



**UNIVERSIDAD RICARDO PALMA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA**

Aplicación del protocolo ICCP para la regulación secundaria de frecuencia  
del sistema eléctrico interconectado nacional realizada por el COES  
SINAC

**TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL**

Para optar el título profesional de Ingeniero Electrónico

**AUTOR**

Ponce Tuesta, Juan Diego  
ORCID: 0009-0006-1763-7691

**Lima, Perú**

**2024**

## **METADATOS COMPLEMENTARIOS**

### **Datos del autor**

Ponce Tuesta, Juan Diego

DNI: 47303612

### **Datos del jurado**

JURADO 1

Burneo Gonzalez, Katia Janet

DNI: 09391942

ORCID: 0000-0002-7046-8106

JURADO 2

Sánchez Bravo, Miguel Angel

DNI: 08443357

ORCID: 0000-0001-9384-1391

JURADO 3

Rodriguez Alcazar, Jose Luis Antonio

DNI: 08242196

ORCID: 0000-0003-2238-3017

JURADO 4

Ale Estrada, Eduardo

DNI: 08084174

ORCID: 0000-0003-0382-1210

### **Datos de la investigación**

Campo del conocimiento OCDE: 02.02.01

Código del Programa: 712026

## DECLARACIÓN JURADA DE ORIGINALIDAD

Yo, Juan Diego Ponce Tuesta, con código de estudiante N°201010512, con DNI N°47303612, con domicilio en Av. Alejandro Iglesias 105, distrito Chorrillos, provincia y departamento de Lima, en mi condición de bachiller en Ingeniería Electrónica de la Facultad de Ingeniería, declaro bajo juramento que:

El presente trabajo de suficiencia profesional titulado: “Aplicación del protocolo ICCP para la regulación secundaria de frecuencia del sistema eléctrico interconectado nacional realizada por el COES SINAC” es de mi única autoría, y no existe plagio y/o copia de ninguna naturaleza, en especial de otro documento de investigación presentado por cualquier persona natural o jurídica ante cualquier institución académica o de investigación, universidad, etc.; el cual ha sido sometido al anti plagio Turnitin y tiene el 20 % de similitud final.

Dejo constancia que las citas de otros autores han sido debidamente identificadas en el trabajo de suficiencia profesional, el contenido de estas corresponde a las opiniones de ellos, y por las cuales no asumo responsabilidad, ya sean de fuentes encontradas en medios escritos, digitales o de internet.

Asimismo, ratifico plenamente que el contenido íntegro del trabajo de suficiencia profesional es de mi conocimiento y autoría. Por tal motivo, asumo toda la responsabilidad de cualquier error u omisión en el trabajo de suficiencia profesional y soy consciente de las connotaciones éticas y legales involucradas.

En caso de falsa declaración, me someto a lo dispuesto en las normas de la Universidad Ricardo Palma y a los dispositivos legales nacionales vigentes.

Surco, 16 de febrero de 2024



---

Juan Diego Ponce Tuesta

DNI N°47303612

## INFORME DE ORIGINALIDAD–TURNITIN

Aplicación del protocolo ICCP para la regulación secundaria de frecuencia del sistema eléctrico interconectado nacional realizada por el COES SINAC

### INFORME DE ORIGINALIDAD

<b>20%</b>	<b>20%</b>	<b>6%</b>	<b>7%</b>
INDICE DE SIMILITUD	FUENTES DE INTERNET	PUBLICACIONES	TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

### FUENTES PRIMARIAS

<b>1</b>	<b>hdl.handle.net</b> Fuente de Internet	<b>2%</b>
<b>2</b>	<b>repositorio.urp.edu.pe</b> Fuente de Internet	<b>2%</b>
<b>3</b>	<b>docplayer.es</b> Fuente de Internet	<b>1%</b>
<b>4</b>	<b>cybertesis.unmsm.edu.pe</b> Fuente de Internet	<b>1%</b>
<b>5</b>	<b>app.investorstatelawguide.com</b> Fuente de Internet	<b>1%</b>
<b>6</b>	<b>Submitted to Universidad Ricardo Palma</b> Trabajo del estudiante	<b>1%</b>
<b>7</b>	<b>www.osinergmin.gob.pe</b> Fuente de Internet	<b>1%</b>
<b>8</b>	<b>tesis.pucp.edu.pe</b> Fuente de Internet	<b>1%</b>

## **DEDICATORIA**

A mis padres, por su continuo apoyo depositado en mí, por su esfuerzo y gran ejemplo para nunca rendirme ante las adversidades de la vida.

A mi abuela Zoila, en honor a su memoria.

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Universidad Ricardo Palma por haberme brindado los conocimientos necesarios para desenvolverme profesionalmente, a las empresas en donde formé parte y pude aplicar los conocimientos teóricos y adquirir experiencia profesional.

Y a mi familia, por todo.

## ÍNDICE GENERAL

METADATOS COMPLEMENTARIOS .....	ii
DECLARACIÓN JURADA DE ORIGINALIDAD .....	iii
INFORME DE ORIGINALIDAD–TURNITIN.....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTOS .....	vi
ÍNDICE GENERAL .....	vii
ÍNDICE DE TABLAS .....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS .....	x
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	3
1.1 Problemática .....	3
1.1.1 Problema general .....	3
1.1.2 Problemas específicos .....	3
1.2 Objetivos.....	3
1.2.1 Objetivo general .....	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 Justificación .....	4
1.4 Alcances y limitaciones de la investigación .....	4
1.4.1 Alcances .....	4
1.4.2 Limitaciones de la investigación .....	4
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO .....	5
2.1 Estado del arte.....	5
2.2 Sistema Eléctrico Interconectado Nacional .....	6
2.3 Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC).....	7
2.4 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) .....	9

CAPÍTULO III: DISEÑO DEL SISTEMA DE TELECONTROL ICCP .....	10
3.1 Niveles de automatización .....	10
3.2 Arquitectura del sistema de regulación secundaria .....	11
3.3 Protocolo de comunicaciones ICCP .....	12
3.3.1 Tabla bilateral.....	13
3.3.2 Datos (Data Objects) .....	13
3.3.3 Conjunto de datos (Data Set).....	14
CAPÍTULO IV: CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA SCADA COES.....	15
4.1 Arquitectura de servidores .....	15
4.2 Configuración de archivo siscostack.cfg .....	16
4.3 Configuración de enlace ICCP y base de datos en IMM.....	17
4.3.1 Configuración de enlace ICCP .....	18
4.3.2 Configuración de base de datos .....	19
CAPÍTULO V: ANÁLISIS DEL ESTABLECIMIENTO DEL ESTANDAR ICCP.....	25
CONCLUSIONES .....	32
RECOMENDACIONES.....	33
REFERENCIAS.....	34

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Señales de envío desde Central Hidroeléctrica .....	19
Tabla 2.- Señales de envío desde COES .....	19

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Líneas de transmisión en Perú de 138, 220 y 500 KV .....	6
Figura 2 Estructura Organizacional del COES .....	8
Figura 3 Niveles de automatización en el sector eléctrico.....	11
Figura 4 Arquitectura del sistema de regulación secundaria .....	11
Figura 5 Relacionamiento de protocolo ICCP y modelo OSI .....	13
Figura 6 Arquitectura de control para servicio de RSF .....	15
Figura 7 Configuración de AR Name local y remoto en archivo siscostack.cfg.....	16
Figura 8 Configuración de enlace ICCP .....	17
Figura 9 Resumen funcional de IMM en Spectrum Power .....	17
Figura 10 Configuración de remota ICCP en IMM .....	18
Figura 11 Parámetros de configuración “IcRemoteCenter” .....	18
Figura 12 Parámetros de configuración “IcLink” .....	19
Figura 13 Creación del bloque 1 y 2 servidor.....	20
Figura 14 Creación del bloque 1 y 2 cliente .....	21
Figura 15 Atributos de configuración del bloque 1 y 2 cliente .....	21
Figura 16 Enlaces de configuración bloque 1 y 2 cliente .....	22
Figura 17 Creación del bloque 5 cliente .....	22
Figura 18 Atributos de configuración del bloque 5 cliente .....	23
Figura 19 Atributos de configuración setpoint .....	23
Figura 20 Atributos de configuración señal de medida para bloque 1 y 2 cliente.....	23
Figura 21 Atributos de configuración señal de estado para bloque 1 y 2 cliente .....	24
Figura 22 Atributos de configuración señal de medida para bloque 1 y 2 servidor .....	24
Figura 23 Atributos de configuración señal de estado para bloque 1 y 2 servidor.....	24
Figura 24 Esquema de simulación para aplicación de Wireshark .....	25
Figura 25 Configuración ICCP Central Hidroeléctrica .....	25
Figura 26 Configuración ICCP COES .....	26
Figura 27 Muestra de negociación ICCP en Wireshark .....	27
Figura 28 Puerto TCP servidor utilizado en el establecimiento .....	28
Figura 29 Solicitud de conexión COTP .....	28
Figura 30 Confirmación de conexión COTP .....	29
Figura 31 Negociación MMS (SSEL) .....	29
Figura 32 Negociación MMS (PSEL) .....	30

Figura 33 Negociación MMS (AE Qualifier y AP Title) .....	30
Figura 34 Negociación MMS (AE Qualifier y AP Title) .....	30

## INTRODUCCIÓN

La automatización de subestaciones eléctricas ha ido evolucionando con el desarrollo tecnológico, esto ha permitido que cada vez el telecontrol sea más eficiente y económico. Los estándares asociados a la automatización, monitoreo y control de subestaciones son: IEC 61850, IEC 104, ICCP, entre otros.

A fines de la década de los 90's la IEC (Comisión Electrotécnica Internacional, por sus siglas en inglés) culmina con la estandarización del Protocolo de Comunicaciones entre Centros de Control (ICCP), logrando así la compatibilidad e interoperabilidad entre sistemas eléctricos. Actualmente la versión vigente es ICCP TASE.2 basándose en el protocolo MMS.

El Protocolo ICCP es utilizado en Perú para dos fines principalmente: el primero es el intercambio de información en tiempo real de las empresas eléctricas con el COES SINAC para que este pueda realizar la coordinación del sistema eléctrico, los requisitos y exigencias está indicando en la Norma Técnica de Intercambio de Información en Tiempo Real (NTIITR); el segundo es la regulación secundaria de frecuencia, en donde los requisitos técnicos para la infraestructura de comunicación entre las unidades de generación y las URS se puede encontrar en la Nota Técnica del COES "Lineamientos para la asignación de la provisión Base para RSF".

La regulación de frecuencia sirve para corregir los efectos generados por las desviaciones entre la generación y demanda; esta puede ser primaria, servicio obligatorio para centrales de generación mayor a 10 MW y no es compensable económicamente. O secundaria, servicio voluntario y compensado económicamente por el COES. El presente trabajo se centra en este último tipo de regulación, y se aplica el protocolo ICCP como alternativa de telecontrol.

El primer capítulo de este informe describe el planteamiento del problema, indicando la justificación, alcance y limitación.

En el segundo capítulo se explica el estado del arte, la importancia del sistema Interconectado Nacional (SEIN), la función del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC) y el objetivo de la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).

En el tercer capítulo se describe el diseño del sistema de telecontrol ICCP, explicando la automatización de subestaciones eléctricas, la arquitectura de control empleada para la RSF y el protocolo ICCP.

En el cuarto capítulo, se detalla el procedimiento para la configuración del SCADA del COES SINAC; parametrización ICCP, base de datos y archivo siscostack.

Finalmente, en el capítulo cinco se analiza el establecimiento del protocolo ICCP por cada capa del modelo OSI a través del software Wireshark

# CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

## 1.1 Problemática

### 1.1.1 *Problema general*

- a) ¿Cómo aplicar el protocolo ICCP para la regulación secundaria de frecuencia?

### 1.1.2 *Problemas específicos*

- a) ¿Qué componentes están asociados a una arquitectura de telecontrol ICCP?
- b) ¿Cuáles son los elementos para establecer una asociación ICCP?
- c) ¿Cómo analizar y probar el estándar ICCP?

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 *Objetivo general*

- a) Aplicar el protocolo ICCP para la regulación secundaria de frecuencia.

### 1.2.2 *Objetivos específicos*

- a) Definir los componentes asociados a una arquitectura de telecontrol ICCP.
- b) Explicar los elementos para establecer una asociación ICCP.
- c) Analizar y probar el protocolo ICCP utilizando el software Wireshark.

### **1.3 Justificación**

La regulación secundaria de frecuencia tiene como objetivo mantener la frecuencia del SEIN dentro de un valor deseado. Esta regulación se logra a través del telecontrol que realiza el COES SINAC hacia las unidades de generación de las diferentes empresas de generación eléctrica del país suscritas a un convenio voluntario.

El presente informe se centra en la aplicación del estándar ICCP como alternativa de telecontrol para la regulación secundaria de frecuencia. Para esta aplicación; se define la arquitectura de comunicaciones, los parámetros de configuración del SCADA COES, el análisis y pruebas.

Con esta solución, se han tenido muchos casos de éxito en el país.

### **1.4 Alcances y limitaciones de la investigación**

#### ***1.4.1 Alcances***

El informe detalla la aplicación del estándar ICCP para la regulación secundaria de frecuencia, el cual está conformado por la configuración de un sistema SCADA.

Configuración de los servidores del COES; los perfiles de comunicación ICCP, los centros de control remotos y las bases de datos.

Se analiza el establecimiento de la comunicación ICCP utilizando el software Wireshark.

#### ***1.4.2 Limitaciones de la investigación***

El presente informe se limita al uso del estándar ICCP como alternativa de telecontrol, no se profundiza en el sistema de control de generación automática (AGC) empleado para calcular los valores de consigna que se envían a las unidades de generación.

## CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

### 2.1 Estado del arte

El Comité de operación económica del sistema interconectado nacional (COES SINAC), en adelante COES, pone a disposición de los agentes la suscripción voluntaria para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia (RSF). Esta regulación se logra a través del sistema de control de generación automática (AGC) que posee el sistema SCADA de COES. Es de vital importancia para la operación del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) mantener la frecuencia en 60 Hz.

Los sistemas SCADA a través de protocolos de telecontrol basados en estándares internacionales permiten la supervisión y control de los sistemas eléctricos, además de la interoperabilidad entre distintos fabricantes. En los últimos años se vienen desarrollando con gran fluidez soluciones (hardware y software) que atienden estas necesidades.

Para la RSF, el COES y los agentes definen el protocolo de telecontrol a utilizar entre sistemas SCADA, pudiendo ser ICCP o IEC-104, en ambos casos se han desarrollado proyectos con éxito.

ICCP se aplica frecuentemente para las comunicaciones entre centros de control, desde la década de los 90's. Se basa en el modelo cliente-servidor, que a través de las tablas bilaterales se definen los controles de acceso a la información. ICCP requiere una velocidad mínima de 64kbps y es soportado por medios como: Fibra óptica, cobre y satelital. Además, provee la posibilidad de encriptar la información utilizando seguridad en la capa de transporte (TLS).

En el Perú, existe la norma técnica para la implementación del servicio de regulación secundaria de frecuencia a través del control automático de generación (AGC), esta menciona al estándar ICCP como un caso para la aplicación de este servicio.

## 2.2 Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

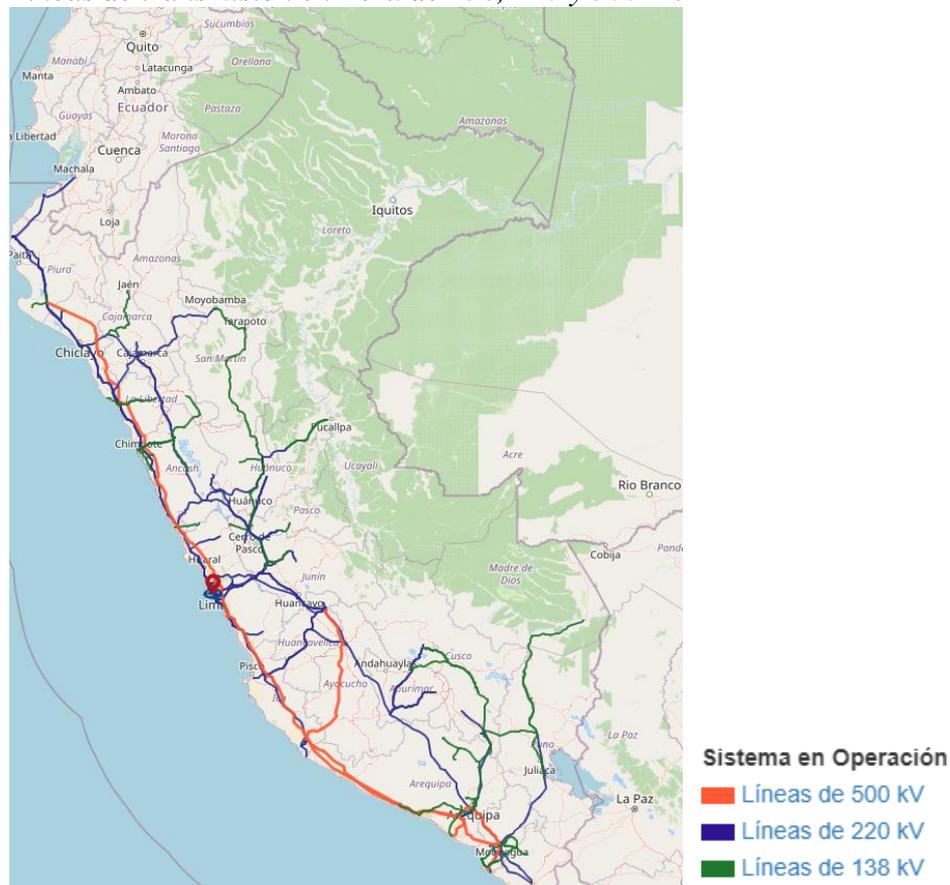
Se define sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN); al conjunto de centrales de generación, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y centros de despacho de carga que logran el flujo de energía eléctrica a lo largo de toda la geografía del Perú: área norte, centro y sur.

Es importante mencionar que actualmente el Perú tiene una interconexión regional con Ecuador.

En la figura 1 se puede observar las líneas de transmisión con niveles de tensión de 138, 220 y 500 kV.

### Figura 1

*Líneas de transmisión en Perú de 138, 220 y 500 KV*



*Nota.* Adaptado del Mapa interactivo del SEIN, por OSINERGMIN, 2023, (<https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/MapaSEIN/index.html>).

El SEIN abastece a gran parte de la población peruana, sin embargo, los sistemas aislados complementan este abastecimiento. Los sistemas aislados son aquellos que no cuentan con conexión al SEIN.

El parque de generación está conformado por centrales térmicas, hidráulicas, eólicas y solares.

En el Perú la matriz energética es la fuente hidráulica, abarcando aproximadamente un 50% de la generación total.

El SEIN es administrado por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC).

### **2.3 Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC)**

COES SINAC fue fundado en el año 1992, al inicio de esta década se empezó la reestructuración del sector eléctrico en el país a través de la ley de concesiones eléctricas. Al principio coexistieron dos COES, uno para la zona Centro Norte y otro para la zona Sur. Es en el año 2001, luego de varias reuniones y decretos supremos se define el nombre de COES SINAC.

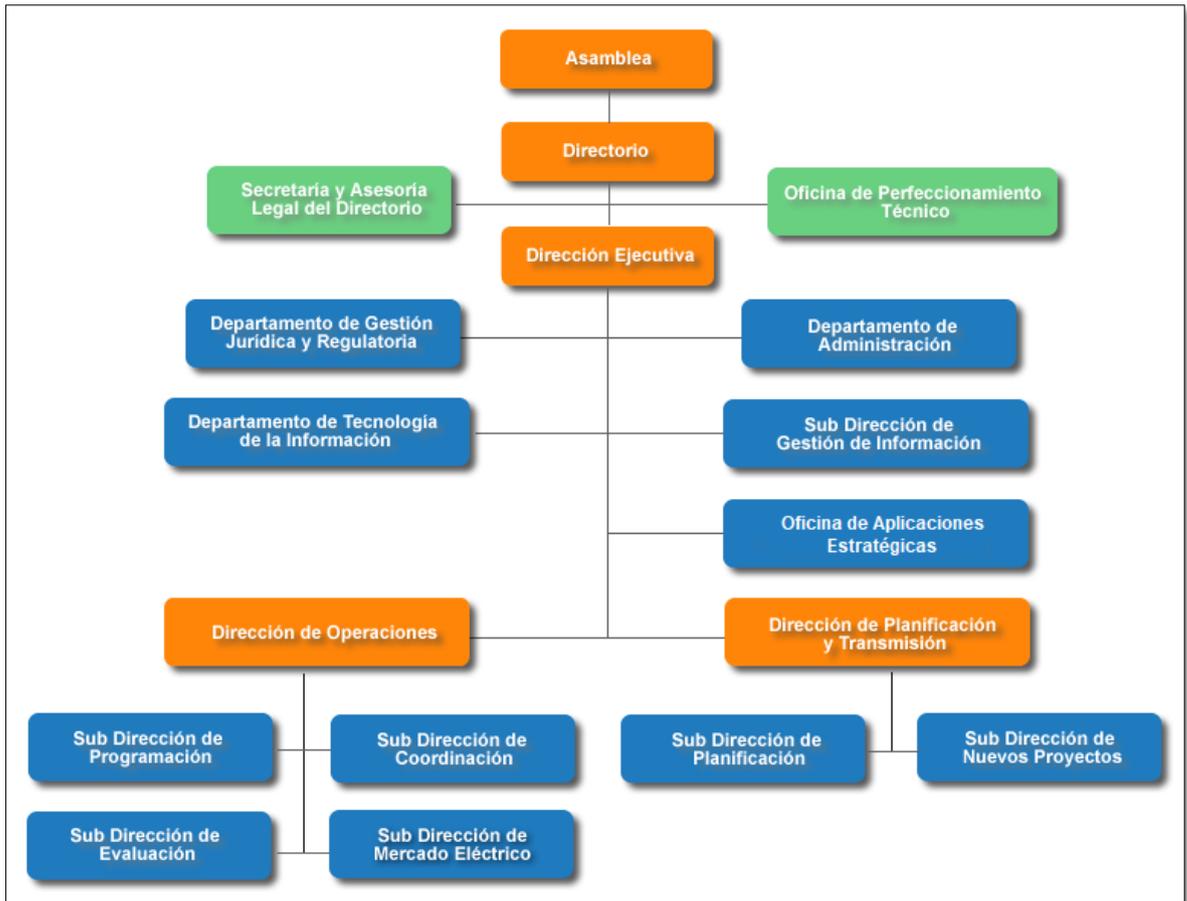
En su página web se definen de la siguiente manera:

*El COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Está conformado por todos los Agentes del SEIN (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres) y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes. Su finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo. (COES, 2023)*

Teniendo como objetivos la coordinación, seguridad, beneficio y planificación del SEIN; se observa la importancia que tiene el COES para el sector eléctrico y económico del país.

En la figura 2 podemos observar el organigrama del COES SINAC.

**Figura 2**  
*Estructura Organizacional del COES*



*Nota.* Adaptado de la estructura organizacional, por COES, 2023, (<https://www.coes.org.pe/Portal/Organizacion/EstructuraOrganizacional>).

Para la coordinación del SEIN, COES SINAC actualmente cuenta con un sistema SCADA/AGC/EMS del fabricante SIEMENS que opera en dos centros de control (principal/respaldo), este satisface con todas las exigencias indicadas en la Norma “Estándares técnicos mínimos del equipamiento para la coordinación de la operación en tiempo real del SEIN” por resolución del consejo directivo del organismo supervisor de la inversión en energía y minería OSINERGMIN N° 270-2014-OS/CD.

#### **2.4 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)**

Debido al comportamiento dinámico de los sistemas de potencia y los desbalances que se generan entre la generación y la carga, es necesario utilizar el servicio de regulación secundaria de frecuencia como estrategia de compensación, el objetivo de este servicio es mantener la frecuencia del sistema dentro de un valor de referencia (60 Hz).

En el Perú, se tiene el procedimiento técnico del COES PR-22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia” en donde se establecen criterios y metodologías para la prestación de este servicio complementario, este servicio es voluntario por parte de los generadores, con derecho a pago y las compensaciones que correspondan.

## **CAPÍTULO III: DISEÑO DEL SISTEMA DE TELECONTROL ICCP**

### **3.1 Niveles de automatización**

Para comprender sobre el diseño del sistema de telecontrol empleado en el presente informe, debemos empezar explicando la filosofía de automatización que existe en una subestación eléctrica.

En el nivel 0 se encuentran los equipos de campo o equipos de patio (proceso), en este nivel encontramos la familia de sensores, transformadores de tensión y corriente, equipos de maniobra (seccionadores e interruptores) con su control local asociado.

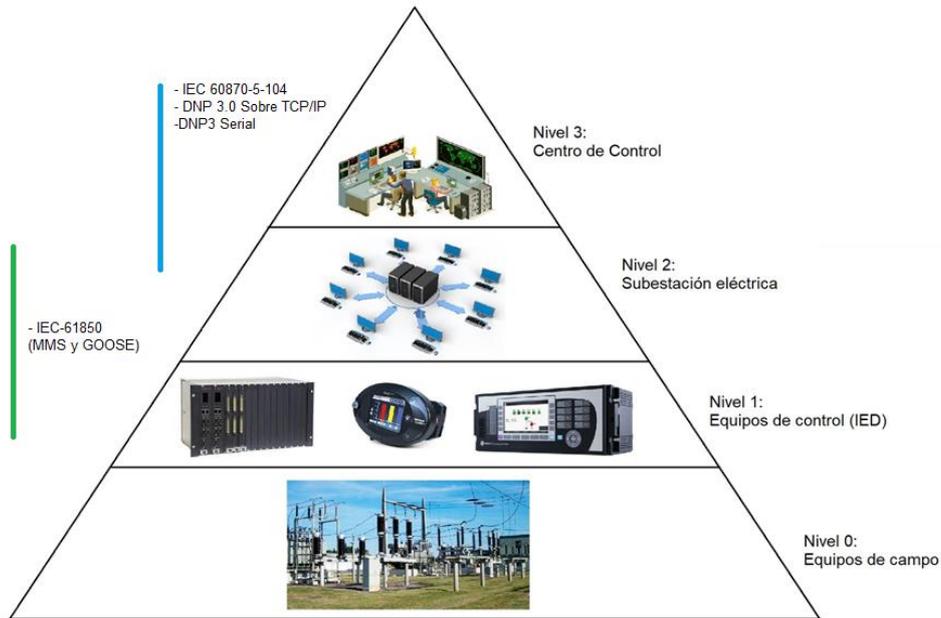
En el nivel 1 podemos observar que están los equipos de control de bahía (control) encargados de la Protección, Control, Monitoreo y Medición. Para esta función se tienen desplegados los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED, Intelligent Electronic Device, por sus siglas en inglés) como lo son las unidades terminales remotas, controladores lógico programable, relés controladores, medidores multifunción. Este nivel es el encargado de comunicar el nivel 0 con el nivel 2, comúnmente lo hacen a través de los protocolos MMS y GOOSE que forman parte del estándar IEC-61850.

En el nivel 2 encontramos el nivel de subestación (Supervisión), aquí se encuentran los Gateway de comunicaciones que nos permite tener supervisión y control de los equipos de la subestación desde una interfaz hombre máquina (HMI, Human Machine Interface, por sus siglas en inglés). Además, permite remitir la información de campo hacia el nivel 3, comúnmente se hace el envío de información a través de los protocolos IEC-104 o DNP3 sobre TCP/IP.

En el nivel 3 o también llamado nivel de centro de control es desde donde se supervisa y controla todas las subestaciones eléctricas de una empresa, además, desde este nivel se establece la comunicación con el COES SINAC, por Norma Técnica de Intercambio de Información en Tiempo Real se utiliza el protocolo ICCP, sin embargo, para brindar el servicio de regulación secundaria es posible hacerlo también con el protocolo IEC-104 también.

En la figura 3 podemos observar una representación gráfica de lo anteriormente explicado.

**Figura 3**  
Niveles de automatización en el sector eléctrico

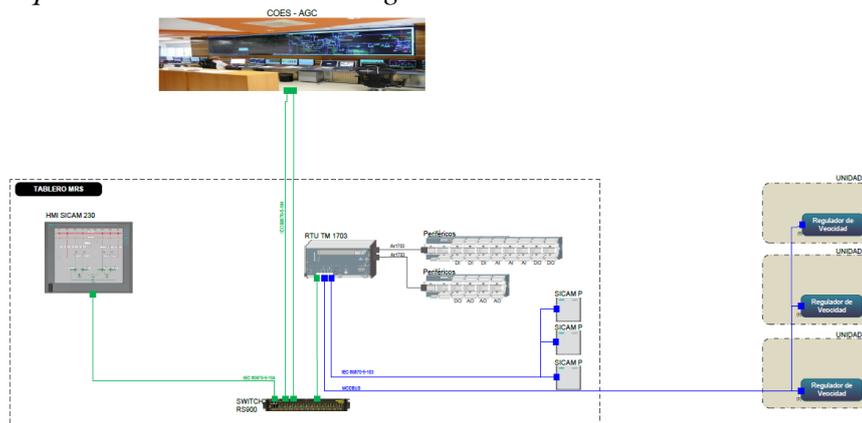


*Nota.* Elaboración propia

### 3.2 Arquitectura del sistema de regulación secundaria

La arquitectura en la que nos basaremos como referencia será la indicada en la *Nota técnica para la implementación del servicio RSF a través del AGC*, con la diferencia que utilizaremos el protocolo ICCP en lugar de IEC-104, para la comunicación entre la central de generación y el COES.

**Figura 4**  
Arquitectura del sistema de regulación secundaria



*Nota.* Tomado de la Nota técnica para la implementación del servicio RSF a través del AGC (p. 13), por COES, 2016.

En resumen, la figura 4 representa de manera general el control que se tiene hacia las unidades de generación a través de la RTU que por medio de la red LAN/WAN se establece la comunicación con los servidores ICCP del COES, para ello, la empresa generadora debe contratar a un proveedor de servicios para el enlace de comunicaciones. Como se mencionó anteriormente, el protocolo para la supervisión y control de las unidades de generación será el ICCP.

### **3.3 Protocolo de comunicaciones ICCP**

Este protocolo nace como necesidad de estandarizar el intercambio de datos entre centros de control. Con anterioridad a ello cada fabricante utilizaba protocolos propietarios que generaban incompatibilidades, por ello La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) a través de su grupo de trabajo 57 logró desarrollar el protocolo ICCP y su estandarización internacional para los sistemas de energía.

Para el intercambio de datos entre centros de control, se utiliza la mensajería MMS, este permitirá la interpretación de mensajes, direccionamiento de variables, entre otras características. El protocolo ICCP se basa en el modelo cliente/servidor para el establecimiento de las comunicaciones, puede ser de múltiples asociaciones. Los centros de control pueden ser cliente (cuando reciben señales), servidor (cuando envían señales) o ambas. El componente de asociación ICCP pueden ser: Asociar, cuando el cliente inicia el establecimiento de asociación con un servidor; Concluir, cuando el cliente o servidor concluyen la asociación y Anular, cuando el cliente o servidor finalizan la asociación debido a una falla. Los enlaces ICCP puede implementarse con velocidades mínima de 64 kbps a través de fibra óptica, cobre o satelital. Las normas internacionales en las que se basa el ICCP son: Servicios y protocolo TASE.2 (IEC 60870-6-503), TASE.2 Modelo de objetos (IEC 60870-6-802) y TASE.2 perfil de aplicación (IEC 60870-6-702). El protocolo ICCP está diseñado para operar bajo el modelo de interconexión de sistemas abiertos (OSI).

En la figura 5 podemos observar las aplicaciones del Spectrum Power implementados en el modelo OSI.

## Figura 5

### Relacionamiento de protocolo ICCP y modelo OSI

Control Center Applications (Spectrum Power)	
7	ICCP
	MMS
	ACSE
6	Presentation
5	Session
4	Transport
3	Network
2	Data Link
1	Physical

*Nota.* Tomado del manual Especificación funcional del protocolo de comunicación entre centros de control del Spectrum Power 7 (p.12), por SIEMENS, 2015.

#### 3.3.1 Tabla bilateral

Se define tabla bilateral, aquella que permite el control de acceso a la información. Se estructura de la siguiente manera:

- Nombre: Debe ser el mismo para los socios ICCP.
- Periodicidad: Frecuencia de envío de información.
- Permisos: Accesos del cliente a datos del servidor.
- Estampa de tiempo: Marca de tiempo en la que ocurre un evento. La resolución puede variar dependiendo de la versión de ICCP.

#### 3.3.2 Datos (Data Objects)

Hace referencia a los valores que pueden tomar en tiempo real, por ejemplo:

- Estados digitales: Representación discreta; posición de un interruptor (abierto o cerrado), alarmas (activa o desactiva).
- Mediciones analógicas: Representación continua; Potencia activa, potencia reactiva, frecuencia, voltaje, corriente, etc.
- Control de dispositivos: Comandos u ordenes; abrir o cerrar interruptores, subir o bajar un cambiador de tomas (TAPs) en un autotransformador, etc.

La estructura de datos está basada en la norma IEC 60870-6 TASE.2 como: Identificador del objeto, tipo de dato, valor, calidad.

### 3.3.3 *Conjunto de datos (Data Set)*

Hace referencia a la agrupación lógica de los datos (Data objects) para el intercambio de información entre centros de control. Esta agrupación tiene como objetivo que la transmisión de información sea de mayor utilidad según la operación.

Adicionalmente, el protocolo ICCP se basa en bloques funcionales, en total son 9, sin embargo, para el presente informe sólo nos centraremos en los bloques necesarios para la aplicación de RSF, estos son:

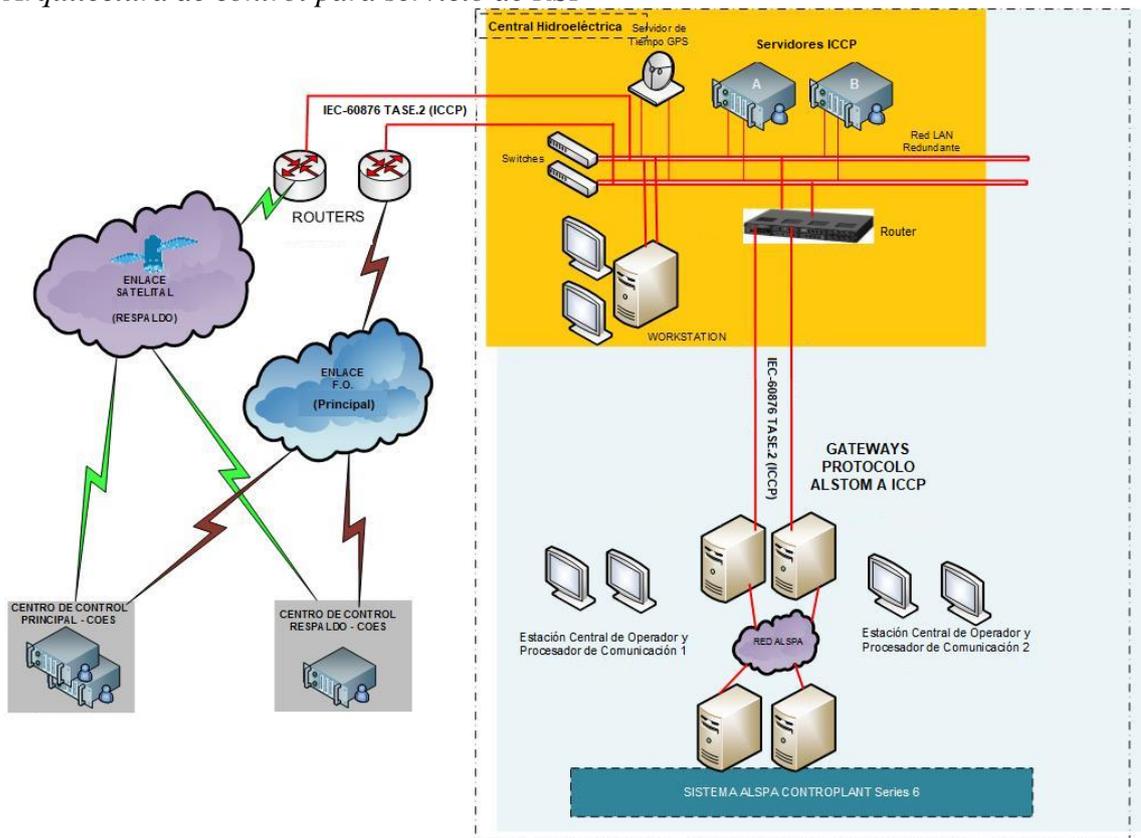
- Bloque 1: Hace referencia a la adquisición de datos de forma periódica del sistema eléctrico.
- Bloque 2: Hace referencia a la adquisición de datos por excepción.
- Bloque 5: Hace referencia al control sobre dispositivos, es decir, comandos. Por ejemplo: Cierre o apertura de un interruptor, aumento o disminución de potencia, etc.

## CAPÍTULO IV: CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA SCADA COES

### 4.1 Arquitectura de servidores

Por confidencialidad, se mostrará una arquitectura esquemática de los servidores de COES y los de una empresa que desee realizar el servicio de RSF, para este caso haremos el ejemplo con una central hidroeléctrica.

**Figura 6**  
*Arquitectura de control para servicio de RSF*



*Nota.* Elaboración propia

Como se observa en la fig.6, para establecer la comunicación ICCP, a nivel de hardware, es necesario contar con una red LAN (switches), servidores ICCP, red WAN (routers y un proveedor de servicios de telecomunicaciones para interconectar el COES y la central hidroeléctrica). También se puede observar, algo que es recurrente, debido a que ICCP es un protocolo eléctrico es necesario hacer uso de un equipo Gateway para poder interactuar con el sistema de control de la turbina hidroeléctrica.

A nivel lógico o de software, naturalmente es necesario que tanto COES como el agente utilicen el protocolo ICCP; además de ciertos parámetros de configuración definidos por COES (perfil de comunicación), por ejemplo: Segmento de red (Direcciones IPs), nombre

de la tabla bilateral; nombre de los ARName (necesario para la identificación y direccionamiento a la red ICCP entre centros de control), valor del selector de sesión SSEL (utilizado en la capa 5 del modelo OSI para identificar un servicio de sesión en una red), valor del selector de presentación PSEL (utilizado en la capa 5 del modelo OSI para identificar un servicio de presentación en una red), valor del selector de transporte TSEL (utilizado en la capa 6 del modelo OSI para identificar un servicio de transporte en una red), valor del AP title (utilizado en la capa 7 del modelo OSI para identificar un proceso de aplicación específico en un sistema de comunicación), valor del Calificador de entidad de aplicación AE Qualifer (utilizado en la capa 7 del modelo OSI para diferenciar las diferentes instancias o entidades de un proceso de aplicación).

Por lo tanto, los valores PSEL, SSEL y TSEL del centro de control local (COES) deben ser los mismos que los del centro de control remoto (Central hidroeléctrica), Así mismo, los valores de PSEL, SSEL y TSEL del centro de control remoto (Central hidroeléctrica) deben ser los mismos para los del centro de control local (COES).

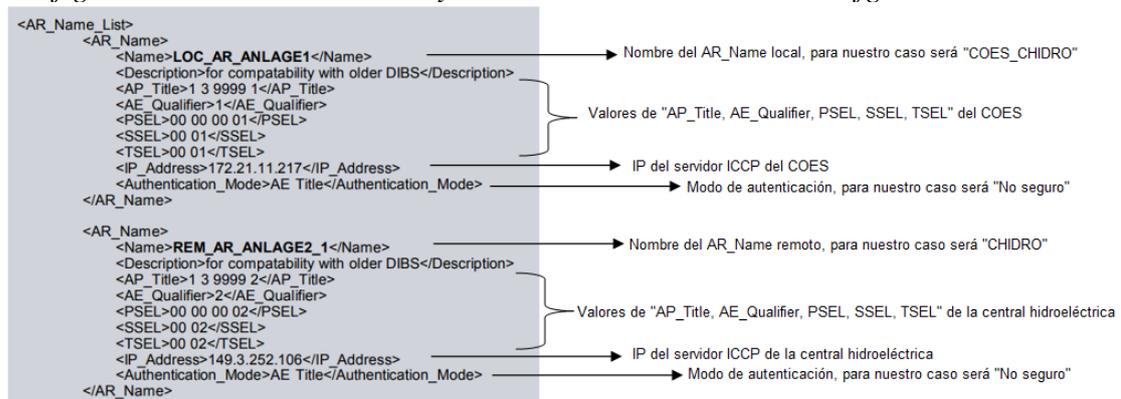
#### 4.2 Configuración de archivo siscostack.cfg

AX-S4 ICCP es un producto del fabricante SISCO y permite conectividad mediante el protocolo ICCP-TASE.2, lo explicado anteriormente, se ve reflejado en la configuración del archivo siscostack.cfg, este archivo está ubicado en los servidores ICCP del COES.

En la figura 7 se puede observar la estructura de configuración para los AR Name local (COES) y remoto (Central hidroeléctrica) y la parametrización a través de los parámetros descritos anteriormente.

**Figura 7**

*Configuración de AR Name local y remoto en archivo siscostack.cfg*



*Nota.* Elaboración propia.

En la figura 8 se puede observar la configuración del enlace ICCP.

**Figura 8**  
*Configuración de enlace ICCP*

```

<App_Network>
  <App_Name>LINK_1 </App_Name>
  <LeanT_Profile>Application</LeanT_Profile>
  <Security_Profile>No Security</Security_Profile>
  <AR_Matching_Profile>ARMatching</AR_Matching_Profile>
  <App_AR_Name Role="Local">LOC_AR_ANLAGE1</App_AR_Name>
  <App_AR_Name Role="Remote">REM_AR_ANLAGE2_1</App_AR_Name>
  <App_AR_Name Role="Remote">REM_AR_ANLAGE2_2</App_AR_Name>
  <Max_Mms_Pdu_Length>32000</Max_Mms_Pdu_Length>
  <Max_Calling_Connections>0</Max_Calling_Connections>
  <Max_Called_Connections>2</Max_Called_Connections>
</App_Network>

```

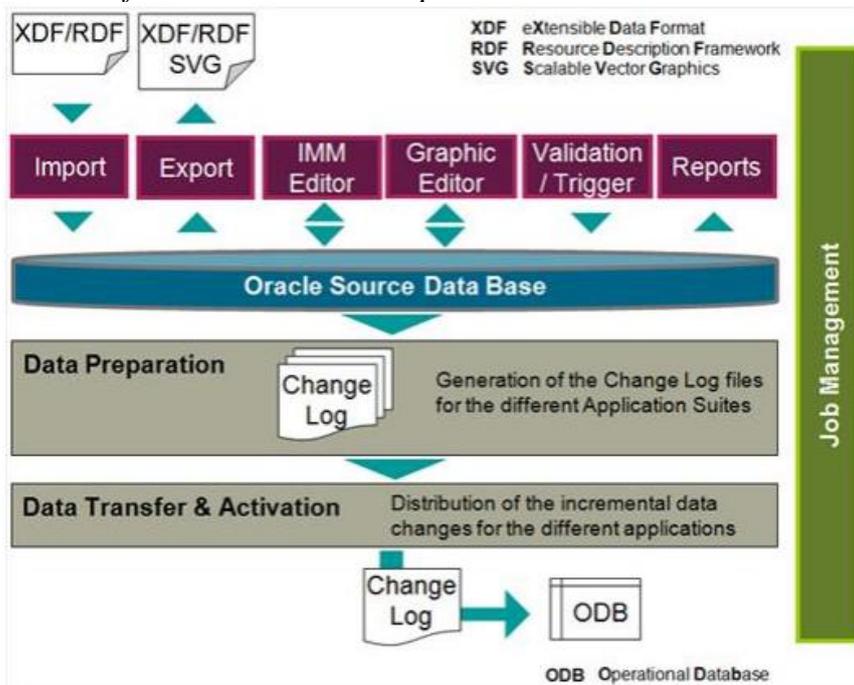
Nombre del enlace ICCP  
 Nombre del AR\_Name local "COES\_CHIDRO"  
 Nombre del AR\_Name remoto "CHIDRO" (Servidor ICCP Principal)  
 Nombre del AR\_Name remoto "CHIDRO2" (Servidor ICCP Secundario)

*Nota.* Elaboración propia.

### 4.3 Configuración de enlace ICCP y base de datos en IMM

La administración del modelo de información (IMM, por sus siglas en inglés) es el administrador de datos de origen para el dominio y datos gráficos en el sistema Spectrum Power. Posee un conjunto de herramientas capaces de definir datos de información del sistema de potencia, pueden controlar la transferencia de información entre bases de datos, entre otros. La propagación de cambios incrementales se realiza en caliente y no genera inactividad en tiempo real. En la figura 9 se puede observar un resumen funcional de IMM.

**Figura 9**  
*Resumen funcional de IMM en Spectrum Power*



*Nota.* Tomado del manual Especificación funcional del Information Model Management de Spectrum Power 7 (p.17), por SIEMENS, 2015.

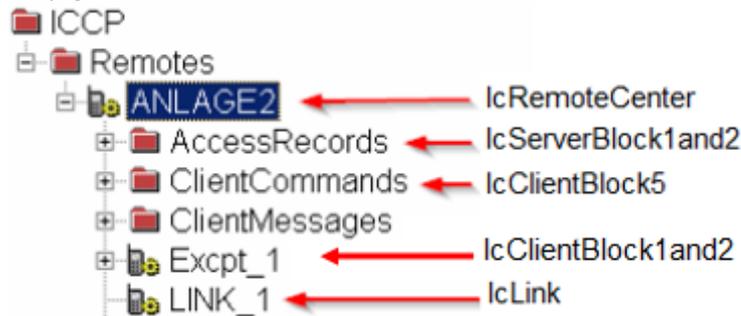
### 4.3.1 Configuración de enlace ICCP

Desde IMM, primero se debe crear el “IcRemoteCenter”, dentro de esta remota se crea el “IcLink” y finalmente los bloques necesarios para la transferencia de información, en nuestro caso se crearán los “IcServerBlock1and2”, “IcClientBock1and2” y “IcClientBlock5”.

En la figura 10 se puede observar lo descrito anteriormente.

**Figura 10**

*Configuración de remota ICCP en IMM*



*Nota.* Elaboración propia.

En “IcRemoteCenter” se definen los parámetros de configuración, entre los más destacables podemos mencionar el “.Operational Database Name”, el nombre de la tabla bilateral “Bilateral Table Version”, la habilitación del bloque 5 “Enable Block5”, la versión de ICCP “ICCP Version” y “Remote Domain Name”. En la figura 11 podemos observar lo descrito.

**Figura 11**

*Parámetros de configuración “IcRemoteCenter”*

Attributes	Value
Operational Database Name	
Alias Name	
Area Of Responsibility Id	
Association Initiator	True
Association Request Retry	10
Association Request Timeout	30
Bilateral Table Version	VER_0
Communication Direction	Both server and client
Enable Block4	False
Enable Block5	True
Enable Block8	False
GISId	
ICCP Version	ICCP Version 2000_08
Link Heartbeat	True
Local Domain Name	
Max mms Msg Size	32000
Maximum Data Sets	400
Maximum PDUSize	32000
Minimum Periodic Interval	5
Remote Domain Name	
Remote Key	97
Scan Mode	Single Connection
Server Reply Timeout	120
UCS Server Pair Name	UCS

*Nota.* Elaboración propia.

Los parámetros de configuración destacables para “IcLink” son “.Operational Database Name”, “Local AR Name”, “Primary Remote AR Name”, “Alternate Remote AR Name” y el modo de seguridad TLS “Transport Layer Security (TLS) Mode” que para el presente informe se trabajará en modo no seguro. Esto se puede observar en la figura 12.

**Figura 12**

*Parámetros de configuración “IcLink”*

Attributes	Value
Operational Database Name	
Alias Name	
Alternate Remote AR Name	
Application Authentication Mode	Yes
Area Of Responsibility Id	
Critical Data Timeout	20
Fourth Remote AR Name	
GISId	
Link Key	0
Local AR Name	
Primary Remote AR Name	
Quality of Service	All Qualities of Service, only one link is allowed.
Third Remote AR Name	
Transport Layer Security (TLS) Mode	NonSecure

*Nota.* Elaboración propia.

#### 4.3.2 Configuración de base de datos

Para las señales que se utilizarán en el servicio de RSF por medio del AGC, se basará en base al grupo o grupos de generación eléctrica que se controlarán, estas están definidas en el documento “Perfil de comunicaciones” que hace entrega el COES con los valores para la parametrización ICCP anteriormente explicada. Para el caso del presente informe lo realizaremos para un grupo de generación, por lo tanto, las señales a configurar serían las siguientes:

**Tabla 1**

*Señales de envío desde Central Hidroeléctrica*

VARIABLE	ORIGEN	TIPO	CÓDIGO ICCP
Estado de conectividad - G1 (IN-G1)	Central Hidroeléctrica	Estado	CH_LAGUNA_URSG1_INT
Estado local/remoto	Central Hidroeléctrica	Estado	CH_LAGUNA_URSG1_LR
Potencia activa del G1	Central Hidroeléctrica	Analógica	CH_LAGUNA_URSG1_MW
Límite superior de potencia activa	Central Hidroeléctrica	Analógica	CH_LAGUNA_URSG1_LS
Límite inferior de potencia activa	Central Hidroeléctrica	Analógica	CH_LAGUNA_URSG1_LI

*Nota.* Elaboración propia.

**Tabla 2**

*Señales de envío desde COES*

VARIABLE	ORIGEN	TIPO	CÓDIGO ICCP
Estado AGC (ON/OFF)	COES	Estado	CH_COES_AGC_ESTADO
Estado URS (ON/OFF)	COES	Estado	CH_COES_AGC_G1_URS
Base Point G1	COES	Analógica	CH_COES_AGC_G1_BP
Estado de seguimiento G1(Following/not following/unknown response)	COES	Analógica	CH_COES_AGC_G1_FL
Regulación de potencia mediante setpoint G1	COES	Setpoint	CH_COES_AGC_G1_SP

*Nota.* Elaboración propia.

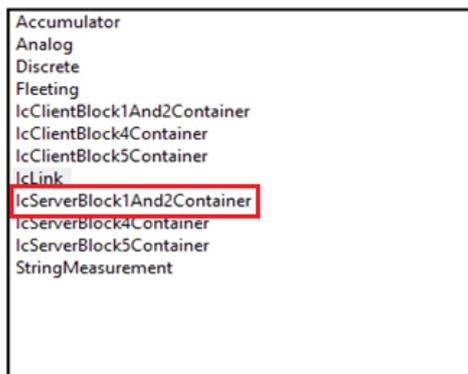
Como se observa en las tablas 1 y 2, las señales a crear son del tipo analógicas, estados y setpoint, además la transferencia de datos será de forma bidireccional, es decir, tanto COES como la central hidroeléctrica serán cliente y servidor. Por ello crearemos los bloques 1 y 2 como cliente y servidor, además del bloque 5 cliente.

Para crear el bloque 1 y 2 (servidor) para las señales (analógica y estado) que el COES enviará a la central hidroeléctrica, debemos hacer clic derecho sobre la remota deseada y escogemos la opción tal cual se puede observar en la figura 13.

**Figura 13**

*Creación del bloque 1 y 2 servidor*

Please select a type:



Create from Catalog

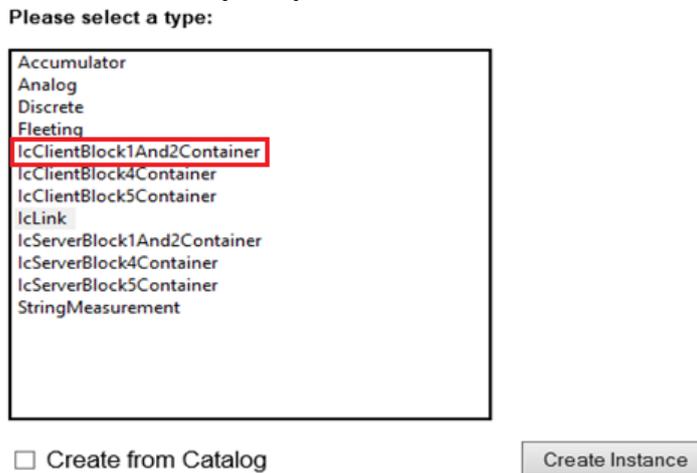
Create Instance

*Nota.* Tomado de las opciones de configuración del sistema SCADA.

Luego, procedemos a crear el bloque 1 y 2 (cliente) para poder recibir las señales que nos enviará la central hidroeléctrica, para ello hacemos clic derecho en la remota deseada y escogemos la opción como se observa en la figura 14.

### Figura 14

#### Creación del bloque 1 y 2 cliente



*Nota.* Tomado de las opciones de configuración del sistema SCADA.

Posterior a ello, Luego, debemos definir los parámetros de configuración, entre los más resaltantes están el nombre del bloque y la activación para el reporte por excepción, así como se observa en la figura 15.

### Figura 15

#### Atributos de configuración del bloque 1 y 2 cliente

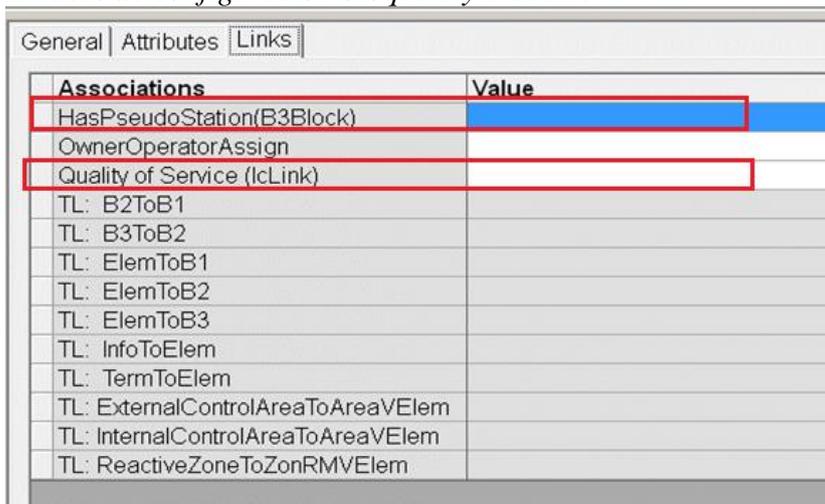
Attributes	Value
Operational Database Name	
Alias Name	
Area Of Responsibility Id	
Buffer Interval	2
Critical Data	False
GISId	
Group Key	1
Integrity Interval	1800
Periodic Interval	1
Periodic Offset	0
Report By Exception	True
Transfer Type	Report by event

*Nota.* Tomado de las opciones de configuración del sistema SCADA.

Además, en la opción de enlaces, debemos arrastrar el “IcLink” creado al valor de la asociación “Quality of Service (IcLink)”, tal como se observa en la figura 16.

**Figura 16**

*Enlaces de configuración bloque 1 y 2 cliente*



Associations	Value
HasPseudoStation(B3Block)	
OwnerOperatorAssign	
Quality of Service (IcLink)	
TL: B2ToB1	
TL: B3ToB2	
TL: ElemToB1	
TL: ElemToB2	
TL: ElemToB3	
TL: InfoToElem	
TL: TermToElem	
TL: ExternalControlAreaToAreaVElem	
TL: InternalControlAreaToAreaVElem	
TL: ReactiveZoneToZonRMVElem	

*Nota.* Tomado de las opciones de configuración del sistema SCADA.

También debemos crear el bloque 5 (cliente) para poder enviar las consignas o setpoint al generador eléctrico, para ello hacemos clic derecho en la remota deseada y escogemos la opción como se observa en la figura 17.

**Figura 17**

*Creación del bloque 5 cliente*

Please select a type:

- Accumulator
- Analog
- Discrete
- Fleeting
- IcClientBlock1And2Container
- IcClientBlock4Container
- IcClientBlock5Container**
- IcLink
- IcServerBlock1And2Container
- IcServerBlock4Container
- IcServerBlock5Container
- StringMeasurement

Create from Catalog

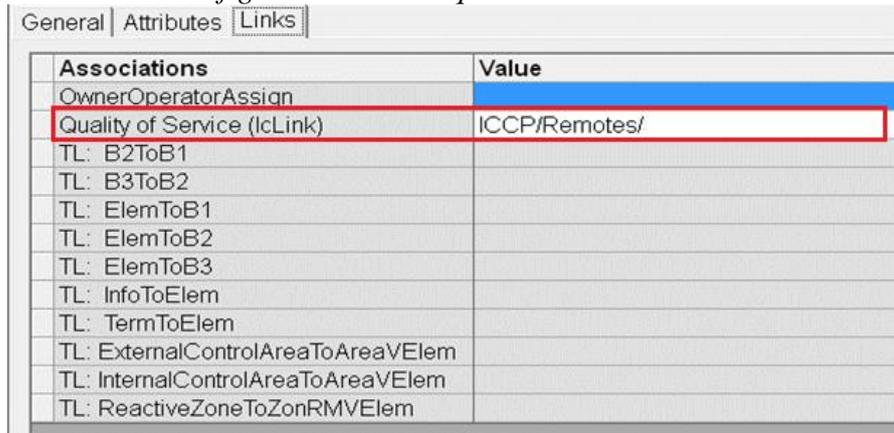
Create Instance

*Nota.* Tomado de las opciones de configuración del sistema SCADA.

Además, en la opción de enlaces, debemos arrastrar el “IcLink” creado al valor de la asociación “Quality of Service (IcLink)”, tal como se observa en la figura 18.

**Figura 18**

*Atributos de configuración del bloque 5 cliente*



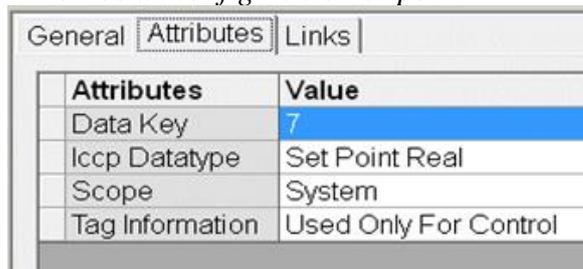
Associations	Value
OwnerOperatorAssign	
Quality of Service (IcLink)	ICCP/Remotes/
TL: B2ToB1	
TL: B3ToB2	
TL: ElemToB1	
TL: ElemToB2	
TL: ElemToB3	
TL: InfoToElem	
TL: TermToElem	
TL: ExternalControlAreaToAreaVElem	
TL: InternalControlAreaToAreaVElem	
TL: ReactiveZoneToZonRMVElem	

*Nota.* Tomado de las opciones de configuración del sistema SCADA.

Finalmente, agregaremos las señales, empezaremos agregando la señal de setpoint, para ello hacemos clic derecho en el bloque 5 cliente y agregamos una señal del tipo “Set poin Real”, los atributos de configuración son como se observan en la figura 19.

**Figura 19**

*Atributos de configuración setpoint*



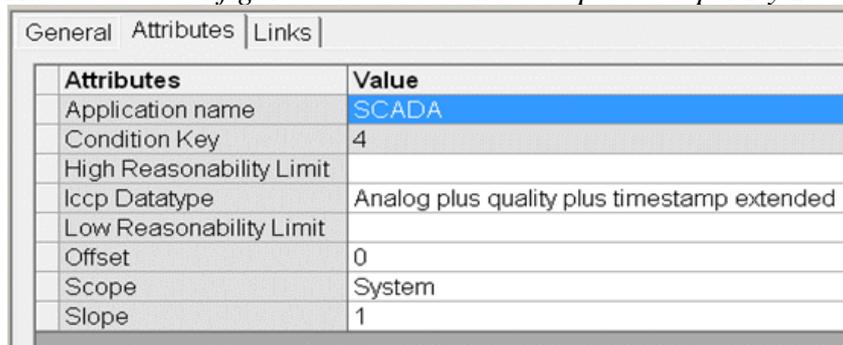
Attributes	Value
Data Key	7
Iccp Datatype	Set Point Real
Scope	System
Tag Information	Used Only For Control

*Nota.* Tomado de las opciones de configuración del sistema SCADA.

Luego, agregaremos las señales del bloque 1 y 2 cliente, los parámetros de configuración para una señal de medida son como se puede ver en la figura 20 y los de estado en la figura 21.

**Figura 20**

*Atributos de configuración señal de medida para bloque 1 y 2 cliente*



Attributes	Value
Application name	SCADA
Condition Key	4
High Reasonability Limit	
Iccp Datatype	Analog plus quality plus timestamp extended
Low Reasonability Limit	
Offset	0
Scope	System
Slope	1

*Nota.* Tomado de las opciones de configuración del sistema SCADA.

**Figura 21**

*Atributos de configuración señal de estado para bloque 1 y 2 cliente*

Attributes	Value
Application name	SCADA
Condition Key	3
High Reasonability Limit	
Iccp Datatype	State plus quality plus timestamp extended
Low Reasonability Limit	
Offset	0
Scope	System
Slope	1

*Nota.* Tomado de las opciones de configuración del sistema SCADA.

Para culminar, agregaremos las señales del bloque 1 y 2 servidor, los parámetros de configuración para una señal de medida son como se puede ver en la figura 22 y los de estado en la figura 23. La diferencia con el caso anterior radica en que las señales no se envían con estampa de tiempo extendida, es decir, con estampa de tiempo con resolución al milisegundo.

**Figura 22**

*Atributos de configuración señal de medida para bloque 1 y 2 servidor*

Attributes	Value
Application name	Network Applications
Data Key	9
Iccp Datatype	Analog plus quality plus timestamp.
Offset	0
Scope	System
Slope	1

*Nota.* Tomado de las opciones de configuración del sistema SCADA.

**Figura 23**

*Atributos de configuración señal de estado para bloque 1 y 2 servidor*

Attributes	Value
Application name	Network Applications
Data Key	23
Iccp Datatype	State plus quality plus timestamp
Offset	0
Scope	System
Slope	1

*Nota.* Tomado de las opciones de configuración del sistema SCADA.

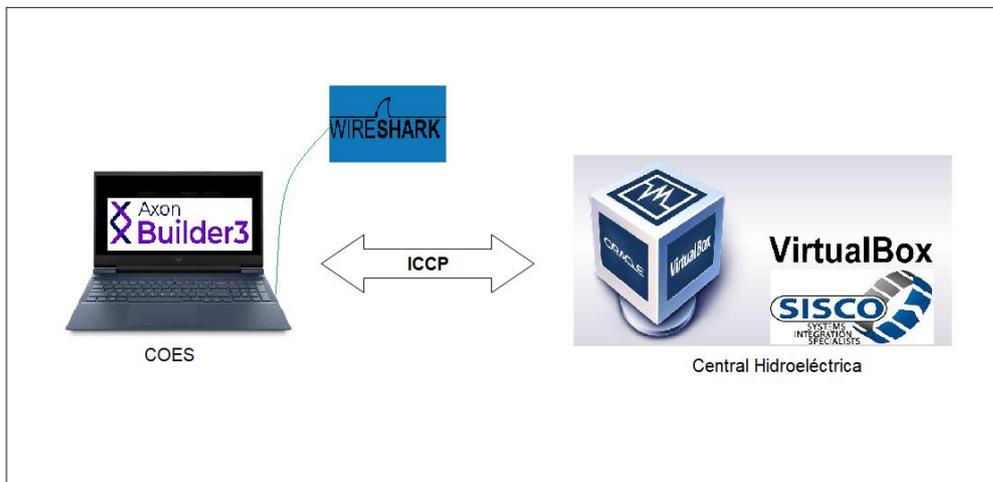
## CAPÍTULO V: ANÁLISIS DEL ESTABLECIMIENTO DEL ESTANDAR ICCP

Para el presente capítulo se va a demostrar el uso del software Wireshark como herramienta para el análisis y pruebas de establecimiento del protocolo ICCP, para ello simularemos la comunicación entre COES y la Central Hidroeléctrica utilizando los softwares Axon Builder del fabricante Axon Group y AX-S4 ICCP de SISCO.

En la figura 24 se observa el esquema de simulación empleado.

**Figura 24**

*Esquema de simulación para aplicación de Wireshark*



*Nota.* Elaboración propia.

Para la simulación, los parámetros de configuración serán los siguientes, para la central hidroeléctrica como se muestra en la figura 25.

**Figura 25**

*Configuración ICCP Central Hidroeléctrica*

```
<AR_Name>
  <Name>CHIDRO</Name>
  <Description>COES</Description>
  <AP_Title>2 1 299</AP_Title>
  <AE_Qualifier>299</AE_Qualifier>
  <PSEL>00 01 04 17</PSEL>
  <SSEL>04 17</SSEL>
  <TSEL>04 17</TSEL>
  <IP_Address>192.168.31.48</IP_Address>
  <Authentication_Mode>AE Title</Authentication_Mode>
</AR_Name>
```

*Nota.* Tomado de las opciones de configuración del sistema SCADA.

Las Configuraciones ICCP del COES se muestran en la figura 26.

### **Figura 26**

#### *Configuración ICCP COES*

```
<AR_Name>
  <Name>COES_CHIDRO</Name>
  <Description>COES</Description>
  <AP_Title>2 1 300</AP_Title>
  <AE_Qualifier>300</AE_Qualifier>
  <PSEL>00 01 04 18</PSEL>
  <SSEL>04 18</SSEL>
  <TSEL>04 18</TSEL>
  <IP_Address>192.124.11.9</IP_Address>
  <Authentication_Mode>AE Title</Authentication_Mode>
</AR_Name>
```

*Nota.* Tomado de las opciones de configuración del sistema SCADA.

Luego de capturado el tráfico con el software wireshark analizaremos la muestra como se observa en la figura 27.

**Figura 27**  
*Muestra de negociación ICCP en Wireshark*

5576	192.124.124.11.9	192.168.31.48	TCP	74	60512	→	102	[SYN]	Seq=0	Win=14600	Len=0	MSS=1460	SACK_PERM=1	TSval=958737077	TSecr=0	WS=128
5577	192.168.31.48	192.124.124.11.9	TCP	74	102	→	60512	[SYN, ACK]	Seq=0	Ack=1	Win=28960	Len=0	MSS=1380	SACK_PERM=1	TSval=3188398478	TSecr=3188398478
5578	192.124.124.11.9	192.168.31.48	TCP	66	60512	→	102	[ACK]	Seq=1	Ack=1	Win=14720	Len=0	TSval=958737080	TSecr=3188398478		
5640	192.124.124.11.9	192.168.31.48	COTP	88	CR	TPDU	src-ref: 0x00018	dst-ref: 0x00000								
5645	192.168.31.48	192.124.124.11.9	TCP	66	102	→	60512	[ACK]	Seq=1	Ack=23	Win=29056	Len=0	TSval=3188398550	TSecr=958737149		
5875	192.168.31.48	192.124.124.11.9	COTP	88	CC	TPDU	src-ref: 0x00001	dst-ref: 0x00018								
5876	192.124.124.11.9	192.168.31.48	TCP	66	60512	→	102	[ACK]	Seq=23	Ack=23	Win=14720	Len=0	TSval=958737804	TSecr=3188399203		
5913	192.124.124.11.9	192.168.31.48	MMS	259	Initiate	Request										
5914	192.168.31.48	192.124.124.11.9	TCP	66	102	→	60512	[ACK]	Seq=23	Ack=216	Win=30080	Len=0	TSval=3188399349	TSecr=958737949		
5934	192.168.31.48	192.124.124.11.9	MMS	225	Initiate	Response										
5935	192.124.124.11.9	192.168.31.48	TCP	66	60512	→	102	[ACK]	Seq=216	Ack=182	Win=15744	Len=0	TSval=958738005	TSecr=3188399403		
5936	192.168.31.48	192.124.124.11.9	MMS	176	Read	Req										
5937	192.124.124.11.9	192.168.31.48	TCP	66	60512	→	102	[ACK]	Seq=216	Ack=292	Win=15744	Len=0	TSval=958738005	TSecr=3188399403		
5981	192.124.124.11.9	192.168.31.48	MMS	93	Identify	Req										
5982	192.124.124.11.9	192.168.31.48	MMS	116	Read	Resp										
5983	192.168.31.48	192.124.124.11.9	TCP	66	102	→	60512	[ACK]	Seq=292	Ack=243	Win=30080	Len=0	TSval=3188399549	TSecr=958738149		
5984	192.168.31.48	192.124.124.11.9	TCP	66	102	→	60512	[ACK]	Seq=292	Ack=293	Win=30080	Len=0	TSval=3188399549	TSecr=958738149		
6000	192.168.31.48	192.124.124.11.9	MMS	167	Identify	Resp										

*Nota.* Tomado de la captura de tráfico del software wireshark.

En la figura 27 observamos la negociación que se realiza para establecer el enlace ICCP, procederemos a explicar los puntos resaltados:

1. Se inicia con la conexión TCP, para ello se observa que COES envía un paquete de sincronización (SYN) a lo que la central hidroeléctrica responde con un paquete de sincronización y reconocimiento (SYN, ACK) indicando que se encuentra listo para establecer la conexión, finalmente COES envía un paquete de reconocimiento (ACK) completando el establecimiento de conexión.

Como se puede observar en la figura 28, el servidor utiliza el puerto TCP por defecto (102) para el establecimiento del enlace ICCP.

### Figura 28

*Puerto TCP servidor utilizado en el establecimiento*

```
Transmission Control Protocol, Src Port: 60512, Dst Port: 102, Seq: 0, Len: 0
  Source Port: 60512
  Destination Port: 102
  [Stream index: 52]
  [TCP Segment Len: 0]
  Sequence number: 0 (relative sequence number)
  [Next sequence number: 0 (relative sequence number)]
  Acknowledgment number: 0
```

*Nota.* Tomado de la captura de tráfico del software wireshark.

2. En esta sección, observamos la solicitud (Connect Request) del protocolo de transporte orientado a la conexión (COTP), en la figura 29 se puede verificar el valor fuente (COES) y destino (Central Hidroeléctrica) del parámetro TSEL.

### Figura 29

*Solicitud de conexión COTP*

```
ISO 8073/X.224 COTP Connection-Oriented Transport Protocol
  Length: 17
  PDU Type: CR Connect Request (0x0e)
  Destination reference: 0x0000
  Source reference: 0x0018
  0000 .... = Class: 0
  .... ..0. = Extended formats: False
  .... ...0 = No explicit flow control: False
  Parameter code: src-tsap (0xc1)
  Parameter length: 2
  Source TSAP: 0418
  Parameter code: dst-tsap (0xc2)
  Parameter length: 2
  Destination TSAP: 0417
  Parameter code: tpdu-size (0xc0)
  Parameter length: 1
  TPDU size: 2048
```

*Nota.* Tomado de la captura de tráfico del software wireshark.

En la figura 30 se puede observar la confirmación de la conexión (Connect Confirm), con ello se comprueba que el parámetro TSEL ha sido bien configurado tanto en el extremo de COES como en la central hidroeléctrica.

### Figura 30

#### Confirmación de conexión COTP

```
ISO 8073/X.224 COTP Connection-Oriented Transport Protocol
Length: 17
PDU Type: CC Connect Confirm (0x0d)
Destination reference: 0x0018
Source reference: 0x0001
0000 .... = Class: 0
.... ..0. = Extended formats: False
.... ...0 = No explicit flow control: False
Parameter code: tpdu-size (0xc0)
Parameter length: 1
TPDU size: 2048
Parameter code: src-tsap (0xc1)
Parameter length: 2
Source TSAP: 0418
Parameter code: dst-tsap (0xc2)
Parameter length: 2
Destination TSAP: 0417
```

*Nota.* Tomado de la captura de tráfico del software wireshark.

3. Finalmente, en esta sección se observa la negociación del protocolo MMS (Manufacturing Message Specification por sus siglas en inglés), este permitirá el intercambio entre los centros de control. En la figura 31 se puede verificar la comprobación de los valores fuente (calling) y destino (called) del parámetro SSEL.

### Figura 31

#### Negociación MMS (SSEL)

```
ISO 8327-1 OSI Session Protocol
SPDU Type: CONNECT (CN) SPDU (13)
Length: 184
> Connect Accept Item
> Session Requirement
> Calling Session Selector
Parameter type: Calling Session Selector (51)
Parameter length: 2
Calling Session Selector: 0418
> Called Session Selector
Parameter type: Called Session Selector (52)
Parameter length: 2
Called Session Selector: 0417
> Session user data
```

*Nota.* Tomado de la captura de tráfico del software wireshark.

En la figura 32 se puede verificar la comprobación de los valores fuente (calling) y destino (called) del parámetro PSEL.

### Figura 32

#### Negociación MMS (PSEL)

```
ISO 8823 OSI Presentation Protocol
├── CP-type
│   ├── mode-selector
│   │   └── mode-value: normal-mode (1)
│   └── normal-mode-parameters
│       ├── calling-presentation-selector: 00010418
│       ├── called-presentation-selector: 00010417
│       ├── presentation-context-definition-list: 2 items
│       │   └── Padding: 6
│       ├── presentation-requirements: 00
│       └── user-data: fully-encoded-data (1)
│           ├── fully-encoded-data: 1 item
│           └── PDV-list
│               ├── presentation-context-identifier: 1 (id-as-acse)
│               └── presentation-data-values: single-ASN1-type (0)
```

Nota. Tomado de la captura de tráfico del software wireshark.

En la figura 33 se puede verificar la comprobación de los valores fuente (calling) y destino (called) de los parámetros AE Qualifier y AP Title.

### Figura 33

#### Negociación MMS (AE Qualifier y AP Title)

```
ISO 8650-1 OSI Association Control Service
├── aarq
│   ├── Padding: 7
│   ├── protocol-version: 80 (version1)
│   ├── aSO-context-name: 1.0.9506.2.3 (MMS)
│   ├── called-AP-title: ap-title-form2 (1)
│   │   └── ap-title-form2: 2.1.299 (asn1.299)
│   ├── called-AE-qualifier: aso-qualifier-form2 (1)
│   │   └── aso-qualifier-form2: 299
│   ├── calling-AP-title: ap-title-form2 (1)
│   │   └── ap-title-form2: 2.1.300 (asn1.300)
│   ├── calling-AE-qualifier: aso-qualifier-form2 (1)
│   │   └── aso-qualifier-form2: 300
│   └── user-information: 1 item
└── ISO/IEC 9506 MMS
```

Nota. Tomado de la captura de tráfico del software wireshark.

Por último, en la figura 34 se observa la confirmación de la asociación ICCP a través de la negociación realizada.

### Figura 34

#### Negociación MMS (AE Qualifier y AP Title)

```
ISO 8327-1 OSI Session Protocol
├── SPDU Type: ACCEPT (AC) SPDU (14)
├── Length: 150
├── Connect Accept Item
├── Session Requirement
├── Calling Session Selector
├── Called Session Selector
├── Session user data
├── ISO 8823 OSI Presentation Protocol
├── ISO 8650-1 OSI Association Control Service
│   └── aare
└── ISO/IEC 9506 MMS
```

Nota. Tomado de la captura de tráfico del software wireshark.

Con esto podemos comprobar la importancia del software Wireshark como herramienta indispensable para el análisis o resolución de inconvenientes en el establecimiento del protocolo ICCP.

## CONCLUSIONES

1. Se evidencia que una correcta configuración de la parametrización ICCP establece el medio para el intercambio de datos, logrando así, ser una alternativa de telecontrol para la regulación secundaria de frecuencia.
2. La estandarización de protocolos eléctricos permite la interoperabilidad entre diferentes fabricantes para diversas aplicaciones.
3. Es necesario contar con un buen proveedor de servicios para evitar demoras (delay) en la transferencia de datos.
4. De acuerdo con la arquitectura empleada para la regulación secundaria de frecuencia se sugiere emplear una estrategia de redundancia de equipos para garantizar la disponibilidad del servicio.
5. El software Wireshark es una herramienta indispensable para el análisis o resolución de inconvenientes en el proceso de establecimiento del protocolo ICCP.

## RECOMENDACIONES

1. Debido a que la regulación secundaria de frecuencia es envío de consignas hacia unidades de generación, se recomienda actualizar la “Nota Técnica para la implementación del servicio de regulación de secundaria de frecuencia a través del control automático de generación (AGC)” exigiendo la implementación de seguridad en la capa de transporte (TLS) para ofrecer privacidad e integridad de los datos.
2. Elaborar un instructivo de uso del software Wireshark para análisis y resolución de fallas en el establecimiento del protocolo ICCP que sea de guía para los agentes participantes en la regulación secundaria de frecuencia realizada por COES.

## REFERENCIAS

COES. (2023). Quiénes Somos.

<https://www.coes.org.pe/Portal/Organizacion/QuienesSomos>

OSINERGMIN. (2023). Mapa del Sistema Interconectado Nacional.

<https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/MapaSEIN/>

COES. (2023). Estructura Organizacional.

<https://www.coes.org.pe/Portal/Organizacion/EstructuraOrganizacional>

COES. (2023). Procedimientos Técnicos.

<https://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Tecnicos>

COES. (2023). Norma Técnica para el Intercambio de Información en tiempo Real para la Operación del SEIN – RD No.243-2012-EM/DGE.

<https://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/ReportesInteres/AdecuacionNTIITR>

San Isidro, 23 de noviembre de 2023

**Katia Janet Burneo Gonzalez**

Directora – Escuela Profesional de Ingeniería Electrónica

**Universidad Ricardo Palma**

Presente. -

Asunto: **Autorización de uso de información de la empresa COES SINAC para informe de suficiencia profesional del Bach. Juan Diego Ponce Tuesta**

De mi consideración:

Yo, David Ramos Chavez, identificado con DNI 43152674, en mi calidad de Jefe del Departamento de Tecnología de la Información de la empresa COES SINAC con R.U.C 20261159733, ubicada en la ciudad de Lima. Otorgo la autorización, al señor Juan Diego Ponce Tuesta identificado con DNI 47303612 para que utilice la información de la empresa en su informe de suficiencia profesional titulado “Aplicación del protocolo ICCP para la regulación secundaria de frecuencia del sistema eléctrico interconectado nacional realizada por el COES SINAC” para optar el título de Ingeniero Electrónico.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,

Firmado Digitalmente por:  
DAVID REYNALDO  
RAMOS CHAVEZ  
Cargo: JEFE DTI  
Fecha: 23/11/2023  
10:15:23

---

David Ramos Chávez  
Jefe del Departamento de Tecnología de la Información  
COES SINAC