

This is a postprint version of the published document at:

Amarís, H., Vázquez, R., Alonso, M., Hormigo, M. y Salazar, F. (2016). Aplicación de la IEC 61850 en un proyecto de demostración de redes eléctricas inteligentes de distribución. En *Libro Comunicaciones del III Congreso Smart Grids*, pp. 13-16.

<https://www.smartgridsinfo.es/comunicaciones/comunicaciones-aplicacion-iec-61850-proyecto-demostracion-redes-electricas-inteligentes-distribucion>

© 2016 The authors.



This article is licensed under a under a [Creative Commons Attribution Non-Commercial No Derivatives License 4.0 International License](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/). Any further distribution of this work must maintain attribution to the author(s) and the title of the work, journal citation and DOI.

APLICACIÓN DE LA IEC 61850 EN UN PROYECTO DE DEMOSTRACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES DE DISTRIBUCIÓN

Hortensia Amarís; Ricardo Vázquez & Mónica Alonso, Universidad Carlos III de Madrid
Maite Hormigo, Gas Natural Fenosa
Fernando Salazar, Unión Fenosa Distribución

Resumen: El estándar IEC 61850 se ha aplicado principalmente para el control de subestaciones, comunicación y protección. Pocas son las aplicaciones donde se extiende su rango de operación para cubrir otras funcionalidades necesarias para la operación de redes eléctricas de distribución. En esta comunicación se presenta la arquitectura de automatización de una red de distribución piloto desplegada en el proyecto Europeo IDE4L donde se ha implementado distintas funciones de operación como por ejemplo: monitorización en tiempo real, estimación del estado de la red, predicción de la demanda y de la generación o el control de congestiones en redes eléctricas de distribución de baja y media tensión.

Palabras clave: Automatización, IEC 61850, Predicción Demanda

INTRODUCCIÓN

La norma IEC 61850 se planteó como la definición de un estándar internacional para la comunicación entre los distintos equipos dentro de una subestación (de protección, control y medida). Esta no solo abarca las funciones de un protocolo de telecontrol, sino que especifica también la arquitectura, configuración, modelos de datos, requisitos eléctricos y mecanismos de test de calidad y conformidad. Surge de la necesidad de unificación de protocolos (tanto propietarios como estandarizados) y tiene como objetivo, entre otros, conseguir que el control de las subestaciones sea independiente del fabricante, siendo posible interconectar y sustituir dispositivos fabricados por empresas diferentes. Esta característica de interoperabilidad permite facilitar el desarrollo y avance de la automatización de subestaciones y propicia la aparición de nuevas funcionalidades (Andersson, et al 2003).

Este estándar introduce una nueva filosofía, distinta por completo a la utilizada hasta el momento en las subestaciones, basada en la definición de un modelo de datos orientado a objetos y funciones. Este modelo introduce el concepto de nodo lógico, que permite que la subestación se divida en funciones básicas. La información se reduce a unidades simples, consiguiendo una racionalización de la base de datos, simplificándola y haciéndola más manejable. El modelo de datos le da a la norma una nueva característica: la capacidad de auto-descripción, que mejora los procedimientos de ingeniería y mantenimiento (Brand et al, 2004).

El proyecto IDE4L "Ideal Grid for all" (<http://ide4l.eu/>) es un proyecto de demostración financiado por la Comisión Europea que tiene como misión:

- Definir el concepto de red de distribución activa en un escenario futuro con una penetración de la generación distribuida a gran escala mediante energías renovables y dispositivos energéticamente eficientes.
- Nuevos métodos de planificación y funcionalidad de automatización. En el proyecto se plantea desarrollar nuevos métodos de planificación de la red de distribución y mejores funcionalidades en el sistema de automatización para permitir una red ideal futura.

Los principales desarrollos se han implementado en tres pilotos de demostración ubicados en Dinamarca, Italia y España donde se pondrá a prueba la aplicabilidad de los métodos y las funciones desarrolladas en un entorno real.

Para cumplir los objetivos del proyecto ha sido necesario desarrollar sistemas de automatización avanzados de la red de distribución, incluyendo la utilización de los servicios auxiliares de distribución de los recursos de energía y el concepto del agregador de acuerdo al estándar IEC 61850.

El concepto de automatización desarrollado en el proyecto gira en torno a tres puntos:

- Diseño de la arquitectura de control jerárquico y distribuido en la automatización de la red de distribución,
- Diseño de la virtualización y agregación de DER a través del agregador y
- La utilización a gran escala de DER en la gestión de la red.

Uno de los aspectos más críticos en el proyecto ha sido la escalabilidad debido al gran número de nodos, subestaciones y recursos energéticos distribuidos que se contemplan en las redes de demostración. Por lo tanto, la arquitectura que se ha planteado es distribuida y modular siguiendo una estructura jerárquica donde se realiza en tiempo real la gestión automática de datos y se reduce la transferencia de datos al centro de control.

La adquisición de datos y las interfaces entre el SAU (Substation Automation Unit) y los dispositivos periféricos se han implementado utilizando el protocolo estándar como DLMS / COSEM de contadores inteligentes y el envío de mensajes MMS para los IED. Por otra parte, la información cuasi-estática como datos de las redes y la topología de red se ha realizado según la norma CIM.

DISEÑO Y DOCUMENTACIÓN DEL MODELO DE DATOS IEC 61850 EN LA BASE DE DATOS DE LA UNIDAD DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIÓN (SAU)

Para llevar la implementación del modelo de datos al proyecto, éste se ha diseñado sobre una base de datos, que se encuentra en la unidad de automatización de la subestación (SAU). La SAU es el componente clave que permite el almacenamiento de datos relacionados con las mediciones tomadas en campo, los modelos de red, los modelos de negocio y los algoritmos que se ejecutan en la SAU.

Esta base de datos también se utiliza para el intercambio de información entre los distintos algoritmos e interfaces implementados en la SAU, así como para la estimación de estado, predicción de demanda y producción, y para el control y monitorización de la red conectada a la subestación. Todos los dispositivos y algoritmos que dan las funcionalidades de monitorización, control y protección de la red se modelan como dispositivos físicos, los cuales contienen un conjunto de dispositivos lógicos, que a su vez contienen un conjunto de objetos de datos que, por último, se componen de una serie de atributos.

physical device → logical device → logical node → data object → data attribute

En la implementación del proyecto IDE4L se le han añadido al modelo de datos IEC 61850 una serie de tablas que implementan datos históricos y medidas en tiempo real, así como otras medidas históricas para modelar perfiles de predicción de la generación y de la demanda.

A continuación se presentan una selección de tablas de la base de datos que muestran el modelado de los Smart meter, así como el de un algoritmo de predicción de demanda y predicción energía renovable de la GD instalada en la red.

Tabla de dispositivos físicos y lógicos

Los dispositivos físicos modelados de la red comprenden los contadores digitales, los algoritmos de estimación de estado y de predicción de la demanda y de la energía renovable (ver Figura 1). En lo que se refiere a los dispositivos lógicos (Figura 2) a cada contador inteligente se le asocia un único dispositivo lógico. En cambio, el dispositivo físico del algoritmo de predicción tiene numerosos dispositivos lógicos,

uno asociado a cada contador, que proporciona el cálculo de la previsión de demanda y producción de cada cliente.

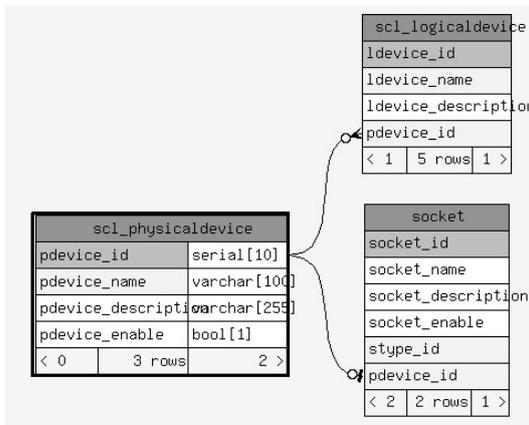


Figura 1. Tabla de dispositivos físicos

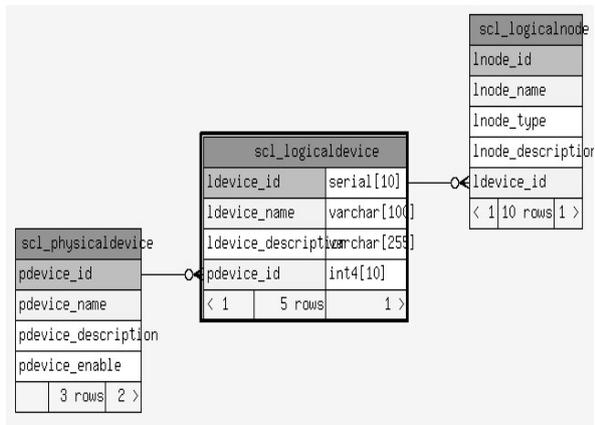


Figura 2. Tabla de dispositivos lógicos

Tabla de atributos de los datos

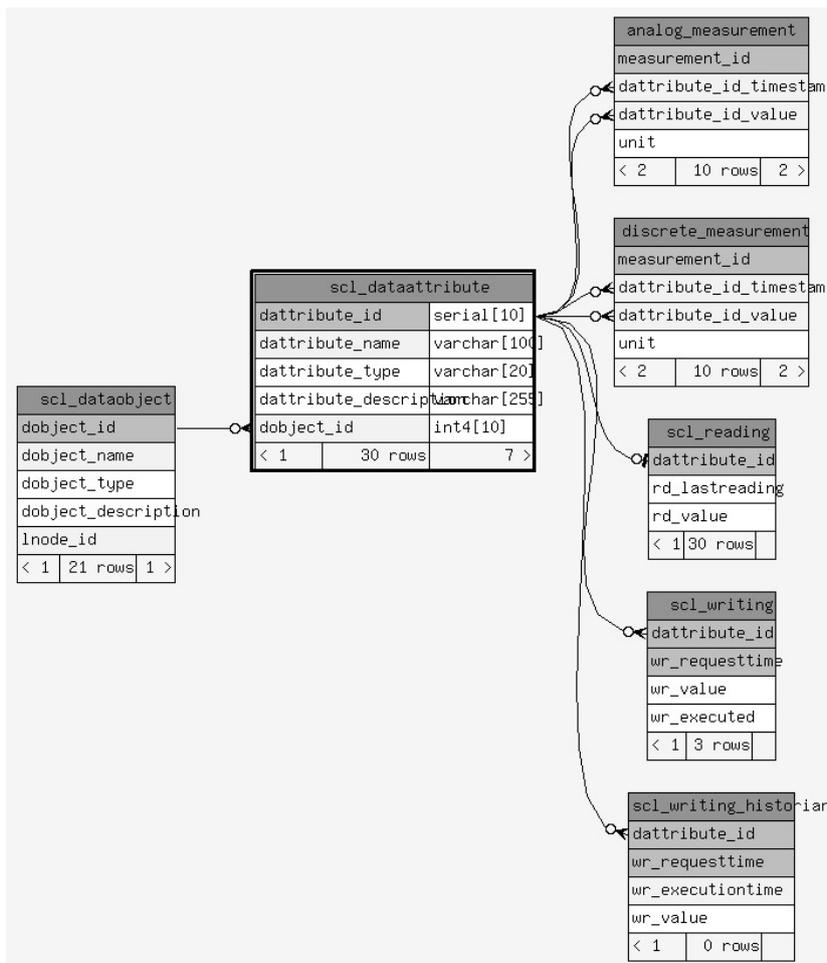


Figura 3. Tabla de atributos de datos

La Figura 3 muestra un ejemplo de la tabla que contiene todos los atributos asociados a los objetos de datos contenidos en cada nodo lógico. Como se puede ver aquí aparecen ya todos los atributos que representan los objetos de datos, y que definen a los nodos lógicos (en este caso, el valor de las medidas o predicciones, y los atributos de calidad y tiempo – Timestamp asociados).

Tabla de datos analógicos históricos

Los algoritmos de predicción de la demanda y de la producción de energía renovable necesitan información de los valores históricos que se almacenan de manera distribuida en la base de datos de cada nivel. En la tabla *analog_measurement* (Figura 4) se hace la asociación de cada atributo a un identificador de medida (*measurement_id*) de modo que un valor específico de una medida (por ejemplo el valor de la energía activa consumida de un cliente) lleva asociado un identificador de medida.

Por ejemplo para el cliente A, que tiene asociado un dispositivo físico (contador inteligente), si se va avanzando por la estructura jerárquica del modelo de datos IEC 61850 de dicho dispositivo se llega hasta el objeto de datos que representa la energía activa consumida (no para una hora en concreto sino en general). Esta energía activa consumida tiene 3 atributos, el valor de dicho consumo, el atributo Timestamp y el atributo de calidad. Por último, estos 3 atributos se asocian a un identificador de medida (*measurement_id*) en la tabla *analog_measurement*. Si se quiere almacenar datos de consumo de dicho cliente A (por ejemplo para usarlo en la predicción de su demanda futura) estos se almacenan en la tabla de medidas históricas indicando dicho identificador de medida.

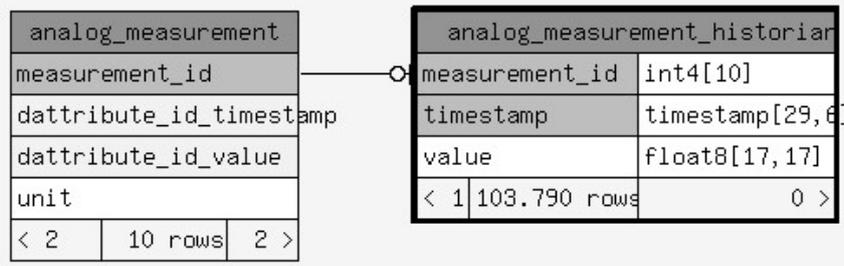


Figura 4. Tabla de medidas analógicas históricas

SUPERVISION EN TIEMPO REAL Y PREVISIÓN DE LA DEMANDA

La estructura de datos desarrollada en el proyecto IDE4L permite implementar diversas funcionalidades como por ejemplo la supervisión de la red en tiempo real o la predicción de la demanda que se detallan a continuación.

Supervisión en tiempo real

La arquitectura de supervisión propuesta cubre todos los niveles de la red, incluyendo las subestaciones primarias, subestaciones secundarias y la adquisición de datos de MT y BT en las instalaciones de los clientes. La estructura jerárquica de adquisición de datos plantea dos niveles de gestión:

- Adquisición de datos a nivel de la subestación secundaria, que es el nivel inferior de la estructura jerárquica y comprende la adquisición de medidas eléctricas (potencias, tensiones, corrientes, etc) con alta resolución temporal. El sistema de adquisición de medidas utiliza una infraestructura de comunicaciones de banda ancha y el protocolo DLMS/COSEM, proporcionando medidas en tiempo real y perfiles de energías a la SAU secundaria. En la SAU se almacenan las medidas en una base de datos local y se utilizan junto con otras medidas como por ejemplo: la posición de los interruptores controlables o de los dispositivos de protección que permiten realizar la estimación de estado de la red.