilidad y la confusión juegan en beneficio del estatus actual.

6. BIBLIOGRAFÍA

NOURAI, A. en LINDLEY D. (2010): Smart grids: The energy storage problem; Nature Volume 463 Number 7277

DÍAZ, T. en CERRILLO, A. (2011): ¿Quién teme a la electricidad fotovoltaica?, La Vanguardia, Barcelona

GARCÍA BREVA, J. (julio de 2012): publicado en el boletín de APECYL, Castilla y León

Ecarga: Gestión de Puntos de Recarga de Movele Madrid

Celestino Güemes Seoane y Zorayda Guerrero Vega. Atos Worldgrid

Resumen: El proyecto "ecarga" ha consistido en la definición y desarrollo de una solución completa de gestión de infraestructura de recarga de vehículo eléctrico y movilidad eléctrica. La solución permite conocer en tiempo real la situación de funcionamiento de los puntos de recarga que conforman la red, las posibles incidencias que se produzcan en los mismos, el seguimiento de las recargas realizadas, así como la elaboración de históricos de funcionamiento, y consumo, entre otros. La solución hace uso de protocolos públicos, como OCPP de gestión de puntos de recarga, lo que garantiza la interoperabilidad, universalidad y crecimiento de la solución. La solución creada en el ámbito de este proyecto fue seleccionada para ser utilizada en un caso real de aplicación de las TI aplicadas a la gestión de recarga de Vehículo Eléctrico en España en un proyecto reconocido como Movele Madrid. El reto es poder gestionar los puntos de recarga inteligentes de uso público, que son monitorizados en tiempo real y operados automáticamente y de forma remota para controlar el acceso de los usuarios y gestionar sus incidencias.

Área temática: Nuevas Oportunidades y Modelos de Negocio alrededor de las Smart Grids

Palabras clave: Vehículo Eléctrico, Punto de Recarga, Movilidad Eléctrica, Recarga, OCPP

1. TEXTO PRINCIPAL

INTRODUCCIÓN

Nuestra vida está altamente motivada por la necesidad de movilidad. Esto aplica tanto a nivel personal (por ejemplo, la elección de un lugar para vivir y otro para trabajar) como a nivel empresarial (por ejemplo, las entregas de bienes justo a tiempo, los viajes de negocios). En la actualidad la movilidad se realiza principalmente por medio del transporte basado en los tradicionales motores de combustibles. El transporte personal y de mercancías se ha convertido en un importante emisor de CO2 de la industria en las últimas décadas. Las predicciones para los próximos 20 años han demostrado que este hecho empeorará (se espera que en 2030 puede haber 4,5 veces más vehículos en las calles). Además, el combustible y el diesel será mucho más caro debido a los limitados recursos de petróleo crudo.

En este contexto, el vehículo eléctrico (VE), en sus diferentes formas (desde el existente VE híbrido al emergente VE puro y enchufable) se convertirá en la pieza más esencial en la evolución de un transporte basado en el combustible fósil a una electromovilidad más sostenible en el mundo. Los Vehículos eléctricos ofrecen una gran cantidad de ventajas: reducción de las emisiones de CO2 y otros contaminantes atmosféricos, supresión de ruido, una mayor eficiencia energética, reducción de los costos de abastecimiento de combustible ... Además, el VE puede ser un complemento perfecto para una red inteligente más eficiente, lo que permite un mejor aprovechamiento de los recursos renovables como la energía solar o la energía eólica.

Pero el despliegue global del VE implica la necesidad de desplegar nuevos tipos de infraestructuras, la más importante es la red de Puntos de Recarga necesaria para sustituir la actual red de estaciones de combustible fósil de servicio. Está claro que este despliegue de la red

de infraestructura de puntos de recarga será un elemento fundamental para acelerar la adopción del VE. Además del hardware de los puntos de recarga, las infraestructuras eléctricas o las comunicaciones necesarias para la red, habrá una clara necesidad de nuevos y flexibles sistemas de TI para capturar y procesar la información de consumo en los puntos de recarga, e integrar esta información entre los diferentes actores (distribuidora eléctrica, comercializadora de energía, fabricantes de VE, etc) en la cadena de valor del VE.

OBJETIVO

El objetivo del proyecto "ecarga" es la definición y desarrollo de una solución integral para la gestión de redes de puntos de recarga de vehículo eléctrico, ofreciendo los sistemas, la infraestructura y la tecnología necesaria para la carga inteligente y la gestión de los VE. Lo que se ha pretendido desde un principio ha sido la identificación de las necesidades de los actores involucrados en la cadena de valor del vehículo eléctrico para ofrecer un conjunto completo y abierto de servicios que permitiera la implementación de los distintos modelos de negocio fruto de dichas necesidades.

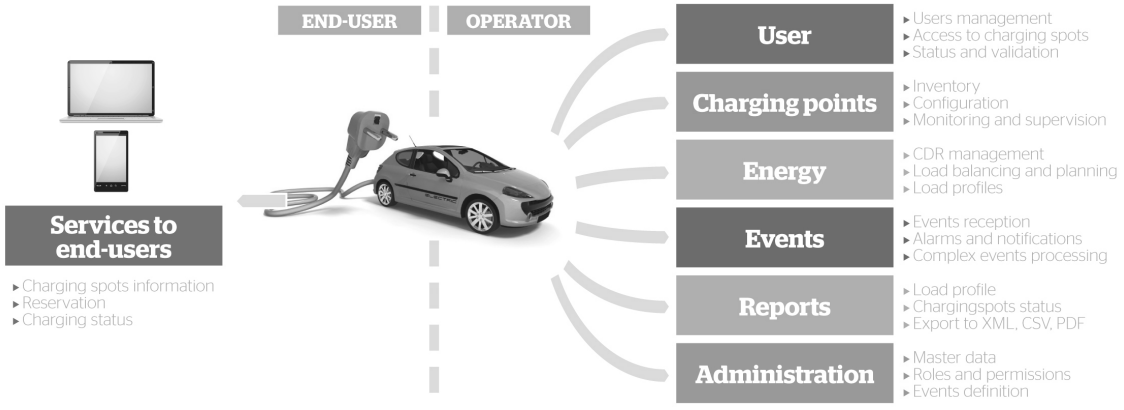


Figura1:Funcionalidad de alto nivel de ecarga

Usuarios: Además de todas las capacidades básicas de gestión de usuarios, la solución puede administrar complejas jerarquías de usuarios, tanto en el lado del cliente (por ejemplo, flotas corporativas de VE) y en el lado del vendedor (por ejemplo, revendedores de energía). Los usuarios pueden navegar entre toda la información relacionada en el sistema a través de distintas interfaces incluyendo la orientada a dispositivos móviles inteligentes y tabletas.

Puntos de recarga: Módulo encargado de la gestión de activos, con el fin de controlar el ciclo de vida de los diferentes recursos que intervienen en los puntos de recarga. Las redes de puntos de recarga pueden ser muy complejas: por ejemplo, algunos fabricantes están desarrollando puntos que funcionan en modo maestro-esclavo, por lo que algunos puntos de recarga se asemejan conceptualmente al concepto de concentrador en las redes de contadores inteligentes.

Energía: El proceso de recarga o de gestión de carga de un vehículo eléctrico es uno de los elementos más importantes que gestiona la solución, lo que implica la interacción de muchos módulos del sistema. El tiempo y el consumo de cada carga y de todos los puntos de recarga en

un parque se registra y se gestiona, teniendo en cuenta capacidades avanzadas como discriminación horaria.

Eventos: La gestión de los eventos que se produce en un sistema en donde hay un número muy elevado de dispositivos comunicándose entre ellos requiere sistemas avanzados que permitan a los operadores anticiparse a los problemas en la red, así como localizarlos de una forma rápida una vez se han producido e incluso permitir la ejecución automática de acciones correctivas destinadas a la resolución de los mismos.

Informes: La cantidad de información recogida en la red de puntos necesita ser analizada y procesada para poder proporcionar información en distinto formato que permita a los operadores su administración y organización (perfiles de carga, incidencias, alarmas, consumos máximo/mínimo, uso y estado de la red de puntos etc…) para el soporte a la toma de decisiones.

Usuario final: El usuario final del VE juega un papel fundamental en el desarrollo e impulso del VE, por lo que ofrecerle toda una amplia gama de servicios que le permitan utilizar su VE de la misma forma que utilizaría un vehículo de gasolina sin tener que preocuparse de cuándo, dónde y cómo recargar. El sistema contempla estos servicios tales como la localización de puntos por distintos criterios, planificar rutas, reservas de puntos, acceso a su recarga actual e informes de históricos de consumos.

Desde un punto de vista técnico, la arquitectura de ecarga ha sido diseñada desde el principio teniendo en cuenta los requisitos de soluciones avanzadas de redes inteligentes, como la que se presentan en la infraestructura de puntos de recarga.

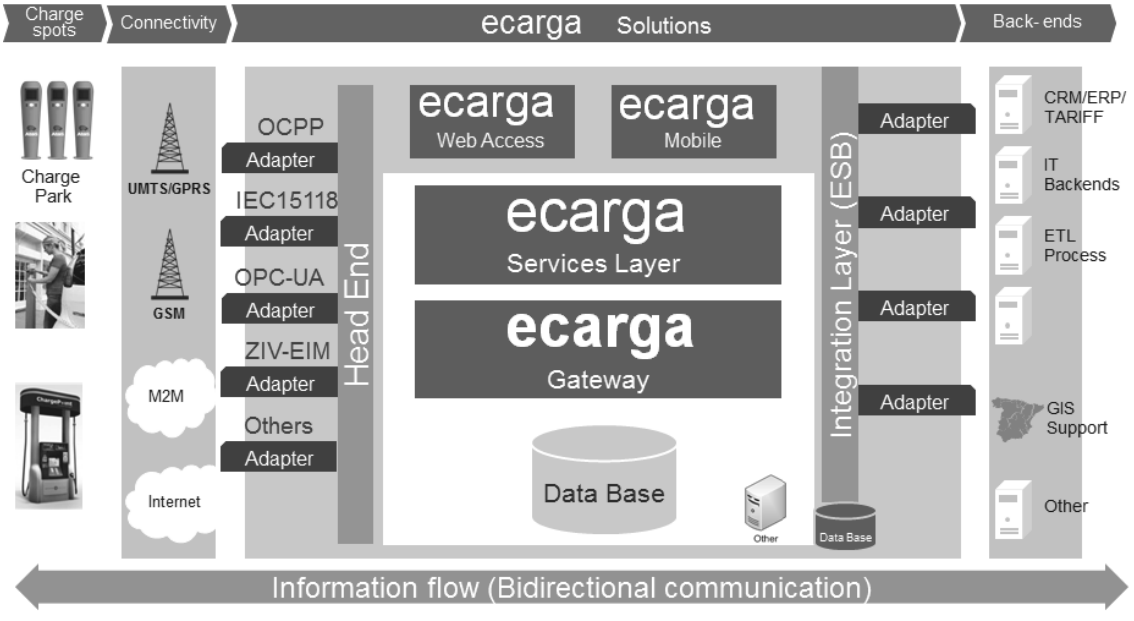


Figura 2: Arquitectura de alto nivel de ecarga

Los módulos funcionales que hemos visto anteriormente se han aplicado sobre una capa de Middleware de diseño personalizado que hace frente a las complejidades de la gestión de una red de contadores inteligentes, como el que los puntos de recarga representan. Algunas de las características importantes que se han tenido en cuenta en la definición de esta arquitectura son:

Soporte de múltiples dispositivos: La solución admite puntos de recarga de diferentes fabricantes, usando "drivers" desarrollados de acuerdo con un interfaz de abstracción de dispositivos. Esto posibilita la gestión de redes heterogéneas de puntos de recarga y evita la dependencia de soluciones propietarias y cerradas de terceros.

Basada en una arquitectura SOA, que simplifica la integración con sistemas externos. Un bus de servicios embebido (ESB, Enterprise Service Bus) se encarga de toda la interacción con sistemas externos.

Sistema de mensajería que hace posible un procesamiento casi en tiempo real de la información. La arquitectura está fuertemente orientada a la gestión de eventos, incluyendo capacidades de procesamiento complejo (CEP, Complex Event Processor)

Bases de datos no relacionales para el almacenamiento de la información, ya que podría llegar a ser enorme y complejo, sobre todo teniendo en cuenta la integración de estas redes de puntos en las futuras redes eléctricas inteligentes.

Escalabilidad y extensibilidad para poder adaptarse con el menor impacto posible a los nuevos modelos de negocio que están surgiendo en un mercado en continua evolución y cada vez con más demanda por parte de todos los actores involucrados.

En fases posteriores del proyecto se pretende seguir evolucionando la solución para dar cobertura a nuevas capacidades relacionadas con el VE como por ejemplo:

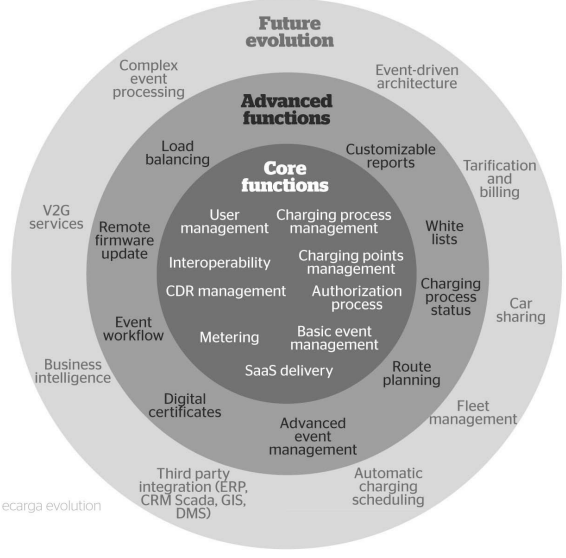


Figura 3: Evolución del proyecto ecarga

Movilidad e integración de sistemas telemáticos en los vehículos: Actualmente existe una interfaz de usuario enfocada al teléfono inteligente, pero en un futuro próximo el vehículo tendrá que interactuar directamente con la infraestructura de recarga para que puedan informar al conductor sobre el punto más cercano de recarga que ofrece el mejor precio para la nueva carga.

Interacción con los sistemas B2B de "intercambio de energía": Aunque todavía en un estado inicial, existen algunas iniciativas entre los principales actores de la cadena de valor EV (fabricantes de automóviles, servicios públicos, empresas de infraestructuras, reguladores, etc) para definir los "intercambios de energía". Estos intercambios siguen un modelo de mercado B2B, y darán lugar a nuevos "modelos de negocio" que mejoran el mercado de recarga de vehículos eléctricos. Por ejemplo, el concepto mismo de "roaming" de las industrias de telecomunicaciones podrían implementarse para la recarga de vehículos eléctricos.

Modelos de intercambio de energía avanzados como "Vehículo a la Red" (V2G): El uso del vehículo eléctrico como un sistema de acumulación de energía flexible, junto con el despliegue de otras capacidades de red inteligente, permitirá modos de gestión más avanzados para la red eléctrica

PRESENTACIÓN RESUMIDA DE RESULTADOS

La solución definida y desarrollada dentro del ámbito del proyecto ecarga fue seleccionada por el consorcio del proyecto **Movele Madrid** formado por la EMT y los 4 socios privados, Iberdrola, ACS, GNF y Endesa, para gestionar los puntos de recarga de dicho proyecto. Esto ha permitido al proyecto ecarga poder poner en práctica un caso real de utilización de las TI aplicadas a la Gestión de Recarga de Vehículo Eléctrico en España. Se trata de puntos de recarga inteligentes de uso público, que son monitorizados en tiempo real y operados automáticamente y de forma remota para controlar el acceso de los usuarios y gestionar sus incidencias. La solución permite conocer en tiempo real la situación de funcionamiento de los puntos de recarga que conforman la red, las posibles incidencias que se produzcan en los mismos, el seguimiento de las recargas realizadas, así como la elaboración de históricos de funcionamiento, y consumo, entre otros.

Para la integración con los distintos fabricantes se han utilizado protocolos abiertos públicos, como el protocolo OCPP de gestión de puntos de recarga, lo que ha permitido la interoperabilidad entre los puntos de recarga. El gran reto de la utilización de la solución ecarga dentro del proyecto Movele ha sido la integración de los 9 fabricantes de infraestructura involucrados en el proyecto utilizando dicho protocolo. Para poder acometer este reto se han mantenido diversas reuniones con todos ellos, y finalmente se han adoptado distintas formas para que la comunicación con la solución se pudiese hacer de forma unificada en el formato que indica este estándar, aunque cada fabricante utilice sus propios protocolos para comunicar con el punto de recarga. Ya se han integrado 3 fabricantes, y se espera integrar el resto de fabricantes en los próximos meses. La plataforma también ofrece una interfaz orientada al usuario final para ser utilizada mediante el uso de Smartphone, lo que les permitirá hacer búsquedas de puntos de recarga, conocer su estado, reservar, y seleccionar la ruta óptima hasta el mismo. En esta

comunicación lo que se pretende no es sólo contar el caso de este proyecto, sino poder de manifiesto la viabilidad de este tipo de soluciones y demostrar que la movilidad eléctrica es posible en nuestras ciudades para conseguir entornos más sostenibles, limpios y libres de CO2.

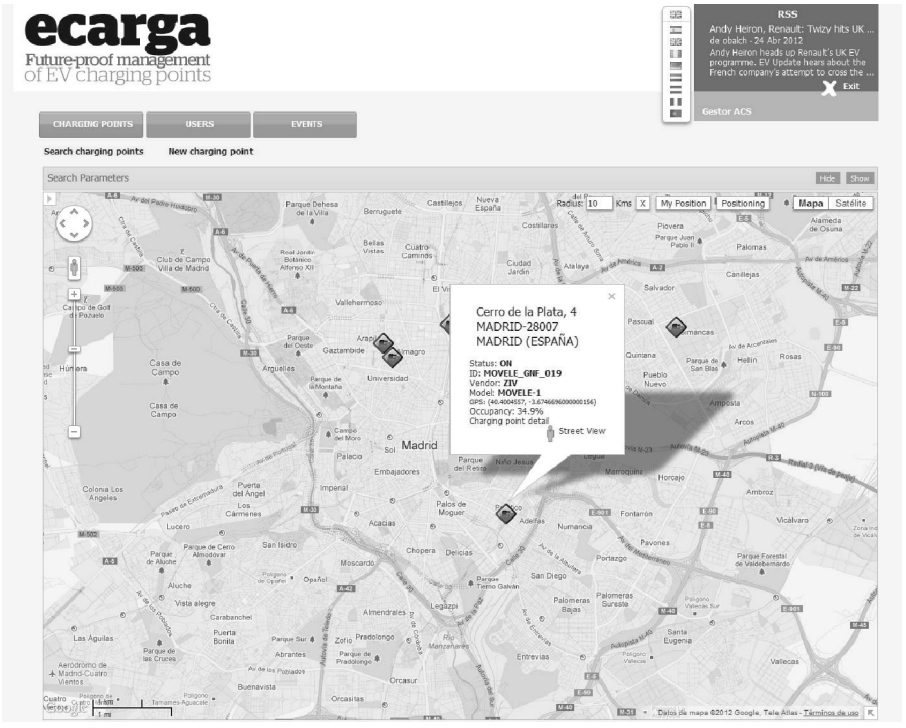


Figura 4: Interfaz web ecarga para proyecto Movele

2. AGRADECIMIENTOS

Atos Worldgrid quiere dar su agradecimiento al Ayuntamiento de Madrid y a los socios del proyecto Movele Madrid, EMT, Iberdrola, ACS, Endesa y Gas Natural Fenosa por habernos brindado la oportunidad de poder aplicar los resultados de nuestro proyecto ecarga a la infraestructura de puntos de recarga de uso público de la ciudad para demostrar la viabilidad del mismo.

Recarga móvil de vehículos eléctricos en cualquier punto. Viabilidad y oportunidad

Luciano Azpiazu y Carlos Arbeloa. Nomantica, S.L

Resumen: Para la implantación del vehículo eléctrico y su generalización en una sociedad orientada a la sostenibilidad están apareciendo diversas y variadas casuísticas que están claramente limitando su desarrollo.
La ponencia propone una nueva solución , ya en fase de prototipo, patentada y financiada parcialmente por el CDTI (Proyecto PREMISA) que partiendo del hecho de que eléctricamente , una carga lenta de un vehículo eléctrico (VE) no es sustancialmente diferente de otra carga convencional (p.e. aire acondicionado) , que por la noche se pueden ofrecer precios atractivos coincidiendo con exceso de potencia de generación, que las redes de distribución públicas y privadas están muy descargadas y presumiblemente el habito del posible usuario sería cargar por la noche , aprovecha la red existente para , en cualquier base de corriente preparada , registrada y visualizada por la Compañía distribuidora, poder conectar un equipo móvil de recarga, con todas las funcionalidades de un poste fijo, más un contador certificado y un Sistema Inteligente de Gestión de Carga y ligado a un Gestor de Cargas, y constituye en sí mismo un nodo individual e inteligente de la Smart Grid.

Área temática: Nuevas Oportunidades y Modelos de Negocio alrededor de las Smart Grids.

Palabras clave: SIGC, gestor de carga, vehículo eléctrico, recarga inteligente, movilidad.

INTRODUCCIÓN

Para la implantación del vehículo eléctrico y su generalización en una sociedad orientada a la sostenibilidad están apareciendo diversas y variadas casuísticas que están claramente limitando su desarrollo como son:

- *Para los vehículos*: Pocos modelos y caros, pocas ventas, autonomía limitada, baterías sin experimentar.
- *En lo relativo a precios* Existen tarifas supervalle, poco aplicables, no hay agilidad ni variedad de precios y además no relacionadas con la generación y generalmente necesitan contrato dedicado.
- *En lo relativo a reglamentación y regulación* Falta normativa de BT y no está suficientemente desarrollada la figura el gestor de carga así como el sistema inteligente de gestión de carga SIGC.
- *Y en lo relativo a la recarga* Obligatoria en puntos fijos exclusivos y exige ampliación de red con problemas de permisos y riesgo fraude, vandalismo,..; duración larga en recarga lenta y poca o nula inteligencia en la recarga

La ponencia se centra en una solución pionera que aprovecha la red existente tanto pública como privada, para que siempre, bajo la supervisión de la Compañía distribuidora y la

comercializadora-gestor de carga , se permita mediante un dispositivo móvil, poder gestionar inteligentemente la recarga con el mayor beneficio para todos los actores intervinientes.

OBJETIVO

Se detallan las características del equipo PREMISA, que sintetizando tiene todas las funcionalidades de un poste fijo convencional de recarga, con un contador certificado (protocolo PRIME) y un Sistema Inteligente de Gestión de carga (SIGC) que comunica con el Gestor de Cargas y realiza la optimización de la recarga.

Funcionalidades PREMISA:

- Todas las funciones eléctricas de un poste fijo convencional (referencia MOVELE).
- Cumpliendo la actual ITC-BT 52 (en borrador), pero sin necesidad de contrato específico, ya que se conecta.
- Se conecta a un punto autorizado, ya con suministro eléctrico medido.
- Incorpora un contador certificado (aguas abajo del contador principal).
- Permitiendo el pago después de la recarga, mediante plataforma de pago convencional.
- Con una unidad de control que incluye SIGC.
- Con un módulo de comunicaciones internas y externas.
- Comunicando a la Comercializadora el detalle de la recarga para su neteo con el contrato del contador principal.

Funcionamiento de PREMISA:

Facilitar que, (de acuerdo con toda la legislación y normativa existente, y que necesariamente hay que poner al día), que desde cualquier punto (base de corriente) donde haya suministro eléctrico contratado, medido, identificado y autorizado por la Compañía, se pueda producir la carga lenta de la batería de un EV a través de un poste móvil PREMISA (podría valer para la carga rápida modificando exclusivamente la barra de fuerza y el interruptor general y diferencial).

Para ello se desarrolla un sistema que engloba:

- Un punto autorizado PA , registrado por la Compañía distribuidora, con capacidad eléctrica de carga y su clave secreta de cara a fraude y morosidad.
- Un nuevo tipo de poste móvil con funcionalidad SIGC y contador certificado.
- Un proceso integrado de gestión, donde participen todos los actores como distribuidoras, comercializadoras, gestor de recarga (agregador), que en base a distintas BBDD de puntos autorizados, postes de recarga fijos y móviles, y vehículos optimice la carga aprovechando las instalaciones públicas y privadas existentes.

El conjunto tiene las funcionalidades de identificación, carga y medida con las siguientes características:

- Capaz de conectarse en cualquier punto autorizado de una red , acceso universal.
- Con inteligencia SIGC y comunicaciones, interactuando bidireccionalmente con el Gestor de carga y a través de él con la distribuidora y la comercializadora donde está conectado el punto autorizado y donde se registran datos de los contratos de los Puntos Autorizados, mediante interfase con la base de datos de instalaciones de la red de distribución y las privadas ligadas al contrato y que maneja con inteligencia la gestión activa de la demanda, con posibles funciones adicionales de gestión de la flota (movilidad) para gestión de reservas a priori.

Relación con las SmartGrids:

Esta solución es absolutamente complementaria con instalaciones integradas en una Smart Grid, pero también, siendo uno de sus puntos fuertes, constituye en sí misma un nodo individual de la Smart Grid ya que tiene todos sus componentes de baja tensión esenciales, careciendo lógicamente de funcionalidades de operación y control de la red de baja y media tensión pero pudiendo suministrar su información un sistema de más alto nivel.

Es decir contempla toda la problemática de integración de estos equipo en redes con comunicación con los contadores y concentradores de la smart Grid, como en aquellos sitios en que aun habiendo contadores inteligentes no se ha desarrollado la red Smart y el propio equipo PREMISA con su medida, SIGC y comunicaciones se transforma un SmartGrid de un solo nodo.

Integridad del suministro:

Una preocupación esencial en el desarrollo es la garantía permanente de que el receptor que va a ser beneficiario de esa tarifa especial es un vehículo eléctrico y para ello toda la cadena de valor entre el punto autorizado (con un contrato existente y una tarifa contratada para otros usos y que hay que netear, PREMISA y el coche se basa en claves y comprobaciones habituales y normalizadas en INTERNET, así como en la plataforma de pago.

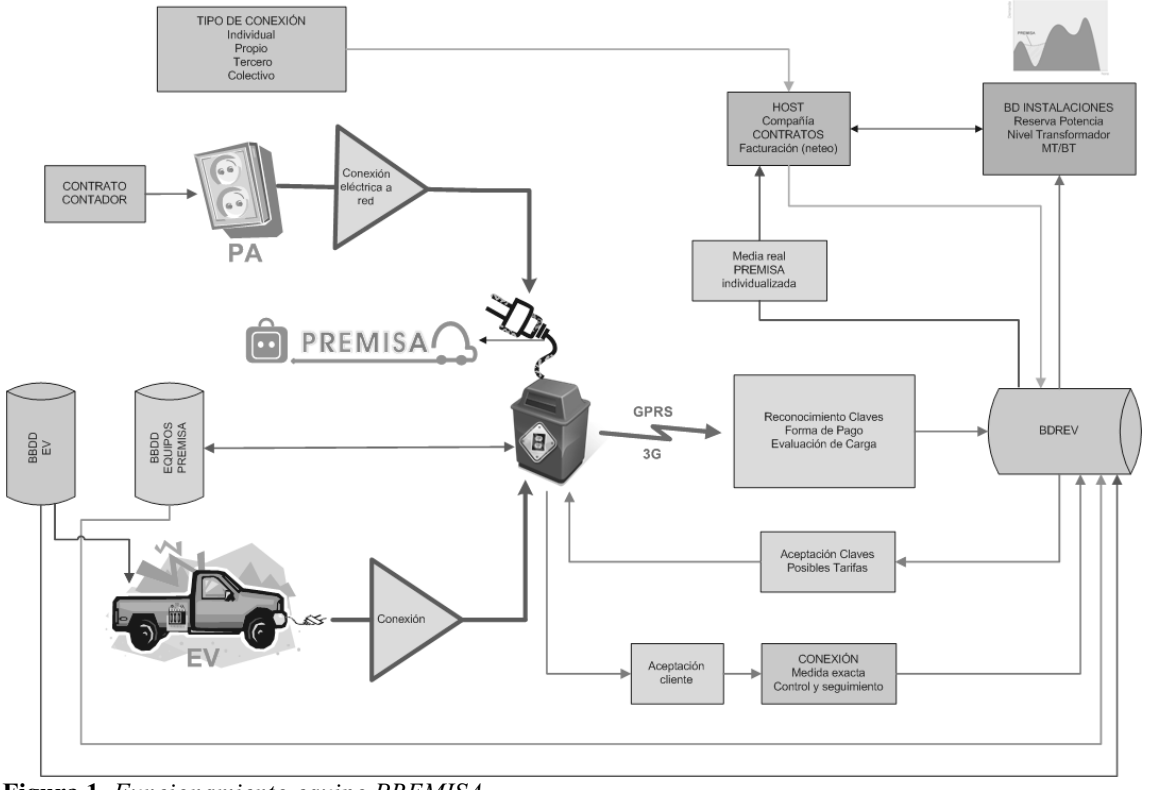


Figura 1. *Funcionamiento equipo PREMISA.*

MODELO DE NEGOCIO

Lógicamente hay que identificar y resolver una seria de barreras para que el funcionamiento sea legal y reglamentario, aunque en la prueba se han desarrollado los simuladores

correspondientes, y también se identifican todos los beneficiarios posibles de esta solución.

Riesgos, barreras y retos a resolver

- Los vigentes reglamentos, sistema regulatorio y de retribución de las redes de distribución.
- El detalle minucioso y reglamentario de las relaciones entre los distintos actores (REE, distribuidora, comercializadoras, gestor de carga, Agregador,...).
- La inexistencia detallada de normativa tarifaria abierta y flexible.
- La normalización y certificación de equipos, principalmente de medida, para el secundario.
- La distinta normativa nacional, autonómica y particular de cada Compañía. eléctrica en lo relativo a criterios de conexión a la red y la obligatoriedad de poder a disposición de las gestores de recarga de la disponibilidad en potencia y tiempo de la reserva.
- La evolución de las redes de distribución, que deben conjuntar el máximo aprovechamiento de los activos, con la calidad del servicio y la comodidad del usuario, con una retribución justa y suficiente.
- La identificación exacta administrativa de un usuario VE no ligado a un punto de conexión en cualquier ubicación, y por tanto no ligado a su contrato habitual.
- La falta de disponibilidad en los sistemas de gestión de las Compañías de información dinámica para la conexión y control de cargas puntuales, esporádicas y no sistemáticas, que una vez creada se pondría a disposición de todos y cada uno de los gestores de carga.
- La seguridad industrial (de todo tipo) de estas infraestructuras.
- El fraude y seguimiento del cobro.
- El desarrollo del ahora no existente elemento de recarga, itinerante y telegestionado, que daría un acceso universal a la red de distribución.
- Como compendio, el reto es, sin trabas técnicas ni requerimientos adicionales, facilitar el acceso universal del VE a un punto de recarga lenta, con un Sistema Inteligente de Gestión de carga (SIGC).

Beneficios de esta solución

Para la Economía Nacional

- Desarrollo de industria innovadora nacional, tanto de puntos autorizados como de medidas individuales como de postes PREMISA.
- Desarrollo de algoritmos de predicción de demanda teniendo en cuenta esta problemática.
- Más opciones para la implantación del EV, facilitando un mayor ritmo de fabricación y uso, no condicionado por la infraestructura eléctrica.
- Abrir la posibilidad de nuevos actores en los mercados, como gestores,…

Para la Administración

- Apadrinamiento de un proyecto sólido innovador con importante impacto mediático y promoción del I+D orientado a producto.
- Impulso de la política basada en la sostenibilidad con la creación de nuevas herramientas para la promoción de la recarga inteligente
- Aprovechamiento del mix de generación (énfasis en generación distribuida a bajo nivel de tensión) sobre todo de las energías renovables, pues se rellenarían horas valle de demanda.
- Mejor seguimiento de los planes de implantación de infraestructuras.

-

Para las Compañías propietarias de las redes de distribución y sus contratistas

- Seguimiento dinámico del despliegue (mejor si los PA son adaptados , vendidos o alquilados por ellos) con mejor aprovechamiento de su activo.
- Mínimo desarrollo de red, debido a los postes de recarga móviles.

Para el operador del Sistema (Red Eléctrica de España)

- Más energía distribuida en horas valle con disminución de la punta de demanda con una política dinámica de precios (aun cuando estamos hablando de 16 amperios , unos 2000kwh/año y para 500000 VE el equivalente en energía a 1,5% de la domestica residencial).

Para los fabricantes de soluciones, HW,SW y comunicaciones

- Producto innovador a nivel mundial, creando una nueva normativa real basada en Pa y su identificación.
- Creación de riqueza (puestos de trabajo y mercado).
- Solución universal adaptable a distintos mercados.

Para los fabricantes de vehículos

- Mayor ritmo de fabricación y venta al eliminarse barreras al uso.

Para los propietarios de los vehículos

- Más autonomía real en base a acceso universales de recarga.
- Acceso a posibles mejores precios.

Para los titulares de los contratos y colectivos posibles gestores de carga

- Más volumen de negocio y por tanto posibilidad de mejores precios.

<u>Factores críticos de éxito</u>

Administración del Estado :

- Redefinición de toda la plataforma legal y normativa que soporta el proceso incluyendo la adecuación de las figuras de Agregador y Gestor de carga de EV, teniendo en cuenta la Reventa de Energía, Tarifas, Reglamento baja tensión, repercusión en la regulación y retribución de la distribución
- La normalización de equipos.
- Falta de disponibilidad en los sistemas de gestión de las Compañías de información dinámica para la conexión de cargas puntuales, esporádicas y no sistemáticas (aunque el modelo de retribución implica la existencia georreferenciada de los puntos de suministro).
- Desarrollo del ahora no existente recargador itinerante, telegestionada, cumpliendo todas las condiciones de seguridad industrial (de todo tipo)
- Detalle del SIGC, voluntario o no, con inteligencia a nivel cliente para optimizar la carga y posible desde la Compañía de distribución.

Compañías suministradoras y comercializadoras

- Cambios en su Host para generar los Puntos Autorizados automáticamente y sus parámetros de reserva,…en base a su interrelación con la BD de instalaciones, inventario, cargas,..
- Previsión de demanda en baja tensión, aplicando las lecciones aprendidas en el proyecto GAD (Gestión Activa de la Demanda)
- Intercomunicación con la BDREV , en tiempo real

- Introducción del procedimiento de neteo de la energía facturada por

En el equipo PREMISA , su reglamentación y garantía de operación segura

- Rediseño de los criterios de desarrollo (si fuera necesario) de la red de distribución y de los criterios de conexión a la red.
- Identificación de lagunas o cambios normativos (instalaciones de baja tensión, medida, inspección,…).
- Aplicar lecciones aprendidas en cuanto a fraude y seguimiento del cobro.

INNOVACION DE ESTE PRODUCTO

La génesis de la recarga convencional se basa en postes fijos, siendo (en nuestra opinión) debido a:

- La solución trivial e inmediata , un nuevo receptor implica más red
- Presión, en épocas de crisis, de instituciones interesadas en el desarrollo de redes
- Escasa participación de especialistas de compañía en planificación y atención a nuevos suministros y más en TIC y nuevas tecnologías
- Considerar la carga como un "hecho diferencial" cuando la carga lenta de un EV es una carga normal, flexible a la carga y descarga, con su tipología propia (la problemática de armónicos es conocida y hay soluciones), pero conocida.
- Dificultad de congeniar intereses para desarrollar:
    - El sistema Inteligente de Gestión de Carga SIGC
    - La figura del Gestor de Carga , en niveles y ligada a la gestión de la infraestructura
- La inercia propia de las distribuidoras, no acuciadas por una demanda ciertamente pequeña.

Por eso la solución PREMISA se acepta pero parece demasiado avanzada.
Pero hay grandes empresas que van en la línea NOMANTICA**:**
PROYECTO ELVIIS (ERICSSON, VOLVO CAR CORPORATION, ENERGY GOTEMBURG (VGR), INSTITUT VIKTORIA) y recientemente TOYOTA divulga una solución también parecida

CONCLUSIONES

Sustancialmente PREMISA es un producto claramente rompedor, pero complementario a los postes fijos convencionales de recarga, claramente más barato en las inversiones en infraestructura y equipos, tecnológicamente avanzado ya que el proceso se realiza con tecnología cloud computing, ágil para ofrecer precios atractivos a los usuarios , como demanda creciente y distribuida para que un gestor de cargas o un comercializador puedan tener, con previsión, las demandas territoriales previstas y para los fabricantes garantías de que la autonomía propia de un vehículo se complementa con millones posibles de puntos de carga , registrados ,supervisados y medidos.

Metodología para la estructuración de proyectos Smart Grid

J. M. Gers, E. Caicedo, C. Cardenas, J. Naranjo, J. Tascón, C. Viggiano. Gers, S.A

Resumen: En este artículo se presenta una metodología formal para apoyar a las empresas del sector eléctrico en la estructuración de propuestas Smart Grid. El propósito principal de la metodología IntelliGERS es asesorar a las empresas del sector eléctrico en la creación de mapas de ruta para sus proyectos de modernización y automatización de sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Se describen las diferentes etapas que comprenden IntelliGERS, así como los métodos y herramientas que permiten evaluar técnica, económica y socialmente la implementación de Smart Grid. Debido a este tipo de iniciativas y al auge del concepto Smart Grid, GERS S.A. propuso una nueva línea de servicio con el fin de acompañar a las empresas del sector eléctrico Colombianas en la estructuración de proyectos Smart Grid, con base en los resultados del proyecto de investigación "Una propuesta de actualización tecnológica para construir una metodología para prestar el servicio de consultoría en la estructuración de propuestas Smart Grid en Colombia y Latinoamérica".

Área temática: Nuevas Oportunidades y Modelos de Negocio alrededor de las Smart Grid

Palabras clave: Smart Grid, metodología, mapa de ruta, modelo de madurez, caso de uso.

1. INTRODUCCIÓN

Smart Grid involucra diferentes tecnologías que permiten la operación segura, confiable, eficiente y sostenible de la red eléctrica. Dentro de estas tecnologías se incluyen la infraestructura de medición avanzada (AMI), la automatización avanzada de la distribución (ADA), las fuentes de energía distribuidas (DER), la detección de fallas y restauración del servicio (FLIR), el control automático de voltajes y reactivos (IVVC), la respuesta a la demanda (DR) y los vehículos eléctricos (PHEVs). Debido al gran número de tecnologías y aplicaciones que existen para Smart Grid, la creación de un mapa de ruta en una empresa del sector eléctrico puede ser una tarea compleja que requiere de un proceso repetible y sostenible en la elaboración de proyectos con el fin de obtener ventajas competitivas en el mercado.

Existen distintas metodologías que han sido desarrolladas para aplicar los conceptos de Smart Grid a una región específica, entre ellas se incluyen los casos de West Virginia (USA) (NETL, 2009) y San Diego (USA) (USCD, 2006), los cuales proporcionan un análisis para determinar la viabilidad y relación costo-beneficio de la implementación de tecnologías y estrategias Smart Grid. Además, la especificación IEC/PAS 62559 - Intelligrid (IEC, 2008) desarrollada por el instituto de investigación de energía eléctrica (EPRI) define una metodología general para determinar y describir los requerimientos de usuario para sistemas eléctricos, basados en las necesidades de negocio de las empresas.

GERS S.A desarrolló la metodología IntelliGERS, la cual permite (1) determinar el estado actual de desarrollo de una empresa desde una visión Smart Grid, identificando los esfuerzos requeridos para alcanzar un grado de madurez en su estado futuro, (2) conducir un análisis costo-beneficio para analizar que implementaciones y tecnologías son efectivas financieramente, (3) determinar y describir los requerimientos de usuario mediante casos de uso, basado en las evaluaciones financieras aprobadas por los ejecutivos.

El artículo se divide en las siguientes partes: La sección 1 presenta el planteamiento del problema y la descripción de algunas de las metodologías referentes en implementaciones de proyectos Smart Grid, la sección 2 presenta una descripción general de la metodología IntelliGERS, en la sección 3 se describen cada una de las etapas de la metodología, la sección 4 presenta el impacto de la adopción de IntelliGERS en proyectos de automatización del sector eléctrico y la sección 5 presenta conclusiones generales.

2. OBJETIVO

Los países pioneros en temas Smart Grid han reconocido la importancia de desarrollar metodologías y estrategias para impulsar el establecimiento en las empresas del sector.
Estas estrategias han sido desarrolladas según los requerimientos y planes energéticos de cada país, y esfuerzos en la creación de una metodología general se han llevado a cabo por organizaciones de investigación como EPRI.

El proyecto desarrollado por GERS S.A. “Una propuesta de actualización tecnológica para construir en GERS S.A. una metodología para prestar el servicio de consultoría en la estructuración de propuestas Smart Grid en Colombia y Latinoamérica” enmarcado en la Política Nacional de Fomento a la Investigación y la Innovación COLOMBIA CONSTRUYE Y SIEMBRA FUTURO, permitió estructurar una nueva línea de servicio para acompañar a las empresas del sector eléctrico en la estructuración de propuestas y mapas de ruta para Smart Grid.

Este proyecto de investigación, desarrollo tecnológico e innovación (I+D+I), evalúa las nuevas tecnologías que han surgido alrededor de Smart Grid en sistemas eléctricos. La apropiación de este conocimiento generó una metodología para el desarrollo de proyectos de aplicación de Smart Grid, que contempla la realidad técnica, económica y social de Colombia y Latinoamérica. El objetivo de esta metodología es asesorar a las empresas del sector eléctrico en las iniciativas de modernización y automatización de sus sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

3. METODOLOGÍA INTELLIGERS

Los objetivos principales son: establecer una visión y un plan estratégico como base para el desarrollo de un mapa de ruta, identificar el nivel de madurez (actual y futuro) en los esfuerzos de modernización de la red, determinar un catálogo de soluciones potenciales para la implementación de una Smart Grid, conducir un análisis costo/beneficio para evaluar la factibilidad económica de una solución identificada, y finalmente, documentar los requerimientos funcionales mediante casos de uso.

A. Estado actual - Visión prospectiva. Análisis de diferencias

En la tarea inicial de la metodología IntelliGERS se define la visión estratégica, plan estratégico y los objetivos del proyecto Smart Grid de la empresa. Esta tarea está comprendida de una serie de sesiones de trabajo con el equipo gerencial, donde participan todas las partes interesadas identificadas por la empresa. Se consideran partes interesadas miembros de la empresa, consultores, organizaciones del gobierno, entes reguladores y clientes.

La siguiente tarea es un proceso de recopilación y estudio de la información de la empresa. Este proceso incluirá la revisión de documentos técnicos y no técnicos disponibles asociados a operaciones de planeación, gestión y automatización de la operación de energía eléctrica. Esta tarea también incluye el estudio de un amplio repositorio de documentos, estándares, casos de estudio, casos de uso y mejores prácticas a nivel internacional.

Una vez que se estableció el plan estratégico del proyecto y se realizó el proceso de revisión de documentos de la información de la empresa, el siguiente paso es evaluar el estado de desarrollo actual y estado de desarrollo deseado de la empresa en temas Smart Grid. Para realizar esta evaluación se usa el modelo de madurez Smart Grid.

El modelo de madurez de Smart Grid (*Smart Grid Maturity Model - SGMM*) (Carnige Mellon, 2010) es una herramienta administrativa que proporciona un marco común para ayudar a las empresas a evaluar, guiar y mejorar sus esfuerzos hacia una transformación Smart Grid. El SGMM permite crear un mapa de ruta de actividades y tecnologías, identificar brechas entre la estrategia y la ejecución, y respaldar casos de negocios que apoyen las inversiones de proyectos.

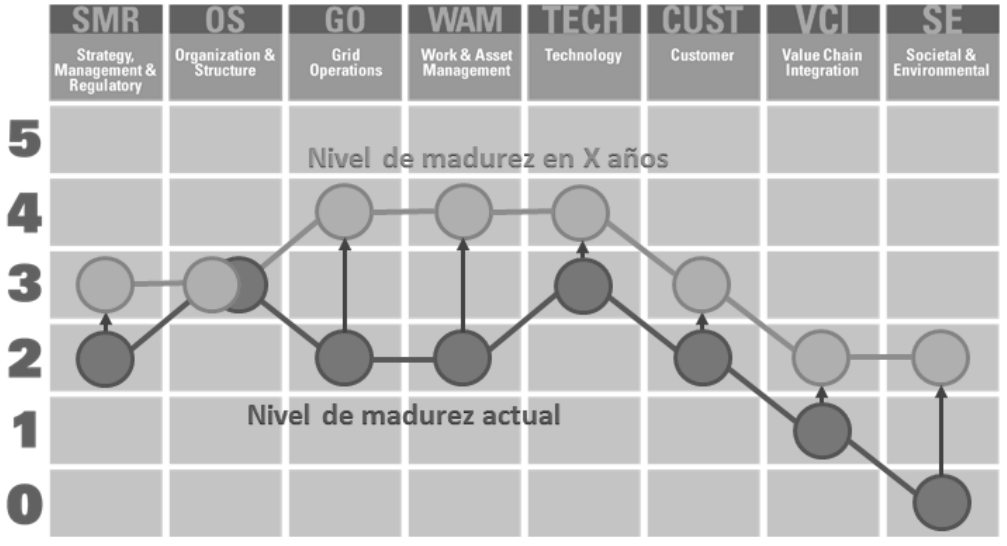


Figura 1. Matriz general del SGMM [8]

La matriz de definición del SGMM que se muestra en la Fig. 1 es una estructura de 178 elementos que describen las características y capacidades que una organización debe tener en cuenta en su esfuerzo de modernización de la red. Las características están organizadas en ocho dominios, que a su vez se organizan en cinco niveles de madurez. Esta matriz puede ser vista como columnas que representan a los dominios y filas que representan los niveles de madurez (Carnige Mellon, 2010).

El nivel 1 representa que la organización está en el proceso de iniciación y exploración de tecnologías Smart Grid. A este nivel, la organización tiene una visión pero no posee una estrategia incorporada. A su vez, la organización comunica su visión a la comunidad y a la industria. El nivel 2 representa que la organización tiene una estrategia establecida y que se está realizando una inversión real para lograr y sostener la modernización de la red eléctrica. Con los casos de negocio desarrollados, la inversión se lleva a cabo en uno o más departamentos funcionales y se desarrollan pruebas de concepto con el fin de evaluar los cambios en la organización.

En el nivel 3, la organización integra su programa Smart Grid en todos los departamentos funcionales. Las prácticas y procedimientos son repetibles y la información es compartida en toda la organización. En el nivel 4, la funcionalidad y los beneficios de Smart Grid se optimizan debido a que se cuenta con observabilidad completa de la red (sistemas, dispositivos y parámetros). La organización también realiza análisis y correcciones en tiempo real. En el nivel 5 la organización se encuentra en un estado de constante innovación y realiza prácticas que permiten el desarrollo de estándares y mejores prácticas, adoptando un rol de liderazgo en la industria. Las estrategias y visión de la organización están alineadas con los intereses nacionales, regionales y locales.

Los dominios que se muestran en la Fig. 2 representan un área en la organización que es impactada por cambios presentados en una transformación Smart Grid.



Figura 2. Características de los dominios del SGMM [8]

B. Análisis costo-beneficio

Las tecnologías identificadas dentro del SGMM y cualquier nueva tecnología identificada durante una etapa de consultoría con proveedores deben ser evaluadas. Los atributos para determinar la tecnología apropiada deben considerar nivel de estandarización, nivel de adopción, escalabilidad, seguridad, entre otros.

Con la lista de soluciones definidas, se lleva a cabo un análisis económico para evaluar la viabilidad de cada solución considerando el plazo previsto para alcanzar un nivel de madurez deseado. El análisis financiero y económico deben incluir la tasa interna de retorno financiero (TIRF) y la tasa interna de rendimiento económico (TIRE) de acuerdo con metodologías utilizadas por los inversionistas. Hay algunos criterios recomendados por EPRI (EPRI, 2011) para la evaluación de estas soluciones, no sólo analizando el costo/beneficio, sino también las posibles pérdidas que la empresa podría enfrentar cuando no las implementan. Es importante aclarar que si la solución no es económicamente viable, se debe revisar nuevamente la lista de soluciones para ofrecer algo más cercano a las condiciones del proyecto y la empresa.

C. Especificación detallada de requerimientos

La última etapa incluye la metodología Intelligrid, la cual consiste de los siguientes pasos (IEC, 2008):

Los ejecutivos u otros directores de revisan los casos de negocios que describen y justifican una necesidad de negocio.

Los expertos de dominio revisan los casos de uso existentes para su aplicabilidad. Además, los expertos del dominio elaboran una lista de casos de uso (descripciones funcionales), que abarca no sólo la necesidad específica de negocio, sino necesidades de usuarios y posibilidades futuras que pudieran afectar o podrían verse afectadas por el proyecto.

Los ingenieros del proyecto evalúan y coordinan los casos de uso desarrollando un documento detallado de requerimientos. Este documento de requisitos detallados de usuario contiene sólo los requerimientos de usuario.

Los especialistas en información aplican las normas y tecnologías apropiadas, con base en el documento de requerimientos del usuario.

Los ingenieros de diseño desarrollan las especificaciones técnicas, que combinan los requerimientos de usuarios de los expertos de dominio, y los estándares y tecnologías estratégicos de los especialistas en información.

4. IMPACTO DE LA METODOLOGÍA INTELLIGERS EN EL SECTOR ELECTRICO

Los términos de referencia representan un listado ordenado y específico de los aspectos más importantes a ser considerados en un estudio de factibilidad, el cual servirá como guía para la toma de decisiones sobre la viabilidad y conveniencia de implementar un proyecto Smart Grid. Portales web como www.fob.gov permiten acceder a una lista de proyectos donde se ofrecen oportunidades federales de negocio. El público en general puede acceder a esta lista, y aplicar a cualquiera de ellos si está calificado.

La lista incluye oportunidades de negocio para proyectos Smart Grid, como el *FEASIBILITY STUDY FOR THE CESC SMART GRID PROJECT* para la empresa privada CESC Ltda., que

suministra electricidad a 2,5 millones de personas en Kolkata, India. Gers S.A está participando en esta convocatoria haciendo uso de IntelliGERS .Esta metodología posee los métodos y las herramientas que cumplen con las exigencias de las tareas propuestas por el término de referencia de CESC para la implementación de un proyecto piloto que considerará tecnologías Smart Grid en su sistema de distribución eléctrica.

Gers S.A, mediante el portal www.fob.gov, también está participando en la convocatoria del proyecto *JORDAN: SMART GRID UPGRADES TO THE ELECTRICITY DISTRIBUTION COMPANY (EDCO) NETWORK*, para la empresa EDCO en Jordania. Este estudio tiene por objeto permitir que EDCO mejore su eficiencia operativa, reduzca las pérdidas y los costos a través del uso de la tecnología Smart Grid. El estudio también contempla la modernización de la red eléctrica de EDCO y evalúa un plan de implementación de medición inteligente. IntelliGERS es la metodología utilizada para cumplir con los requerimientos de esta propuesta.

5. CONCLUSIONES

La implementación de proyectos exitosos en el mundo de Smart Grid está ligada al uso de metodologías que definan un mapa de ruta claro. Estas metodologías tienen elementos comunes como la identificación de la visión y los objetivos de la empresa, evaluación del estado de desarrollo actual y desarrollo futuro de la empresa, y un análisis financiero de las tecnologías y procesos involucrados en el proyecto.

La metodología IntelliGERS permite desarrollar mapas de ruta en proyectos Smart Grid ajustado a las necesidades y características de una empresa o región. Esta metodología no está ligada a ninguna tecnología propietaria y propende a la identificación de soluciones abiertas, libres e interoperables.

IntelliGERS impacta en múltiples sectores de la industria eléctrica, convirtiéndose así en un modelo que incluye métodos y herramientas que responden a las necesidades o requerimientos de las empresas. Estas necesidades pueden verse plasmadas en peticiones de propuestas o *request for proposal (RFPs)* de proyectos Smart Grid.

6. REFERENCIAS

Carnegie Mellon (2010): "Smart Grid Maturity Model, A framework for Smart Grid transformationA. Montgomery", University Software Engineering Institute

EPRI (2011): "Guidebook for Cost/Benefit Analysis of Smart Grid Demonstration Projects" , Electric Power Research Institute

IEC (2008): "IntelliGrid methodology for developing requirements for energy systems", International Electrotechnical Commission

NETL (2009): "West Virginia Smart Grid Implementation Plan," Department of Energy.

USCD (2006): "San Diego Smart Grid Study Report," University of San Diego.

UK Smart Grids – Opportunities for Spanish Companies

J. R. Matthews[1], I. Portugués[2]

Resumen: El Gobierno del Reino Unido apoya la transición a un sistema de energía seguro, bajo en carbono y asequible. Smart Grids (redes inteligentes) se perciben como componentes importantes en el plan del Reino Unido para lograr tal futuro. La inversión en el desarrollo de estas redes inteligentes no solo mejora la eficacia de transmisión de energía por la red sino que puede aumentar la eficiencia de la energía renovable y evitar el exceso de capacidad. Una amplia gama de demostraciones están teniendo lugar en el Reino Unido en la actualidad con el propósito de establecer Smart Grids y el control y gestión de la demanda a partir del 2015. Se están introduciendo nuevos mecanismos para asegurar que las compañías eléctricas innoven y hagan las inversiones necesarias para permitir la integración de energía renovable requerida para cumplir su compromiso con el 2020. Esto está creando una amplia gama de oportunidades para empresas trabajando en nuevas tecnologías de hardware y software aplicables en este área. Ejemplos de áreas donde nuevas soluciones son necesarias incluyen centrales virtuales, almacenamiento de energía, aumento de la infraestructura para medición y aumento de gestión de demanda. Datos procedentes de medidores inteligente, electrodomésticos inteligentes y sensores de redes deben ser incorporados de forma segura pero permitiendo alcanzar todo el potencial de las red inteligentes del futuro.

Área temática: Nuevas Oportunidades y Modelos de Negocio alrededor de las Smart Grids

Palabras clave: TRANSMISSION, DISTRIBUTION, DEMONSTRATION, EV, HEMS.

1. INTRODUCTION

The electricity sector is rapidly approaching a new phase in which the main drivers will be totally innovative concepts such as energy efficiency, the use of clean energy sources, distributed generation and new loads and roles of consumers in determining their levels of energy use. In order to support this change, the development of smart grids with the capability of increasing connectivity, automation, control and coordination among providers, consumers and the grids themselves is essential.

The UK has been supporting smart grid related research for about 12 years, although it has not always been known by that name. This research was initially mainly concerned with instrumenting the electricity network, integrating distributed generation and improving the security of supply. With the development of policy on how to achieve the large reduction in CO_2 emissions by 2050, it was realised that an intelligent network could provide a part of the solution for the integration of large fractions of renewable energy, DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE (2009).

[1] UK Trade & Investment, 1 Victoria Street, London SW1H 0ET,

[2] Power Networks Demonstration Centre, University of Strathclyde, G68 0DF

The main focus has been on the distribution network, where prior to 2005 little had been done to make it intelligent. The regulator Ofgem introduced a number of programmes to stimulate innovation, eg the "Registered power zones" and the "Innovation Funding Initiative" and more recently the "Low Carbon Network Fund". This, along with the publication of a smart grid route map, ELECTRICITY NETWORKS STRATEGY GROUP (2010), opened the commercial opportunities for companies to demonstrate solutions for smart grids and prepare to invest in capacity.

2. UK SMART GRID DRIVERS

The UK is committed to reduce its carbon emissions from a current level of 695 Mt per year (million tonnes of CO_2 equivalent) to 159 Mt by 2050. Achieving this will affect all aspects of energy use. Electricity production, domestic and industrial heating, and transport will essentially have to be zero emission. The exact balance of different energy sources will be determined by costs and availability of technology but it is expected that electricity will use a mixture of renewable energy nuclear and natural gas with carbon capture and storage. In the short term the drive is to increase the levels of renewable energy and to replace older nuclear reactors. It is expected that by 2020 up to 40% of the electricity capacity in the UK will be from onshore and offshore wind.

As the proportion of this intermittent renewable energy increases in the generation mix, it becomes more difficult to use this new resource effectively and at the same time balance electricity supply and demand while maintaining the same high levels of security of supply. There are four components to the solution of this problem of integrating renewables:

1. Extra capacity – decreases utilisation of plant and increases investment costs
2. Interconnectors – high investment cost and relies on neighbouring countries matching demand
3. Storage – satisfies need to not waste renewable energy when demand is low but costs are currently high
4. Demand side management – needs investment in smart grids and also suitable large sources of demand that can be controlled – implies move to electrification of transport and domestic heating

The UK Government is looking at all four measures. But the most interesting one, in terms of the impact for a small cost, is demand side management.

Demand side management can be implemented with the current profile of electricity use, but its impact will be limited without a move to more substantial controllable components of electricity consumption. In the short term, uncertain natural gas prices and the depletion of the UK's own gas reserves, makes domestic and industrial heat a major concern in the low carbon transition. The use of electric heat pumps (air sourced or ground sourced) with sufficient storage of heat in insulated water tanks for providing both hot water and space heating, could provide one important resource for demand side management and at the same time reduce carbon emissions. Without demand side management electric vehicles will make the situation worse, but with demand side management EVs become an important source of "negawatts" but also with the owner's permission a short term source of electricity. Distributed power generation from CHP, solar or other sources will also play an important role.



Figure 1. *Indicative timescale for introduction of measures to support demand side management (from the smart grid route map, ELECTRICITY NETWORKS STRATEGY GROUP (2010).*

The timescale for implementation (see Figure1) is dictated by the rate of introduction of renewable energy. The components for demand side management need to be in place by the second half of the decade and for this reason the UK is undertaking a wide range of demonstration projects supported directly by Government, the regulator Ofgem and the Energy Technologies Institute – a public-private partnership created to speed up the adoption of low carbon technologies by industry. The components relating to smart grids, smart meters, home energy managements systems, smart heat, storage and electric vehicle infrastructure are now all being put in place for implementation between 2015 and 2020.

3. UK SMART GRID IMPLEMENTATION

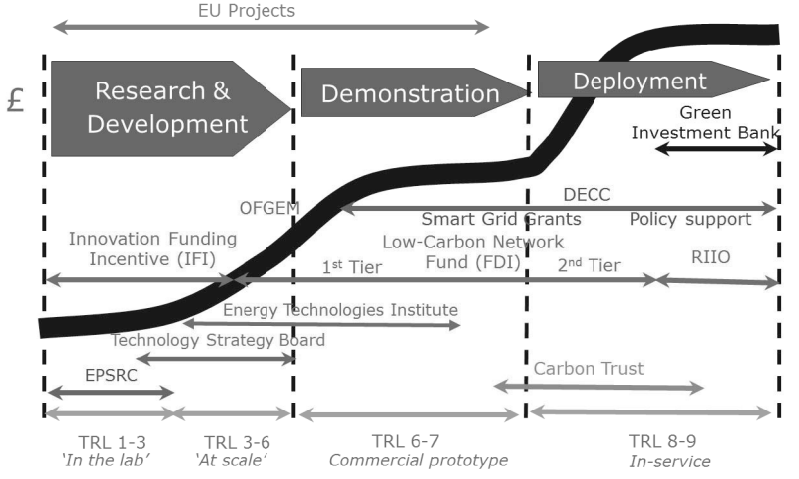


Figure 3. *Schematic diagram of the support for RDD&D in the energy networks area at eh various stages of TRL (technology readiness level).*

One important aspect of the UK is its very well developed R&D infrastructure and the mechanisms to assist the flow of technologies from the laboratory to implementation. Figure 2 shows the main structures of research, development, demonstration and deployment support.

The UK is also supported by a number important faculties for testing and demonstrating smart grids and innovations for energy networks such as the new Power Networks Demonstration Centre at the University of Strathclyde in Scotland.

Table I. *List of Tier 2 Low Carbon Network Fund projects currently active and due to be complete by 2015.*

CUSTOMER LED NETWORK REVOLUTION, NE England (£57M)	*A project that brings together the trialling of smart meters and customer-side interactions with new network technologies.*
LOW CARBON LONDON, London (£35M)	*A project exploring technical and commercial innovations to facilitate the integration of low carbon technologies into urban and suburban networks*
LOW CARBON HUB East Lincolnshire(£3.5M)	*A focussed project to investigate how new network technologies can increase the capacity of generation (mainly wind) that can be connected to a rural distribution network.*
LV NETWORK TEMPLATES South Wales (£9M)	*A focussed project assessing the impact of low carbon, demand-side technologies as they are connected to the low voltage network.*
NEW THAMES VALLEY VISION Bracknell (£29.5M)	*A project focused on the development of low voltage (LV) networks. Demand response trials will be implemented together with the deployment of LV connected storage devices to manage network constraints*
FLEXIBLE NETWORKS FOR A LOW CARBON FUTURE Wrexham, St Andrews and Whitchurch (£9M)	*The project aims to increase network capacity headroom by 20% at three trial locations. It involves enhanced monitoring to precisely determine existing flows on the network.*
CAPACITY FOR CUSTOMERS NW England (£11.3M)	*A project which seeks to increase the available capacity of the HV network. It plans to do this by releasing the network capacity that is currently only used in the event of a network failure or planned maintenance*
FLEXIBLE PLUG AND PLAY LOW CARBON NETWORKS East Anglia (£9M)	*The project is focussed on the connection of generation to the distribution network. It will implement active network management and offer new commercial arrangements to provide more flexibility and choice to generation customers.*
BUILDINGS, RENEWABLES AND INTEGRATED STORAGE, WITH TARIFFS TO OVERCOME NETWORK LIMITATIONS Bristol (£2.5M)	*A demonstration project trialling the use of a DC network in customers' premises integrating solar PV, DC loads and battery storage. Customers will have time of day tariffs and the project aims to improve energy efficiency and provide benefits to the customers and the network.*
FLEXIBLE APPROACHES TO LOW CARBON OPTIMISED NETWORKS Milton Keynes (£15M)	*Focussing on the HV network, the project trials 4 technical and 2 commercial alternatives to conventional network reinforcement. The technical solutions include storage, dynamic asset ratings, meshed networks and automatic load transfer.*

There is not space here to describe the current activities in the UK on smart grids in detail but two recent reports have analysed the situation very well, RHODES, A (2010) and NEE JOO TEH et al (2011). The most important activity is probably the Low Carbon Network Fund projects funded by the regulator Ofgem and lead by Distribution Network Operators.. There are two levels. Tier 1 are demonstrations individual technologies or processes like pricing schemes.

Tier 2 are large projects that integrate technologies. There are currently 10 active projects that are briefly outlined in Table 1. These project involve many technology providers and universities with particular skills to ensure the lessons are learnt from the projects and these must be made available to all the utility companies.

Following these projects, Ofgem is introducing a new regulatory scheme, RIIO (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs), for Transmission and Distribution Network Operators to ensure the rapid introduction of smart grid infrastructure by 2015.. At the same time smart meter roll out start sin 2014 and should be complete by 2019. The Government is currently about to place a contract for the DCC (Data and Communications Company) that will collect information from smart meters and make it available both to energy suppliers for pricing and to the network operators for demand response and network management.

One of the main uncertainties in developing the policy on demand side management is the level of storage on the network. This has been addressed in a recent report by a high level body in the UK that brings together Government, industry and academics, ENERGY RESEARCH PARTNERSHIP (2011). This study concludes that placing of storage at the right locations could have an important impact on the ability to implement smart grid solutions. Some storage is needed at substation level or at the sites of distributed generators, as well as large central storage with different response times and energy capacity to meet the needs of system control. The most effective configurations will depend on what technology is available and its price. At the moment a wide range of solutions are available, with various efficiency levels, and the price of storage is reducing so this area is likely to become more important in the future.

4. COMMERCIAL OPPORTUNITIES

The UK trade association SmartGridGB commissioned a report on the economic impact of smart grids, ERNST & YOUNG (2012). This indicated that spending £23billion over the next 38 year on the electricity distribution network with make saving of £19billion pounds in total spend on the network on the period. In addition to this figure in the next 8 years the UK is spending £13billion on the roll out of smart meters and their infrastructures. There is a further opportunity for spending on smart systems for the transmission network, energy supply, the home and industry. The total smart grid opportunity could exceed £45billion.

The UK has strengths in information technology and telecommunications and this has led to the blossoming of new companies working the smart grid data management and demand side management areas. The UK is weaker in the area of heavier electrical engineering technology but has welcomed companies like Alstom, Siemens and GE to set up manufacturing the UK to support the renewal of the networks. Figure 3 maps where some the UK strengths are and areas where further development is needed.

Spanish companies may find some of the best opportunities in the lower right hand quadrant of Figure 3, but there is also an opportunity to be part of the development thrust in the upper right hand quadrant by working in partnership with UK leaders. The large amounts of information coming from sensors and smart meters make information infrastructure and data management priorities for which the market is just emerging. In addition there specific opportunities related to renewable energy investment such as HVDC networks both on shore and off-shore.

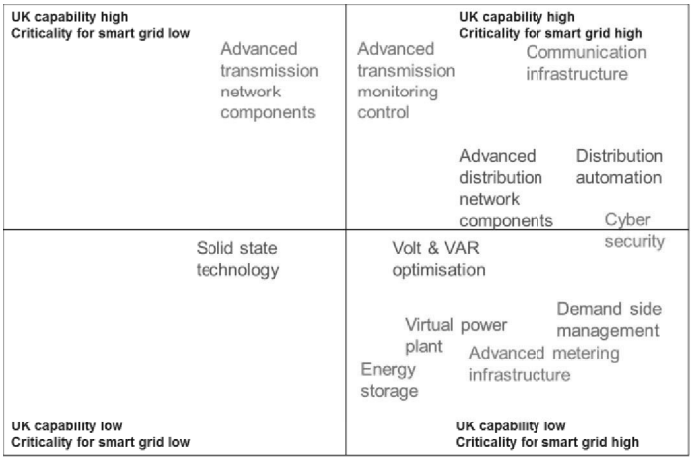


Figure 3. *UK Smart grids strengths and needs (adapted from NEE JOO TEH et al (2011)*

The UK is a very welcoming place for new investors and the early implementation of the smart gird and demand side management in the UK is an opportunity to prepare for the wider European and even the Global market. There is also an opportunity to work in the associated markets of renewable generation, nuclear new build, electric vehicles and their infrastructure, smart heat, smart communities and smart homes. This wider opportunity relates to investments worth over £200 billion (€240 billion) in the UK over the next 12 years.

5. CONCLUSIONS

There is a substantial opportunity to participate in the smart grid and related market in the UK now. The main growth in the market will be form 2015 but to have a realistic chance to share in the market getting companies need to get involved now in the demonstration and early stage implementation projects.

6. REFERENCES

DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE (2009) "Smarter Grids –the Opportunity", Government discussion report.
ELECTRICITY NETWORKS STRATEGY GROUP (2010), "A smart grid route map".
ENERGY RESEARCH PARTNERSHIP (2011), "The future role for energy storage in UK", technology discussion report.
ERNST & YOUNG (2012), "Smart grids a race worth winning", report prepared for SmartGridGB.
NEE JOO TEH et al (2011), "UK Smart Grid Opportunities Development Programme", prepared by TWI and UKERC for the Energy Generation & Supply Knowledge Transfer Network and the UK Technology Strategy Board.
RHODES, A (2010), "Smart Grids: Commercial Opportunities and Challenges for the UK", prepared by UKERC for the Energy Generation & Supply Knowledge Transfer Network.

Nuevas oportunidades alrededor de las Smart Grids: los servicios energéticos

Rafael Herrero Martín, presidente de ANESE

Resumen: Las redes inteligentes o Smart grids suponen un importante cambio en el sistema actual de suministro de energía. Caracterizadas por al descentralización, la reducción de costes y una mayor eficiencia, las Smart grids permitirán la aparición de nuevos productores de energía. Éstos estarán más cerca del consumidor que, por fin, se encuentra en el centro del proceso con capacidad para gestionar y controlar sus consumos energéticos. Ante este nuevo escenario, las Empresas de Servicios Energéticos (ESEs), encuentran nuevas oportunidades de negocio ya que los profesionales en gestionar la energía de forma eficiente serán los encargados de medir, instalar y monitorizar los nuevos sistemas de producción eléctrica. Las ESEs acompañarán a productores y consumidores en este nuevo modelo energético, asumiendo el protagonismo que merecen en la apuesta decidida por el impulso el sector de la eficiencia energética. Todos estos cambios están aún por llegar y el mercado debe prepararse para afrontar estos cambios de la mejor forma posible, con profesionales cualificados y la mejor tecnología disponible. El futuro de la ciudad inteligente dependerá de si somos capaces de abordar con éxito la generalización de las Smart grids.

Área temática: Nuevas oportunidades alrededor de las Smart Grids

Palabras clave: servicios energéticos alrededor de las Smart grids

1. TEXTO PRINCIPAL

Las actuales redes energéticas están basadas en las grandes centrales eléctricas centralizadas en regiones concretas con un flujo de energía en una única dirección y con poca o ninguna participación por parte del consumidor.

La entrada en vigor del Real Decreto de Autoconsumo y Balance neto permitirá la aparición de un modelo de generación eléctrica distribuida (mucho más rápido que mediante el desarrollo del autoconsumo con venta de electricidad) en el que la energía se produce cerca de los puntos de consumo, con lo que se reducen las pérdidas por el transporte y se aceleran las "Smart Grids" o redes inteligentes, que permiten equilibrar la oferta y la demanda entre consumidores y productores de energía y optimizar la producción y la distribución de electricidad.

La European Technology Platform Smart Grids (Plataforma Tecnológica Europea para Redes Inteligentes) define las smart grids 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.

Se trata de un sistema de suministro dinámico que persigue el ahorro de costes y la reducción de los consumos y las emisiones de CO^2, adecuando la oferta a la demanda energética: producir y consumir de forma eficiente gracias al uso de tecnología.

Las Smart Grids sitúan al consumidor en el centro del proceso, ya que pueden controlar y gestionar sus consumos energéticos de forma más eficiente. Éstos, además, obtienen ventajas como la lectura exacta de su consumo, la adaptación de tarifas según sus hábitos de consumo, información detallada sobre la energía consumida, etc. Todo ello favorecerá la mayor concienciación por el consumo responsable y contribuirá a controlar el gasto energético.

Beneficios de las Smart Grids:

Control de la producción

Reducción de costes

Lectura más precisa de los consumos mediante tecnología digital

Sistema descentralizado

El consumidor decide y controla su consumo energético

Monitorización remita

Mejora de la seguridad del proceso

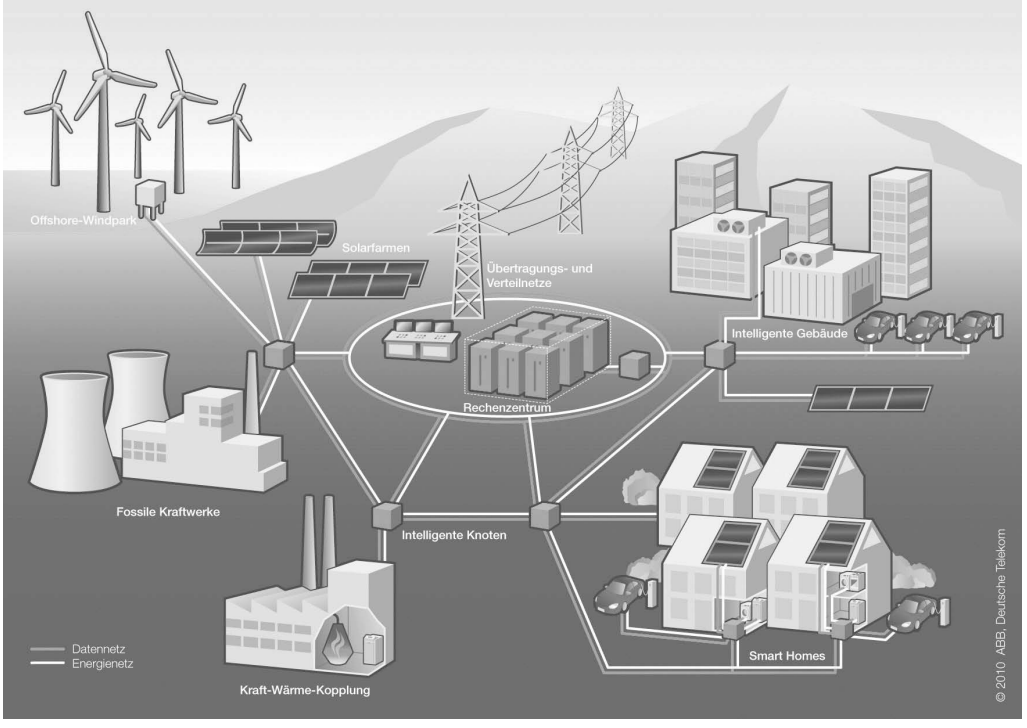


Figura 1. Ejemplo de red inteligente o Smart grids. Fuente: ABB Deutsche telekom.

Debemos dar el paso y sustituir el sistema de consumo eléctrico actual, un sistema centralizado y controlado por la red productora, a un sistema más interactivo con el consumidor y con una mayor descentralización gracias a la aparición nuevos productores de energía, a pequeña y gran escala, lo que favorecerá no sólo la descentralización del suministro sino también el incremento de energía proveniente de energías alternativas como la solar, la eólica o los biocombustibles.

Las redes inteligentes suponen el cambio del modelo energético actual y la relación entre todos los actores del proceso. Se trata de la modernización de la red de distribución, coordinando tanto las necesidades como las capacidades de todos los generadores y usuarios, a la vez que reducen los costes y el impacto ambiental y se aumenta la seguridad y la eficiencia. Nos encontramos ante un suministro de energía más limpia, más eficiente y más accesible.

Todo esto supondrá sin duda un impulso para el sector de los Servicios Energéticos en España, ya que las ESEs serán las encargadas de instalar, monitorizar y gestionar la tecnología necesaria y actuar como asesores energéticos de los nuevos productores de energía. Será un cambio clave para el futuro del sector y marcará el camino por el que las Empresas de Servicios Energéticos se moverán en los próximos años.

Se trata de una importante oportunidad de negocio para las ESEs, aunque existe aún cierta incertidumbre sobre los detalles de su aplicación. Las Empresas de Servicios Energéticos deben prepararse para las nuevas oportunidades que se presentan, capaces de contribuir al impulso del sector y de romper las barreras existentes como el desconocimiento o desconfianza en el modelo.

Las Empresas de servicios Energéticos tienen la oportunidad de convertirse en el mejor aliado de productores y consumidores ya que son profesionales expertos en gestionar la energía de forma eficiente y serán los encargados de estar junto a los nuevos generadores de energía para llevar a cabo la instalación, gestión y monitorización de los equipos que permitan mejorar la eficiencia energética del cliente.

Lo que es cierto es que el desarrollo de las Smart Grids o redes inteligentes se encuentra aún dando sus pasos iniciales, con lo que tenemos la oportunidad de diseñar los procesos de la forma adecuada, aprovechando las nuevas tecnologías existentes. Las Empresas de Servicios Energéticos basan sus beneficios en los ahorros obtenidos; por tanto, la confianza en las Smart Grids y la seguridad que se ofrezca al usuario en cuanto a la no manipulación de los sistemas de medida y la protección ante posibles ataques al servicio será clave para que las Empresas de Servicios Energéticos puedan aprovechar la oportunidad de negocio que se les brinda.

El balance neto y la generalización de las *smarts grids* favorecerán el consumo responsable, el ahorro y la eficiencia energética y la producción de energías limpias, reduciendo al tiempo las pérdidas de energía que se producen en el transporte y que suponen un encarecimiento anual superior al 10% y más de 2.000 MM de euros al año.

Se trata de situar al consumidor en el centro de un proceso en el que contará con la ayuda de un profesional experto en la gestión eficiente de la energía. Las ESEs tienen por delante el reto de llegar a los consumidores y los nuevos productores de energía, dando a conocer su modelo de negocio y consiguiendo la confianza del cliente como asesores energéticos.

Un nuevo escenario, con muchos productores y muchos consumidores, que cambiará nuestra forma de producir y consumir energía, reducirá nuestra independencia energética y la dependencia de los combustibles fósiles y con el que podremos hacer frente a la creciente demanda energética derivada del desarrollo económico. Además, permitirá la incorporación de las renovables al sistema eléctrico y mejorará la eficacia del conjunto de la red ya que, no solo transmiten energía sino que recogen información importante para la correcta gestión del sistema eléctrico.

Se trata, sin duda, de un momento excepcional para el sector de los servicios energéticos y nuestras empresas deben estar preparadas para afrontar los cambios que están por llegar.

Smart grids en transmisión y distribución. El crecimiento del mercado T&D y sus oportunidades de negocio

J. Briano, D. Castillo y D. Löper. Eclareon S.L.

Resumen: Eclareon ha analizado en detalle el sector mundial de T&D. Un sector en el que se prevén grandes inversiones en los próximos años. Entre los factores que más influyen en la inversión se encuentran el reemplazo y la mejora de la infraestructura existente, el aumento de la demanda y la penetración e integración de las energías renovables. Un papel importante jugará la inversión en los smart grids ("T&D redes inteligentes") que se pueden definir como redes activas con equipos que permiten el flujo bidireccional tanto de energía como de información para facilitar su gestión. Los smart grids se diferencian claramente de la infraestructura actual ("T&D tradicional") formada por redes más pasivas que permiten el flujo únicamente en una dirección. Las redes inteligentes representan campos de desarrollo y de inversión interesantes por lo que las grandes empresas del mercado, principalmente europeas, están conduciendo su estrategia cada vez más hacía estas tecnologías.

Área temática: Redes de Transporte y Distribución Energética en las Smart Grids

Palabras clave: Smart grids, T&D, motores de crecimiento, inversión, oportunidades de negocio, cuantificación**.**

INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico está viviendo su mayor transformación desde la aparición de las primeras redes de transporte y distribución (T&D) eléctrica en los años 20 del siglo pasado. Con el presente artículo Eclareon dará a conocer los motores que provocan las inversiones previstas, las grandes magnitudes de crecimiento del mercado de T&D para los próximos años y la situación competitiva del mercado global. Para los próximos 20 años se prevén inversiones importantes tanto en la infraestructura tradicional como en nuevas tecnologías que convertirán las actuales redes pasivas en redes activas e inteligentes. El análisis presentará unos de los campos más interesantes de desarrollo en los smart grids que ya han sido identificados como sector clave por las principales empresas del mercado.

MOTORES DE CRECIMIENTO

En los próximos años se prevén importantes inversiones en el sector de T&D. La inversión en su infraestructura no se repartirá de manera homogénea entre los distintos países, debido a que cada uno parte de un punto diferente y tiene necesidades distintas. No obstante es posible identificar factores generales que afectan a todo el sector eléctrico y que sirven como motores que guiarán la inversión en T&D durante los próximos años.

De los motores de crecimiento que Eclareon ha identificado se presentarán a continuación los cuatro más importantes. El impacto de cada motor varía entre los sectores de transporte y distribución y también entre los países desarrollados y en desarrollo.

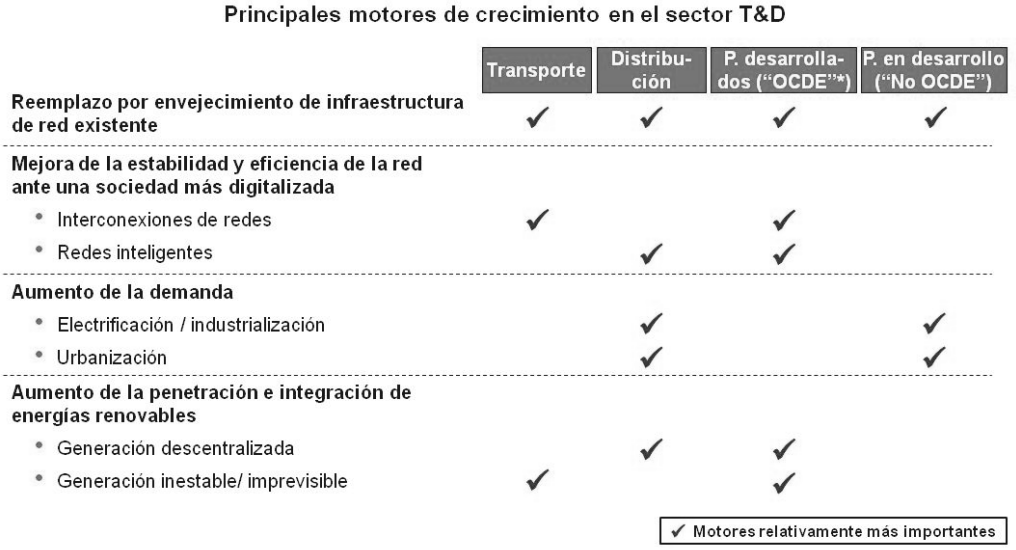


Figura 1. *Impacto de los motores de crecimiento en los sectores de transporte y distribución y en países desarrollados y en desarrollo.*

Una parte importante de la infraestructura existente lleva en funcionamiento varias décadas, por lo que su reemplazo será necesario en los próximos años debido al envejecimiento de las instalaciones. Tanto en países OCDE como países no OCDE, la mayor parte de la infraestructura de la red T&D habrá cumplido 40 años de uso o más en 2035 (cifra que representa la vida útil media de los componentes de T&D). La IEA estima que será necesario, solamente en Europa (OCDE) y en EEUU, que se sustituyan 5,9 millones de kilómetros de líneas de red hasta entonces.

Por su parte, la sociedad hoy en día, cada vez más digitalizada, requerirá una mejora de la estabilidad y eficiencia de la red. Este objetivo se puede conseguir a través de interconexiones entre las distintas redes (regionales, nacionales, continentales) y la conversión hacía redes inteligentes, entendidas como redes activas. En concreto, la interconexión "inteligente" entre redes puede mejorar la seguridad y la fiabilidad del suministro y facilitar un uso más eficiente de la energía ya que permite el apoyo mutuo entre redes en momentos de alteraciones en la generación y en el consumo, así como el acceso a recursos energéticos más baratos por la ubicación de centros de generación en puntos más apropiados.

En Europa, por ejemplo, se están desarrollando planes para una red más amplia y fuertemente conectada (la llamada "Supergrid") que permita la transferencia de grandes cantidades de electricidad de una región a otra. Esta "SuperRed" estará dotada de inteligencia y podrá equilibrar fluctuaciones estacionales o incluso momentáneas, complementando la generación eólica del Norte de Europa con la generación fotovoltaica en el Sur en diferentes momentos del día. Para su funcionamiento eficiente esta red requeriría la implementación de tecnologías avanzadas como podría serlo el HVDC (transporte de alta tensión de energía eléctrica en corriente continua).

Las tecnologías avanzadas permitirían la conversión de las actuales redes pasivas en redes activas del futuro. La implementación de redes inteligentes permite ventajas económicas, tanto para las utilities como para los consumidores del sistema, y abarca desde contadores avanzados

en los hogares hasta equipos de transporte con mecanismos de "self-healing" y automatización, almacenamiento, infraestructura IT y sistemas de comunicación.

Otro motor importante del crecimiento son los problemas derivados de la capacidad de la infraestructura actual que no está dimensionada para dar respuesta al volumen de consumo del futuro, lo que obligará a su adaptación y expansión para dar cabida al previsible aumento de demanda por la electrificación, industrialización y urbanización de la sociedad. Se estima que la demanda global de electricidad casi se duplicará a 2035 (con referencia a 2009), con un incremento particularmente fuerte en los países en desarrollo que representarán un 62% de la demanda total en 2035. Por tanto, la necesidad de nueva electrificación afectará especialmente a estos países.

Al margen del aumento de la demanda, se requerirá un suministro más fuerte en las zonas urbanas donde la población crece de forma continua, en algunos sitios incluso hasta de forma acelerada. Las estimaciones del Banco Mundial indican que en 2030 un 60% de la población vivirá en zonas urbanas.

Finalmente, muchos países desarrollados (por ejemplo los países europeos, Japón y algunos estados de EEUU como California) se han fijado objetivos ambiciosos para la contribución de energías renovables en su mix energético y requerirán de la adaptación de su infraestructura de T&D. El aumento en la capacidad de generación de energías renovables implicará la necesidad de reforzar la red en su conjunto, tanto por el aumento en la generación distribuida como por la inestabilidad e imprevisibilidad en el caso de la energía solar y eólica que dependen de la meteorología diaria y de las variaciones climatológicas a lo largo del año.

CRECIMIENTO DEL MERCADO T&D

Los motores de crecimiento se pueden resumir en los tres principales campos de inversión en la red T&D que son el reemplazo y la mejora de la infraestructura existente, las capacidades adicionales para enfrentar el aumento de la demanda y la integración de energías renovables.

Eclareon ha realizado un análisis de las perspectivas de crecimiento del sector T&D que prevé que, a nivel mundial, entre 2011 y 2035, se invertirá un total de 5.567.000 millones de Euros[1] en infraestructura de "T&D tradicional". Sumando la inversión en "redes inteligentes", se prevé un mercado total de 6.647.000 millones de Euros. Como se presenta en la Figura 2, el 84% de la inversión se destinará a los sectores tradicionales, y el 16% restante a las redes inteligentes (teniendo en cuenta solamente la conversión de la infraestructura actual). Utilizando el año 2010 como referencia, se puede calcular que la inversión media anual en el sector T&D (tradicional y redes inteligentes) hasta 2035 sería igual al 0,6% del PIB mundial.

"T&D tradicional"

En el sector de transporte, dos tercios de la inversión mundial estimada para 2011 - 2035 se centrará en países en desarrollo; estos países invertirán principalmente en la construcción de nuevas líneas por el aumento de demanda. Mientras que los países OCDE invertirán mayoritariamente en el reemplazo y la mejora de la infraestructura existente.

[1] Dólares de 2010, convertido al $1 = €0,785

La inversión en el sector de distribución se divide de manera parecida. Un 63% de la inversión se destinará a los países en desarrollo en los que, nuevamente, el aumento de la demanda tiene el mayor peso. Como en el caso del sector de transporte, en los países de la OCDE el reemplazo y la mejora de la infraestructura existente son más importantes.

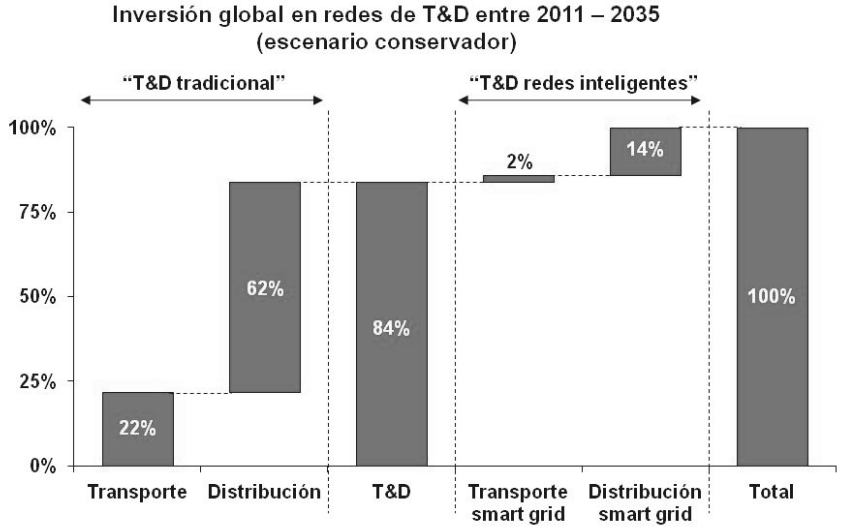


Figura 2. *Inversión global en redes de T&D entre 2011 – 2035 (escenario conservador: las cifras de la inversión representan estimaciones conservadoras ya que sólo incluyen la integración de nuevas capacidades de energías renovables y no incluyen la integración de capacidades ya construidas pero sin integrar y solo consideran la inversión necesaria para la conversión de la infraestructura existente a redes inteligentes).*

"T&D smart grid"

La inversión en "T&D redes inteligentes" se centrará en el sector de la distribución. La inversión anual en smart grids alcanzará su punto más alto entre 2020- 21, impulsada por una fuerte inversión en contadores inteligentes y en gestión activa de la demanda. El mercado de redes inteligentes a 2020 estará dominado por Europa, EEUU y China. Se supone una conversión completa de redes pasivas a redes activas en Europa y EEUU y una conversión del 50% en China y otros países a 2035.

La red de distribución es una red principalmente pasiva, por lo que requiere una fuerte inversión para su monitorización y automatización. La conversión de las líneas existentes se llevará a cabo con elementos básicos de potencia y equipos de automatización y control (79% de la inversión total en la infraestructura inteligente de distribución). La inversión en los elementos avanzados de automatización y control permitirá reducir la inversión en elementos más básicos (elementos básicos de potencia) por su optimización del uso de la infraestructura ("investment deferrel").

Al contrario que la red de distribución, en la red de transporte ya se ha invertido más en inteligencia. La inversión necesaria para la conversión completa de las líneas existentes se concentra principalmente en automatización y control (17% de la inversión en infraestructura inteligente de transporte), FACTS y HVDC (15%), electrónica de potencia (8%).

Mientras que el crecimiento de la inversión anual en redes inteligentes será particularmente elevada hasta 2021, en el mismo periodo, la inversión anual de "T&D tradicional" decrecerá

levemente (Figura 3). Esto se debe a que la implantación de las tecnologías inteligentes permite aumentar las capacidades y al mismo tiempo reducir la necesidad de inversión en infraestructura tradicional.

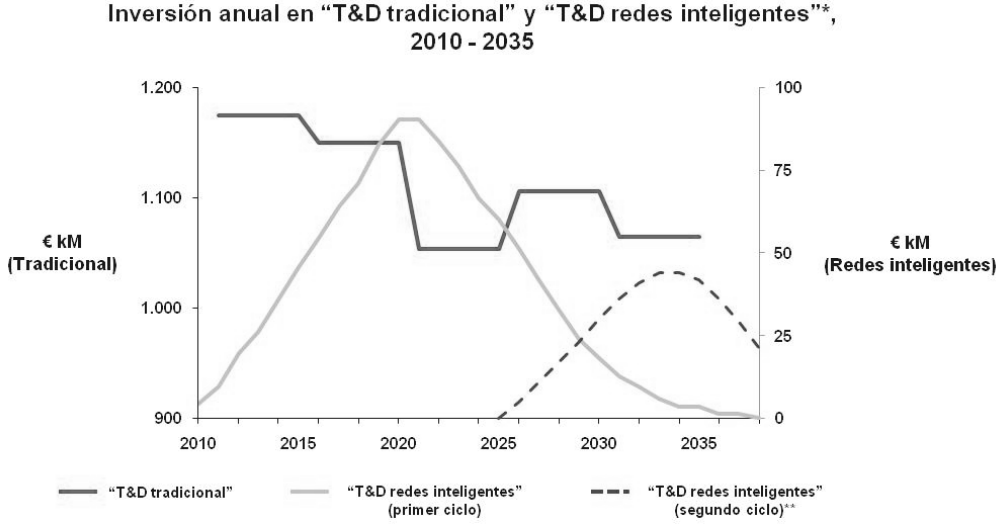


Figura 3. *Inversión anual en "T&D tradicional" y "T&D redes inteligentes" (Estimación de inversión en adaptar la infraestructura T&D existente a redes inteligentes), 2010 - 2035.*

Las cifras presentadas se refieren únicamente a la conversión a smart grids de las redes de transporte y distribución existentes. Lo que representaría un primer ciclo de inversión. Se puede esperar que haya ciclos sucesivos que aumentarán las inversiones en el mercado.

SITUACIÓN COMPETITIVA

Las grandes inversiones previstas para el sector de T&D en los próximos años presentarán oportunidades de negocio con productos y servicios innovadores. Estos podrán ser ofrecidos por empresas ya activas en el mercado o nuevos actores.

Actualmente las grandes empresas europeas dominan el mercado global de T&D, entre ellas se encuentran importantes grupos industriales como ABB, Siemens, Alstom, Schneider, los cuales están activos en un elevado número de campos y mercados y que además manejan enormes cifras de negocio. No obstante las empresas de mercados emergentes serán amenazas a considerar, especialmente las empresas asiáticas las cuales aumentarán su presencia en el ranking de las empresas principales del sector. Cabe destacar que no se encuentra ninguna empresa española entre los primeros 20 players del mercado. No obstante la compra de ZIV por Crompton Greaves por 150 millones de Euros en Julio 2012, demuestra que existen productos y servicios españoles que pueden competir en primera línea del mercado.

La estrategia dominante de los principales players es la apuesta hacia tecnologías punteras, como el HVDC, y hacia los mercados emergentes; en los dos casos la expansión inorgánica juega un papel importante. Cada una de las cuatro principales empresas europeas (ABB, Siemens, Alstom y Schneider) ha realizado por lo menos tres adquisiciones importantes en los últimos años reforzando su posición en los mercados clave de smart grids.
Nuevos actores en el mercado podrán encontrar un nicho en productos y servicios innovadores que estarán especialmente vinculados con las redes inteligentes. Empujados por los motores

como el aumento de la penetración e integración de energías renovables y la mejora de la estabilidad y eficiencia de la red, la introducción de tecnologías y los servicios relacionados tendrán cada vez más importancia.

CONCLUSIONES

El mercado T&D representa una oportunidad gigantesca ya que su inversión anual media hasta 2035 se estima en un 0,6% del PIB mundial de 2010. Los principales motores del volumen de inversión en el mercado T&D serán el reemplazo de infraestructura existente y el aumento de la demanda, particularmente en mercados en desarrollo.

Por otro lado, la integración de energías renovables y la mejora de la estabilidad y eficiencia de las redes será el principal motor de la aplicación de nuevas tecnologías (aunque ya se consideran "maduras" en otros sectores) al mercado T&D; en un inicio esto será fundamentalmente en mercados desarrollados. El mercado de smart grid es un mercado a tener en cuenta a futuro por la muy considerable oportunidad de crecimiento que ofrece. Existen muchas tecnologías innovadoras que se implementarán para convertir las redes pasivas actuales en redes activas.

Actualmente el entorno competitivo está dominado por grandes empresas europeas, aunque las empresas de otros países, especialmente de China, India y Corea del Sur, aumentarán su presencia en el futuro. En cuanto a la estrategia de los líderes del mercado, los mercados emergentes comienzan a ser cruciales. Ello indica que la empresa española tiene que expandir internacionalmente. Las apuestas de las principales empresas se mueven hacia tecnologías punteras como la electrónica de potencia (desde inversores hasta HVDC). Tanto la electrónica de potencia que será necesaria para gestionar los flujos, la calidad y seguridad del suministro y el transporte de alta tensión como el HVDC se adaptan de maravilla para aplicaciones como interconexiones. Además la monitorización y el telecontrol de la red de distribución, el almacenamiento y la gestión de la demanda serán campos de desarrollo con oportunidades.

Aunque no se encuentra ninguna empresa española en el listado de las empresas más grandes del sector, sí hay empresas españolas con productos y servicios innovadoras en el mercado que además presenta oportunidades en el futuro.

REFERENCIAS

Análisis de Eclareon (2011 - 2012)

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, EPRI (2011).: "Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid". EPRI. Palo Alto (California).

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA (2011).: "World Energy Outlook". IEA Publications. Paris.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY, MIT (2011).: "The Future of the Electric Grid". MIT.

La monitorización del consumo como piedra angular de la eficiencia energética

Pablo Fernández de la Torre. CEO de N2S

Resumen: La digitalización de la energía pone sobre la mesa un elemento clave: la información. Hasta ahora se tenía un gran conocimiento sobre la generación, el transporte y la distribución de energía, pero no sobre el consumo final; había que cerrar el círculo, algo que sólo lo permite la monitorización en tiempo real. De este modo los consumidores finales –desde grandes industrias hasta pequeñas viviendas– pueden conocer, controlar, gestionar e incluso diseñar su consumo energético, algo impensable hasta la fecha.

Área temática: Generación y Consumo Energético en las Smart Grids

Palabras clave: monitorización, tiempo real, eficiencia, información, control.

INTRODUCCIÓN

La digitalización es un fenómeno imparable que avanza englobando todo lo que nos rodea, información, conocimiento, personas y maquinas. Hasta ahora la energía no formaba parte de este fenómeno, pero esto está empezando a cambiar y lo hace a la velocidad de la luz.

Hace 64 años, se produjeron dos acontecimientos destinados a cambiar para siempre nuestra concepción de la realidad: la aparición del primer semiconductor electrónico (que fue llamado transistor) y el establecimiento de la unidad de medida de la cantidad de información (el Bit). Desde entonces, la velocidad de cálculo se multiplico y trajo como consecuencia el comienzo de la digitalización del todo.

Lo primero fueron los sistemas aislados de información y cálculo, después las redes de comunicación, las cuales gracias al imparable desarrollo de la capacidad de transmisión de datos a través de cables o el espectro radioeléctrico pudieron conectar prácticamente todo con todo, bien sean hombres o maquinas. En los últimos años, este proceso de digitalización no ha hecho sino acelerarse: los contenidos, el conocimiento, la moneda… todo es hoy digital, incluso las personas comienzan a adoptar identidades o perfiles digitales como en Facebook, Twitter o Linkedin.

Pero ha habido un gran ausente en esta fiesta digital: la energía.

Hasta ahora, no sabemos lo que consumimos ni cuánto cuesta. Evidentemente sabemos que la TV consume y el horno también, pero ¿cuánto? No lo sabemos, y al final de cada mes recibimos un papel por correo convencional con una serie de conceptos incomprensibles seguidos de una

cifra total que hay que pagar. Hacemos un acto de fe y religiosamente pagamos no vaya a ser que nos corten el suministro.

No controlamos nuestro gasto energético porque lo desconocemos. Al contrario de lo que pasa con el consumo telefónico dónde podemos conocer al detalle la duración de cada llamada, su destino y su precio.

Esto está comenzando a cambiar, y lo hace a gran velocidad contando como punto de partida lo que da sentido a todo el sistema eléctrico: la demanda. Y ya ha comenzado su proceso de digitalización.

Desde hace mas de 15 años hemos oído hablar de las Smart Grids o redes inteligentes, a día de hoy dichas redes se presentan como el medio para acceder a la lectura en remoto de los contadores eléctricos y racionalización las redes de suministro. Se trata de un ejercicio billonario en el que están inmersas todas las grandes compañías tecnológicas y eléctricas. El problema es que el consumidor no percibe de momento ningún beneficio en ello, por contrario se encuentra con que tiene que cambiar el contador y le van a cobrar más por recibir un hipotético mejor servicio.

Si algo nos ha demostrado la breve historia de la digitalización es que el mercado y la tecnología no esperan a nadie, ni a compañías, ni a reguladores, ni a gobiernos y hoy, gracias a las plataformas de gestión remota del consumo, los consumidores de energía comienzan a tener el control real de su gasto energético.

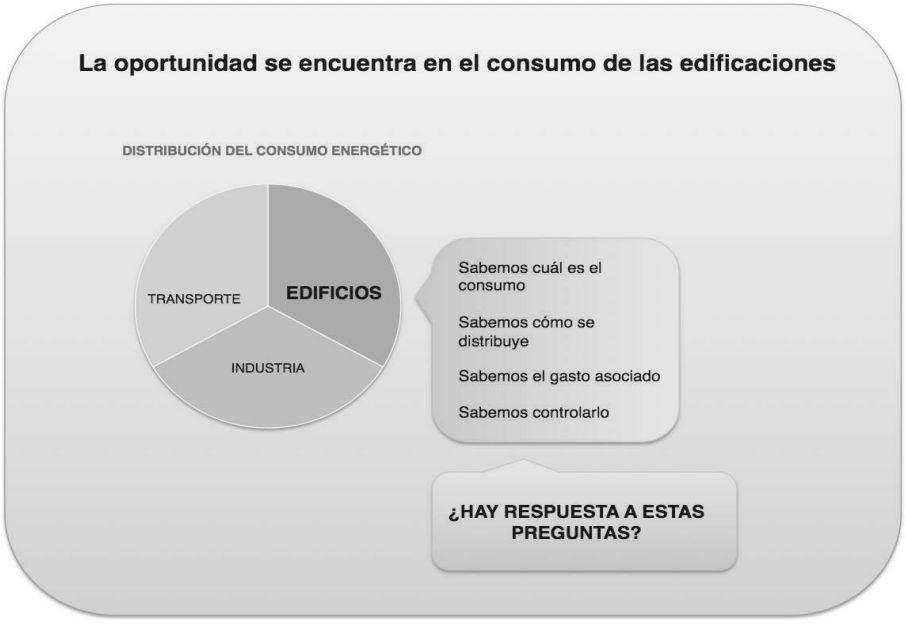
Este cambio de paradigma supone un cambio estructural e irreversible en el mercado eléctrico ya que, a través de internet, el consumidor tiene más información y control sobre su consumo que la propia comercializadora/distribuidora de energía, y por tanto controla y gestiona su demanda. Este conocimiento al detalle de la demanda le va a permitir a corto plazo el control de la cadena de valor y decidir cómo y a qué precio compra, ahorra o genera su propia energía.

Es imposible prever todas y cada una de las consecuencias que genera este cambio, ya imparable, ni en qué momento se van a producir pero hay un hecho evidente: la toma del control del consumo por parte del consumidor va a modificar para siempre el mercado energético tal y como lo hemos conocido.

PRESENTACIÓN

De manera equivocada, la gestión de la energía se ha centrado hasta ahora en su generación, transporte y distribución hasta los consumidores. El control de la energía se realiza hasta que llega al contador pero, ¿qué sucede más allá de él? La mayoría de las facturas eléctricas, hasta ahora, tan sólo muestran la cifra global de kilowatios-hora consumidos mensualmente, traducida a los consumidores en euros, pero éstos desconocen dónde se producen estos consumos, si tienen equipos o aparatos ineficientes, fugas energéticas, etc.

Es muy difícil iniciar políticas de ahorro energético eficaces con estos datos. Pueden instalarse placas fotovoltaicas, bombillas de bajo consumo o cualquier otra acción de tipo genérico, que actuarán sobre parte o todas las fuentes de consumo energético de un edificio, pero aún así seguiremos sin saber cuánto está consumiendo cada una. ¿No sería mejor partir de un conocimiento detallado de los consumos de cada una de estas fuentes para saber sobre cuáles hay que actuar y de qué modo? Por eso, la medición de los consumos en tiempo real se presenta como una acción previa imprescindible para evitar, como bien dice el refrán, matar moscas a cañonazos.



Pero la monitorización en tiempo real se queda a medias si no es controlable en remoto en el mismo momento en que está sucediendo. Los móviles se configuran en el siglo XXI como los mandos a distancia de los consumidores, por lo tanto, ¿por qué no puede ser también la herramienta de control de consumo de un edificio? Desde el móvil ya se pueden encender y apagar todos los dispositivos energéticos que sean controlados por los sistemas de medición. La eficiencia energética ya no está en los tejados: está en las manos del propietario o gestor de un edificio.



Las ciudades, hasta la fecha, se han construido y desarrollado con criterios que no han tenido en cuenta la variable energética , son poco eficientes, tienen un gran movimiento de personas, una actividad frenética, y están invadidas por infinidad de dispositivos (de información y comunicación, de gestión del orden de la ciudad, etc) y eso hace que surja una idea: la idea de conectar personas y "cosas" en una ciudad para hacer todo mucho más eficiente, teniendo acceso a información y/o dar nuevos servicios. En definitiva, una Smart City es aquella ciudad que conecta "cosas" (o dispositivos) y personas entre sí para aumentar la calidad del servicio a los ciudadanos, para ser más eficientes y reducir gastos.



En cuanto a la mejora de la eficiencia de las ciudades, existen dos caminos: por un lado, realizar inversiones en la modernización del equipamiento y las instalaciones (climatización, iluminación,…); por otro lado, obtener y utilizar la información sobre el consumo energético – dónde, cuándo y por qué se consume energía – para el control y gestión del mismo mediante sistemas de información. En ambos casos, pero en especial en la segunda vía de actuación, la monitorización de los consumos en tiempo real juega un papel fundamental.

PROPUESTA DE VALOR

N2S ha desarrollado un sistema de monitorización del consumo energético en tiempo real que ofrece al gestor energético de un edificio el control sobre la información y, lo que es más importante aún, la capacidad de gestión de esa información energética.



CONCLUSIONES

1. La digitalización nos rodea: información, conocimiento, dinero, máquinas e incluso personas
2. Ha habido un gran ausente en esta fiesta digital: la energía
3. No controlamos nuestro gasto energético, porque lo desconocemos.
4. Ya ha comenzado el proceso de digitalización de la energía, un proceso que no espera a nadie y es imparable
5. Es imposible iniciar políticas de ahorro energético eficaces si desconocemos los datos de consumo más allá del contador
6. La medición del consumo en tiempo real se presenta como una acción previa imprescindible
7. La monitorización en tiempo real precisa de una capacidad de control y gestión en remoto
8. De manera equivocada, la gestión de la energía se ha centrado hasta ahora en su generación, transporte y distribución
9. Una Smart City es precisamente la conexión de dispositivos y personas para aumentar la calidad del servicio a los ciudadanos, para ser más eficientes y reducir gastos
10. La eficiencia de las ciudades puede mejorarse por dos vías: invertir en la modernización del equipamiento, y utilizar la información sobre el consumo energético para gestionar el mismo a través de sistemas de información. Para ello, la monitorización de los consumos en tiempo real juega un papel fundamental

How to make a SmartGrid a commercial viable project

Mogens Birkelund. Grid Manager

Abstract: The idea is to create a range of Energy efficiency and SmartGrid services, that enables a Utility Company to create a pull from the Commercial & Industrial customers, so targets for lowering CO2 emissions and implementing SmartGrid is turned from a subsidized to a profitable market.
The business model proposed in this paper is based on the assumption that emerging markets has an inherent problem in that the client cannot recognize a SmartGrid as a product, so a case flow has to be introduced where the client's readiness evolves and the offerings follows. Our proposal is to introduce a SmartGrid in the market as a basic device going through an evolution which has six steps: 1-Energy Awareness. 2-Energy Efficiency. 3-Create Multi Tariff's. 4-Energy Efficiency Consultancy. 5-SmartGrid/Loads Shifting and 6-SmartGrid Services. To sum up, the motto of the Business Model Created is: "Meet the customers at their level of understanding and help them improve. Provide information and education as they find it relevant and can manage it".

Thematic Area: New Opportunities and Business Models around the Smart.

Key words: SmartGrid, Utility, Customer, Education, Opportunity.

INTRODUCTION

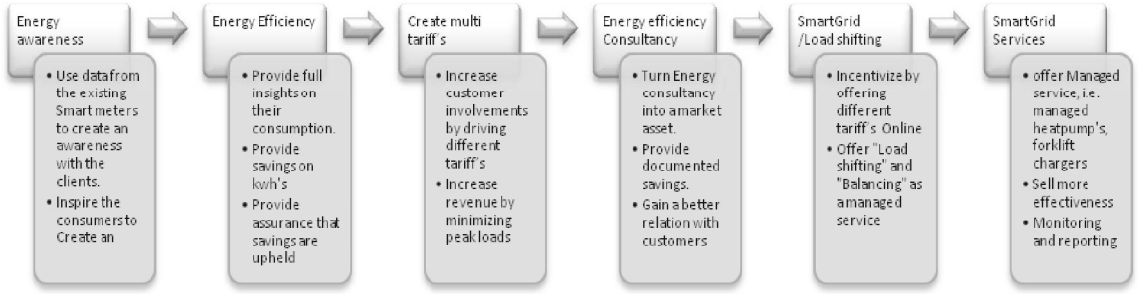
The subject of the presentation is all about how to make SmartGrid a commercial viable project.

"Let's create a range of Energy Efficiency and SmartGrid Services, that enables a Utility Company to create a pull from the Commercial & Industrial customers, so targets for lowering CO2 emissions and implementing SmartGrid is turned from a subsidized to a profitable market", taking advantage of it: "Turn a burden into an opportunity".

OBJECTIVE

The target is to create a business model based on the assumption that emerging markets has an inherent problem in that the client cannot recognize the SmartGrid as product, so a case flow has to be introduced where the client's readiness evolves and the offerings follows.

The concept is based on the following evolution:



Figur 1. *Evolution of the Business Model.*

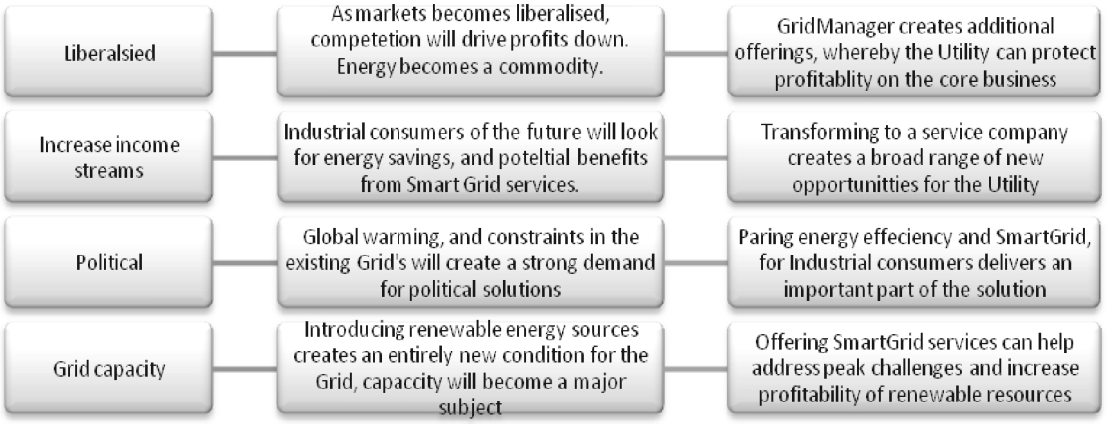
METHOD

The Business Model Strategy to make SmartGrid a commercial viable project is to:

1.- Use the existing Smart meters to provide the clients with some understanding of how much their consumption is, and what they can do to bring it down.
2.- When the costumer becomes engaged, there is an opportunity to increase the level of consumption details by providing them with the sub-metering infrastructure. This is a potential income stream for the utility.
3.- Energy markets supporting different tariff's is often a new concept to the customers, so they have to be inspired by the opportunity that lies for them. This is fully integrated in the technology where clients are presented with the fluctuating prices and are provided with tools that make it simple to calculate the potential savings.
4.- Knowledge and ownership is vital components in any effort on becoming more efficient. Utilities can also use this as an opportunity to increase their footprint with the clients, and earn money.
5.- Having an infrastructure in place, making the client aware of the volatility of the Grid, and adding skills, creates the perfect platform for SmartGrid services. Utilities can now promote and sell different aspects of SmartGrid services.
6.- Broad roll out dictates high degree of scalability and repeatability, the above must be provided as bundled services.

The question we have to answer to involve the utilities in the Business Model is: Why should a Utility help clients save energy and push for deployment of SmartGrid services?
Our expertise makes us to develop four areas which are strategic to achieve the proper answer: Liberalized, Increase Incomes Streams, Political and Grid Capacity.

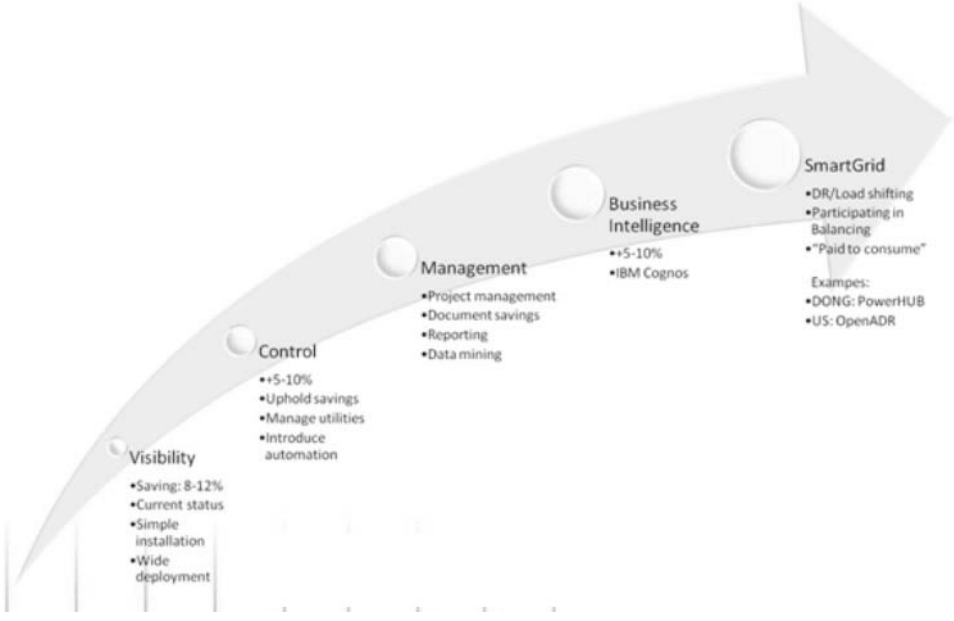
In the next figure is explained every one of the areas.



Figur 2. Utilities: Strategic Areas.

GridManager's sales model for the Commercial & Industrial customers is based on the rule that customers must pull the products, and thereby drive the process.
In simple terms: "Meet the customers at their level of understanding and help them improve. Provide information and education as they find it relevant and can manage it".

These objectives have been carved into the design of the entire platform, and can be visualized on this flow chart:



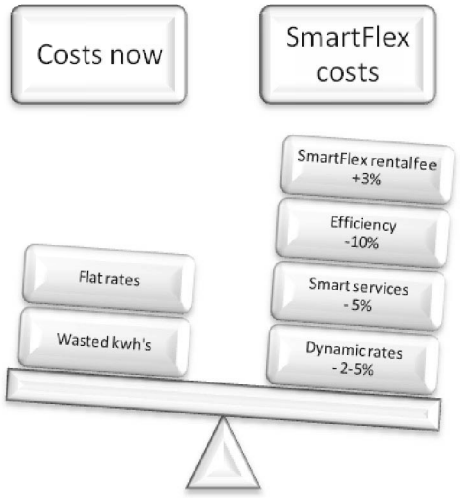
Figur 3. Flow Chart.

An important factor relates to consumer awareness. GridManager is a modular system, enabling customers to extend the solution and number of meters installed, as and when they see fit.

The Sales Model of the Business Model is based on delivering the solution to Commercial & Industrial customers in different payment models:

1. Investment only for very large accounts, that doesn't work on the basis of on-going licenses or rental.
2. Investment combined with a license for medium customers (the basic model)
3. Rental (A financed approach often used for public sector and customers in general)
4. Mark-up on the electricity bill for the Utility partners customers.

The model of adding a fee to the energy bill is very successful, in that it doesn't carry any investment, and the savings are bigger than the costs, which effectively minimizes the overall costs.



Figur 4. Sale Model.

CONCLUSION

The combination of the development of new technologies with GridManager agility and deep market understanding creates a perfect frame to develop a proven technology already delivered to several utilities.

The solution is provided as an 'all in one' concept with business models, infrastructure, servers, sub-meters and deployment support.

PATROCINIO ORO:

N2S SMARTENERGY

PATROCINIO PLATA:

Schneider Electric

Atos Worldgrid

RITTAL

SMA

PATROCINIO BRONCE:

NUCLEO

duro felguera

www.congreso-smartgrids.es