

# DISEÑO DE UN SISTEMA DE SUPERVISIÓN, TELECONTROL Y ENVÍO DE SEÑALES MEDIANTE UNA RTU EN LA SECCIÓN DE AUTOGENERACIÓN ARGOS ZONA FRANCA CARTAGENA

## SYSTEM DESIGN OF SUPERVISION, TELECONTROL AND SIGNAL TRANSMISSION THROUGH A RTU IN THE ARGOS ZONA FRANCA AUTOGENERATION SECTION IN CARTAGENA

Edgar Ramírez Camargo<sup>1</sup>, José Escorcía-Gutiérrez<sup>2,3</sup>, José Cuello Navarro<sup>4</sup>, Carlos Barraza Peña<sup>4</sup>, Evert de los Ríos Trujillo<sup>5\*</sup>, Valmiro Maldonado Álvarez<sup>5</sup>

<sup>1</sup>MEng. Ingeniería Electrónica, Universidad Autónoma del Caribe, Grupo de investigación IET-UAC, Barranquilla, Colombia

<sup>2</sup>MSc. Ingeniería Electrónica, Universidad Autónoma del Caribe, Grupo de investigación IET-UAC, Barranquilla, Colombia

<sup>3</sup>MSc. Ingeniería Electrónica, Escuela Naval de Suboficiales A.R.C. "Barranquilla", Grupo de investigación GITIN, Barranquilla, Colombia

<sup>4</sup>Estudiante Ingeniería Electrónica y Telecomunicaciones, Universidad Autónoma del Caribe, Grupo de investigación IET-UAC, Barranquilla, Colombia

<sup>5</sup>MEng. Telemática, Universidad Autónoma del Caribe, Grupo de investigación IET-UAC, Barranquilla, Colombia  
evert.delorios23@uac.edu.co

Recibido: 04 / 06 / 2020

Aceptado: 07 / 07 / 2020

Cite this article as: E. Ramírez Camargo, J. Escorcía-Gutiérrez, J. Cuello Navarro, C. Barraza Peña, E. de los Ríos Trujillo and V. Maldonado Álvarez, "SYSTEM DESIGN OF SUPERVISION, TELECONTROL AND SIGNAL TRANSMISSION THROUGH A RTU IN THE ARGOS ZONA FRANCA AUTOGENERATION SECTION IN CARTAGENA", *Prospectiva*, Vol 18, N° 2, 2020

<http://doi.org/10.15665/rp.v18i2.2411>

### RESUMEN

*Este artículo presenta el desarrollo de un proyecto implementado por una empresa del sector industrial con alto consumo de energía en sus procesos. Para dicha empresa, tener implementado una estación de generación eléctrica y una interfaz hombre – máquina que le permita la adquisición y cuantificación de los datos sobre la eficiencia energética de la estación es la base de su proceso de generación y la de su gestión de optimización. Ahora bien, parte de esa energía eléctrica es aportada a la red pública lo cual convierte dicha monitorización en un proceso de suma importancia para garantizar un aporte de energía eléctrica seguro y fiable para la red antes mencionada, por tal motivo este proyecto tiene como objetivo el implementar un sistema que provea información al centro de control de la empresa distribuidora de energía eléctrica mediante un enlace de comunicación inalámbrica con el objetivo de enviar las señales requeridas por la entidad encargada de la distribución de energía para que estas puedan supervisadas y monitoreadas debidamente como estipula la ley frente a las empresas generadoras de electricidad, logrando así el cumplimiento de toda la legalidad del caso para finalmente tener una implementación exitosa.*

**Palabras Clave:** Automatización, Control, HMI, MTU, RTU, Sistema SCADA, Supervisión.

## ABSTRACT

*This article consists of the development of a new project carried out by a leading national company which was innovating the way to optimize its production costs and improve its processes to achieve its annual goals. This improvement began with the project to use the energy generated in its facilities. For the above-mentioned company, having implemented an industrial network and a human-machine interface that allows it to acquire and quantify data on the plant's energy efficiency is the basis of its electric power generation process. Part of this electricity is fed into the public grid, so this project aims to implement a system that provides information to the control center of the electricity distribution company through a wireless communication link in order to send all the signals required by the entity responsible for energy distribution so that it can supervise and monitor them properly as stipulated by law with respect to electricity generation companies, thus ensuring compliance with all the legality of the case and finally having a successful implementation.*

**Key Words:** *Supervision, Control, Automation, SCADA System, RTU, MTU, HMI.*

### 1. INTRODUCCIÓN

Como bien sabemos, para poder industrializar cualquier tipo de producto hay que contemplar el hecho de usar de forma eficiente y razonable la energía eléctrica, esto con el propósito de aprovechar al máximo los recursos que nos brinda la naturaleza y así, conseguir reducir el impacto ambiental ocasionado por el uso constante de los recursos naturales.

Alcanzar el uso eficiente y racional de la electricidad es tan importante que actualmente las empresas están de forma constante haciendo cambios en su sistema organizacional, de planificación y control. Dichas mejoras, las cuales son periódicas, implican la acción de relacionar de forma adecuada la estructura organizacional con los sistemas de control, alcanzando así, un manejo eficiente de los recursos energéticos que la empresa posee. Cuando existen deficiencias en la gestión y control energético (ocasionadas en su mayoría por la falta de coordinación, planeación y a la insuficiencia de herramientas de control adecuadas para la supervisión), comienzan a producirse incrementos innecesarios en el consumo de energía y por consiguiente en los costos ligados a la misma.

Ahora bien, el problema aquí radica en que la empresa del sector industrial no cuenta con una herramienta de supervisión de variables y parámetros eléctricos en su proceso de generación de energía eléctrica. Como dicha empresa está aportando electricidad al sector público es de suma importancia que la entidad de control que en este caso en particular es la empresa distribuidora de energía, debe supervisar y monitorear todas estas variables. Si estas acciones no se realizan entonces se da lugar a que no haya una adecuada gestión de la medición de energía producida y, por tanto, no existen controles y reportes oportunos y verídicos. Por consiguiente, se hace necesario integrar todas estas señales y centralizarlas para así, posteriormente lograr su envío mediante algún tipo de protocolo de comunicación al centro de control de la empresa distribuidora de electricidad.

El desarrollo del proyecto se fundamenta en la integración de un sistema de telecontrol y envío de señales mediante una Unidad Terminal Remota (RTU, por sus siglas en inglés) que va a posibilitar la comunicación entre el centro de control de la empresa que está aportando la energía generada con el centro de control de la empresa distribuidora de energía por medio de una herramienta de supervisión, dicha solución es similar en algunos aspectos de monitoreo, control y envío de datos a la implementada por Servan [1], con la diferente que la propuesta solución tratada en este artículo ofrece una característica de teledisparo y aísla de circuitos de generación con circuitos de transporte de electricidad que la diferencia de cualquier otra implementación.

Este sistema tendrá la capacidad de medir constantemente las variables eléctricas del proceso de generación como plano fundamental para encontrar las eficiencias y los consumos energéticos adecuados; además, se logrará la correcta supervisión de variables críticas en el proceso de generación de energía eléctrica y con ellos obtener el registro detallado de las variables de energía implicadas en este proceso. Esta se propone como la mejor solución al problema expuesto anteriormente ya que por medio de este sistema tanto la empresa industrial como la empresa distribuidora de energía van a tener acceso a las variables eléctricas y estados del circuito de la subestación de generación eléctrica, ubicada en la zona franca de la ciudad de Cartagena, en tiempo real. Estas variables van a permitir calcular unos indicadores de producción, los cuales son de gran valor para registrar, comentar y analizar periódicamente la marcha del procedimiento de generación de electricidad para así, identificar oportunidades de mejora y con ellos, dar espacio al cambio que se plantea desde un comienzo.

## 2. ESTADO DEL ARTE

En los últimos años se ha hecho más frecuente en el sector industrial el uso del sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos, también conocido como *SCADA*, el cual se concibe como una herramienta de supervisión y mando que realiza la tarea de interfase entre los niveles de control (PLC) y los de gestión a un nivel superior.

Se tiene un conjunto de objetivos definidos para que su instalación sea aprovechada en su totalidad [2]:

- Funcionalidad completa de manejo y visualización sobre cualquier PC estándar.
- Arquitectura abierta que permita combinaciones con aplicaciones estándar y de usuario que permitan crear soluciones de mando y supervisión optimizadas.
- Sencillez de instalación.
- Mínima exigencia en Hardware.
- Facilidad de familiarización con la interfaz de usuario que se ofrece.
- Permitir la integración con herramientas ofimáticas y de producción.
- Facilidad de configuración.
- Capacidad de adaptación según las necesidades cambiantes de una empresa.
- Ser independiente del sector y tecnología.
- Flexibilidad en la comunicación con el usuario y el resto de la planta de producción.

Entre las características de un *SCADA* [3] se definen como principales:

- Adquisición, procesamiento y almacenado de datos.
- Transmisión de información entre varios dispositivos.
- Representación gráfica de las variables de proceso.
- Capacidad de ampliación y adaptación en diferentes entornos.
- Conectividad con otras aplicaciones y bases de datos de forma local o remota.
- Supervisión desde un monitor la evolución de las variables de control.
- Notificación y análisis de los eventos y alarmas que ocurren en la planta.

Siendo así, el aspecto más destacable del sistema *SCADA* es que no se limita únicamente a presentarle al operador las variables que intervienen en las actividades realizadas en la planta, sino que además permite

realizar un seguimiento en tiempo real de los procesos de control efectuados constantemente en una estación a distancia y actuar según lo requiera la situación, posibilidad que muy pocos sistemas ofrecen.

Con respecto a la comunicación que se lleva a cabo entre las distintas partes que conforman el sistema, se tiene el protocolo Modbus, que presenta distintas opciones para la transmisión de datos, entre las cuales el protocolo Modbus RTU (Remote Terminal Unit) de tipo serial suele usarse para la comunicación entre PLC y los actuadores eléctricos, mientras que el protocolo Modbus TCP/IP se utiliza mayormente para la comunicación entre PLC y el equipo de visualización de datos.

Entre las características que posee Modbus, podemos mencionar las siguientes [4]:

- Transmisión en la arquitectura Cliente/Servidor.
- El mecanismo de acceso al medio, a nivel de capa de enlace, es Maestro/Esclavo.
- Dispone desde 1 hasta 247 esclavos.
- El método de transmisión es Unicast.
- Usa códigos de funciones para enviar la operación a realizar por el esclavo.
- Protocolo público, compatible con varios dispositivos.

Haciendo uso de una interfaz Hombre-Máquina (HMI) el personal tiene la capacidad de observar los procesos de control en realizados en la planta e interviniendo en los momentos pertinentes para garantizar la eficiencia de la empresa.

La implementación de sistemas *SCADA* ha contribuido notoriamente a la calidad de procesos en diversos campos de aplicación, ya que, al tener la capacidad de monitorear las labores, notificar irregularidades y actuar ante estas, el trabajo a realizar adquiere cierto grado de seguridad haciéndose más confiable.

Esto nos lleva a apreciar diferentes escenarios donde se usan sistemas *SCADA*, por ejemplo, el diseño de un sistema de control térmico para las unidades de generación de una central hidroeléctrica, realizado por Buenaño Andrade et. al. [5], en el cual, con base a los requerimientos para el control de la temperatura en el proceso de generación de energía, se usó un conjunto de sensores con un *PLC* para realizar medidas de temperatura en los puntos clave de la planta y que, a través de una *RTU* conectada a un ordenador, se puede acceder a dicha información y comprobar que el trabajo se lleva a cabo en condiciones óptimas.

Otro proyecto similar es el desarrollado por Muñoz Torres et. al. [6], que consiste en la implementación de un *SCADA* para supervisar, controlar y adquirir información acerca de un sistema eléctrico de potencia para el módulo de pruebas de líneas de transmisión de la Universidad Politécnica Salesiana, sede Guayaquil (Ecuador) haciendo uso de un ordenador para procesar los datos adquiridos del instrumento de campo, un *PLC* en este caso. Este se realizó con el fin brindar la posibilidad a los estudiantes de realizar trabajos de manera práctica a través de pruebas y simulaciones, contribuyendo a un mejor entendimiento de la estructura de los sistemas eléctricos de potencia al analizarlo en tiempo real y afianzar la teoría planteada.

Ahora bien, hablando de supervisión y control de variables de carácter eléctrico, trabajos realizados para diversas zonas industriales de energía eléctrica [1] [4] [7] [8] [9] brindan información sobre las bases de la elaboración de esta clase de proyectos y su debida implementación, además, se usan tecnologías e instrumentación muy similares a los que se verán en el presente artículo.

Así, con el paso de los años se han estandarizado un conjunto de normativas que incitan a las empresas a implementar esta tecnología como medidas de calidad y seguridad del entorno de trabajo, principalmente para realizar tareas de monitoreo y teledisparo para la mitigación de fallas en las plantas mediante accionamiento remoto, aspecto importante en empresas generadoras de energía eléctrica, como es el caso que se plantea en el presente artículo.

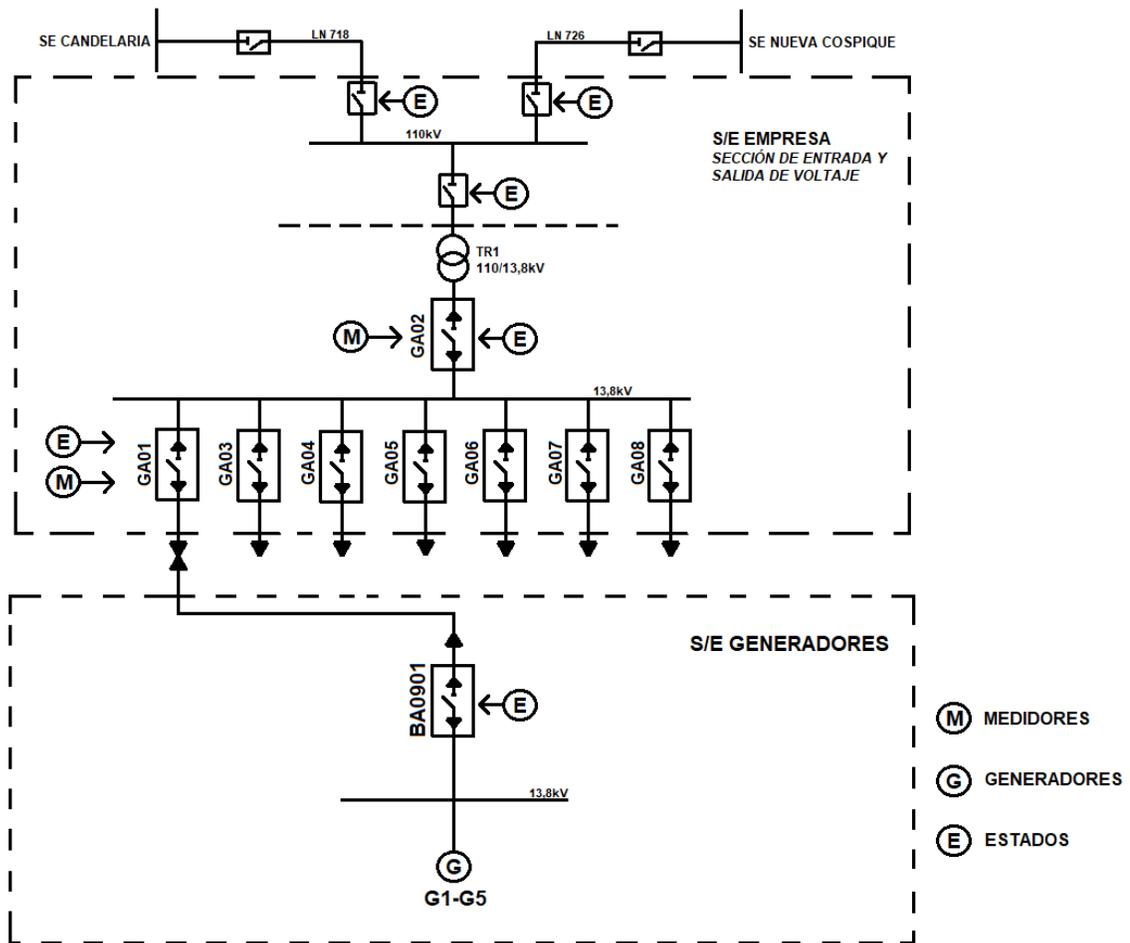
### 3. PROPUESTA DE INGENIERÍA

La propuesta de ingeniería planteada fue diseñada teniendo en cuenta la resolución aprobada por el Ministerio de Minas y Energía [10]. En esta resolución el Gobierno Nacional por medio del Ministerio de Minas y Energía da el aval para que empresas del sector industrial privado aporten energía eléctrica al sistema público nacional como forma de soporte ante la alta demanda de este recurso en el país diariamente.

Ahora bien, entrando en el aspecto ingenieril, para poder plantear y dar una propuesta solución al proyecto se deben conocer las condiciones en las que se encontraban los equipos que posee la subestación eléctrica de la empresa Argos en su planta en Cartagena, esta subestación es conocida como Subestación Columbus y cuenta con una capacidad instalada de 50MVA y una relación de transformación de 110/13.8 kV.

La electricidad que recibe esta subestación proviene de 5 generadores, cada uno suministrando la potencia necesaria para suplir a cabalidad todos los requerimientos eléctricos para el funcionamiento de cada máquina de la factoría. Adicional cabe resaltar que esta subestación es la que exporta energía a la red pública, como se observa en la Figura 1.

**Figura 1.** Diagrama Unifilar de la Subestación Columbus de Argos en Cartagena.  
*Figure 1. Unifilar Diagram of the Columbus de Argos Substation in Cartagena.*



En la Figura 1 se puede observar que la planta Argos es abastecida desde tres puntos. Dos de estos son por medio de la red pública (SE Candalaria y SE Nueva Cospique) y el restante es por medio de los generadores que poseen instalados en su planta (G1 - G5). Así mismo se aprecia que los interruptores y celdas de media tensión (GA0x) son de doble vía, lo cual indica que la energía eléctrica entrante proveniente de las subestaciones externas atraviesa el mismo camino que la energía producida por los generadores. Las barras horizontales son conocidas como barras de distribución de media tensión y por medio de ellas se distribuye la tensión para luego ser usada en los procesos de industrialización en los que se requiera el uso de energía eléctrica.

La resolución radicada por el Ministerio de Minas y Energía permite realizar el tipo de configuración eléctrica mostrada en la Figura 1, en donde una empresa del sector industrial que cuenta con su planta de generadores puede aportar parte de esa energía producida a la red pública, eso sí, con la condición que la empresa generadora le brinde a la entidad encargada de la distribución de la energía en el sector todo un reporte en tiempo real constante con las mediciones de las variables y el cálculo de indicadores energéticos. Esta información es vital puesto que la entidad encargada de gestionar el servicio público tiene estándares de calidad que deben cumplirse, en consecuencia, estas variables deben ser reportadas en su totalidad al centro de control.

De esas variables, enviadas por telemonitoreo, las más relevantes se muestran en las Tablas 1-4:

**Tabla 1.** Caracterización de sección de salida celda de media tensión GA02 hacia transformador elevador de tensión.

*Table 1.* Characterization of output section of medium voltage cell GA02 to step-up transformer.

ED – ENTRADA DIGITALES							
ITEM	KV S/E	FEEDER	TIPO	ELEMENTO	REFERENCIA	CABLE	ESTADO
1	13,8	GA02-Salida TRAFO 50MVA	Doble	Interruptor	Entrada TRAFO 13.8 kV	RTU	A
2	13,8	GA02-Salida TRAFO 50MVA	Doble	Interruptor	Línea interconexión	RTU	C
3	13,8	GA02-Salida TRAFO 50MVA	Simple	Orden apertura protección interconexión fase		RTU	A
4	13,8	GA02-Salida TRAFO 50MVA	Simple	Orden apertura protección interconexión tierra		RTU	A
5	13,8	GA02-Salida TRAFO 50MVA	Simple	Fallo protección		RTU	A
6	13,8	GA02-Salida TRAFO 50MVA	Simple	Envió tele disparo		RTU	A
7	13,8	GA02-Salida TRAFO 50MVA	Simple	Anomalía tele disparo		RTU	A
8	13,8	GA02-Salida TRAFO 50MVA	Doble	Interruptor	Entrada generación	RTU	A

**Tabla 2.** Caracterización de la celda de Media Tensión GA01.

*Table 2.* Characterization of the GA01 medium voltage cell.

ED – ENTRADA DIGITALES							
ITEM	KV S/E	FEEDER	TIPO	ELEMENTO	REFERENCIA	CABLE	ESTADO
1	13,8	GA01 GENERACION	Doble	Interruptor	Entrada generación	RTU	A
2	13,8	GA01 GENERACION	Doble	Interruptor	Generador	RTU	C
3	13,8	GA01 GENERACION	Simple	Orden apertura protección interconexión fase		RTU	A
4	13,8	GA01 GENERACION	Simple	Orden apertura protección interconexión tierra		RTU	A
5	13,8	GA01 GENERACION	Simple	Fallo protección		RTU	A

**Tabla 3.** Caracterización sección de entrada transformador elevador de tensión.  
**Table 3.** Characterization of the input section of the step-up transformer.

ED – ENTRADA DIGITALES							
ITEM	KV S/E	FEEDER	TIPO	ELEMENTO	REFERENCIA	CABLE	ESTADO
1	110	ENTRADA TRAFO 50MVA	Doble	Interruptor 7030	Entrada TRAFO 110 kV		A
2	110	ENTRADA TRAFO 50MVA	Doble	Interruptor 7030			C
3	110	ENTRADA TRAFO 50MVA	Sime	Orden apertura protección interconexión fase			A
4	110	ENTRADA TRAFO 50MVA	Simple	Orden protección interconexión tierra			A
5	110	ENTRADA TRAFO 50MVA	Simple	Disparo transferido			A

**Tabla 4.** Caracterización de la celda de media tensión ubicada en la subestación de generadores de la planta.  
**Table 4.** Characterization of the medium voltage cell located in the plant's generator substation.

GENERACION BAO901							
ITEM	KV S/E	FEEDER	TIPO	ELEMENTO	REFERENCIA	CABLE	ESTADO
1	13,8	BAO901 GENERACION	Doble	Interruptor		RTU	A
2	13,8	BAO901 GENERACION	Doble	Interruptor		RTU	C
3	13,8	BAO901 GENERACION	Simple	Orden apertura protección interconexión fase		RTU	A
4	13,8	BAO901 GENERACION	Simple	Orden apertura protección interconexión tierra		RTU	A
5	13,8	BAO901 GENERACION	Simple	Fallo protección		RTU	A

Todas las variables relacionadas en las Tablas 1-4 son estados y mediciones que deben ser reportadas a la empresa que gestiona la distribución de energía y este proyecto cumple con esos requisitos de reporte por medio de la implementación de un sistema de telemedida, el cual se observa en el diagrama unifilar (Figura 2) desde las secciones y etapas del circuito de los generadores hasta las líneas externas de alta tensión, en

donde se encuentra medidores (M) e indicadores de estado (E) los cuales van a emitir esos datos de sondeo constante que obtienen de los dispositivos a los cuales están ellos conectados.

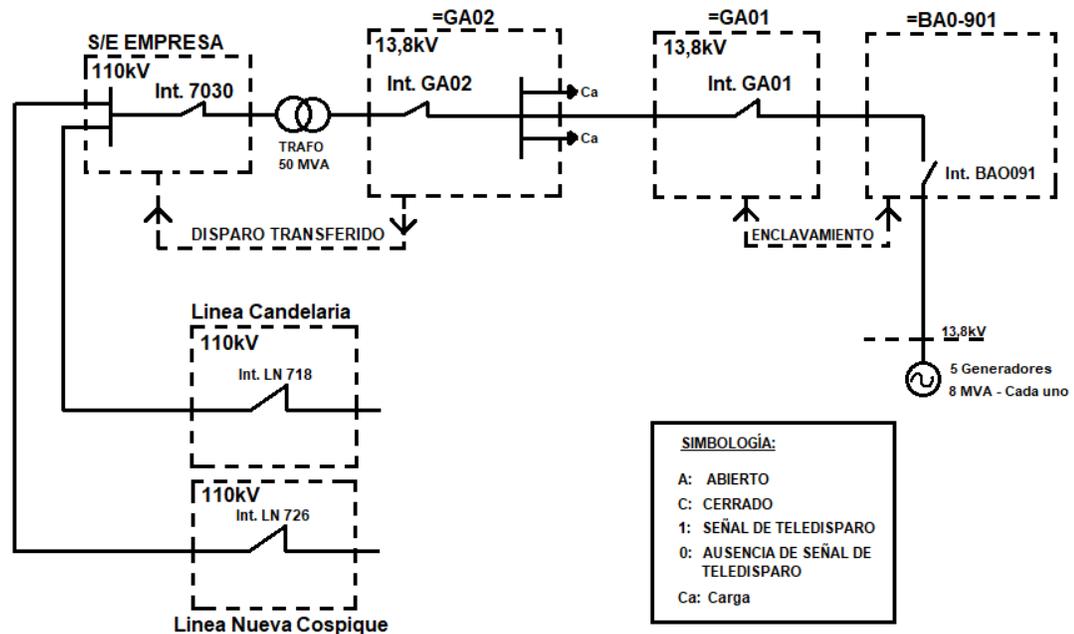
Lo más relevante en este punto es el adicional con el que cuenta el sistema de la propuesta solución, el cual se diseñó para realizar un teledisparo y lograr así un teledisparo que va a permitir la conexión o aislamiento de la red interna de la subestación Columbus de Argos con las dos líneas públicas provenientes de la subestación Candelaria y la subestación Nueva Cospique, es decir, por medio de una orden de control la subestación interna de la planta de Argos se aísla totalmente. El motivo por el que es tan importante el sistema de teledisparo en el ámbito industrial de la producción y distribución de energía es debido a que la empresa encargada de la gestión y distribución del recurso energético, en su política de operación, no admite fallas o eventos asociados a errores producidos en el interior de las fábricas que aportan energía eléctrica a la red pública y que estas fallas o errores encuentren un camino alternativo para escapar y tomen esas líneas públicas como línea de salida, ya que afectarían a todos los demás usuarios que se abastecen de dicho circuito de distribución, además que es perjudicial para los dispositivos presentes en las subestaciones tales alteraciones como sobretensiones, picos de voltaje o corrientes parásitas las cuales pueden generar daños considerables y ocasionar un problema mucho mayor lo cual se traduce en gastos innecesarios.

### 3.1. SISTEMA DE TELEDISPARO:

El diagrama unifilar de la Figura 1 se complementa con el esquema de mando de la lógica propuesta para el sistema de teledisparo que se ilustra en la Figura 2.

**Figura 2.** Circuito de mando del sistema de teledisparo.

*Figure 2.* Control circuit of the remote-control system.



En la Figura 2 se tienen 2 interruptores de alta tensión identificados como Int. LN 718 e Int. LN 726, estos interruptores están conectados a unas líneas de alta tensión provenientes de subestaciones identificadas como subestación Candelaria y subestación Nueva Cospique. Estas líneas proporcionan un respaldo energético a la empresa Argos, ya que la prioridad para el abastecimiento de ellos la posee la energía proveniente de los generadores internos (cada uno de 8 MW).

Como uno de los requerimientos de la empresa distribuidora de energía es que ninguna falla producida al interior de la empresa debe transmitirse a las líneas públicas, la propuesta solución se fundamenta en un sistema de tele disparo, el cual, según unas condiciones lógicas, que a continuación se mostrarán, debe aislar ambas líneas de alta tensión (LN718 – LN726) del circuito interno de la planta, esta acción de control se realiza por medio del interruptor INT. 7030 y el interruptor de la celda de media tensión GA02, los cuales cambian su estado cuando se cumple la condición de control y así se logra la inhabilitación y la desconexión tanto de la etapa antes del transformador elevador de tensión (TRAFO) como de la etapa posterior a éste. Para que esa acción de control se cumpla se tiene que cumplir la condición que se registra en la Tabla 5.

**Tabla 5.** Tabla de verdad para el sistema de tele disparo.

*Table 5. Truth table for the remote triggering system.*

TABLA DE VERDAD DEL DIAGRAMA LÓGICO DEL SISTEMA DE TELEDISPARO				
Int. LN 718	Int. LN 726	Int. GA01	Int. GA02	Señal Tele Disparo
A/C	A/C	A	A	0
A/C	A/C	A	C	0
A/C	A/C	C	A	0
C	C	C	C	0
A	A	C	C	1

Como se observa en la Tabla 5, la acción de control se ejecuta única y exclusivamente cuando los dos interruptores de las líneas de alta tensión de la red pública se encuentran abiertos y los interruptores de las celdas GA01 y GA02 se encuentran cerrados, lo cual es indicador de que ha ocurrido una falla en el sistema interno de la planta y por tal motivo la acción de control de disparo debe ejecutarse. Esta acción de control es enviada por un *PLC*, el cual ha sido programado con anterioridad, con todas las condiciones que se pueden observar en la tabla de verdad mostrada en la Tabla 5. La salida en mención del *PLC* implementado en este proyecto es conectada al inductor del relé ubicado en la celda de media tensión GA02 y por lo tanto se produce lo que se conoce como ‘Disparo transferido’, el cual va a proteger tanto a la parte interna de la planta como a la parte externa que mira hacia las líneas de alta tensión externas.

En la Tabla 6 se enlistan los instrumentos y dispositivos de automatización implementados en la propuesta solución del sistema de telemedida y de teledisparo.

**Tabla 6.** Equipos de automatización instalados.

*Table 6. Automation equipment installed.*

EQUIPOS DE AUTOMATIZACION INSTALADOS		
Ítem	Elementos	Cantidad
1	PLC AC500	1
2	RTU 560/211	1
3	HMI CP410	1
4	Relé Vamp 135	1
5	Relé Vamp 140	1
6	Relé Vamp 210	1
7	Relé Vamp 260	1
8	Relé Vamp 265	1

Cabe resaltar que los equipos de automatización implementados son de la línea Schneider para la adquisición de datos de campo entonces las configuraciones de red y programación fueron ejecutadas en los softwares *Power Logic Enterprise, Sepam e ION Setup*.

Adicional a los equipos de automatización instalados, en cada celda de media tensión se encuentran los equipos que se encargan de supervisar, debido a la naturaleza de estos se optó por implementar una red Ethernet a la que se conectaron los equipos de supervisión local y remota.

Ahora bien, para poder iniciar el sistema de supervisión de la subestación Columbus de Argos es fundamental el uso de elementos activos y pasivos en la red industrial; los elementos pasivos son los que nos van a permitir la interconexión de toda la red, mientras que los elementos activos son aquellos que entre sus funciones está la de aportar datos y participar en el proceso de comunicación (transmisión y recepción de datos). A estos elementos activos se les asignó un puesto único en la red y una dirección *IP*. Los elementos que componen el sistema de supervisión antes mencionado se describen en la Tabla 7 y 8.

**Tabla 7.** Elementos pasivos de la red Ethernet.

*Table 7. Passive elements of the Ethernet network.*

Elementos Pasivos de la Red Ethernet		
Ítem	Elemento	Cantidad
1	Cable UTP categoría 5	30 metros
2	Conectores RJ45	10
3	Adaptador Pigtail Cable	1
4	Patch Cord Fibra óptica monomodo (2, RX y TX) Conectores LC x LC. 3 mts	1
5	Convertidor Modbus RTU RS485 – Modbus TCP	1
6	Fibra Óptica mono – modo	1000 metros

**Tabla 8.** Elementos activos de la red Ethernet.

*Table 8. Active elements of the Ethernet network.*

Elementos Activos de la Red Ethernet		
Ítem	Elemento	Cantidad
1	Computadores de supervisión local	1
2	Computadores de supervisión remoto	1
3	Router D-Link	1
4	Medidor ION 7650	1
5	Medidor ION 8600	1
6	Montaje PLC	2
7	Montaje ODF	2

Adicionalmente, es necesario el uso de herramientas computacionales para que la supervisión se pueda acceder de forma remota a la aplicación del *PLC*, lograr la función de teledisparo, y garantizar la recopilación de las variables expuestas en las Tablas 1-5, que son los datos de campo de los equipos asociados. Estos programas son recopilados en la Tabla 9.

**Tabla 9.** Programas necesarios en los computadores de supervisión.

**Table 9.** Programs needed in the supervision computers.

Programas necesarios en los computadores de revisión		
Ítem	Programa	Funcionalidad
1	Sepam	Configurador de parámetros para relés
2	ION Meter Setup	Configurador de parámetros para medidores ION
3	RTU (Unidad terminal remota, por sus siglas en ingles)	Configurador de parámetros para RTU
4	Power Logic ION Enterprise	Configurador de variables en el sistema de supervisión SCADA
5	Codesys	Configuración de parámetros para PLC

### 3.2. ESPECIFICACION DE LOS REPORTES

En el caso de los reportes, estos se realizan por medio del software *Power Logic ION Enterprise*, en donde se tiene acceso a diferentes herramientas para adquirir las variables para el reporte y luego se procede a su proceso de exportación de los datos. *Power Logic* permite configurar los reportes para que éstos sean elaborados de forma automática, lo cual supone que no requiere de intervención constante del personal de la empresa para organizar esta información. Estos informes describen el comportamiento de los dispositivos instalados en la red industrial. Cabe resaltar que el informe generado debe contener información como: servidor desde donde es generado, área para graficar las curvas de tendencia (por si son solicitados) y el área donde se encuentran los datos de las variables puntuales requeridas. Adicional, se requiere que este formato de reporte sea compatible con el software Microsoft Office Excel en caso de que en el centro de control requieran hacer modificaciones o adicionar datos.

Finalmente, dado que Argos utiliza sistemas de gestión integrada se requiere que la información provista por el sistema de supervisión sea compatible con los sistemas de gestión actuales (bases de datos para almacenar información de los procesos productivos) para poder exportar exitosamente estos datos y así, configurar y sincronizar las bases de datos de los sistemas asociados.

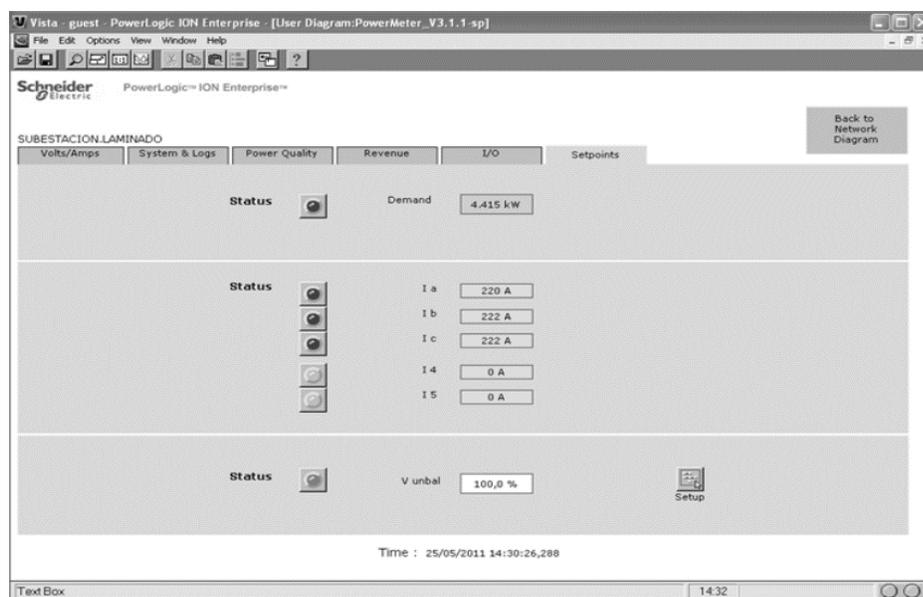
## 4. RESULTADOS

Con la implementación del diseño desarrollado en este proyecto el GRUPO ARGOS S.A. actualmente cuenta con herramientas de supervisión, adquisición y monitoreo de datos para garantizar la eficiencia energética de los equipos de automatización instalados en la subestación Columbus, permitiendo sincronizar los datos de consumos con los costos de energía, visualizar eventos tanto históricos como presentes que indiquen fallos en las celdas y monitorear el estado operativo de las celdas de media tensión.

Esto se determina gracias a que el sistema desarrollado brinda información, como fecha y hora de la adquisición de datos, niveles de voltaje, corriente, energía activa, energía reactiva y energía aparente proveniente de los instrumentos de medición, además de indicar el estado de las entradas y salidas digitales de los mismos, permitiendo así a los operarios tener una noción de las tareas de control a realizar para garantizar la mayor productividad y eficiencia posibles.

Por ejemplo, en la Figura 3 se presenta la ventana de visualización de los parámetros y estados provenientes de un instrumento medidor.

**Figura 3.** Parámetros y estados  
**Figure 3.** Parameters and states



Con todo esto se facilita la realización de auditorías energéticas periódicas dirigidas a identificar y evaluar medidas para la optimización de los costos de energía, ya sea a través de cambios y mejoras en el proceso productivo o en el mantenimiento y cambios tecnológicos realizados en general.

## CONCLUSIONES

La energía eléctrica como recurso fundamental en el sector industrial, debe ser gestionada, monitoreada y optimizada para mantener o reducir eficazmente el costo directo de la producción mensual dentro de una empresa, por tanto, se vuelve de vital importancia garantizar un adecuado manejo de los recursos eléctricos y mitigar las pérdidas que puedan presentarse. En este sentido, se entiende que la toma de decisiones basada en hechos más que en especulaciones es uno de los principios básicos para mantener la calidad energética.

Así, en las instalaciones de ARGOS S.A. se decidió emplear un sistema de medición para el registro de las variables eléctricas de relevancia. Con esto se dota a la empresa de un método de detección de comportamientos normales y anómalos, haciendo posible la visualización en tiempo real del estado de la red y la intervención inmediata al tiempo en que ocurren imprevistos para dar una solución rápida y segura.

Al contribuir con la prevención y corrección de fallos de funcionamiento en la planta de energía, el SCADA implementado garantiza que se cumpla la tarea de exportación de energía al servicio público en la ciudad de Cartagena según los estándares estipulados, logrando un mayor grado de seguridad. Además, sirve para examinar la manera en que se afectarán futuros equipos a añadir en la red eléctrica, haciendo más notorio lo viable que resultan los sistemas de monitoreo y automatización en diversos sectores de la industria.

**REFERENCIAS**

[1] Servan Fernandez, M. J. (2019). Automatización de subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. mediante un sistema SCADA/ICCP para permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control del COES. Tesis de Grado. Universidad Nacional Del Callao.

[2] Aquilino Rodríguez, P. 2012. Sistemas SCADA. Tercera Edición.

[3] Pérez López, E. 2015. Los sistemas SCADA en la automatización industrial. Tecnología en Marcha. Vol. 28, N.º 4, Pág. 3-14.

[4] Defas, R., Guzmán, A. 2017. Implementación de un sistema de monitoreo y control de actuadores eléctricos AUMA utilizando protocolos de comunicación industrial Modbus RTU y Modbus TCP/IP. Revista ANALES. Vol. 1, N.º 375, Pág. 137-164.

[5] Buenaño Andrade, A. M., Tamayo, P., & Oswaldo, B. (2010). Diseño e implementación del sistema de control térmico para las unidades de generación de la Central Hidroeléctrica Paute fase ABC. Tesis de Grado. Escuela Politécnica Nacional.

[6] Muñoz Torres, F. B., Lata Rivera, P. S. (2017). Implementación de un sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos para el banco de pruebas de líneas de transmisión de la Universidad Politécnica Salesiana, sede Guayaquil. Tesis de Grado. Universidad Politécnica Salesiana.

[7] Padrón Ramos, J. O. (2011). Diseño de sistema SCADA para la supervisión de grandes consumidores de energía eléctrica. Tesis de Maestría. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas.

[8] Vite Romero, R. A. (2015). Estudio de los sistemas de control y monitoreo en una subestación eléctrica y propuesta de un diseño para un sistema SCADA. Tesis de Grado. Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

[9] Samada Rigó, S. E. (2018). Aplicación SCADA para la monitorización del sistema eléctrico aislado “Cayo Santa María”. Tesis de Maestría. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas.

[10] Ministerio de Minas y Energía de Colombia, «COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, RESOLUCIÓN No. 026 DE 2016,» 06 marzo 2016. [En línea]. Available:<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/fbb3d37107dac62d05257f70004c5277?OpenDocument>