



UNIVERSIDAD
DE PIURA

REPOSITORIO INSTITUCIONAL
PIRHUA

APLICACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA PARA LA COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL A LAS CENTRALES CURUMUY Y POECHOS

Redy Risco-Ramos

Piura, abril de 2009

FACULTAD DE INGENIERÍA

Maestría en Ingeniería Mecánico Eléctrica

Risco, R. (2009). *Aplicación de la norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real a las centrales Curumuy y Poechos*. Tesis de Master en Ingeniería Mecánico-Eléctrica con Mención en Sistemas Energéticos y Mantenimiento. Universidad de Piura. Facultad de Ingeniería. Piura, Perú.



Esta obra está bajo una [licencia](#)
[Creative Commons Atribución-](#)
[NoComercial-SinDerivadas 2.5 Perú](#)

Repositorio institucional PIRHUA – Universidad de Piura

UNIVERSIDAD DE PIURA

FACULTAD DE INGENIERÍA



**“Aplicación de la norma técnica para la operación en tiempo real a las centrales
Curumuy y Poechos”**

Tesis para optar el Grado de

Máster en Ingeniería Mecánico – Eléctrica con mención en

Sistemas Eléctricos y Automatización Industrial

Redy Henry Risco Ramos

ASESOR: Dr. Ing. William Ipanaqué Alama

Piura, Abril 2009

A Manolo e Hilda
por su incansable apoyo.

A Marina, Diego y Marcia
por prestarme su tiempo para
realizar este proyecto.

.

Prólogo

En el Perú está vigente desde marzo de 2005 la Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados (NTCOTRSI), mediante esta norma es exigencia de todo generador de potencias mayores a 10 MW, contar con un centro de control que envíe información en tiempo real al centro de control del coordinador nacional.

La norma pretende tener un “gran” sistema SCADA del sistema interconectado nacional, por lo que todos los generadores y distribuidores importantes deben adecuar sus sistemas de control, con SCADAs, que permitan enviar señales a este SCADA nacional. Este sistema ya está funcionando y muchas empresas lo tienen implementado y cumpliendo así la norma.

Actualmente SINERSA, concesionaria de generación eléctrica y propietaria de las Centrales Hidroeléctricas Curumuy y Poechos I, está sujeta a esta norma y la viene cumpliendo parcialmente.

El presente trabajo pretende:

- Hacer una evaluación de la situación actual del estado de cumplimiento de esta norma por parte del concesionario, SINERSA.
- Hacer una metodología para adecuarse a la norma vigente, determinar el equipamiento necesario, los alcances a cumplir, de tal forma que esta metodología sirva de referencia a otras generadoras.
- Hacer un análisis comparativo de la norma y su aplicación respecto a lo hecho en otros países de Latinoamérica como Brasil, Colombia, Bolivia y México y España, en Europa.

El trabajo expone los siguientes rubros:

- Descripción de normativa nacional e internacional vigente aplicada al sector eléctrico
- Descripción del protocolo de comunicación Inter Centros de Control (ICCP)
- Modificaciones a un sistemas SCADA aplicado a centrales de generación
- Alternativas de sistemas de comunicación.

Quisiera terminar este prologo expresando mi agradecimiento a la empresa SINERSA por su gran apoyo para la realización de estos estudios de post grado y por su autorización para utilizar las centrales de Curumuy y Poechos como ejemplo de aplicación de este trabajo, a mi profesor asesor Dr. Ing. William Ipanaqué Alama, por su motivación para la mejora personal y profesional, a mis padres por su apoyo constante y efectivo y a mi familia por haberme prestado gran parte su tiempo para la realización de estos estudios.

Resumen

Aspecto metodológico

Planteamiento del problema

Establecimiento de una metodología para la adecuación de una empresa generadora mediana, al cumplimiento de la “norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados” (NTCOTRSI) y comparar esta normativa con la normativa similar en otros países.

Objetivos

General

- Establecer la metodología general para la adecuación de una central de generación a la NTCOTRSI y determinar cuál es la situación del Perú en lo que a este tipo de normativa se refiere respecto de otros países.

Específicos

- Adecuar las centrales de SINERSA al cumplimiento de la NTCOTRSI.
- Entender y estudiar el protocolo ICCP
- Analizar y comparar la normativa similar de Brasil, Colombia, Bolivia, México y España con la vigente en el Perú.

Hipótesis

- La normativa en cuestión puede ser adecuada a una metodología general de fácil seguimiento.
- El Perú sigue la tendencia internacional en lo que este tipo de normativa se refiere.

Conclusiones

- Se determinó que sí es posible hacer una metodología para adecuarse a la norma vigente y se propone una secuencia en función a lo realizado en las centrales de SINERSA.
- Se determina que efectivamente el Perú sigue las tendencias internacionales en lo que a la operación centralizada nacional se refiere, sin embargo se ve que en otros países esta normativa obedece a una estrategia o política nacional de eficiencia y seguridad de suministro, no como el Perú que parte de una idea de cumplir con la legislación vigente.
- Además consideramos que el planteamiento de un solo centro de control nacional ubicado en Lima no debe ser la mejor opción, deberían existir centros de control descentralizados que mejoren la confiabilidad de los enlaces y facilite los mismos a empresas ubicadas lejos de Lima.

Bibliografía

1. **BONIFAZ F., José Luis.** Distribución Eléctrica en el Perú: Regulación y Eficiencia [en línea]. Lima: Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES)/Universidad del Pacífico - Centro de Investigación (CIUP), 2001 [fecha de consulta: 11 de setiembre de 2008]. 164p.
Disponible en:
<http://cies.org.pe/files/active/1/diagnostico3.pdf>
ISBN 9972-804-08-9
2. **COMISION de Tarifas Eléctricas (Perú).** RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS N° 048-97 P/CTE. Lima, Perú. [En línea]: 19 de diciembre de 2007. 37p. [fecha de consulta: 11 de setiembre de 2008].
Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/pdf/RE048-1997.pdf>
3. **DEVELOPMENT of the Intercontrol Center Communications Protocol (ICCP).** Por Robinson, J.T. [Et al.] En: Power Industry Computer Application Conference, 1995. Conference Proceedings, 1995 IEEE [fecha de consulta: 19 enero 2009].
Disponible en:
http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?tp=&arnumber=515277&isnumber=11422
4. **LEMAY, Michael.** SCADA Protocols, Overview of TASE.2/ICCP [en línea]. USA: Illinois Security Lab, 2007 [fecha de consulta: 20 enero 2009].
Disponible en:
<http://seclab.uiuc.edu/docs/iccp-intro.pdf>
5. **MINISTERIO de Energía y Minas (Perú).** RESOLUCION DIRECTORAL N° 014-2005-EM/DGE. Norma Técnica de para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados. Lima, Perú. [En línea]: 22 de febrero de 2005. 12p. [fecha de consulta: 01 de octubre de 2008].
Disponible en:
<http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/publicaciones/compendio/rd014-2005-em.pdf>
6. **MINISTERIO de Energía y Minas (Perú).** RESOLUCION DIRECTORAL N° 049-99-EM/DGE. Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados. Lima, Perú. [En línea]: 29 de noviembre de 1999. 20p. [fecha de consulta: 01 de octubre de 2008].
Disponible en: <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/6.NTOTR.pdf>

7. **MINISTERIO de Energía y Minas** (Perú). RESOLUCION DIRECTORAL N° 055-2007-EM/DGE. Norma Técnica para el intercambio de información en tiempo real para la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Lima, Perú. [En línea]: 26 de noviembre de 2007. 8p. [fecha de consulta: 03 de octubre de 2008].
Disponible en:
<http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/publicaciones/compendio/rd055-2007.pdf>
8. **NARVAEZ Portillo, Andrés**. Aplicación de los enlaces ICCP en el intercambio de Información entre los Centros de Control en Tiempo Real [en línea]. Ecuador: Escuela Politécnica Nacional- Biblioteca de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, 2006 [fecha de consulta: 20 enero 2009].
Disponible en:
<http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/400/1/2006AJIEE-6.pdf>
9. **OPERACIÓN del Sector Eléctrico** [en línea]. Lima: Comisión de Tarifas Eléctricas, octubre 2000- [fecha de consulta: 11 de setiembre de 2008].
Disponible en:
<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/OperSecElectrico/OSEOCT2000.pdf>
10. **OPERADOR Nacional do Sistema Eléctrico - Brasil**. [09 de marzo de 2009]
<http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx>
[fecha de consulta: 09 de marzo de 2009].
11. **PERU. Ministerio de Energía y Minas** - Dirección General de Electricidad. DL 25844: Ley de Concesiones Eléctricas [en línea]. Lima, Perú: MEM, 2007. 91p.
[fecha de consulta: 09 de setiembre de 2008].
Disponible en :
<http://www.minem.gob.pe/electricidad/index.asp>
12. **PERU. Ministerio de Energía y Minas** - Dirección General de Electricidad. DS 009-93: Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas [en línea]. Lima, Perú: MEM, 2007. 191p.
[fecha de consulta: 09 de setiembre de 2008].
Disponible en :
<http://www.minem.gob.pe/electricidad/index.asp>
13. **RED de Energía del Perú**. [10 de setiembre de 2008]
<http://www.rep.com.pe/se_descripcion.htm>
[fecha de consulta: 11 de setiembre de 2008].
14. **SISCO - Systems Integration Specialists Company, Inc**. Overview and Introduction to the Manufacturing Message Specification (MMS) [en línea]. USA, 1995 [fecha de consulta: 20 enero 2009].
Disponible en: <http://www.sisconet.com/downloads/mmsovr1g.pdf>

Índice

Prólogo	I
Resumen	III
Introducción.....	10
Capítulo 1	12
Marco legal vigente	12
1.1. Descripción de la norma técnica vigente	14
1.1.1 Objetivo	14
1.1.2 Base legal.....	14
1.1.3 Alcances	15
1.2 Descripción de la norma	15
1.2.1 Título primero, disposiciones generales	15
1.2.2 De la delegación de funciones	16
1.2.3 De los integrantes	17
1.2.4 De la infraestructura	18
1.2.5 Título segundo, de la información de los integrantes del sistema.....	18
1.3 Norma técnica para el intercambio de información.....	19
1.3.1 Objetivo de la norma de intercambio	19
1.3.2 Introducción.....	20
1.3.3 Definiciones.....	20
1.3.4 Descripción de los artículos.....	21
1.3.5 Anexos	27
Capítulo 2	28
Protocolo de comunicación ICCP	28
2.1 Introducción.....	28

2.2 Aspectos básicos	29
2.3 El medio de comunicación.....	32
2.4 El Protocolo de acceso al medio	33
2.5 Objetos del servidor ICCP	34
2.5.1 Objetos de asociación	34
2.5.2 Objetos de datos	34
2.5.3 Conjuntos de datos	34
2.5.4 Transferencia de conjuntos de datos.....	35
2.5.5 Programas	36
2.5.6 Eventos	36
2.5.7 Conformación de bloques del protocolo ICCP.....	36
2.5.8 Requerimientos de los Enlaces de Comunicación.....	37
2.6 Implementación de un enlace ICCP	38
2.6.1 Preparación Inicial.....	38
2.6.2 Definición de la Tabla Bilateral.....	38
2.6.3 Sintonización de Parámetros y Pruebas de Transmisión / Recepción.....	39
2.7 Aplicación de los enlaces ICCP.....	40
2.8 Aspectos de seguridad en los enlaces ICCP.	40
2.9 Presencia comercial	41
Capítulo 3	42
Descripción del sistema de control de SINERSA	42
3.1 Introducción.....	42
3.2 Descripción general	43
3.2.1 Central hidroeléctrica Curumuy	43
3.2.2 Central hidroeléctrica Poechos I.....	48
3.3 Descripción del sistema de control	53
3.3.1 Sistema de control de CH Curumuy	53
3.3.2 Sistema de control CH Poechos I	56
Capítulo 4	66
Adecuación actual de SINERSA a la normativa vigente.	66
4.1 Determinación de modificaciones a realizar.....	69
4.1.1 Servidor ICCP	69

VIII

4.1.2	PC para servidor	69
4.1.3	Drivers OPC	70
4.1.4	Configuración de Señales	72
4.1.5	Configuración de señales en CH Poechos	77
4.1.6	Comunicaciones entre SCADAs CH Curumuy – CH Poechos	78
4.1.7	Configuración entre el SCADA de Curumuy – Servidor ICCP	79
4.1.8	Configuración entre Servidor ICCP SINERSA y Servidor ICCP COES.....	79
4.2	Evaluación de las alternativas de solución	79
4.2.1	Centro de control de SINERSA en Lima (Servidor ICCP en Lima)	79
4.2.2	Centro de control en CH Curumuy (Servidor ICCP en Curumuy)	80
4.3	Estimación de costos y/o gastos realizados	81
Capítulo 5	82
Metodología de adecuación	82
5.1	Definición de señales a transmitir.....	82
5.2	Verificación de señales aprobadas en instalación.....	82
5.3	Solicitar formalmente conexión a la RIS	83
5.4	Selección /adquisición de software y hardware servidor ICCP	83
5.5	Definición de la topología de la Red a usar para conectarse a la RIS	83
5.6	Configuración del servidor ICCP	83
5.7	Configuración de señales	84
5.8	Solicitar prueba de envío de datos a COES	84
Anexos	85
Capítulo 6	96
Análisis comparativo de la norma	96
6.1	Situación de Brasil.....	96
6.1.1	Sector eléctrico	96
6.1.2	Operador nacional del sistema eléctrico.....	97
6.1.3	Normatividad aplicada a operación en tiempo real	98
6.2	Situación de Colombia.....	100
6.2.1	Sector eléctrico	100
6.2.2	Estructura institucional	100
6.2.3	Marco regulatorio	101

6.2.4	El Código de Redes	102
6.3	Situación de Bolivia.....	103
6.3.1	Sector Eléctrico	103
6.3.2	Marco regulatorio	105
6.3.3	Normatividad aplicada al control en tiempo real.....	105
6.4	Situación de México	106
6.4.1	Sector Eléctrico	106
6.4.2	Marco regulatorio	108
6.4.3	Normatividad aplicada al control en tiempo real.....	108
6.5	Situación en España.....	111
6.5.1	Sector Eléctrico	111
6.5.2	Marco regulatorio	111
6.5.3	Normatividad aplicada al control en tiempo real.....	111
6.6	Comparación.....	113
Conclusiones.....		115
Bibliografía.....		117

Introducción

La entrada en vigencia de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI) tal como se rige actualmente, ha implicado a generadores de potencias mayores a 10 MW, contar con un centro de control que envíe información en tiempo real al Centro de Control del Coordinador Nacional.

La reglamentación de la norma ha ido perfeccionando y la versión vigente junto con los anexos detalla mejor los pasos a seguir y las especificaciones a implementar.

Desde el punto de vista práctico, el presente trabajo implementa el sistema de comunicación y las señales en el SCADA del centro de control de la empresa integrante y en su servidor de datos (ICCP) para lograr el enlace con el centro de control del operador nacional (COES). Todos los trabajos realizados son a nivel de señales existentes en el SCADA actual.

Pretendemos describir el procedimiento aplicado a fin de que sirva de referencia a otras instalaciones y pretendemos también comparar lo que se hace en Perú con lo que se hace en otros países.

El trabajo se ha desarrollado en seis capítulos. En el primer capítulo se hace una descripción en detalle de la normatividad vigente para la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos: previamente describimos la normatividad vigente a todo el sector eléctrico y finalmente, la norma de intercambio de información donde se especifica los requerimientos para la adecuación de una instalación a la normatividad vigente.

En el segundo capítulo describimos en mayor detalle el protocolo exigido por la norma, es decir el protocolo ICCP. Describimos su medio de comunicación, su protocolo de acceso al medio y exponemos algunos pasos para implementar este protocolo entre dos centros de control, describimos brevemente los criterios de seguridad y algunas marcas comerciales disponibles.

El capítulo tercero describe las instalaciones existentes de dos centrales cuya información pretendemos enviar al operador nacional. Se describe en forma general las instalaciones operativas y su ubicación así como las características de sus respectivos sistemas de control y adquisición de datos.

El capítulo cuarto describe los trabajos realizados para poder enviar la información aprobada por el operador. Indicamos algunos procedimientos específicos al software utilizado en la empresa, objeto de aplicación.

En el quinto capítulo se expone en forma secuencial un resumen de lo implementado en el capítulo cuarto y se adjuntan los anexos con las especificaciones normadas.

En el sexto capítulo se realiza una descripción de los sectores eléctricos de cuatro países latinoamericanos: Brasil, Colombia, Bolivia y México y un país europeo: España. El enfoque implica primero determinar un esquema de todo el sector eléctrico de esos países para llegar a definir cómo esta normada la operación en tiempo real, y específicamente qué protocolo de comunicación se utiliza.

Finalmente, los resultados obtenidos en el presente trabajo verifican que la fase de implementación del enlace entre el centro de control de SINERSA y el COES está en su etapa de prueba. Y en lo que respecta a la comparación con otros países se puede comprobar que el Perú sigue la tendencia internacional en cuanto a la operación de sistemas interconectados nacionales y que incluso el protocolo utilizado es el mismo que el de los otros países; sin embargo se sugiere que el operador nacional cuente con centros descentralizados de despacho y control que facilite la participación de nuevos integrantes.

Capítulo 1

Marco legal vigente

El presente capítulo pretende describir la normatividad vigente en el Perú, respecto al tema que ocupa el presente trabajo de investigación, vale decir, la normatividad relativa al intercambio de información para la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional Peruano.

Conviene hacer una breve descripción de cómo está normado el negocio eléctrico en el Perú.

En noviembre de 1992 se inicia el proceso de reestructuración del sector eléctrico peruano con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) la misma que fue reglamentada posteriormente con Decreto Supremos 009-93. El objetivo principal de esta Ley era “promover la competencia y las inversiones privadas en el sector y propiciar el mejoramiento del servicio de energía eléctrica en el país.”¹

“La LCE se basa en la experiencia de Chile, Argentina y Reino Unido, donde la oferta de electricidad es separada en tres actividades independientes: generación, transmisión y distribución. Basada en este esquema, la generación eléctrica debe realizarse dentro de un marco de libre competencia absoluta; la transmisión, mientras no esté sujeta a la competencia, debe proveer libre acceso a compradores y proveedores; y los derechos y responsabilidades de las compañías distribuidoras serán regulados de acuerdo a su condición de monopolio natural”²

¹ RED de Energía del Perú. [10 de setiembre de 2008] <http://www.rep.com.pe/se_descripcion.htm>

² BONIFAZ F., José Luis. Distribución Eléctrica en el Perú: Regulación y Eficiencia [en línea]. p.18.

En la estructura del sector eléctrico peruano la LCE define 5 actores principales³ :

- Los clientes o usuarios, que están divididos en dos categorías: clientes “libres” y clientes “regulados”.
- Las empresas eléctricas, que pueden ser: generadoras, transmisoras o distribuidoras, y que operan en forma independiente.
- El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) de cada uno de los sistemas interconectados, organismo de carácter técnico que coordina la operación del sistema al mínimo costo, garantizando la seguridad en el abastecimiento de electricidad.
- El Estado, representado por el MEM a través de la Dirección General de Electricidad (DGE), que ejerce las funciones en materia normativa dentro del sector y, además, es responsable del otorgamiento de concesiones y autorizaciones para participar en el sector eléctrico.
- El Sistema Supervisor de la Inversión en Energía, encargado de la regulación del sector eléctrico que está integrado por la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE), hoy es parte de OSINERG-MIN, el Organismo Supervisor de la Energía OSINERG-MIN y el Instituto de Defensa de la Libre Competencia y la Propiedad Intelectual (Indecopi)

En el **título IV** de la Ley de concesiones y su reglamento, se definen los COES y sus funciones principales.

Hasta enero de 1997 existían 3 sistemas interconectados independientes, cada uno con su COES, estos eran el Sistema Interconectado Centro Norte, el Sistema Interconectado Sur Este y el Sistema Interconectado Sur Oeste. Luego de enero de 1997⁴ se interconectan los 2 sistemas del sur, quedando 2 sistemas en el país.

En octubre de 2000⁵, se realiza la interconexión de estos 2 sistemas, resultando el Sistema interconectado nacional (SINAC), en el 2001 se introduce la denominación Sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) que es como se conoce al sistema, hoy.

En lo que respecta a la normativa para la operación en tiempo real, en noviembre de 1999 se aprueba la “**Norma técnica de operación en tiempo real de los sistemas Interconectados**”⁶. Esta norma fue una primera versión que pretendía cubrir los siguientes alcances:

³ Ibid. p.20,21.

⁴ COMISION de Tarifas Eléctricas (Perú). RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS N° 048-97 P/CTE. [en línea]. [fecha de consulta: 11 de setiembre de 2008]. p. 20

⁵ OPERACIÓN del Sector Eléctrico [en línea]. Lima: Comisión de Tarifas Eléctricas, octubre 2000- [fecha de consulta: 11 de setiembre de 2008]. p. 1

⁶ MINISTERIO de Energía y Minas (Perú). RESOLUCION DIRECTORAL N° 049-99-M/DGE. Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados. Lima, Perú. [en línea]: 29 de noviembre de 1999. [fecha de consulta: 01 de octubre de 2008] p.1

- Establecer los criterios y procedimientos que se deben seguir para la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos interconectados, en ese entonces habían 2 sistemas.
- Establecer las obligaciones de los integrantes de un sistema interconectado, relacionadas con la operación de sus instalaciones, y con la información necesaria para realizar la coordinación, supervisión y control del sistema. Se incluía la forma y oportunidad de entrega.
- Establecer las obligaciones del Coordinador de la Operación del Sistema relacionadas con la operación del sistema y con la información que debe transferir a los integrantes y a los organismos normativos, fiscalizadores y reguladores del sector; incluyendo su forma y oportunidad de entrega.⁷

En febrero de 2005, teniendo en cuenta que se habían introducido modificaciones al Art. 92° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, incluyendo nuevos criterios, procedimientos y responsabilidades para la coordinación de la operación en tiempo real del sistema⁸, teniendo en cuenta también las experiencias de los años precedentes a 2005 y que para este año ya existía un solo sistema interconectado nacional (SEIN), surge la necesidad de actualizar la norma aprobada en 1999, es así que en febrero de 2005 se aprueba la “Norma Técnica de para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados”, norma que se encuentra vigente hasta la fecha.

1.1. Descripción de la norma técnica vigente

1.1.1 Objetivo

La norma tiene como objetivo establecer las obligaciones del Coordinador de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados y de los Integrantes del mismo, con relación a los procedimientos de operación en tiempo real de dichos Sistemas.

1.1.2 Base legal

- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM.

⁷ Ibid. p.4

⁸ MINISTERIO de Energía y Minas (Perú). RESOLUCION DIRECTORAL N° 014-2005-EM/DGE. Norma Técnica de para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados. Lima, Perú. [en línea]: 22 de febrero de 2005. 12p. [fecha de consulta: 01 de octubre de 2008]. p.1

1.1.3 Alcances

La Norma tiene los siguientes alcances:

- Establecer los criterios y procedimientos que se deben seguir para la operación en tiempo real de los Sistemas Interconectados.
- Establecer las obligaciones del coordinador de la operación en tiempo real del Sistema, relacionadas con la coordinación, supervisión y control de la operación del Sistema; así como con la información que debe transferir a los Integrantes del Sistema, la DOCOES, la Dirección y al OSINERG; incluyendo su forma y oportunidad de entrega.
- Establecer las obligaciones de los integrantes del sistema, relacionadas con la operación de sus instalaciones; así como con la forma y oportunidad de entrega de la información necesaria para el cumplimiento de las funciones del Coordinador.

1.2 Descripción de la norma

La norma consta de 9 Títulos, los mismos que tienen el siguiente contenido en resumen:

1.2.1 Título primero, disposiciones generales

Define las obligaciones de los participantes en la coordinación de la operación en tiempo real del sistema: del coordinador, de los integrantes del sistema, de la delegación de funciones, así como la infraestructura necesaria y obligatoria para la coordinación.

La norma indica que es obligatorio para todos los integrantes del sistema operar las instalaciones y suministrar la información que indica la misma.

Las sanciones del incumplimiento de la norma serán impuestas por OSINERG.

Respecto al coordinador, éste será el responsable de la coordinación en tiempo real que indica el Art. 92° del Reglamento, debe interactuar con los integrantes para obtener y luego poner a disposición pública los resultados de la operación diaria del sistema. Esta debe estar disponible en su página web, en un plazo máximo de 24 horas.

El coordinador debe contar con un centro de control y con todos los recursos humanos suficientes para un adecuado control. Este personal debe ser conocido en todo momento por todos los integrantes, por la Dirección de Operaciones del COES, por la Dirección del COES y por OSINERG.

La Norma define las siguientes funciones del coordinador:

- Coordinar, supervisar y controlar la ejecución de la operación en tiempo real del Sistema siguiendo el Programa de Operación Diario o su reprogramación.
- Reprogramar la operación del Sistema cuando corresponda, según lo establecido en el numeral 4.3 en coordinación con los Integrantes del Sistema.
- Determinar y disponer la aplicación de la configuración más apropiada del Sistema para permitir su adecuada operación, considerando criterios de seguridad, calidad y

economía, siguiendo en lo posible lo establecido en el Programa de Operación Diario o su reprogramación.

- Coordinar y supervisar la ejecución de las actividades que conlleven a un cambio del estado operativo de los equipos y dispositivos de los Integrantes del Sistema en instalaciones de niveles de tensión igual o superior a 100 kV. Los Integrantes del Sistema están autorizados a coordinar directamente las maniobras en instalaciones de niveles de tensión inferior a 100 kV. En casos excepcionales, el Coordinador puede ampliar los alcances de sus funciones a otras instalaciones de menores niveles de tensión que a su criterio afecten la calidad o seguridad del Sistema.
- Coordinar, disponer y autorizar a los Integrantes del Sistema la ejecución de maniobras y órdenes operativas para garantizar la seguridad del Sistema y la calidad del servicio, siguiendo en lo posible el Programa Diario de Operación o su reprogramación.
- Intercambiar información en tiempo real con los Integrantes del Sistema.
- Supervisar en tiempo real las variables eléctricas y el estado operativo del Sistema, así como disponer las acciones necesarias para mantener o restablecer su estado operativo normal.
- Supervisar las variables hidráulicas de las centrales hidroeléctricas, y la disponibilidad de combustible almacenado en las centrales termoeléctricas.
- Controlar la calidad y seguridad del sistema conforme a la normatividad vigente.
- Dirigir el restablecimiento del sistema luego de producida una perturbación. En estado de emergencia, determinará el estado del Sistema y dispondrá las acciones para su restablecimiento. En particular, coordinará con los integrantes del sistema las condiciones de calidad de la frecuencia para la interconexión de las áreas operativas que se hayan restablecido.
- Registrar, evaluar y difundir la información de la operación en tiempo real del sistema, para lo cual establecerá un sistema mecanizado adecuado.
- Informar a los integrantes del sistema, por el medio más adecuado e inmediato, la operación ejecutada y por ejecutar sobre la base del programa de operación diario.

1.2.2 De la delegación de funciones

La norma define la delegación de funciones, para casos de estado de alerta o para restitución o atención de situaciones particulares, como el caso de sistemas aislados por mantenimiento de subestaciones importantes.

Los delegados serán integrantes que contarán con algunas funciones delegadas por el coordinador para el área correspondiente. Esta delegación deberá ser definida previamente y por convenio, así mismo debe ser remunerada. el monto será definido por el convenio.

El delegado debe contar con la infraestructura y recursos suficientes para cumplir con las funciones encomendadas.

1.2.3 De los integrantes

Aquí se definen las obligaciones de los integrantes, nosotros mencionaremos y resaltaremos aquellas obligaciones que afecten al objeto del presente trabajo. Este criterio también se aplicará para el resto de títulos.

Siguiendo lo expuesto en párrafo anterior en esta sección de la norma se establece que todo generador, con una potencia efectiva mayor a 10 MW, debe contar con un centro de control, con recursos humanos e infraestructura para la coordinación en tiempo real de su sistema e intercambiar información con el coordinador del sistema.

Así mismo el Integrante con su centro de control tiene las siguientes obligaciones:

- Supervisar y controlar la operación, así como obtener datos de sus instalaciones; estableciendo con el coordinador las acciones conducentes a mantener el estado normal de la misma.
- Llevar el control de la ejecución de los trabajos de mantenimiento, ampliación y pruebas de sus instalaciones, informando de los mismos al coordinador, conforme a sus requerimientos.
- Ejecutar las órdenes operativas dispuestas por el coordinador e informar a éste sobre su ejecución, en concordancia con lo establecido en el numeral 1.2.3.
- Informar al coordinador, en el plazo que éste establezca, sobre la ejecución de maniobras de instalaciones de los sistemas de transmisión hasta un nivel mínimo de 60 kV y en el caso de sistemas de generación hasta una capacidad mínima de 10 MW.
- En caso ocurra un estado de emergencia en sus instalaciones, informar inmediatamente al coordinador y bajo la dirección de éste, determinar el estado operativo e iniciar las acciones de restablecimiento, siguiendo las secuencias de maniobras elaboradas por el COES. De ser necesario, con conocimiento del coordinador y utilizando los procedimientos preestablecidos, puede optar por rechazos manuales de carga y/o desconexión de unidades de generación u otros equipos para preservar la estabilidad del Sistema.
- Enviar al coordinador, en la forma que éste establezca, los informes preliminares de perturbaciones en un plazo de 60 minutos después de haberse recuperado las condiciones normales de operación.
- Reportar diariamente al coordinador los eventos registrados en sus instalaciones y la información operativa adicional que éste requiera.
- Asumir la delegación de coordinación.

El integrante debe informar sobre las características técnicas de sus equipos, informar sobre sus actualizaciones y cada 4 años actualizarla y verificarla.

1.2.4 De la infraestructura

En estos artículos de la norma se menciona que el coordinador debe contar con sistemas y equipos las 24 horas del día para la recepción y transmisión en tiempo real, y los integrantes deben enlazarse con el coordinador a través de un sistema de comunicación confiable.

El coordinador será el que defina el protocolo de comunicaciones entre los centros de control, así mismo establecerá los requisitos mínimos para el intercambio de información. Estos requisitos serán obligatorios para los integrantes.

1.2.5 Título segundo, de la información de los integrantes del sistema

En este Título se indica la información que debe ser transmitida por los integrantes del sistema al coordinador.

Al respecto hay información e tiempo diferido e información en tiempo real.

La información en tiempo diferido, no es objeto del presente trabajo.

La información en tiempo real sí define qué información debe enviar el integrante al coordinador, interesándonos sólo los titulares de generación.

Los titulares de generación deben transmitir en tiempo real y en la forma que el coordinador establezca, lo siguiente:

- La posición de los interruptores;
- La posición de los seccionadores;
- En caso de centrales hidroeléctricas, los caudales, el nivel y volumen de los embalses.
- En caso de centrales térmicas, el combustible almacenado.
- Los niveles de tensión en bornes de generación y en barras.
- La frecuencia en las barras de generación.
- Las potencias activa y reactiva de cada generador y transformador.
- Las señales con niveles de alarma grave de centrales, subestaciones, generadores y transformadores de manera centralizada por equipo, así como las señales con niveles de alarma leve que defina el Coordinador.
- La información técnica adicional que el Coordinador requiera.

Los títulos III al IX norman la información que debe transmitir el coordinador, los programas de operación y procedimientos para la operación del sistema, pero que no tienen que ver con el intercambio de información en tiempo real, por lo tanto sin interés para el presente trabajo.

En las disposiciones complementarias se indica claramente que toda instalación nueva debe adecuarse a la presente norma.

Luego se presentan las disposiciones transitorias y un anexo de definiciones.⁹

1.3 Norma técnica para el intercambio de información

Teniendo en cuenta que una de las obligaciones del coordinador era definir técnicamente el intercambio de información, es que en noviembre de 2007 se aprueba la norma vigente denominada: **“Norma técnica para el intercambio de información en tiempo real para la operación del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) – N 055-2007/EM/DGE ”** y sus respectivos Anexos¹⁰.

Pasamos ahora a describir con más detalle esta norma que es de mucha aplicación para el presente trabajo.

Llamaremos a esta norma, “Norma de intercambio”, para diferenciarla de la descrita en el sub capítulo anterior que hemos llamado simplemente “Norma”.

1.3.1 Objetivo de la norma de intercambio

Establecer las responsabilidades técnicas y procedimientos relacionados con la operación de la Red ICCP del SEIN, esta red en adelante se le denomina RIS, operación específicamente para el intercambio de información entre el coordinador y los integrantes.

La Norma de intercambio tiene los siguientes alcances:

- a) Establecer los criterios y procedimientos que se deben seguir para cumplir con las exigencias para la adecuación de los centros de control de los integrantes del sistema a las exigencias referidas al numeral 1.5.2 de la norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados.
- b) Establecer las especificaciones técnicas mínimas del protocolo de comunicaciones entre el Centro de control del coordinador y los centros de control de los integrantes del SEIN.

⁹ MINISTERIO de Energía y Minas (Perú). RESOLUCION DIRECTORAL N° 014-2005-EM/DGE. Norma Técnica de para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados. Lima, Perú. [en línea]: 22 de febrero de 2005. 12p. [fecha de consulta: 01 de octubre de 2008].

¹⁰ MINISTERIO de Energía y Minas (Perú). RESOLUCION DIRECTORAL N° 055-2007-EM/DGE. Norma Técnica para el intercambio de información en tiempo real para la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Lima, Perú. [en línea]: 26 de noviembre de 2007. 8p. [fecha de consulta: 03 de octubre de 2008].

c) Establecer los requisitos mínimos de calidad y condiciones para el intercambio de información en tiempo real que se requiera entre el coordinador y los integrantes del SEIN.

1.3.2 Introducción

La “Red ICCP del SEIN” (RIS) es una red de intercambio de datos operativos en tiempo real entre el Coordinador y las empresas integrantes del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN), para efectos de la presente Norma en adelante denominados “Integrantes de la RIS”.

Este documento establece las responsabilidades técnicas y procedimientos relacionados a la operación de la RIS.

1.3.3 Definiciones

La Norma de Intercambio se inicia definiendo los términos a usar, consideramos útil transcribir estas definiciones tal como lo indica la Norma de Intercambio

Administrador de la RIS: Responsable designado por el COES.

VER: Bit Error Rate. Ratio de error en la transferencia de una cadena de bits.

Código de calidad: Código que acompaña a una medida o estado, el cual indica si el dato es válido o si está afectado por alguna falla de origen. Está contenido en los tipos de datos ICCP que así lo indiquen.

Confiabilidad: Se entiende como la certidumbre sobre los valores y condiciones cualitativas de la información operativa que se intercambia en tiempo real.

Coordinador: Definido en la Norma Técnica de la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistema Interconectados.

Disponibilidad: Se entiende como el hecho de poder contar con un dato específico cada vez que éste sea requerido.

EIGRP: Enhanced Interior Gateway Routing Protocol. Protocolo de seguridad usado por los ruteadores en una red.

Estampa de tiempo: Indicador del instante de tiempo en el cual se generó una medida (evento analógico con una predeterminada banda muerta) o un estado (evento digital).

GPS: Global Positioning System. Sistema de Posicionamiento Global.

Integrantes de la RIS: Empresas que intercambian información en tiempo real usando la RIS.

EMS: Energy Management System. Sistema de Administración de Energía.

ICCP: Inter Center Control Protocol. Protocolo entre los Centros de Control.

LOG: Registro de la actividad del software y tráfico de la información.

Datasets: Definición dada por el protocolo ICCP, que señala a un conjunto de registros ICCP.

NAT. Network Address Translation: Enmascaramiento de direcciones IP.

NTCOTR: Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

Precisión del estampado de tiempo: Es el tiempo transcurrido entre la ocurrencia de la variación de una medida o estado en un equipo del sistema de potencia monitoreado, y la asignación del estampado de tiempo en la RTU.

Protocolo ICCP: Estándar IEC60870-6 TASE.2, para el intercambio de información en tiempo real, entre centros de control de un sistema eléctrico.

Registro ICCP: Registro de la señal (medida o estado) en el sistema SCADA.

RIS: Red ICCP del SEIN.

RTU: Remote Terminal Unit. Unidad Terminal Remota.

SCADA. Supervisory, Control and Data Adquisition: Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos.

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

Luego de las definiciones se describen las responsabilidades de los Integrantes de la RIS.

1.3.4 Descripción de los artículos

En el Artículo 2 de la norma de intercambio se define el procedimiento de ingreso de una nueva instalación a la RIS.

Aquí se define, la coordinación que debe existir entre coordinador e integrante para la definición de señales a intercambiar, como primer paso.

Luego el integrante solicita la conexión a la RIS,

Aprobada la conexión se realiza la configuración de la conexión con la RIS.

Finalmente se realizan las pruebas iniciales de la conexión con el coordinador.

Se entrará en mayor detalle a la descripción de estas etapas, en los capítulos 4 y 5 del presente trabajo.

En el Artículo 3, se definen los procedimientos operativos de la RIS.

Aquí se define que el integrante es proveedor de información hacia el coordinador, a través de su centro de control.

El uso del protocolo ICCP, implica la habilitación de los bloques 1 y 2 correspondientes a medidas y estados.

Se define también que el coordinador, debe establecer una convención para la denominación de los registros ICCP. Esta convención quedaría publicada en la página web del COES, en un documento llamado “Recomendaciones para la codificación de los registros ICCP en la RIS”.

En el capítulo siguiente desarrollaremos con más detalle el protocolo ICCP.

Este Artículo, establece también las consideraciones en las que se debe nuevamente hacer pruebas a las señales, las pruebas finales definidas en el Artículo 2. Estas pruebas deben hacerse cuando se agregue o modifique algún equipo importante para el intercambio, cuando se agreguen nuevas señales y/o cuando existan algunas señales con errores reiterados, luego que el integrante (en un plazo de 60 horas) haya identificado las señales y explicado la causa de la falla.

Finalmente en este Artículo se establece que el ICCP del coordinador actúa como concentrador de toda la información, la misma que puede transferir a los Integrantes de la RIS.

Cuando un integrante requiera alguna información, sólo de instalaciones colindantes a la suya, la solicitará al coordinador, quien después de evaluar el caso y en un plazo de 30 días lo pondrá a disposición del integrante, siempre y cuando exista en su base, y el integrante cumpla con la norma y la norma de intercambio. La información sólo será usada con fines operativos.

En el Artículo 4 se definen los requerimientos de confiabilidad y disponibilidad del enlace y envío/intercambio de datos en la RIS

Como requerimiento general, se establece que la frecuencia de actualización de la información debe ser tal que el sistema de operación en tiempo real funcione como una EMS; si esta se degrada, el administrador priorizará el intercambio entre nodos críticos y paralelamente luego de un análisis deberá tomar las acciones correctivas.

Se considera crítico para la coordinación de la operación del SEIN, mantener una alta disponibilidad y tiempo de respuesta de los sistemas de intercambio de datos. Aquí se establecen los siguientes requerimientos a los Integrantes de la RIS:

- Los servidores ICCP deberán restablecer lazos de comunicaciones perdidas, que puedan ocurrir por fallas y/o por la re-configuración de un servidor ICCP o estación maestra. Ante un evento de esta naturaleza, los servidores ICCP deberán reintentar enlazarse indefinidamente, alternando su acceso entre la red principal y la redundante, hasta que los enlaces de comunicación queden restablecidos.
- Los sistemas ICCP proveerán una indicación detectable por sus respectivos EMS de cualquier interrupción de la transferencia de datos. En estos casos, el código de calidad de los registros afectados deberá quedar marcado como “Incierto”.
- Los registros ICCP deberán tener la calidad de “Incierto” cuando ninguna señal de un integrante de la RIS se actualice en un intervalo de tiempo de tres minutos como mínimo. La asignación del indicador de calidad “Incierto”, se hará en el sistema SCADA del Coordinador.
- Al ocurrir una falla durante la creación de los “datasets”, los servidores ICCP deberán detectarla, identificarla y registrarla en el LOG específico, con el fin de determinar la naturaleza del problema. Esta información estará disponible en ambos lados, es decir, en el nodo cliente y servidor.
- Una de las capacidades de los servidores ICCP, será la de eliminar fácilmente los registros obsoletos. Esta acción no debe crear problemas a otros “datasets”.

Este artículo establece que los integrantes deben implementar mecanismos de redundancia. Estos mecanismos deben considerar los componentes siguientes: Sistemas SCADA, equipos de comunicaciones, redes (routers, switches, líneas dedicadas, entre otros), servidores ICCP y servidores de bases de datos.

En este artículo, en su parte 4.4, se define la calidad objetivo de las transferencias ICCP.

Uno de los parámetros es la “disponibilidad de la información puesta en el servidor ICCP del Coordinador”.

Para alcanzar la disponibilidad objetivo final se definen 3 etapas.

Primera etapa, durará 6 meses y en esta etapa no se aplicará ningún índice de disponibilidad mínimo. Sólo durante esta etapa los datos podrán ser señales calculadas y/o estimadas.

Segunda etapa, durará 2 años luego de cumplida la primera etapa. En esta etapa se debe cumplir:

- Los datos deben tener una disponibilidad del 98.5% del tiempo, lo que equivale a una permisividad de error anual acumulado de 131 horas y 24 minutos al año, por nodo (empresa)
- El estampado de tiempo en esta etapa, podrá hacerse en la estación SCADA de la empresa que remite la información cuando no sea factible hacerlo desde las RTU's.

Etapla objetivo, la duración sería indefinida una vez cumplidas las 2 primeras etapas. En esta etapa deberá cumplirse:

- Los datos deberán tener una disponibilidad del 99.9% del tiempo, lo que equivale a una permisividad de error anual acumulado de 8 horas y 46 minutos al año, por nodo (empresa).
- Se considera que este nivel de disponibilidad requerirá enlaces y nodos ICCP redundantes.
- El estampado de tiempo en esta etapa, se “hará” desde las RTU's.

El protocolo a ser aplicado en condiciones de pruebas iniciales de aceptación de una nueva instalación grupo de señales, se indica en Anexo C de la Norma de Intercambio.

En el numeral 4.5, de este artículo se define la forma de “Evaluación del índice de disponibilidad de las trasferencias ICCP (CICCPS).

El coordinador evaluará las trasferencias vía la siguiente formulación:

$$CICCPS = \frac{TTSV}{TTN} \times 100[\%]$$

$$CICCPE = \frac{\sum_{i=0}^{N_{medi}} CICCPS_i + \sum_{j=0}^{N_{est}} CICCPS_j + \sum_{k=0}^{N_{alarm}} CICCPS_k}{N_{medi} + N_{est} + N_{alarm}} \times \left(\frac{TTN}{TTN + TFSE} \right)$$

Donde:

CICCPS: Índice porcentual de disponibilidad de transferencia ICCP, para una señal.

CICCPE: Índice porcentual de disponibilidad de transferencia ICCP, para una empresa.

TTSV: Tiempo total durante el cual la señal se transfirió como válida.

TTN: Tiempo durante el cual el enlace de comunicación estuvo operativo. Se transfirió información buena o mala.

Se debe cumplir que: $TTN \geq TTSV$.

TFSE: Tiempo durante el cual el enlace de comunicaciones estuvo fuera de servicio y cuya responsabilidad es atribuible a la empresa que remite la información.

(Ejemplo: Para un mes de 30 días, se tiene: $TTN + TFSE + \delta = 720$ horas; donde, “ δ ” es un posible tiempo atribuible a falla del sistema o del enlace del Coordinador, el cual se descontaría para todo efecto de evaluación).

Nmedi, Nest y Nalarm: Representan en cada caso, el número de señales Medidas (“medi”), Estados (“est”) y Alarmas (“alarm”), de acuerdo a lo requerido por el coordinador.

El coordinador efectuará los cálculos de índices de disponibilidad mensual acumulados, para fines de control de la evolución de dicho índice.

El índice de disponibilidad por empresa se evaluará anualmente. Los registros ICCP con códigos de calidad o estampado de tiempo no válidos son tratados como no disponibles, de acuerdo a la fórmula antes indicada.

Los códigos de calidad de los datos deberán ser concordantes con el estándar ICCP.

En el numeral 4.7, Actualización de la información, se define el término “antigüedad de los datos” como el tiempo transcurrido entre el instante de su generación en la RTU y el instante en que llega al servidor ICCP del coordinador. Esta antigüedad debe estar de acuerdo con lo indicado en el numeral 4.9

El numeral 4.7, especifica también que la frecuencia de actualización de la información contenida en los servidores ICCP de los Integrantes de la RIS, debe ser la misma que la existente en sus Sistemas SCADA. Es decir no debe existir retardo de la actualización de los ICCP respecto a los SCADA.

El numeral 4.8 define el estampado de tiempo. Este se define como el tiempo transcurrido entre el instante de la actualización de un valor medido o estado (en la RTU) y la asignación de la fecha, hora, minuto y segundo, que finalmente se remite al SCADA del Coordinador, como el estampado de tiempo del registro ICCP.

Los datos enviados por los integrantes deben llevar su estampa de tiempo al segundo (Time Tag) o al milisegundo (Extended) según sea el caso. La precisión de todos los estampados se indica en numeral siguiente.

El estampado de tiempo deberá generarse en sincronismo con referencia satelital de tiempo en los puntos de medición.

En el numeral 4.9 se definen las reglas para la configuración de la disponibilidad de los registros.

Para estar habilitado a la aplicación de la fórmula para evaluar el índice porcentual de disponibilidad de transferencia ICCP, los valores enviados por los integrantes de la RIS deberán cumplir con las siguientes reglas:

Para medidas en general

- La banda muerta de actualización debe estar dentro del 1% del valor nominal.
- El tiempo para la transferencia de la actualización de una señal desde la correspondiente RTU hasta su llegada al SCADA del Coordinador, no debe ser mayor a los 5 segundos.
- El estampado de tiempo debe tener un error de ± 5 milisegundos respecto de la base de tiempo establecida por el reloj patrón que defina el Coordinador.
- Los datos deben ser transferidos usando estampado de tiempo con resolución de milisegundos.

Instalaciones no críticas precalificadas por el Coordinador

- La banda muerta de actualización debe estar dentro del 10% del valor nominal.
- El tiempo para la transferencia de la actualización de una señal desde la correspondiente RTU hasta su llegada al SCADA del Coordinador, no debe ser mayor a los 20 segundos.
- El estampado de tiempo debe tener un error de ± 1 segundo respecto de la base de tiempo establecida por el reloj patrón que defina el Coordinador.
- Los datos deben ser transferidos usando estampado de tiempo con resolución de segundos.

Medidas hidrológicas

- El tiempo para la transferencia de la actualización de una señal desde la correspondiente RTU hasta su llegada al SCADA del Coordinador, no debe ser mayor a los 15 minutos.
- El estampado de tiempo debe tener un error de ± 10 segundos respecto de la base de tiempo establecida por el reloj patrón que defina el Coordinador.

En el ítem 4.9.4 para señales de estados:

- El tiempo para la transferencia de la actualización de una señal desde la correspondiente RTU hasta su llegada al SCADA del Coordinador, no debe ser mayor a los 2 segundos.
- El estampado de tiempo debe tener un error de ± 5 milisegundos respecto de la base de tiempo establecida por el reloj patrón que defina el Coordinador.

– Los datos deben ser transferidos usando estampado de tiempo extendido (al milisegundo).

Se considera instalación no crítica aquella que por sus características, no podría afectar la operación del SEIN, de modo tal que conduzca a un estado de alerta o emergencia, respecto del estado de operación normal.

Se considera como instalaciones críticas, y por lo tanto sus propietarios están obligados a suministrar la información necesaria para su coordinación en tiempo real, a aquellas instalaciones de nivel de tensión superior a 100 kV, instalaciones de generación y aquellas que, a criterio del COES, pueden afectar significativamente la seguridad o calidad de la operación del SEIN.

Finalmente se definen en el Artículo 5, la fiscalización y sanciones; disposiciones complementarias sobre publicación por parte del COES de los cumplimientos de la norma de intercambio, desempeño de la RIS e índices.

A OSINERG se reportará semestralmente aspectos relevantes sobre el cumplimiento y desarrollo de esta norma.

1.3.5 Anexos

ANEXO-A Formulario de Solicitud de conexión a la RIS

ANEXO-B Información para la configuración del servidor ICCP

ANEXO-C Pruebas de funcionalidad y disponibilidad de las transferencias ICCP al COES

ANEXO-D Establecimiento de una conexión ICCP de prueba.

Adicionalmente existen las Recomendaciones para la codificación de los registros ICCP en la RIS.

Estos anexos y las recomendaciones se describirán en mayor detalle en el capítulo sobre la implementación a las centrales objeto de este trabajo.

Capítulo 2

Protocolo de comunicación ICCP

2.1 Introducción

Para la operación de los sistemas eléctricos interconectados, el intercambio de información en tiempo real ha pasado a ser un intercambio crítico. Actualmente el aumento del mercado eléctrico y el hecho de que muchos de estos intercambios de información excedan las barreras de una sola empresa, incluso las barreras nacionales aumentan las exigencias a este tipo de intercambios de información.

Otro aspecto muy importante que dio origen al nacimiento de un protocolo que uniformice los intercambios de información entre centros de control, es el económico. Se estimaba en EE.UU que los costos de operación por telecomunicaciones estaba entre USA\$ 2 a USA\$ 5 Billones al año y este se incrementaba a razón de 25% anualmente; una empresa de tamaño medio gastaba aproximadamente USA\$ 35 Millones al año en telecomunicaciones.¹¹

Es así como se le encarga a EPRI (Electric Power Research Institute) la tarea de establecer las guías y especificaciones que soportarían el desarrollo de un sistema de comunicaciones integrado, no propietario e interoperable. Las razones claves para la integración fueron entonces un esperado gran ahorro en los costos y una mejora en el rendimiento de las comunicaciones.

¹¹ DEVELOPMENT of the Intercontrol Center Communications Protocol (ICCP). Por Robinson, J.T. [et al.] En: Power Industry Computer Application Conference, 1995. Conference Proceedings., 1995 IEEE

Es por ello que el protocolo fue desarrollado bajo el auspicio de EPRI (Electric Power Research Institute) y el primer driver que cumple con los requerimientos de la Comunidad Europea es de 1992, se le llama TASE 1; sin embargo la versión más popular y la de mayor uso (incluso en Perú ahora) es la TASE 2. (Telecontrol Application Service Element-2), esta segunda versión del protocolo hace uso del Manufacturing Message Specification (MMS).

Como dijimos, el ICCP surge como una necesidad de realizar un estándar para poder intercambiar las diferentes variables de un Sistema Eléctrico: Estados, Alarmas, Medidas Eléctricas, Históricos, Mensajes para Operador, etc., entre los diferentes centros de control de un sistema.

Normalmente en la gestión de un sistema eléctrico, existe un nivel superior, con un operador del sistema, que tiene responsabilidad de coordinar el despacho y mantener la seguridad del sistema total, por debajo de este nivel existen los diferentes centros de despacho de las diferentes compañías tanto transmisoras, distribuidoras así como generadoras de electricidad. ICCP, esto permite el intercambio de información entre todos los integrantes del mercado eléctrico.

La IEC, lo estandarizó con el número IEC 60870-6, c.2002.¹²

En el Perú, la **Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados, de marzo de 2005**, norma el uso de este protocolo para el intercambio de información entre los diferentes centros de control de los integrantes del sistema interconectado nacional.

El autor de este trabajo participa en la implementación del mencionado intercambio entre el centro de control de la empresa SINERSA, propietaria de las centrales hidroeléctricas de Curumuy y Poechos con el coordinador nacional, que es el COES, Comité de Operación Económica del Sistema.

2.2 Aspectos básicos

El protocolo está pensado para intercambiar 4 grupos de información principalmente¹³:

- SCADA/EMS
- Demand Side Management (DSM) / Load Management
- Distributed applications
 - Perform analysis, forecasting, and scheduling
- Display processors

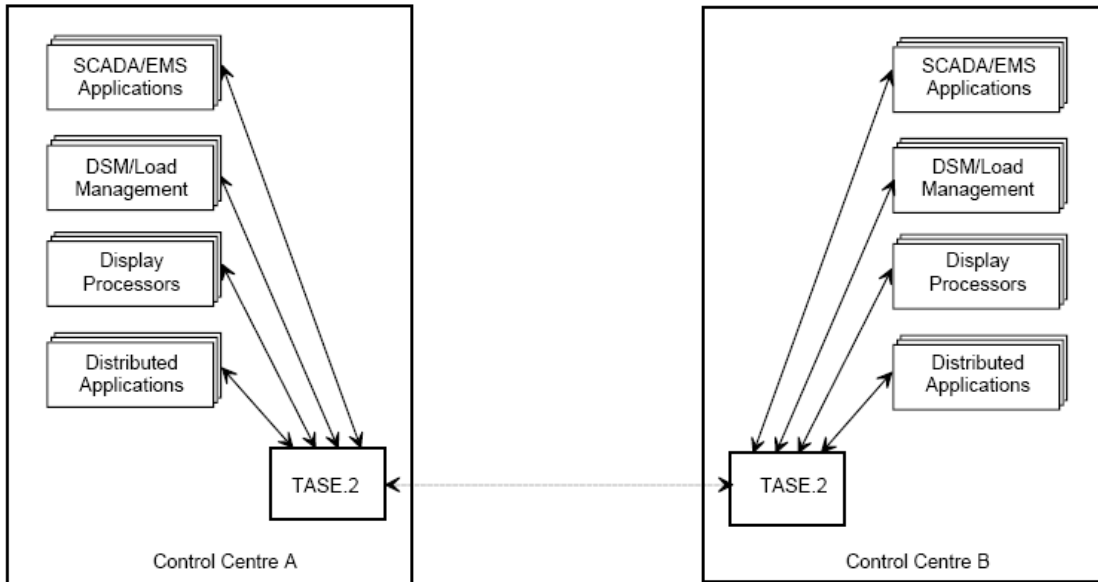
¹² LEMAY, Michael. SCADA Protocols, Overview of TASE.2/ICCP [en línea]. USA: Illinois Security Lab, 2007 [fecha de consulta: 20 enero 2009].

¹³ LEMAY, Michael. Op. cit., p. 6

- Provide HMI (Human-Machine Interface)

Ver figura 2.1.:

Figura 2.1 Esquema de intercambio de información.

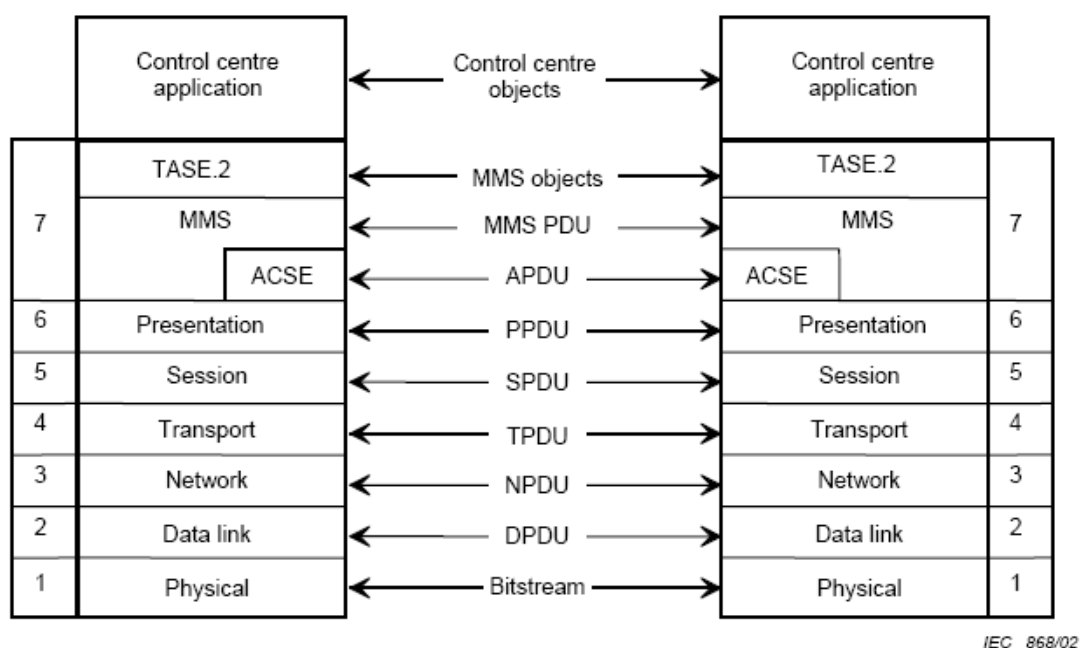


El ICCP maximiza la utilización de los protocolos estándares existentes que incluyen todas las capas hasta la 7 en el modelo de referencia Open System Interconnection - OSI, lo cual tiene como beneficio que el requerimiento de nuevos desarrollos para ICCP se haga únicamente en el ámbito de las capas superiores a la capa 7.

En la figura 2.2 se presenta el modelo de referencia OSI.¹⁴

¹⁴ LEMAY, Michael. Op. cit., p. 10

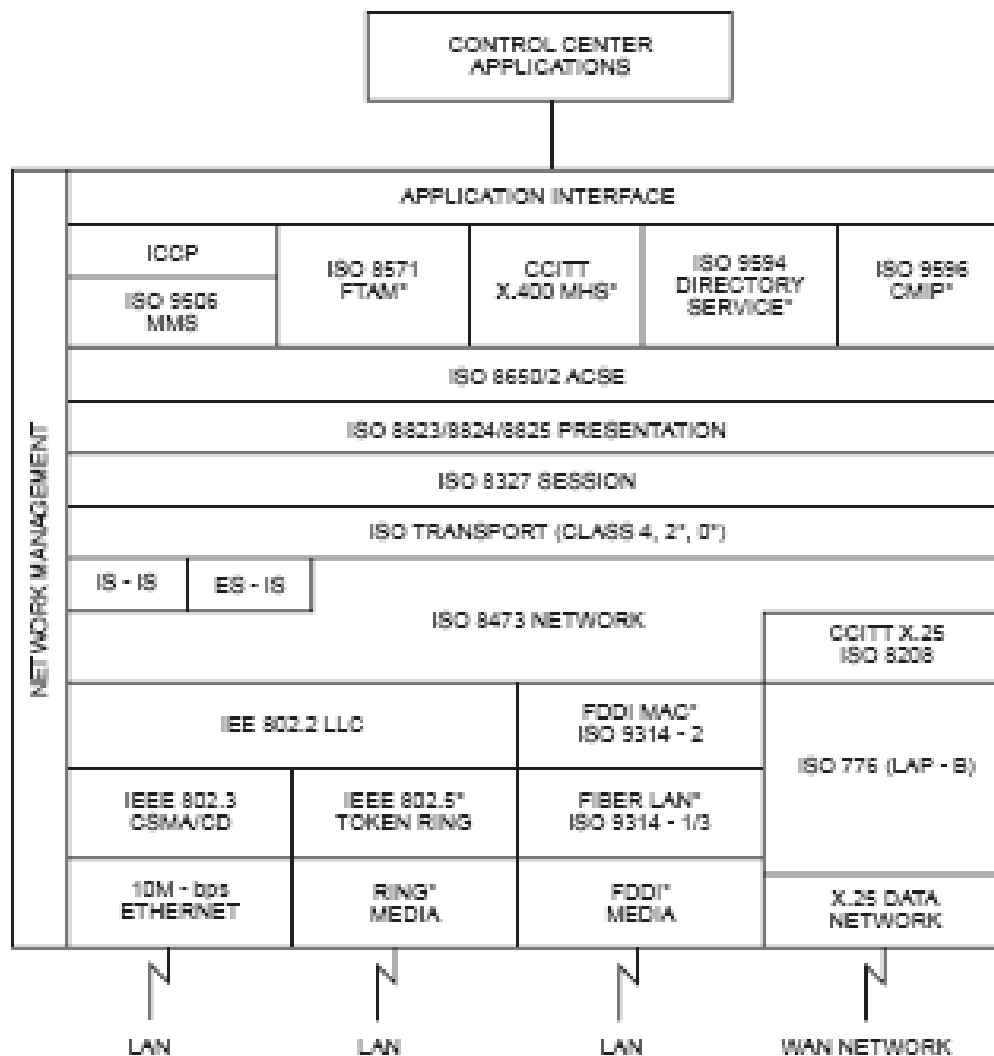
Figura 2.2 Tase 2 (ICCP) en el Modelo OSI



En la figura 2.3, se da el punto de vista de EPRI sobre las capas OSI, aplicadas al protocolo ICCP.¹⁵

¹⁵ DEVELOPMENT of the Intercontrol Center Communications Protocol(ICCP). Op. cit.

Figura 2.3 Protocolo ICCP en el modelo OSI según EPRI



* Indicates optional function

La ilustración anterior nos puede ayudar a deducir 2 elementos más que todo proceso de comunicación necesita.

2.3 El medio de comunicación

Al utilizar Ethernet, Ring Media, etc. el protocolo puede usar:

- Cable. Para redes locales.
- Fibra óptica. Para líneas dedicadas, entre empresas.
- Medios Inalámbricos. Normalmente, para este tipo de enlaces se usa wireles, enlaces satelitales.

2.4 El Protocolo de acceso al medio

Vemos que puede utilizar el CSMA/CD, Token Ring, etc. Sin embargo esto ya viene definido y las aplicaciones trabajan ya en capas superiores.

El ICCP especifica la utilización de MMS (Manufacturing Messages Specification) que define la mecánica de la nomenclatura, listado y direccionamiento de las variables y la interpretación de los mensajes.

El MMS es un sistema estandarizado de mensajería para el intercambio de datos en tiempo real y el intercambio de información para supervisión y control entre dispositivos y/o computadores en red, de tal forma que es independiente de: 1) la función de la aplicación que es ejecutada o 2) del desarrollador del dispositivo o aplicación. MMS es un estándar internacional (ISO 9506).¹⁶

Un trabajo que describe bien el protocolo es el del Ing. Andres Narvaez¹⁷, de su trabajo, y con su autorización, hemos obtenido muchos de los conceptos y esquema de exposición que a continuación se exponen.

Las aplicaciones para centros de control ubicadas a partir de la capa 7, permiten: el intercambio de datos, el control de dispositivos, el intercambio de mensajes y la ejecución remota de programas vía APIs (Application Program Interface) para ICCP.

El ICCP está basado en los conceptos de cliente– servidor, dado que todo intercambio de datos tiene su origen en la solicitud de uno de los centros de control (cliente) a otro centro de control que posee y administra esos datos (servidor). El cliente debe especificar las condiciones de reporte como son: periodicidad de reporte, reporte por excepción, banderas de calidad, etc.

El mecanismo denominado Association Control Service Element – ACSE es utilizado por el ICCP para el establecimiento de asociaciones lógicas entre un cliente y múltiples centros de control servidores. En este esquema el control de accesos se realiza mediante el uso de Tablas Bilaterales, las cuales proveen de los permisos de: ejecución, lectura/escritura, sólo lectura o acceso bloqueado para los datos de tiempo real solicitados por los centros de control clientes.

¹⁶ SISCO - Systems Integration Specialists Company, Inc. . Overview and Introduction to the Manufacturing Message Specification (MMS) [en línea]. USA, 1995

¹⁷ NARVAEZ Portillo, Andrés. Aplicación de los enlaces ICCP en el intercambio de Información entre los Centros de Control en Tiempo Real [en línea]

2.5 Objetos del servidor ICCP

2.5.1 Objetos de asociación

Para establecer una conexión lógica entre dos instancias de ICCP se utilizan los objetos de asociación. Se definen tres tipos de operaciones para los objetos de asociación:

Asociar, operación utilizada por un cliente para conectarse a un servidor.

Concluir, operación utilizada por un cliente o un servidor para terminar de una forma planificada una asociación, por ejemplo para el caso de un mantenimiento preventivo del enlace ICCP.

Abortar, operación utilizada por un cliente o un servidor para terminar de forma imprevista una asociación debido a fallas en los mecanismos de comunicación.

2.5.2 Objetos de datos

Los objetos de datos están relacionados con los valores que pueden tomar los datos en tiempo real, que incluyen mediciones analógicas, estados digitales, control de dispositivos y estructuras de datos.

Existen cuatro operaciones relacionadas con los objetos de datos:

- Obtener el valor de un dato, operación utilizada para requerir el valor de un punto simple adquirido desde el proceso.
- Definir el valor de un dato, tiene el objetivo de permitir a un centro de control remoto cambiar el valor de un punto del centro de control local, lo cual no es muy común.
- Obtener el nombre de un dato, operación utilizada por un cliente para determinar el listado de puntos a los cuales tiene permiso de acceso.
- Obtener el tipo de un dato, operación utilizada por un cliente para determinar los atributos de un objeto de datos.

2.5.3 Conjuntos de datos

Son listas ordenadas de objetos de datos mantenidos por un servidor ICCP. Los conjuntos de datos son utilizados por un cliente para definir remotamente una lista de puntos a ser reportados como un solo grupo. Generalmente, el intercambio de datos en tiempo real en los centros de control se hace agrupando los puntos de acuerdo a sus características, como: tipo, tiempo de actualización, permisos de acceso, etc.

Existen seis operaciones relacionadas con los conjuntos de datos:

- Crear un conjunto de datos: Operación utilizada por un cliente para crear un conjunto de datos en un servidor remoto. El cliente puede especificar los siguientes parámetros de transferencia de objetos de datos: nombre del conjunto de transferencia, evento que inicia el envío de datos y utilización de estampa de tiempo.
- Borrar un conjunto de datos: Tiene el objetivo de permitir a un cliente borrar un conjunto de datos definido previamente.
- Obtener los valores de un conjunto de datos: Operación utilizada por un cliente para determinar los valores instantáneos de cada uno de los datos que integran el conjunto.
- Ajustar el valor de los elementos: Operación utilizada por un cliente para cambiar manualmente uno a uno los elementos de un conjunto de datos, lo cual no es muy común.
- Obtener el nombre de un conjunto de datos: operación utilizada por un cliente para determinar los nombres de cada listado de puntos definidos en un servidor.
- Obtener el nombre de los elementos: Operación utilizada por un cliente para determinar los nombres de cada elemento que conforman un conjunto de datos.

2.5.4 Transferencia de conjuntos de datos

Para hacer efectiva la transferencia de datos, primero es necesario el establecimiento de los enlaces ICCP a través de los conjuntos de transferencia; los cuales son encargados del transporte de los conjuntos de datos antes definidos.

El intercambio de los datos puede efectuarse en las siguientes formas: periódicamente, ante un cambio de estado o valor, en respuesta a un evento particular del servidor o bajo solicitud del operador.

Existen cuatro modelos de objetos de transferencia de datos:

- Transferencia de conjuntos de datos, utilizados para establecer la transferencia de una lista ordenada de datos.
- Transferencia de Series de Tiempo, utilizada para el intercambio de los diferentes valores que va tomando un solo punto conforme se va incrementando el tiempo basado en un intervalo predefinido.
- Transferencia de un conjunto de cuentas, utilizada para la transferencia varios tipos de objetos de datos. Cuenta es un término ampliamente utilizado para representar información como: curvas, indisponibilidades de equipos, valores programados y otras entidades utilizadas por los centros de control y que tienen en común el uso de estructuras complejas de datos.
- Transferencia de mensajes de información, utilizada para la transferencia de un mensaje de información en formato ASCII o binario.

Existen cuatro operaciones definidas para los objetos transferencia de datos:

- Iniciar Transferencia, permite a cliente solicitar a un servidor iniciar la transferencia de datos de acuerdo a los parámetros establecidos para cada grupo de datos.
- Detener Transferencia, utilizada por un cliente para detener la transferencia de datos, será necesario una operación de iniciar transferencia para reactivar el intercambio de información.
- Obtener el siguiente conjunto de datos, utilizada por un cliente para realizar la transferencia del siguiente conjunto de datos, puesto que, el servidor mantiene disponible un conjunto de grupos de datos a ser transmitidos cuando un cliente lo solicite.
- Iniciar Transferencia del siguiente valor para una serie de tiempo, permite a un cliente iniciar la transferencia de una serie de valores que evolucionan en el tiempo para un mismo punto.

2.5.5 Programas

El objeto programa provee al cliente la posibilidad de ejecutar remotamente un programa residente en un servidor. Existen seis operaciones definidas para el objeto programa:

- Iniciar, permite iniciar la ejecución de un programa configurado correctamente y listo a ejecutarse.
- Detener, permite detener la ejecución de un programa en curso.
- Reanudar, permite reanudar la ejecución de un programa detenido.
- Resetear, inicializa un programa detenido.
- Bloquear, imposibilita la ejecución inmediata de un programa.
- Obtener los atributos de un programa, retorna información acerca de un programa en ejecución.

2.5.6 Eventos

El objeto evento representa un reporte recibido desde el servidor acerca del cambio de estado de un dispositivo o la ocurrencia de un error de datos. Existen dos tipos de objetos de eventos:

- Eventos de Registro, permiten al cliente expresar su deseo de ser notificado de un evento determinado cuando éste ocurra en el servidor.
- Eventos de Condición, son aquellos objetos predefinidos en un servidor para todos los eventos del sistema disponibles para todos los clientes.

2.5.7 Conformación de bloques del protocolo ICCP

El ICCP desde el inicio fue diseñado para ser modular, cada bloque representa una función o conjunto de funciones que están a disposición del usuario. Por lo tanto, cada centro de control debe determinar qué bloques requiere en función de sus necesidades.

Los bloques disponibles en el ICCP son los siguientes:

- Bloque 1, corresponde al intercambio de datos periódicos del sistema eléctrico de potencia, constituye el bloque elemental y es lo mínimo que debería implementarse. Permite intercambiar los siguientes tipos de datos: estados digitales, mediciones analógicas, códigos de calidad, estampas de tiempo y eventos de equipos de protección.
- Bloque 2, corresponde al reporte por excepción de cada uno de los datos; lo cual constituye un método más eficiente de reporte, permite al cliente definir los puntos que deberán ser reportados únicamente cuando se detecte un cambio o cuando se ejecute un chequeo de integridad.
- Bloque 3, corresponde al reporte por excepción de un bloque de datos, lo cual hace aún más eficiente el envío de datos, puesto que requiere menos bytes que en el caso del bloque 2.
- Bloque 4, correspondiente a mensajes de información. Estos mensajes son aplicables cuando los operadores de los centros de control requieren intercambiar información sobre un evento más complejo que aquel representado por simples valores de datos, como puede ser el caso de la utilización de las reservas durante una situación de emergencia.
- Bloque 5, relacionado con el control de dispositivos. Este bloque provee el mecanismo para comunicar al servidor la solicitud de un cliente para operar un dispositivo, no es el ICCP quien ejecuta directamente el comando, sino que, comunica este requerimiento para que sea ejecutado por el servidor propietario del dispositivo.
- Bloque 6, permite la ejecución remota de un programa, para lo cual es necesario un acuerdo previo entre los centros de control involucrados. Para este efecto se utilizan las propiedades del MMS que provee la ejecución de programas como parte de sus servicios básicos.
- Bloque 7, permite el reporte de eventos, este bloque incorpora los eventos de registro y los eventos de condición. Este bloque no es requerido por ninguno de los otros, sin embargo provee reportes sobre los eventos que ocurren remotamente en el servidor ICCP.
- Bloque 8, se relaciona con objetos adicionales requeridos por el usuario, como son: no disponibilidad de equipos, planes operativos, pronósticos de demanda, curvas y planes de mantenimiento.
- Bloque 9, relacionado con datos de series de tiempo, este tipo de datos corresponden a aquellos que tienen un tiempo definido de recolección y envío, y por lo tanto no son requeridos en tiempo real. Por ejemplo los datos que son recolectados y enviados como históricos a un centro de análisis de disturbios.

2.5.8 Requerimientos de los Enlaces de Comunicación

Para efectos de la implementación de un enlace ICCP se requiere un canal de datos con una velocidad mínima de 64 kbps. El medio utilizado puede ser: satelital, fibra óptica o cobre. Se debe verificar además que el retardo existente en el canal debe ser menor a un segundo, especialmente en el caso de enlaces satelitales.

Para efectos de confiabilidad, se recomienda disponer de dos canales por medios diferentes que permitan contar con la redundancia requerida de acuerdo a la importancia de la información en tiempo real.

2.6 Implementación de un enlace ICCP

2.6.1 Preparación Inicial

En la fase inicial se verifica el correcto funcionamiento de la adquisición de todas las señales primarias y de respaldo en cada centro de control.

Se hace un levantamiento de requerimientos para la supervisión y control de las instalaciones y equipos de los sistemas de potencia. Es importante considerar aquellas señales necesarias para el correcto desempeño de las funciones de aplicación, tales como el estimador de estado.

Se verifica que exista conexión física entre los dos centros de control a través de las pruebas de conexión y desempeño del canal de comunicaciones correspondiente.

2.6.2 Definición de la Tabla Bilateral

En los enlaces ICCP la tabla bilateral posibilita el control de acceso a la información. El tipo de acceso a cada uno de los objetos de datos es definido por medio de estas tablas.

Una vez elaboradas y revisadas, las tablas bilaterales son objeto de aprobación por parte de los dos centros de control y constituyen la referencia sobre la cual se implementarán los enlaces ICCP con sus respectivas señales en las bases de datos de tiempo real.

Como mínimo una tabla bilateral ICCP debe incluir lo siguiente:

- Nombre común para cada punto a intercambiarse.
- Periodicidad con la que se realizará el intercambio, puede utilizarse el mecanismo por excepción.
- Permisos del cliente para acceder a los datos del servidor.
- Formato de envío, es decir, las banderas de calidad y etiquetas de tiempo asociadas a los datos.

En la tabla 2.1 se presenta un ejemplo de la información que debe contener una tabla bilateral ICCP.

Tabla 2.1 Ejemplo de tabla bilateral.

Tabla 1. Ejemplo de una Tabla Bilateral ICCP

Nombre	Periodicidad	Permisos	Formato
Analog1	10 s	r	v
Analog1	10 s	rw	vq
Analog1	4 s	rw	vqt
Estado1	Por excepc.	rw	vqt
Estado2	60 s	rw	t
Estado3	Por excepc.	r	t

Se han utilizado las siguientes abreviaturas:

Permisos: r = lectura, w = escritura y x = ejecución.

Formato: v = valor real, q = bandera de calidad y t = etiqueta de tiempo.

2.6.3 Sintonización de Parámetros y Pruebas de Transmisión / Recepción

Es necesario realizar la configuración de los parámetros de los enlaces ICCP a fin de obtener una comunicación estable entre los mismos, los parámetros de sintonización pueden variar dependiendo del proveedor del centro de control.

Sin embargo, los más representativos son los siguientes: nombre de dominio, nombre de la tabla bilateral, direcciones IP de los servidores ICCP, selector de transporte (TSEL), selector de sesión (SSEL), selector de presentación (PSEL) y título del proceso de aplicación (AP-title). Los fabricantes suelen dar valores por defecto para estos parámetros que generalmente funcionan apropiadamente.

Una vez establecido el enlace, mediante simulaciones o tomando los datos directamente del proceso, se prueba el envío y recepción de las señales con las características establecidas en la tabla bilateral. Los problemas en el envío o recepción de una señal generalmente tienen su causa en la discordancia de sus características asignadas en uno de los centros de control.

2.7 Aplicación de los enlaces ICCP

El intercambio de información en tiempo real entre los centros de control se ha vuelto muy crítico, ya que permite la operación de los sistemas eléctricos interconectados.

La capacidad de intercambiar la información de los sistemas eléctricos de potencia entre las diferentes áreas de control provee la visibilidad suficiente para la detección de contingencias y el restablecimiento de las condiciones normales de operación del sistema de potencia.

Históricamente los centros de control han utilizado protocolos propietarios, como son el WEIC, ELCOM y RP570, para la adquisición de información en tiempo real. El ICCP surgió debido a la necesidad de las organizaciones encargadas de la administración de la energía eléctrica de disponer de un protocolo estándar a nivel internacional para el intercambio de información en tiempo real.

Los sistemas computacionales utilizados por los operadores de los sistemas eléctricos de potencia, para la adquisición de datos, ejecución del control y análisis de seguridad, son los denominados SCADA/EMS (Supervisory Control and Data Acquisition/Energy Management System). Los sistemas de control utilizados por las empresas de distribución son los denominados DMS (Distribution Management System) y los sistemas de control utilizados por las empresas de generación son los denominados GMS (Generation Management System). Consecuentemente, los enlaces ICCP tienen su aplicación directa en el intercambio de información en tiempo real entre estos distintos centros de control en los niveles: regional, nacional e internacional.

Como casos prácticos de aplicación en el Perú, se presenta la implementación de los siguientes enlaces ICCP:

- Enlace ICCP entre los centros de control de los Integrantes del SEIN del Perú y el Operador coordinador del sistema eléctrico del Perú (COES). Hay muchos enlaces ya establecidos.
- Enlace ICCP entre los centros de control de CENACE y el operador del sistema eléctrico de Perú - COES, actualmente en proceso de implementación, permitirá el intercambio de información en tiempo real de las subestaciones: Machala de Ecuador y Zorritos y Talara de Perú; lo cual permitirá la supervisión operativa de la interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú.

2.8 Aspectos de seguridad en los enlaces ICCP.

La evolución de los mercados eléctricos ha traído como consecuencia el dramático incremento del número de mediciones e indicaciones que deben llegar a los centros de control, entre otros medios vía ICCP, de tal forma que la indisponibilidad de esta información podría ocasionar la suspensión temporal del servicio eléctrico a un segmento

importante de la población. De aquí surge la necesidad de darle la debida importancia a la seguridad de este tipo de sistemas.

El protocolo ICCP permite encriptar los datos de tal forma que únicamente los dos centros de control que establecieron comunicación pueden entenderlos. De la misma forma, el ICCP utiliza un esquema de autenticación, mediante la utilización de firmas digitales, para asegurar que la entidad en el otro extremo es conocida y confiable.

La información intercambiada vía ICCP se vuelve vulnerable cuando el acceso a la misma está disponible de manera directa desde una red corporativa o desde el Internet; en la medida de lo posible se deberían aislar la red de tiempo real y la red corporativa.

Los accesos remotos vía dial up a la red de tiempo real utilizados por el personal de mantenimiento, pueden convertirse en puntos de acceso para personal no autorizado, si no se utilizan con la seguridad del caso.

Adicionalmente, la implementación de firewalls no es una medida de seguridad suficiente, ya que, en la mayoría de los casos los firewalls simplemente habilitan o deshabilitan cierto tipo de tráfico en cada puerto. Sin embargo, para mantener seguros estos puertos son necesarios mecanismos de seguridad que reconozcan anomalías en el tráfico IP causado por un tráfico anormal de ICCP o de otro protocolo.

2.9 Presencia comercial

Actualmente este protocolo es muy utilizado a nivel mundial. En Perú como ya se ha dicho se ha impuesto para la comunicación entre los centros de control del SEIN.

Entre las empresas que desarrollan programas y drivers ICCP, tenemos:

- SISCO , con su software AXS4-ICCP (Lo usa SINERSA)
- LiveData , con su software Live Data RTI Server.
- Matrikon OPC, con su software MatrikonOPC Server for IEC 60870-5

Capítulo 3

Descripción del sistema de control de SINERSA

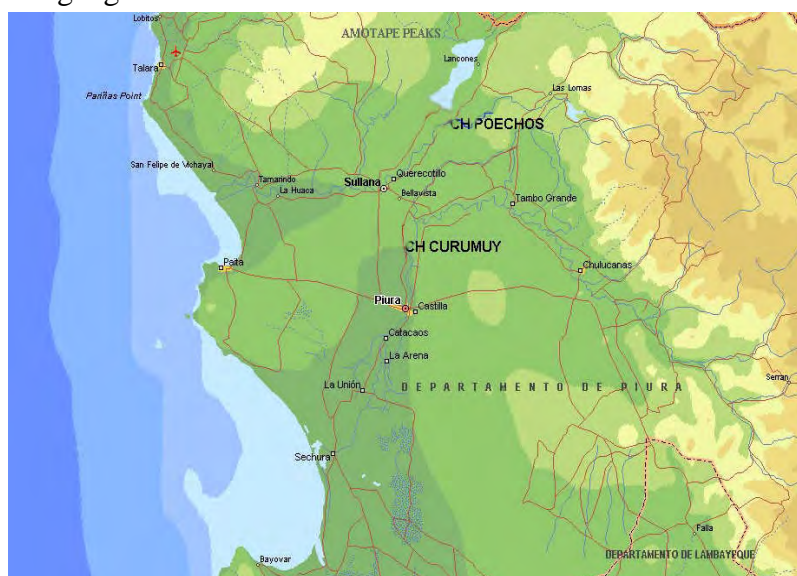
3.1 Introducción

El presente capítulo pretende describir cómo se encuentra operando el sistema de control de SINERSA. Se dará a conocer algunos detalles del software y hardware empleado, siempre en el enfoque de aplicación / adecuación hacia la norma, objeto del presente trabajo.

Creemos conveniente describir muy generalmente las especificaciones de las plantas, ubicación, equipamiento principal, etc.

Ubicación de las centrales.

Figura 3.1 Ubicación geográfica de las centrales



3.2 Descripción general

La empresa objeto de adecuación a la presente norma se denomina Sindicato Energético S.A. y es propietaria (tiene en concesión) de tres centrales hidroeléctricas: las Centrales Hidroeléctricas Curumuy, Poechos I y Poechos II.

3.2.1 Central hidroeléctrica Curumuy

La Central Hidroeléctrica de Curumuy entra en operación en noviembre de 1997, está ubicada en la costa norte del Perú, en el departamento de Piura, localidad de San Juan de Curumuy, aproximadamente a 1,000 km de la ciudad de Lima y 20 km de la ciudad de Piura. La central aprovecha las aguas que fluyen por el canal de derivación “Daniel Escobar”– Propiedad del Proyecto Especial Chira Piura.

La central se encuentra en el punto de entrega del canal de derivación hacia el río Piura, la cual descarga las aguas que discurren por el canal mediante una “caída rápida” conocida como Caída de Curumuy.

En esta estructura se genera un cambio de alturas del orden de los 40 metros, lo cual se aprovecha para la generación de la energía.

Sus características principales son:

Potencia instalada	:	12,50 MW.
Caudal nominal	:	36,0 m ³ /seg.
Salto Bruto	:	39 m.

Turbinas

- tipo	:	Kaplan.
- número	:	2.
- potencia	:	6,25 MW.

Generadores

- tipo	:	Sincrónico.
- número	:	2.
- potencia	:	7.500 kVA.

Línea de transmisión

(60kV)- longitud	:	4 Km.
------------------	---	-------

Los elementos que componen la central son los siguientes:**Sistema de compuertas en canal de derivación:**

Se realizó la adecuación del canal de derivación, aguas arriba de la caída, con la construcción de una estructura para el desvío de agua a la cámara de carga que incluye una compuerta radial. Mediante este sistema se puede también controlar el volumen de agua que puede almacenarse en el canal de derivación aguas arriba de la compuerta de desvío.

Cámara de Carga:

La cámara de carga fue construida paralelamente al canal de derivación, con una longitud de carga de 100 m y con una forma adecuada a las condiciones hidráulicas del flujo. Contiene un sistema de compuertas, válvulas y elementos de purga y limpieza, típicos para una zona de carga o salida hacia las tuberías a presión.

Tuberías Forzadas:

En consideración a los datos del caudal de agua requerido, potencia posible de generación y características de las turbinas, se han colocado 2 tuberías forzadas de $D=2,60$ m y 180 m de longitud cada una, las que son enterradas, dadas las características del subsuelo.

Actualmente estas tuberías cuentan, además de la protección con pintura, con un sistema de protección catódica a corriente impresa a fin de controlar la corrosión de las mismas.

Canal de Descarga:

Las dimensiones y forma del canal de descarga de las aguas turbinadas al río Piura se ajustan al diseño de la casa de máquinas y características topográficas de la zona de entrega.

Casa de Máquinas:

Las características de la Casa de Máquinas se han definido mediante la selección de las 2 turbinas tipo Kaplan de 6,25 MW de potencia cada una y la sumersión necesaria de tales turbinas, para evitar posibilidades de cavitación, teniendo en cuenta los niveles mínimos de agua en el punto de entrega en el río Piura.

La casa de máquinas se encuentra a 17 m de profundidad del nivel del terreno natural y una elevación de 10 m. sobre dicho nivel. El transporte interno de todos los equipos en la casa de máquinas se lleva a cabo por medio de un puente grúa de 35 tn de capacidad. Las dimensiones son adecuadas para albergar las 2 turbinas y generadores de 6,25 MW cada una, estando todo el sistema eléctrico de mando y control en una casa especial ubicada junto a la casa de máquinas.

Patio de Llaves:

Se tiene un patio de llaves aldaño a la casa de máquinas, en el que están situados todos los equipos de transformación de tensión de 10 kV a 60 kV, los interruptores y demás elementos eléctricos requeridos.

El Patio de llaves consta de un transformador de 15 MVA, interruptor tripolar, transformadores de corriente, seccionador tripolar, transformadores de tensión y pararrayos.

Las características del sistema hidráulico son las siguientes:

Esquema hidráulico de la cuenca

El río Chira aporta al Reservorio de Poechos construido hace casi 30 años con una capacidad inicial de 885 MMC. Debido a la colmatación de los últimos veinte años, la captación máxima se ha reducido a 480 MMC.

El Reservorio de Poechos evacúa aguas hacia el río Piura a través del Canal de Derivación Chira-Piura (denominado “Daniel Escobar”) de 54km de longitud y 70 m³/seg de capacidad, además el Reservorio de Poechos evacúa aguas hacia el río Chira y el Canal Miguel Checa en el valle del Chira.

El Reservorio de Poechos actúa regulando y almacenando las aguas del periodo de lluvias para el periodo de estiaje anual.

La Central Hidroeléctrica de Curumuy, ubicada en el desnivel existente al final del canal de derivación Chira Piura, utiliza (turbina) todo el caudal trasvasado del Reservorio de Poechos hacia el río Piura.

Reservorio de regulación:

Volumen máximo:	480 MMC
Volumen mínimo:	200 MMC
Caudal máximo de descarga hacia la Central Hidroeléctrica de Curumuy:	70 m ³ /seg
Tiempo de desplazamiento de agua entre la compuerta de descarga de la Represa de Poechos y la Central Hidroeléctrica de Curumuy:	8 horas

Figura 3.2 Vista de planta de la central hidroeléctrica Curumuy



Vista de Planta de la Central Hidroeléctrica Curumuy.

Foto 3.1 Vista panorámica CH Curumuy



Foto 3.2 Vista aérea de cámara de carga



Foto 3.3 Vista panorámica de la Casa de Máquinas y Sala de Control.



3.2.2 Central hidroeléctrica Poechos I

La Central Hidroeléctrica de Poechos I entra en operación en abril de 2004, está ubicada aguas abajo de la salida de fondo de la Represa de Poechos, en la Costa Norte del Perú, en el Departamento de Piura, Provincia de Sullana y a 20 km de la frontera Perú – Ecuador. Se aprovecha la diferencia de altura existente entre el nivel superior del agua en el Reservorio de Poechos y el río Chira, utilizando todas las aguas de riego que se destinan hacia el Valle del Chira.

La Central Hidroeléctrica de Poechos 1, tiene una tubería forzada de 4,0 m de diámetro, que antes de la entrada a la casa de máquinas se bifurca en dos tuberías de 2,70 m de diámetro cada una, para transportar el caudal instalado de $45 \text{ m}^3/\text{s}$ hacia la casa de máquinas, que alberga dos unidades tipo Kaplan para producir energía eléctrica que es entregada al sistema energético nacional a través de la línea de alta tensión de 60 kV, de 34 Km. de longitud, entre la subestación de la Central Hidroeléctrica de Poechos 1 y la subestación de Sullana. Completa la casa de control, con equipo de medición, control, mando, protección y operación.

Los elementos que componen las obras son las siguientes:

Zona de Empalme con salida de Fondo en la bocatoma:

En la tubería de acero existente de la Salida de fondo de diámetro 4,5 m se ha colocado la bifurcación para la tubería forzada de diámetro 4,0 m. La bifurcación está colocada formando un ángulo de 45° con respecto al eje de la tubería existente. La bifurcación para la tubería forzada se ha colocado en la progresiva 0 + 650 de la tubería existente, con cota de empalme de 60,000 m.s.n.m.

Tuberías Forzadas:

La tubería forzada contiene tres partes: Primera parte de diámetro 4,0 m desde la bifurcación de la salida de fondo hasta la bifurcación de la tubería forzada (34 m de longitud). Segunda parte que forma la bifurcación de la tubería con la reducción de diámetro desde 4,0 m a 2,7 m (ángulo 60°). Tercera parte con dos tuberías de diámetro 2,7 entre bifurcación y la casa de máquinas donde el diámetro se reduce a 2,65 m.

Casa de Máquinas:

Ubicada perpendicularmente a la Tubería Forzada, a la margen izquierda de la Salida de Fondo. Está constituida por una estructura de concreto armado que aloja los equipos de generación y servicios principales.

Casa de Control:

Ubicada al lado izquierdo de la casa de maquinas, aloja las áreas de control, mando y servicios auxiliares.

Canal de Descarga:

El canal de descarga sigue la alineación dada por la Tubería Forzada y entrega las aguas turbinadas al amortiguador de la Salida de Fondo.

Patio de Llaves:

Se tiene un patio de llaves aldaño a la casa de máquinas, en el que están situados todos los equipos de transformación de tensión de 10 kV a 60 kV, los interruptores y demás elementos eléctricos requeridos.

El Patio de llaves consta de un transformador de 30 MVA, interruptor tripolar, transformadores de corriente, seccionador tripolar, transformadores de tensión y pararrayos.

El patio de llaves tiene 4 celdas que son las siguientes:

Transformador Principal

Salida hacia L.T. Poechos Sullana.

Transformador de Distribución P.S.E. Sullana – Segunda fase, ejecutado por el M.E.M.

Salida hacia L.T. Las Lomas/CH Quiroz (futuro, ejecutado por el M.E.M)

Las características del sistema hidráulico son las siguientes:

Esquema hidráulico de la cuenca.

El río Chira aporta al Reservoirio de Poechos construido hace casi 30 años con una capacidad inicial de 885 MMC. Debido a la colmatación de los últimos veinte años, la captación máxima se ha reducido a 480 MMC.

El Reservoirio de Poechos evacúa aguas hacia el río Piura a través del Canal de Derivación Chira-Piura (denominado “Daniel Escobar”) de 54km de longitud y 70 m³/seg. de capacidad, además el Reservoirio de Poechos evacúa aguas hacia el río Chira y el Canal Miguel Checa en el valle del Chira (que se usan para la C. H. Poechos 1).

La presa Poechos es un reservoirio que actúa regulando y almacenando las aguas del periodo de lluvias para el periodo de estiaje anual.

La Central Hidroeléctrica de Poechos 1, ubicada en el desnivel existente de la Represa de Poechos, utiliza (turbina) todo el caudal descargado del Reservoirio de Poechos 1 hacia el río Chira, para cubrir la demanda de los usuarios del valle del Chira, como también excedentes en el sistema hídrico (casos de la operación del vertedero de embalse Poechos) y caudales disponibles determinados según el Balance Hídrico semanal

Reservoirio de regulación plurianual:

Volumen máximo:	480 MMC (estimado)
Volumen mínimo:	200 MMC
Caudal máximo de descarga hacia la Central Hidroeléctrica de Poechos 1:	100 m ³ /seg

La Central Hidroeléctrica de Poechos II se encuentra en construcción planeándose su ingreso en junio de 2009.

Figura 3.3 Vista de Planta de la Central Hidroeléctrica Poechos I.



Foto 3.4 Vista panorámica de la Sala de Control y Patio de Llaves



Foto 3.5 Vista panorámica de Sala de Control y Casa de Máquinas.



Foto 3.6 Nivel de Turbinas



3.3 Descripción del sistema de control

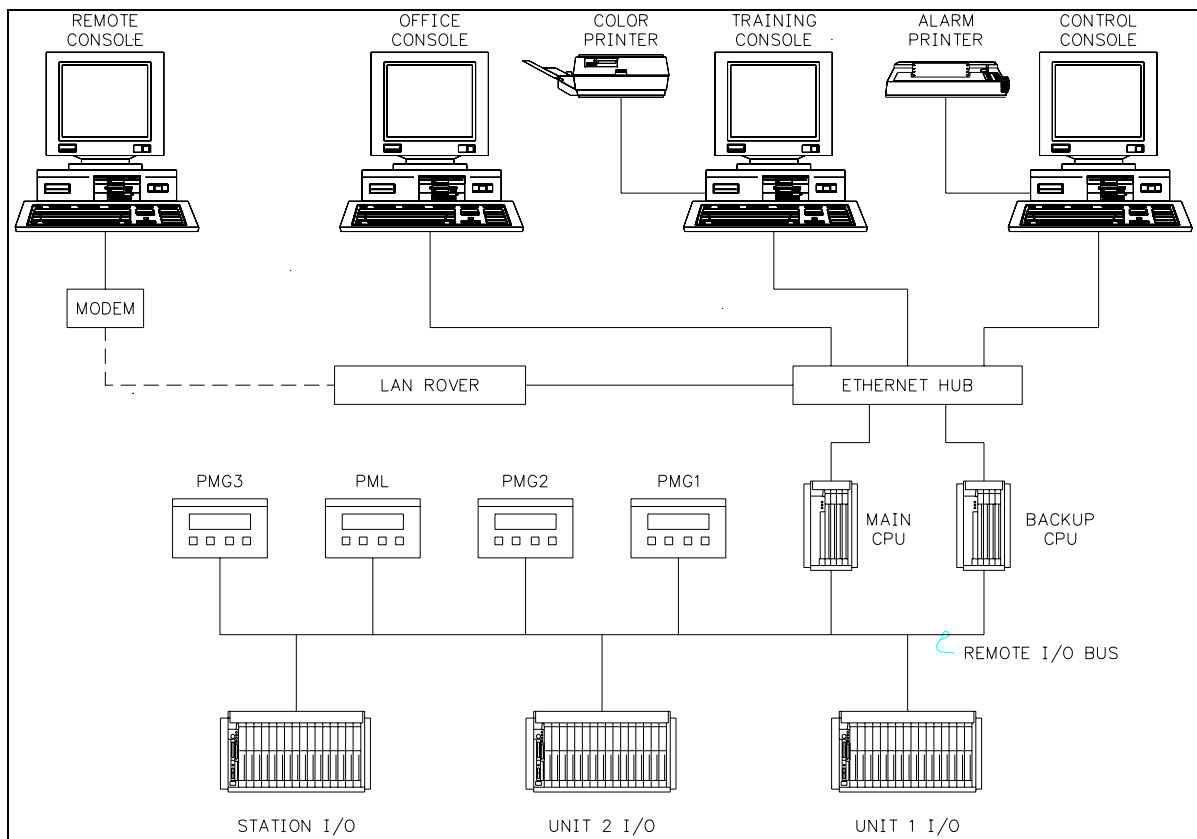
3.3.1 Sistema de control de CH Curumuy

SUMINISTRADO POR ABB – USA

- Diseño del Año 1996
- Medio utilizado sólo cobre (todo cableado)
- PLCs para Sistema de Control – SCADA :
 - Allen Bradley – PLC-5.
- Todas las señales de control llegan a los PLCs.
- PLCs ubicados en Sala de Control.
- No hay utilización de buses de campo, propiamente dicho; existe un bus entre equipos Allen Bradley, los mismos que pueden ser vistos en ilustración siguiente.

A continuación esquema de sistema de control.

Figura 3.4. Esquema de Sistema de Control de CH Curumuy



El esquema muestra los PLCs, existen 2 PLCs, uno principal y el otro de respaldo. En la parte inferior están las Unidades de E/S, aquí llegan por cable todas las señales de los diferentes sensores.

En sala de control se observan los tableros de control. Ver ilustración

Foto 3.7 Sala de Control de CH Curumuy



Protocolos de comunicación utilizados: Ethernet entre PLCs y SCADA

Entre PLCs y sus Tarjetas I/O y equipos como Power Monitors. Existe un protocolo propietario.

Software SCADA : Intellution Fix 4.7

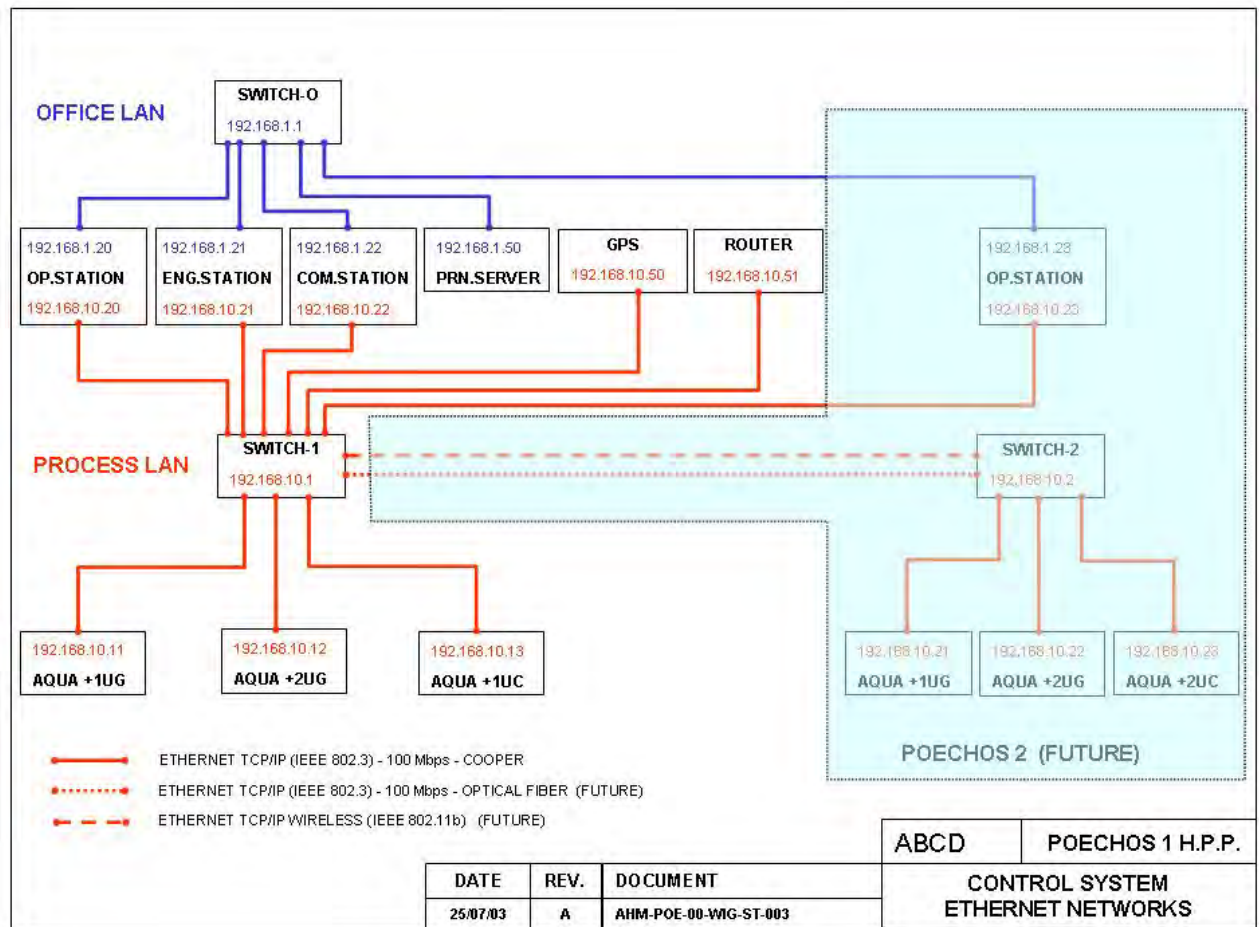
Numero de TAGs que maneja el SCADA : 1174

3.3.2 Sistema de control CH Poechos I

Suministrado por Alstom - España

- Diseño del Año 2003
- Medio utilizado cobre , fibra óptica
- PCs Industriales para sistema de Control – SCADA :
 - AQUA de Alstom.
 - Todas las señales de control llegan a los AQUA.
 - PCs ubicadas en Nivel de Generadores
- Señales llegan a Sala de Control solo a PCs via Ethernet
- Existen buses de comunicación.
- Protocolos de comunicación utilizados :
 - Interbus
 - Modbus
 - Ethernet
 - IRIG B, para sincronización de tiempo en equipos de protección.
- Software SCADA : iFix 4.5 de Intellution – GE Fanuc
- Numero de TAGs que maneja el SCADA : 3189

Figura 3.5 Red Ethernet (Bus Ethernet)



El diagrama anterior describe la red Ethernet.

Esta red se utiliza para el intercambio de información entre los autómatas AQUA y las PCs de Sala de Control.

En Sala de Control existe una PC, principal, que es donde está instalado el software SCADA.

Foto 3.8 Sala de control de CH Poechos



Figura 3.6 Redes INTERBUS

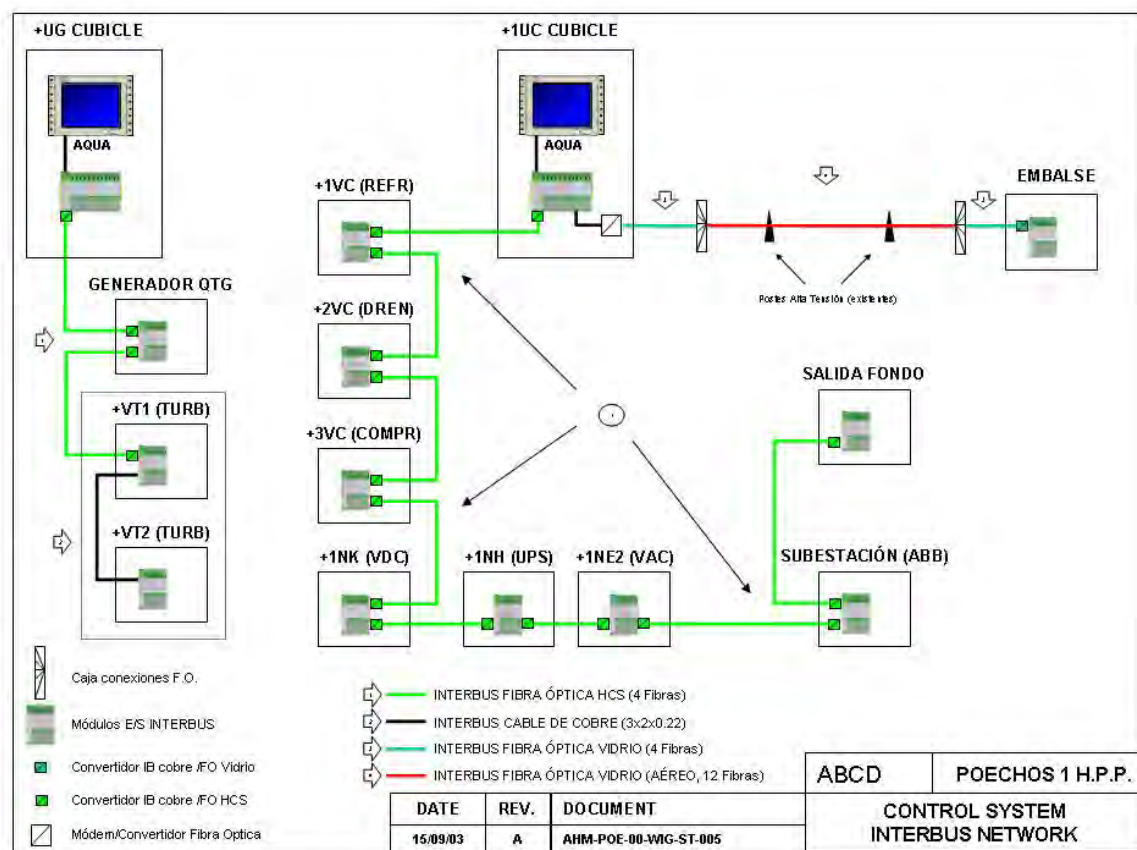
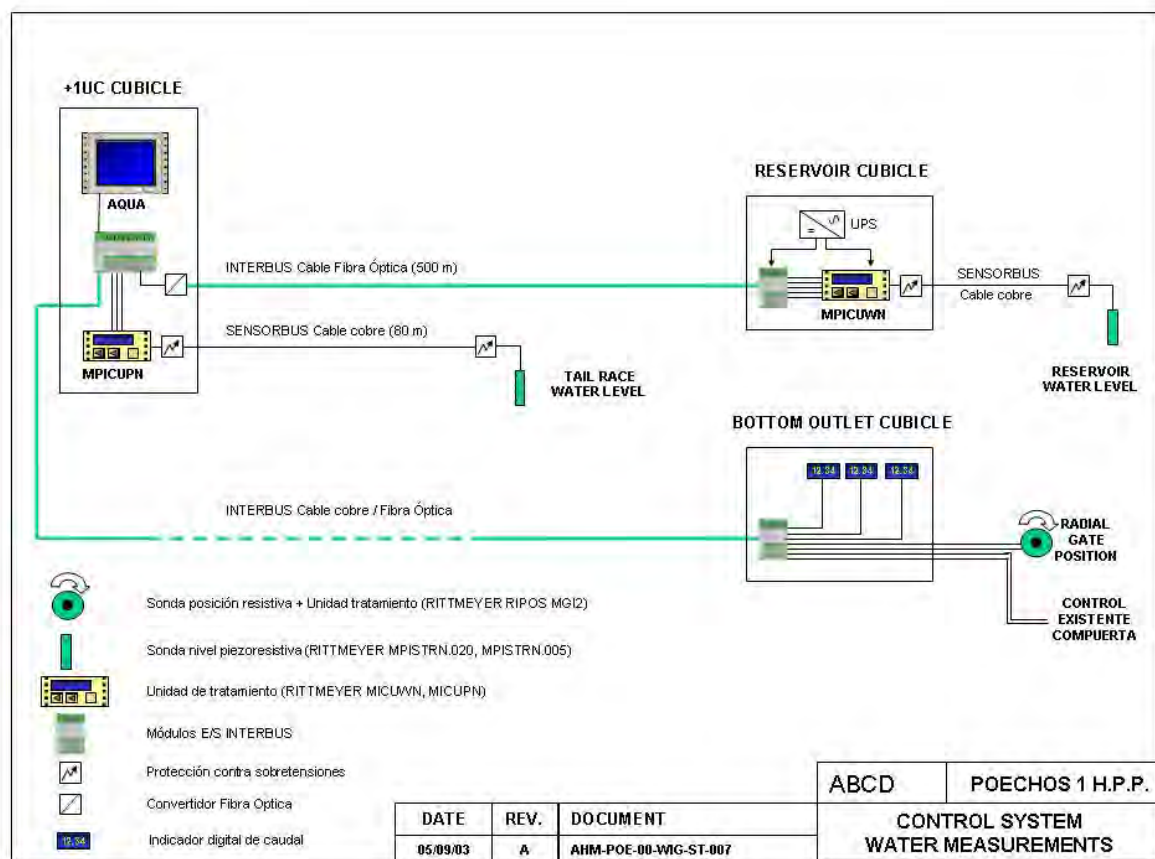


Figura 3.7 Red Intebus de Comunes

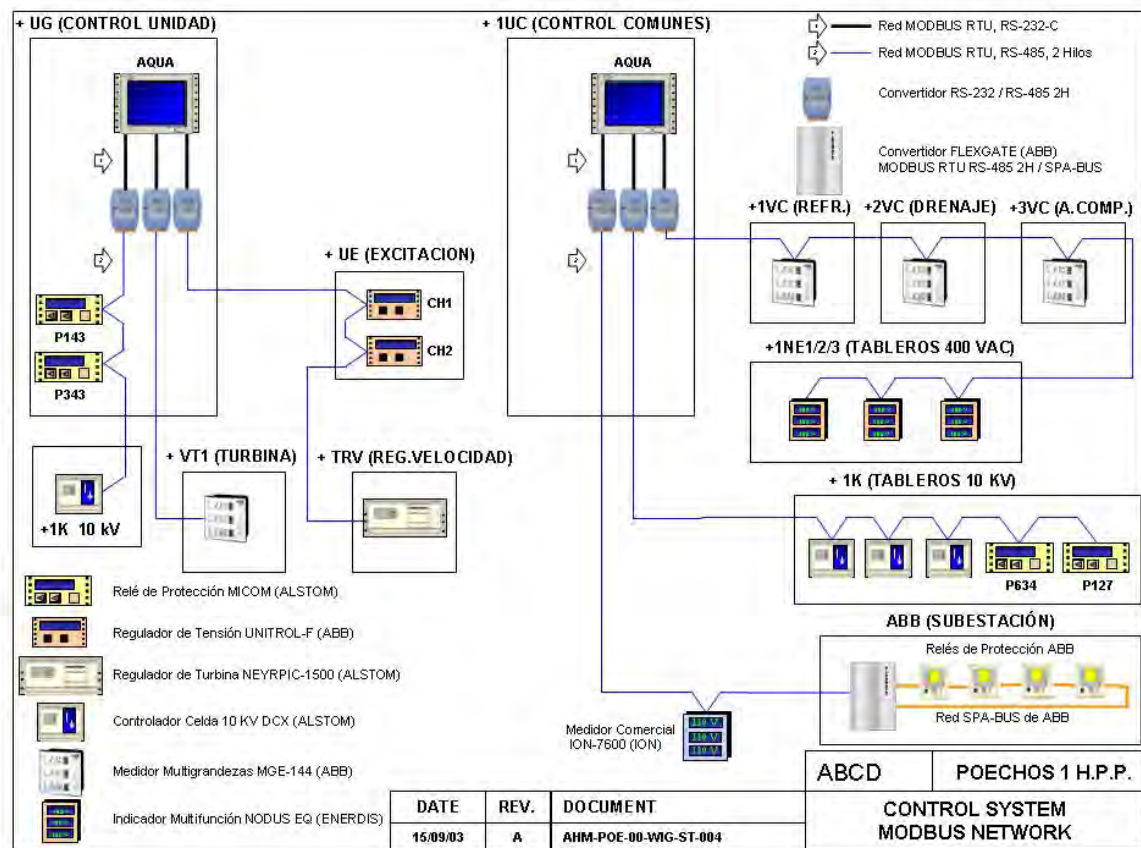


La red interbus es la red de campo que lleva todas las señales de campo hacia los autómatas AQUA.

Está compuesta por cabeceras distribuidas por la planta (diferentes tableros de control), a donde llegan las señales digitales y/o analógicas, RTDs, etc . Estas cabeceras están unidas entre sí en la mayoría de los casos por fibra óptica.

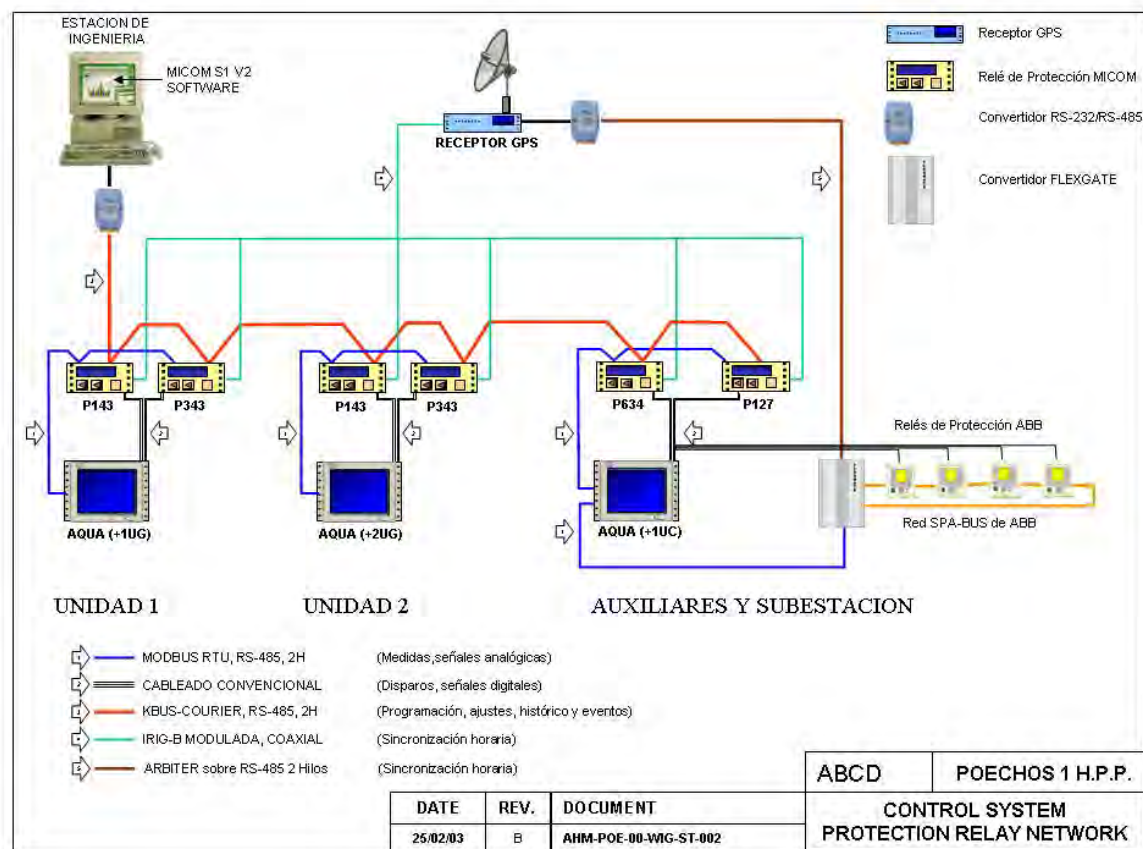
Para no desviarnos del objeto principal de este trabajo no se entra en mayores detalles de la red y su protocolo.

Figura 3.8 Red MODBUS



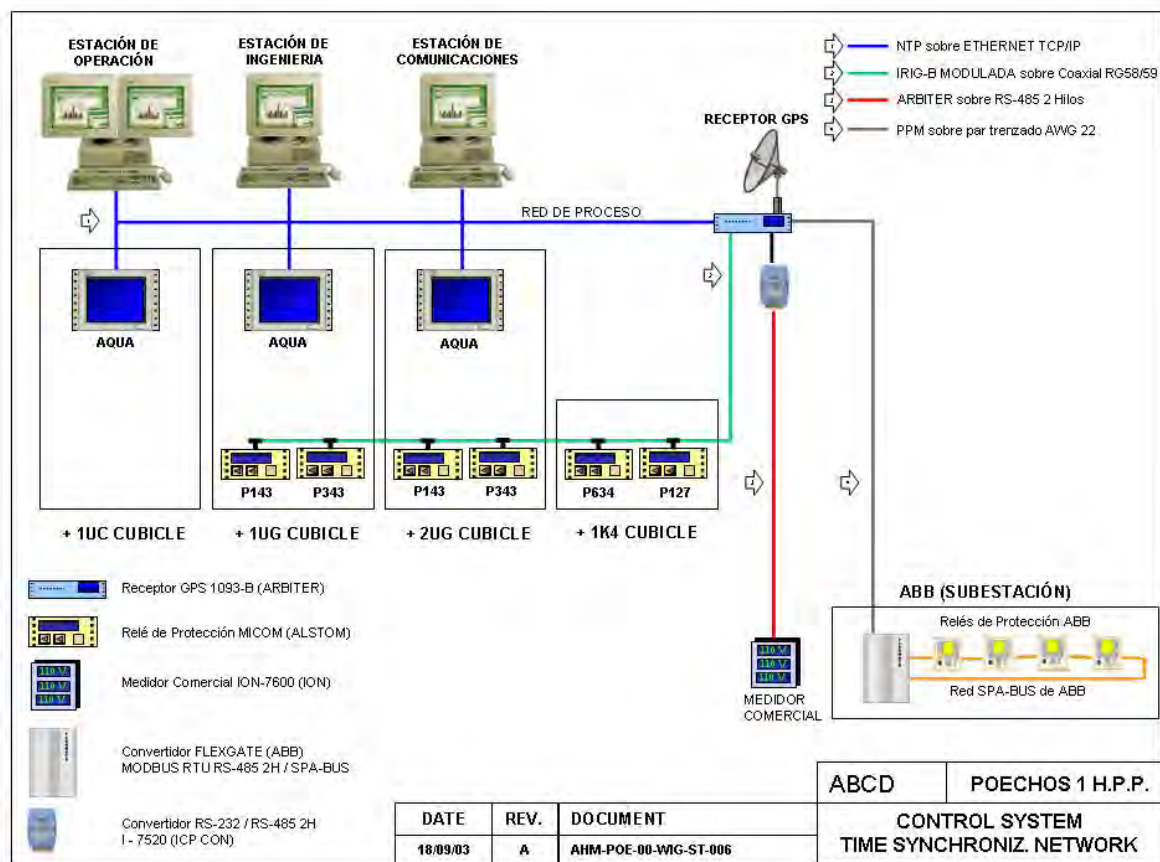
Esta red se utiliza para el intercambio de información entre algunos equipos específicos y los autómatas AQUA. Básicamente se envían valores analógicos.

Figura 3.9 Red de los Equipos de Protección.



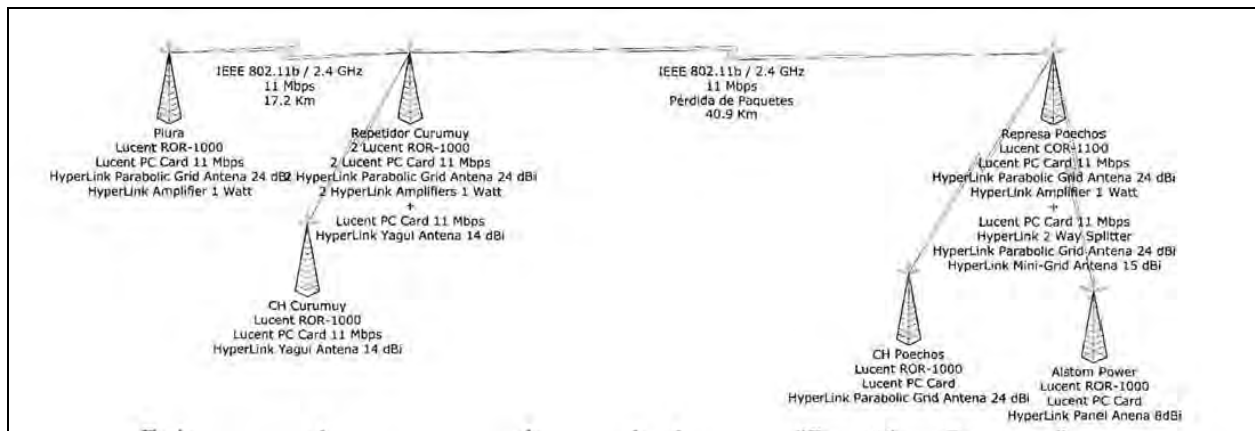
Esta red enlaza todos los equipos de protección eléctrica de la central

Figura 3.10 Red de Sincronización de Tiempo



Esta red enlaza el receptor GPS con los equipos de la red de control que necesita estar sincronizada en el tiempo. En este caso: los autómatas AQUA, relés de protección y medidor de energía.

Figura 3.11 Red Wireless



Esta red se encarga de enlazar voz y datos entre las 2 centrales hidroeléctricas. Esta red se viene utilizando para el intercambio de información entre el SCADA de la CH Curumuy y la CH Poechos.

Además de los equipos descritos SINERSA cuenta con un servidor para su red administrativa, este servidor en primera intención brindaba los siguientes servicios:

- Proxy / Firewall
- Servidor de Correo
- Servidor VPN

Inicialmente se contaba con software Windows Server.

Al momento de elaboración de este trabajo, ya se habían tomado algunas decisiones de cambio, sobre todo por los costos de licenciamiento del software anterior.

El servicio de correo se hace a través del servicio de Google.

Al servidor se instaló Fedora 10 i386, con los siguientes servicios:

- DHCP Server
- NAT del tipo uno a varios, para red Interna
- VPN entre SCADA de Poechos y de Curumuy, bajo los siguientes parámetros:
 - Cliente VPN Microsoft PPTP
- Firewall, bajo los siguientes parámetros:
 - Salida libre, para red Interna
- Entrada limitada a los servicios utilizados (VPN PPTP/GRE, SSH, VNC)
- Otras opciones:
 - Actualización de software automática
 - Antivirus

Hemos descrito a grandes rasgos como está formado el sistema de control de SINERSA. En el capítulo siguiente describiremos lo realizado para adecuar el sistema de control de SINERSA a la norma, indicando los trabajos pendientes.

Capítulo 4

Adecuación actual de SINERSA a la normativa vigente.

El presente capítulo describe y detalla las modificaciones que tuvo que realizar SINERSA, para la adecuación parcial a la norma y llegar a la situación actual.

Se analizan las dos alternativas planteadas:

1. Centro de Control de SINERSA en Lima (Servidor ICCP en Lima)
2. Centro de Control en CH Curumuy (Servidor ICCP en Curumuy)

En los esquemas siguientes se pueden apreciar gráficamente las dos alternativas evaluadas.

Figura 4.1 Alternativa

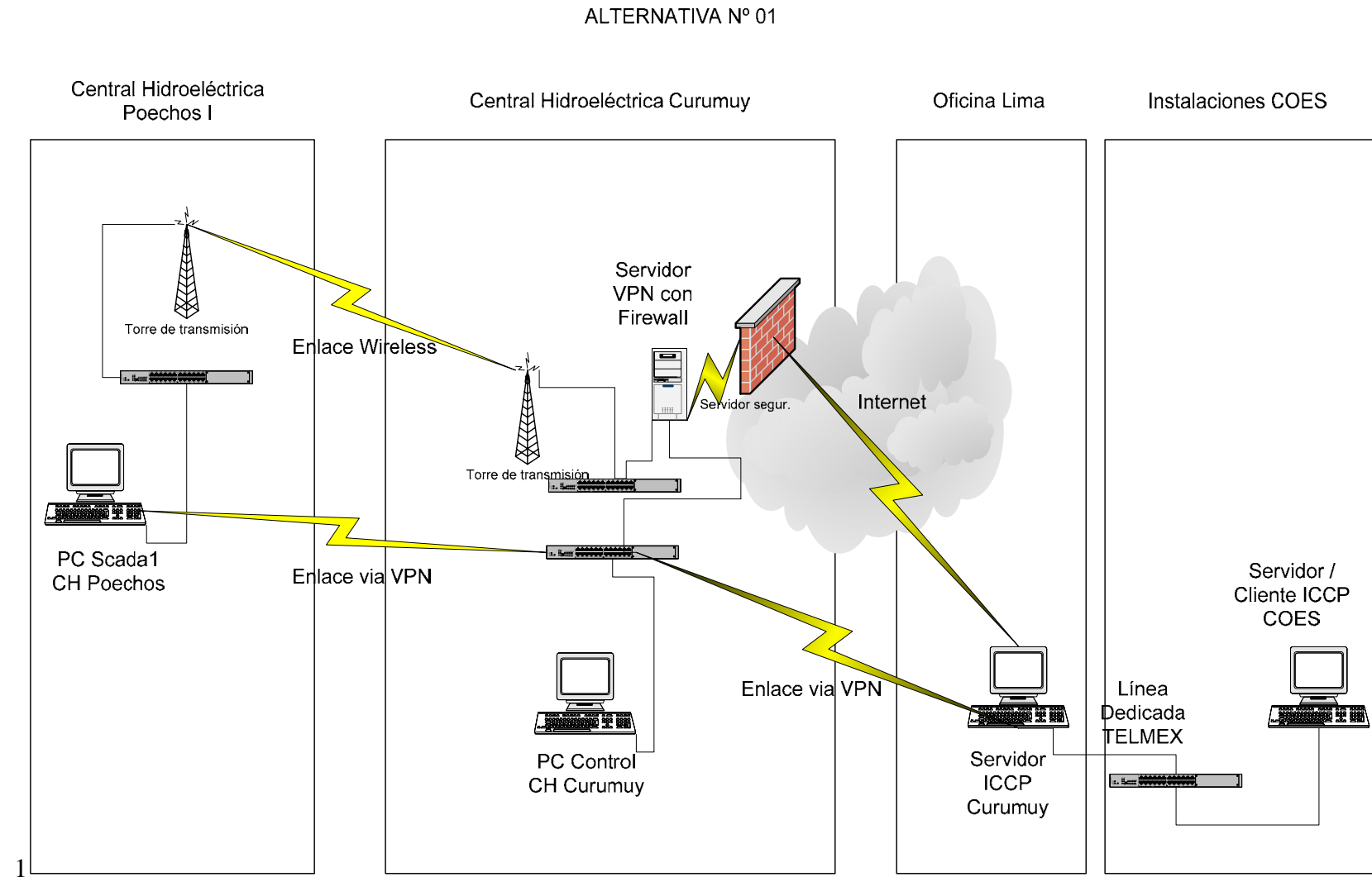
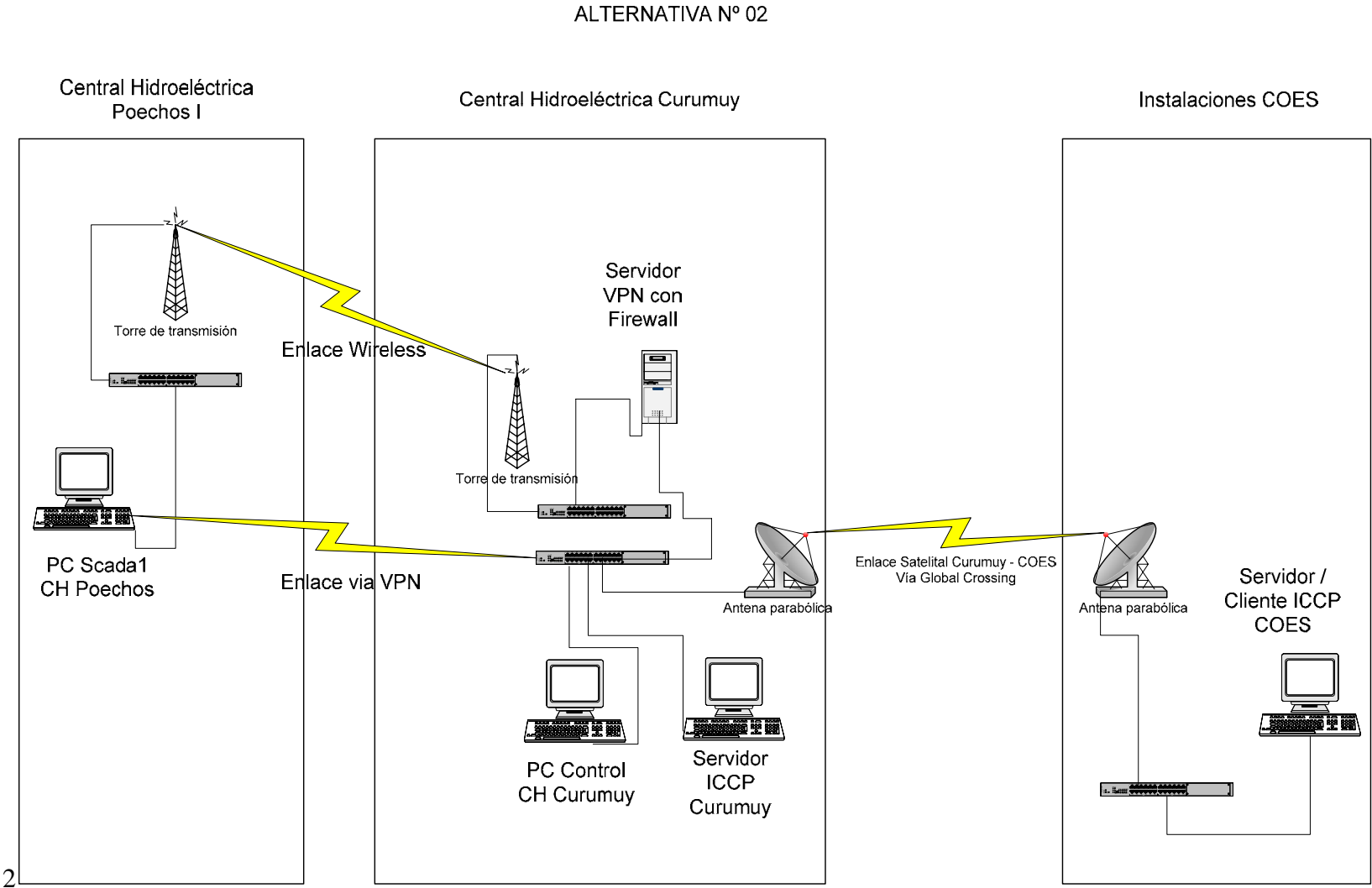


Figura 4.2 Alternativa



4.1 Determinación de modificaciones a realizar

Las modificaciones y adquisiciones nuevas que tuvo que realizar SINERSA fueron las siguientes:

1. Compra de un software servidor ICCP, se eligió el software AXS4-ICCP de SISCO.
2. Compra de PC para instalación de software servidor ICCP.
3. Adquisición e instalación de drivers OPC, para el software Fix de Intellution.
4. Configuración en el SCADA de CH Curumuy de las señales a ser enviadas al servidor ICCP. Previamente se coordinó con COES.
5. Configuración en el SCADA de CH Poechos de las señales que serán enviadas a al SCADA de CH Curumuy
6. Configuración del sistema de comunicaciones desde el SCADA de CH Poechos a SCADA CH Curumuy.
7. Configuración del sistema de comunicaciones desde el SCADA de CH Curumuy al servidor ICCP.
8. Configuración del sistema de comunicaciones desde el servidor ICCP de SINERSA y el servidor ICCP del COES

4.1.1 Servidor ICCP

Al momento de la elección del software no se tenía mayor conocimiento en el país de programas comerciales para esta aplicación, para la elección primaron experiencias locales. Se tuvo conocimiento que en el país la empresa CAHUA, había ya implementado su enlace con el COES utilizando este software y COES lo recomendaba.

Se compró el software y luego de vencido el soporte inicial se compró un soporte adicional de 1 año que dio derecho a una actualización.

Datos del software:

AXS4-ICCP – 132-095 Ver. 3.0107

Serie : 139481CAMBN5

4.1.2 PC para servidor

Se compró un PC de las siguientes características:

- PC Pentium IV 1.5GHZ
- Memoria RAM 512 MBytes
- S.O Windows XP

4.1.3 Drivers OPC

Los drivers fueron obtenidos gratuitamente gracias al soporte por parte de Intellution Fix.

Su instalación y configuración se hizo con soporte de Intellution, a través de ILA Group Chile.

Luego de la instalación del driver OPC la lista de drivers queda como se muestra en imagen siguiente:

Figura 4.3 Drivers instalados en el SCADA CH

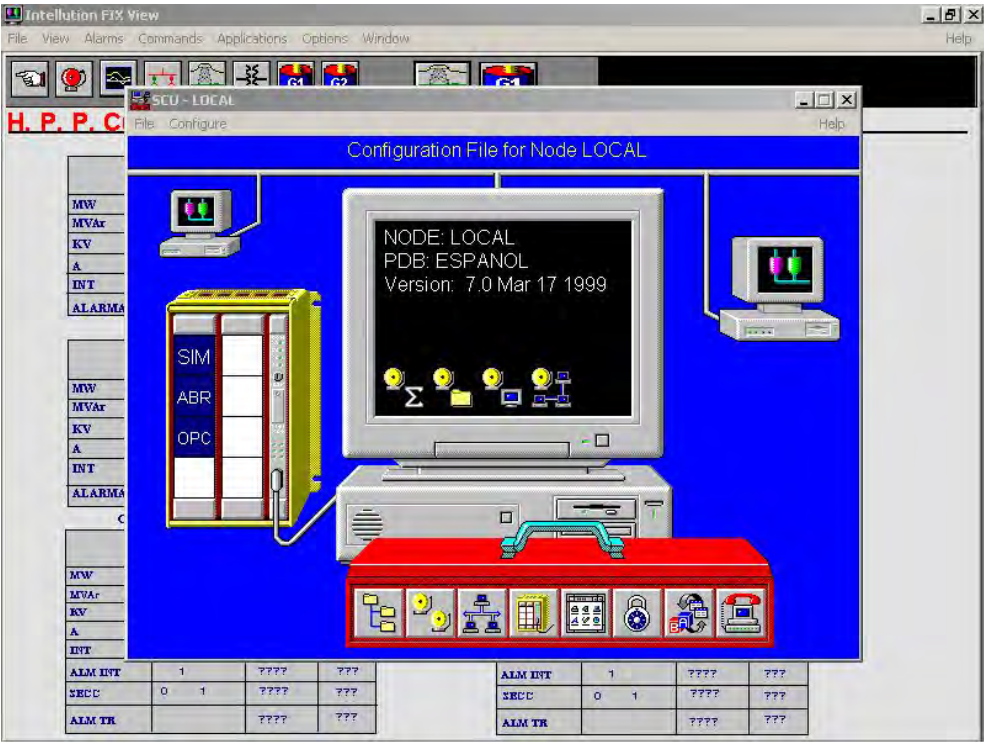
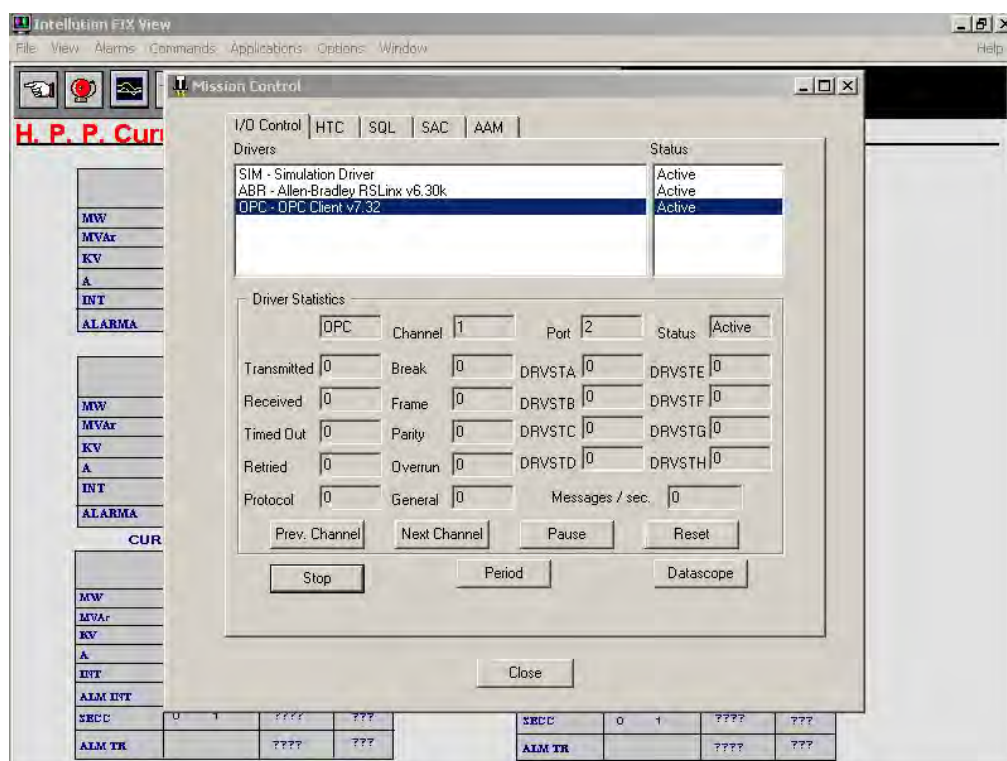
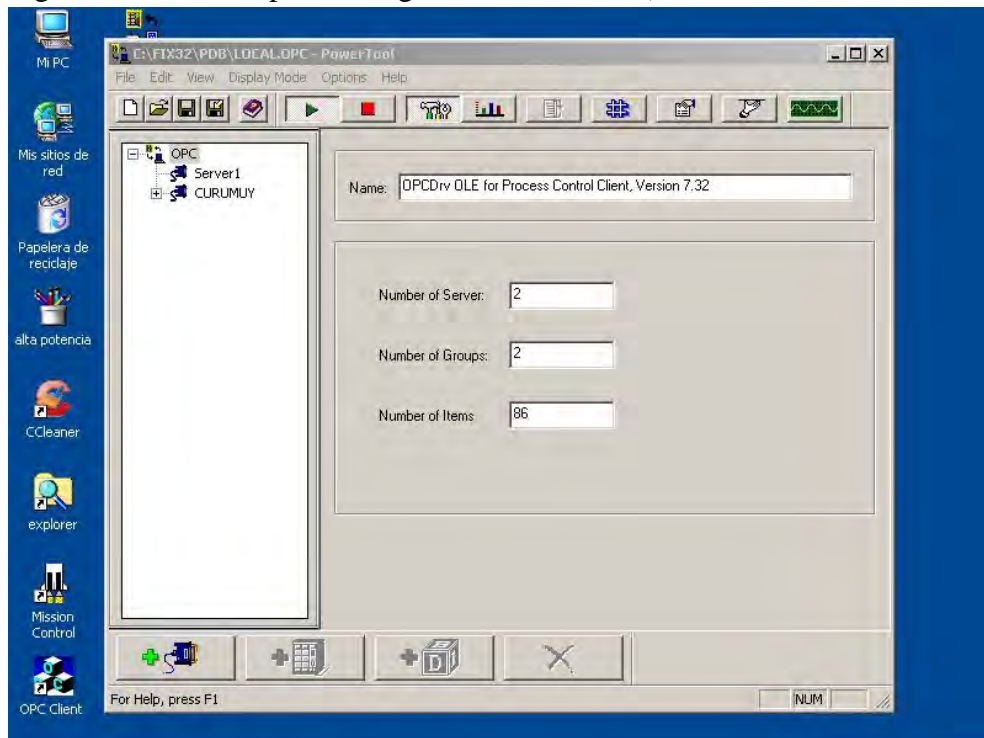


Figura 4.4 Driver OPC activo



A continuación, interface al driver instalado para agregar las señales respectivas.

Figura 4.5 Interface para configuración de driver (Power Tool



4.1.4 Configuración de Señales

La configuración de las señales fue un proceso que contó con el soporte de Intellution.

Una vez instalados los drivers se debió reenviar la señal requerida mediante el driver OPC, direccionándola al servidor ICCP.

Para las señales analógicas se implementó un programa adicional que hace la excepción. Programa (COES-CUR)

En este proceso las señales cuyo nombre fue acordado en un inicio con el COES, tienen actualmente un cambio. La lista adjunta es la lista aprobada requerida actualmente.

Tabla 4.1 Lista de señales a configurar

CENTRAL HIDROELECTRICA CURUMUY			
ITEM	SUBESTACION	DESCRIPCION DE EQUIPO	NUEVO CODIGO ICCP
1	C.H. CURUMUY	Barra de 10 kV	SNE_CURUMUY_10_BA1A____KV
2	C.H. CURUMUY	Alarma Grave Barra 10KV	SNE_CURUMUY_60_BA1A____AG
3	C.H. CURUMUY	Alarma Grave Transformador	SNE_CURUMUY_60_TR1____AG
4	C.H. CURUMUY	Transformador 1- MW	SNE_CURUMUY_60_TR1____MW
5	C.H. CURUMUY	Transformador 1- MVAR	SNE_CURUMUY_60_TR1____MVAR
6	C.H. CURUMUY	Alarma Grave de G-1	SNE_CURUMUY_10_GR1____ALG
7	C.H. CURUMUY	Grupo 1-Corriente	SNE_CURUMUY_10_GR1____A
8	C.H. CURUMUY	Grupo 1-Tensión	SNE_CURUMUY_10_GR1____KV
9	C.H. CURUMUY	Grupo 1-Pot Reactiva	SNE_CURUMUY_10_GR1____MVAR
10	C.H. CURUMUY	Grupo 1-Pot Activa	SNE_CURUMUY_10_GR1____MW
11	C.H. CURUMUY	Grupo 1-Frecuencia	SNE_CURUMUY_10_GR1____HZ
12	C.H. CURUMUY	Alarma Grave de G-2	SNE_CURUMUY_10_GR2____ALG
13	C.H. CURUMUY	Grupo 2-Corriente	SNE_CURUMUY_10_GR2____A
14	C.H. CURUMUY	Grupo 2-Tensión	SNE_CURUMUY_10_GR2____KV
15	C.H. CURUMUY	Grupo 2-Pot Reactiva	SNE_CURUMUY_10_GR2____MVAR
16	C.H. CURUMUY	Grupo 2-Pot Activa	SNE_CURUMUY_10_GR2____MW
17	C.H. CURUMUY	Grupo 2-Frecuencia	SNE_CURUMUY_10_GR2____HZ
18	C.H. CURUMUY	Alarma Grave de L-6698A	SNE_CURUMUY_60_L6698A__ALG
19	C.H. CURUMUY	L-6698A-Corriente	SNE_CURUMUY_60_L6698A__A
20	C.H. CURUMUY	L-6698A-Frecuencia	SNE_CURUMUY_60_L6698A__HZ
21	C.H. CURUMUY	L-6698A-Tension	SNE_CURUMUY_60_L6698A__KV
22	C.H. CURUMUY	L-6698A-Pot Reactiva	SNE_CURUMUY_60_L6698A__MVAR
23	C.H. CURUMUY	L-6698A-Pot Activa	SNE_CURUMUY_60_L6698A__MW
24	C.H. CURUMUY	Interruptor Grupo 1	SNE_CURUMUY_10_ING1____INT
25	C.H. CURUMUY	Interruptor Grupo 2	SNE_CURUMUY_10_ING2____INT
26	C.H. CURUMUY	Interruptor L6698A	SNE_CURUMUY_60_INL6698AINT
27	C.H. CURUMUY	Seccionador L6698A	SNE_CURUMUY_60_SLL6698ASEC
28	C.H. CURUMUY	Seccionador Tierra L6698A	SNE_CURUMUY_60_STL6698ASEC

29	C.H. CURUMUY	Int L6698A-Alarma Grave	SNE_CURUMUY_60_INL6698AAG
30	C.H. CURUMUY	Int Grupo 1-Alarma Grave	SNE_CURUMUY_10_ING1____ALG
31	C.H. CURUMUY	Int Grupo 2-Alarma Grave	SNE_CURUMUY_10_ING2____ALG
32	C.H. CURUMUY	Alarma Leve SE Curumuy	SNE_CURUMUY_60_SET____ALE

CENTRAL HIDROELECTRICA POECHOS I			
ITEM	SUBESTACION	DESCRIPCION DE EQUIPO	NUEVO CODIGO ICCP
1	C.H. POECHOS 1	Barra de 10 kV	SNE_POECHOS110_BA1A____KV
2	C.H. POECHOS 1	Barra de 10 Hz	SNE_POECHOS110_BA1A____HZ
3	C.H. POECHOS 1	Alarma Grave Barra 10KV	SNE_POECHOS160_BA1A____AG
4	C.H. POECHOS 1	Alarma Grave Transformador	SNE_POECHOS160_TR1____AG
5	C.H. POECHOS 1	Transformador 1- MW	SNE_POECHOS160_TR1____MW
6	C.H. POECHOS 1	Transformador 1- MVAR	SNE_POECHOS160_TR1____MVAR
7	C.H. POECHOS 1	Alarma Grave de G-1	SNE_POECHOS110_GR1____ALG
8	C.H. POECHOS 1	Grupo 1-Corriente	SNE_POECHOS110_GR1____A
9	C.H. POECHOS 1	Grupo 1-Tensión	SNE_POECHOS110_GR1____KV
10	C.H. POECHOS 1	Grupo 1-Pot Reactiva	SNE_POECHOS110_GR1____MVAR
11	C.H. POECHOS 1	Grupo 1-Pot Activa	SNE_POECHOS110_GR1____MW
12	C.H. POECHOS 1	Grupo 1-Frecuencia	SNE_POECHOS110_GR1____HZ
13	C.H. POECHOS 1	Alarma Grave de G-2	SNE_POECHOS110_GR2____ALG
14	C.H. POECHOS 1	Grupo 2-Corriente	SNE_POECHOS110_GR2____A
15	C.H. POECHOS 1	Grupo 2-Tensión	SNE_POECHOS110_GR2____KV
16	C.H. POECHOS 1	Grupo 2-Pot Reactiva	SNE_POECHOS110_GR2____MVAR
17	C.H. POECHOS 1	Grupo 2-Pot Activa	SNE_POECHOS110_GR2____MW
18	C.H. POECHOS 1	Grupo 2-Frecuencia	SNE_POECHOS110_GR2____HZ
19	C.H. POECHOS 1	Alarma Grave de L-6668	SNE_POECHOS160_L6668____ALG
20	C.H. POECHOS 1	L-6668-Corriente	SNE_POECHOS160_L6668____A
21	C.H. POECHOS 1	L-6668-Frecuencia	SNE_POECHOS160_L6668____HZ
22	C.H. POECHOS 1	L-6668-Tension	SNE_POECHOS160_L6668____KV
23	C.H. POECHOS 1	L-6668-Pot Reactiva	SNE_POECHOS160_L6668____MVAR
24	C.H. POECHOS 1	L-6668-Pot Activa	SNE_POECHOS160_L6668____MW
25	C.H. POECHOS 1	Interruptor Grupo 1	SNE_POECHOS110_ING1____INT
26	C.H. POECHOS 1	Interruptor Grupo 2	SNE_POECHOS110_ING2____INT

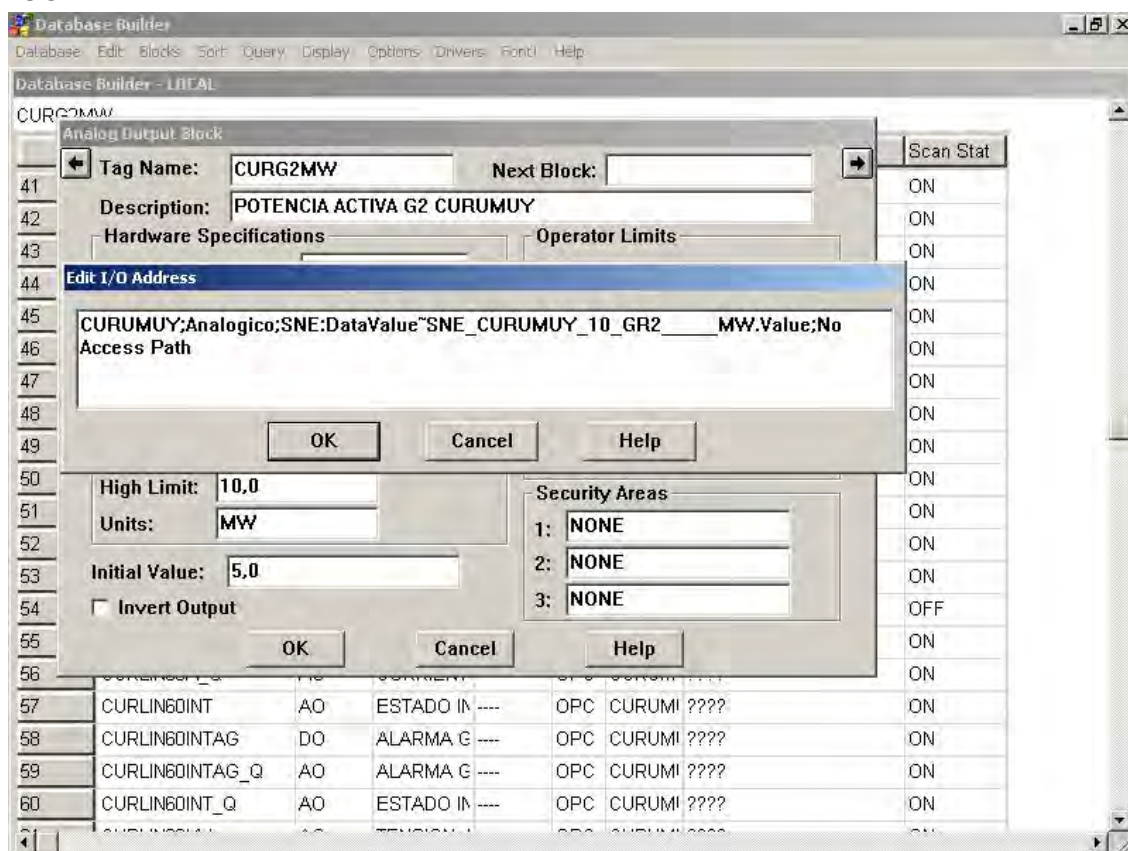
27	C.H. POECHOS 1	Interruptor L6668	SNE_POECHOS160_INL6668_INT
28	C.H. POECHOS 1	Seccionador L6668	SNE_POECHOS160_SLL6668_SEC
29	C.H. POECHOS 1	Seccionador Tierra L6668	SNE_POECHOS160_STL6668_SEC
30	C.H. POECHOS 1	Int L6668-Alarma Grave	SNE_POECHOS160_INL6668_ALG
31	C.H. POECHOS 1	Int Grupo 1-Alarma Grave	SNE_POECHOS110_ING1____ALG
32	C.H. POECHOS 1	Int Grupo 2-Alarma Grave	SNE_POECHOS110_ING2____ALG
33	C.H. POECHOS 1	Alarma Leve SE Poechos	SNE_POECHOS160_SET____ALE

En total se requiere enviar 65 señales.

Se necesita reconfigurar los nombres y realizar nuevas pruebas de envío.

Existe plazo hasta final de este año para configurar todas las señales.

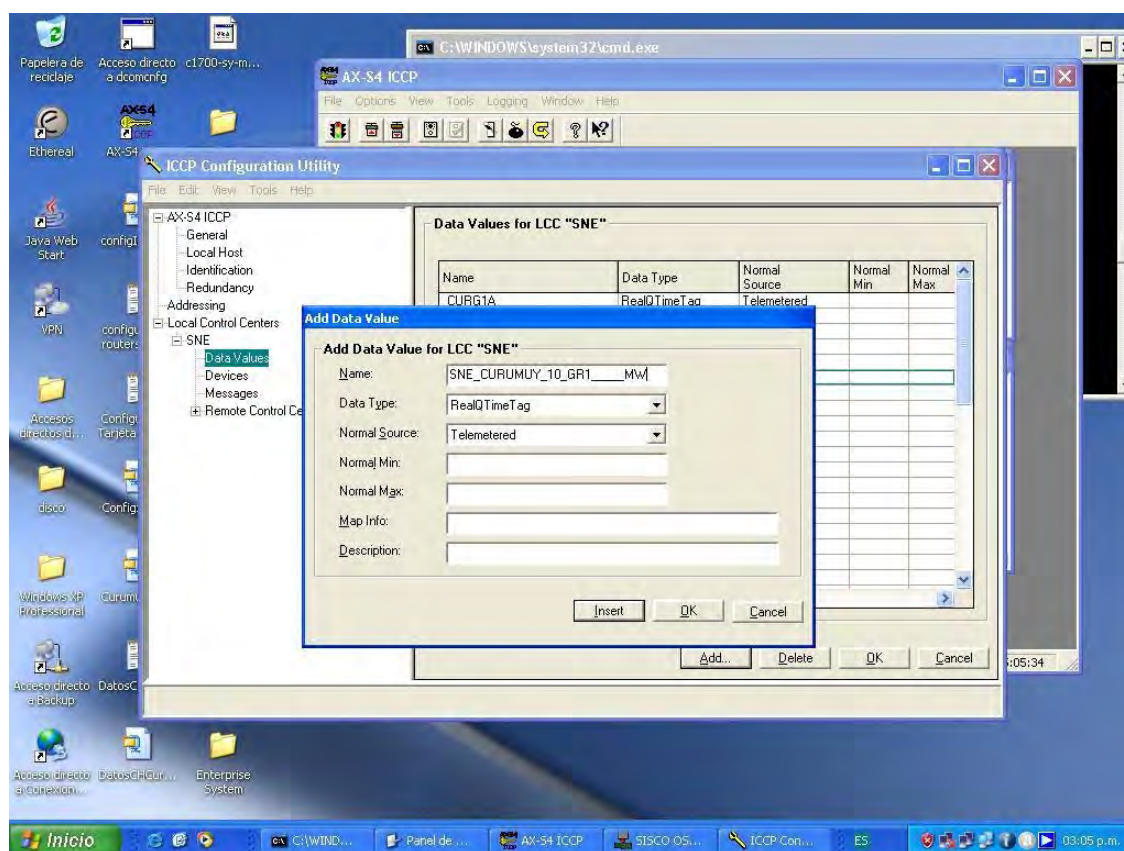
Figura 4.6 Configuración de señales en el SCADA direccionando a server ICCP



Configuración de Nuevo Block (Dato) enlazado al Servidor ICCP Curumuy, con nombre aprobado.

Las señales previamente han debido ser agregadas y configuradas en el servidor ICCP.
En gráficos siguientes se muestra las señales agregadas:

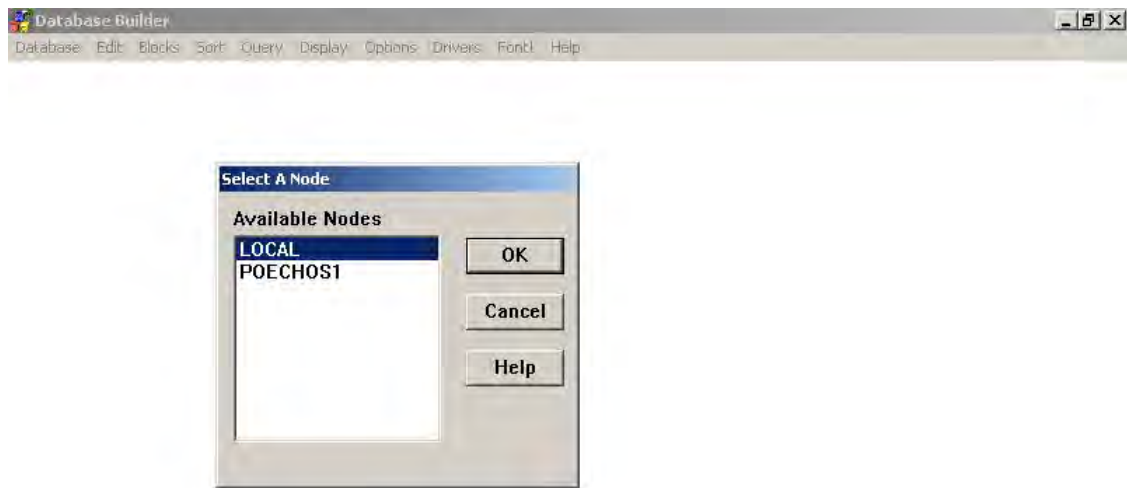
Figura 4.7 Configuración de señales en el servidor ICCP

**Señal agregada a Servidor ICCP con Nombre aprobado**

4.1.5 Configuración de señales en CH Poechos

Las señales fueron configuradas desde el momento de la instalación del SCADA. Las señales requeridas de CH Poechos son enviadas al SCADA de CH Curumuy, mediante un intercambio entre nodos que el software Intellution permite. La PC del SCADA de CH Poechos se integra a la red del SCADA de la CH Curumuy mediante una conexión VPN, y haciendo uso de la red wireless de SINERSA.

Figura 4.8 Nodos disponibles en CH Curumuy



Nótese los dos nodos disponibles LOCAL (Base de Datos del SCADA de Curumuy) y POECHOS1 (Base de Datos del SCADA de CH Poechos I)

4.1.6 Comunicaciones entre SCADAs CH Curumuy – CH Poechos

Como indicamos en el párrafo anterior para comunicar estos dos SCADAs, que finalmente es comunicar 2 PCs se utilizó la red wireless ya instalada.

El servidor de SINERSA, tiene una tarjeta de red adicional que está conectada a la red del SCADA de Curumuy.

Este mismo servidor brinda el servicio VPN hacia esta red.

En CH Poechos el SCADA, se comporta como un cliente de este servidor VPN, de modo que una vez conectado a la red, este ya se encuentra dentro de la red SCADA de CH Curumuy.

El software I Fix – Fix logra ver el nodo de Curumuy como nodo de su red SCADA y permite el intercambio de información.

4.1.7 Configuración entre el SCADA de Curumuy – Servidor ICCP

Para esta configuración se han elaborado 2 alternativas según la ubicación del servidor ICCP.

4.1.7.1 Servidor ICCP en Lima.

Con esta ubicación se planteó el esquema y uso de la red VPN de SINERSA. El servidor ICCP, trabajaba como cliente VPN de esta red, de tal forma que ingresaba a la red SCADA, pudiendo su dirección ser reconocida desde el driver OPC del SCADA de Curumuy.

Esta configuración hace uso de Internet, para poder desde Lima conectarse a la VPN de SINERSA.

Ver gráfico de Alternativa N° 1

4.1.7.2 Servidor ICCP en Curumuy

Esta ubicación no hace uso de la red VPN, pues directamente la PC que contiene el servidor ICCP se conecta al switch de la red scada.

Ver Gráfico de Alternativa 2.

4.1.8 Configuración entre Servidor ICCP SINERSA y Servidor ICCP COES.

Esta configuración también depende de la ubicación del servidor ICCP de SINERSA.

4.1.8.1 Servidor ICCP en Lima

Con esta ubicación se utilizó un enlace dedicado en fibra óptica mediante servicio de TELMEX, entre la oficina de SINERSA en Lima y el centro de control de COES.

4.1.8.2 Servidor ICCP en Curumuy

Esta ubicación utiliza un enlace satelital mediante servicio de la empresa Global Croosing, entre el servidor ICCP en Curumuy y el servidor ICCP de COES.

4.2 Evaluación de las alternativas de solución

Las alternativas evaluadas tal como se indicó al inicio son:

4.2.1 Centro de control de SINERSA en Lima (Servidor ICCP en Lima)

Esta alternativa fue la implementada y estuvo en operación inicialmente, se ha usado aproximadamente un año y meses.

La única ventaja que presentó esta alternativa inicialmente fue: que el costo del enlace dedicado entre servidor de SINERSA y del COES era mucho menor que un enlace satelital entre Curumuy y COES. Además en un inicio COES no aceptaba enlaces satelitales entre servidor de integrante y servidor del COES.

Las desventajas encontradas eran las siguientes:

- Al depender de Internet, la calidad del enlace era muy mala, el enlace se caía muchas veces.
- La salida a Internet del servidor que da el servicio VPN, depende de un enlace entre Curumuy y Piura, este enlace se cae frecuentemente, esto hacía que el servicio VPN entre el servidor ICCP de Lima y Curumuy se caiga, por lo que servicio se interrumpía.
- El mantenimiento y restitución muchas veces implicaba viaje de personal de Piura a Lima.
- No existe personal de operación en Lima que verifique funcionamiento del enlace.
- El hecho de tener el servidor ICCP con necesidad de salida a Internet, implica una vulnerabilidad del sistema a intrusiones externas.

4.2.2 Centro de control en CH Curumuy (Servidor ICCP en Curumuy)

Con la disminución de los costos del servicio satelital y con la aceptación por parte del COES de enlaces de este tipo, esta alternativa fue evaluada y puesta en aplicación.

Esta alterativa presenta las siguientes ventajas:

- No depende de Internet para el enlace entre COES – SINERSA
- Al no depender del enlace Piura – Curumuy el número de interrupciones por este problema desaparece.
- El mantenimiento y operación se hace localmente.
- La vulnerabilidad disminuye al no estar expuestos a Internet.

4.3 ESTIMACION DE COSTOS Y/O GASTOS REALIZADOS

PRESUPUESTO DE INSTALACION									
PROY. ENLACE DE DATOS DESDE CENTRO CONTROL SINERSA Y EL CENTRO DE CONTROL DEL COES									
PART	DESCRIPCIONES	ALTERNATIVA 1				ALTERNATIVA 1			
		METRADO		PRESUPUESTO		METRADO		PRESUPUESTO	
		UNID	CANT	PREC. UNIT	PREC. TOTAL	UNID	CANT	PREC. UNIT	PREC. TOTAL
A	SUMINISTRO DE MATERIALES/SOFTWARE Y EQUIPOS								
A.1	EQUIPO								
A.1.1	Computador personal de escritorio	UN	1	1000,00	1000,00	UN	1	1000,00	1000,00
A.1.2	AX-S4 ICCP Development License	UN	1	7500,00	7500,00	UN	1	7500,00	7500,00
A.1.3	Renewal of support and maintenance (AX-S4 ICCP)	UN	1	2500,00	2500,00	UN	1	2500,00	2500,00
A.1.4	GPS	UN	1	3986,50	3986,50	UN	1	3986,50	3986,50
A.1.5	UPS APC 1000VA	UN	0	291,55	0,00	UN	1	291,55	291,55
A.2	CABLES Y OTROS								
A.2.1	Cable Ethernet Cat - 5	M	50,00	1,00	50,00	M	50,00	1,00	50,00
A.3.2	Materiales accesorios	GLB	1	50,00	50,00	UN	1	50,00	50,00
B	SERVICIO DE COMUNICACIONES (TERCEROS)								
B.1	Instalación de servicio enlace local IP - TELMEX	UN	1	1112,70	1112,70	UN	0	1112,70	0,00
B.2	Pago mensual de enlace TELMEX	UN	1	416,50	416,50	UN	0	416,50	0,00
B.3	Instalación enlace Satelital - Global Crossing	UN	0	892,50	0,00	UN	1	892,50	892,50
B.4	Pago mensual de enlace satelital - Global Crossing	UN	0	660,45	0,00	UN	1	660,45	660,45
C	SERVICIO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO								
C.1	Instalacion de software servidor ICCP y configuracion	HH	6	10,00	60,00	UN	6	10,00	60,00
C.2	Configuración de señales	HH	24	15,00	360,00	UN	24	15,00	360,00
C.3	Configuración de Red Inalámbrica	HH	24	20,00	480,00	UN	24	20,00	480,00
C.4	Configuración de ROUTER Lima - Conexión VPN	HH	12	20,00	240,00	UN	0	20,00	0,00
C.5	Configuración de Servidor Red Local	HH	0	20,00	0,00	UN	1	20,00	20,00
C.6	Operación	HH	10	10,00	100,00	UN	0	10,00	0,00
C.7	Mantenimiento	HH	10	10,00	100,00	HH	0	10,00	0,00
C.8	Interrupciones del servicio	HM	12	10,00	120,00	HM	5	10,00	50,00
COSTOS TOTALES									
		ALTERNATIVA 1		18075,70		ALTERNATIVA 2		17901,00	

Capítulo 5

Metodología de adecuación

El presente capítulo pretende describir en forma resumida y paso a paso una metodología genérica que debe seguir una empresa integrante del SEIN, para cumplir con la Norma y conectarse a la RIS del COES.

5.1 Definición de señales a transmitir

Como primer paso consideramos necesario establecer contacto con COES para definir las señales que el CC de COES requerirá del proyecto. Para ello será necesario alcanzar los diagramas unifilares de la instalación y de su conexión al SEIN.

Es recomendable realizar una reunión de coordinación. Fruto de esta reunión se debe definir las señales a transmitir, de ser posible se deben definir los nombres de las señales según la sintaxis de COES indicada en el Anexo E.

Un acta debe dejar sentado los acuerdos finales de esta reunión.

5.2 Verificación de señales aprobadas en instalación

Definidas las señales aprobadas, se debe verificar disponibilidad de las mismas.

Si el proyecto está en ejecución se debe incluir en “ejecución de proyectos”; si el proyecto ya existe se debe comprobar existencia de señales y de ser necesario implementar los dispositivos necesarios o conexiones necesarias para adquirir y tener disponibles las nuevas señales.

Este análisis nos ayudará a definir un cronograma de nuestra conexión a la RIS.

5.3 Solicitar formalmente conexión a la RIS

Definido el ítem 5.1. se debe solicitar formalmente la conexión a la RIS, vía el formato indicado en el Anexo A.

Básicamente se brinda información de contacto de la empresa solicitante, datos de la aplicación y algunos requerimientos de conformidad.

5.4 Selección /adquisición de software y hardware servidor ICCP

Definir el software servidor a utilizar, definir el Hardware necesario. Para ello deben primar criterios técnico económicos. Experiencias de empresas integrantes conectadas a la RIS puede ser de ayuda en este paso.

Aquí debe definirse / adquirirse el equipo para sincronización de tiempo (GPS).

5.5 Definición de la topología de la Red a usar para conectarse a la RIS

Dependiendo de la ubicación del centro de control del integrante a conectarse, se debe definir el medio de enlace entre el servidor ICCP del integrante y el ICCP del COES.

La conexión vía una línea dedicada, pensamos que siempre será la mejor opción, sin embargo en aquellos puntos donde ésta no esté disponible entre integrante y COES, la alternativa satelital es otra opción disponible.

En este punto toda la información de las instalaciones debe estar disponible en el Centro de Control del Integrante a conectarse.

En esta etapa debe definirse el medio alternativo para el ICCP de respaldo.

Una vez definida la topología de la red, adquiridos los servicios para medio de enlace e instalados los equipos necesarios, se debe hacer las pruebas respectivas de conexión, vía un “pinging” entre servidores.

5.6 Configuración del servidor ICCP

Una vez adquirido el software y hardware servidor ICCP, luego de instalado el software, se debe proceder a configurar las interfaces de red del hardware. Para ello COES debe definir las direcciones a configurar y los parámetros del servidor.

El Anexo B. Información para la configuración del servidor ICCP, indica estos parámetros.

5.7 Configuración de señales

En esta etapa se deben agregar las señales en el servidor ICCP, según el formato y nombre aprobado y coordinado con COES.

En el SCADA del Centro de Control del Integrante, se debe enlazar toda la data a transmitir con el servidor ICCP. Normalmente debe ser necesario instalar y configurar los drivers necesarios en el SCADA para realizar este enlace de datos.

Se debe comprobar que el envío de datos desde el SCADA hacia el servidor ICCP se realice correctamente. Para esto, el software servidor ICCP, debe tener aplicación para esta prueba.

5.8 Solicitar prueba de envío de datos a COES

En esta etapa y superado con éxito el paso anterior se debe solicitar al COES una prueba de funcionalidad del enlace.

El COES debe ya haber configurado las señales en su servidor.

El Anexo C. Pruebas de funcionalidad y disponibilidad de las transferencias ICCP al COES-SINAC (NTCOTR), define las pruebas a realizar y el protocolo a seguir.

Superadas las pruebas funcionales iniciales (ítem 3 del Anexo C.) se debe pasar a la prueba de conexión de 21 días (504 horas) y garantizar una disponibilidad del 99,9%, es decir la conexión no debe romperse por más de 30'14'' en 21 días.

Superada esta etapa se tiene el enlace aprobado y funcionando, quedando para monitoreo y control.

A continuación adjuntamos los anexos mencionados en las diferentes etapas.

Anexos

ANEXO A

Formulario de solicitud de conexión a la RIS

Proceder como se indica a continuación:

1. El futuro integrante de la RIS debe completar y enviar el formulario “Solicitud de Conexión a la RIS”, antes de empezar a operar en el SEIN (Ver el formulario abajo).
2. El Administrador de la RIS revisará el formulario. Si el formulario requiere ser aclarado o ampliado, el Administrador lo hará de conocimiento de la empresa solicitante.
3. La empresa solicitante proveerá el cronograma del proyecto de conexión a la RIS.

Formulario de Solicitud de Conexión a la RIS	
<i>Sección A – Información de contacto</i>	
1. Remitente	
2. Nombre del Contacto Técnico	
3. Correo Electrónico	
4. Teléfono y/o Celular	
5. Portador de Servicios de Datos (Telecomunicaciones)	
6. Correo Electrónico	
<i>Sección B – Información de la Aplicación</i>	
7. Fecha de conexión de Red	
8. Fecha de Activación	
9. Protocolo(s) usado(s)	
10. Ancho de Banda - Normal:	Pico:
<i>Sección C – Aplicación</i>	
11. ¿El Servidor o cliente está conectado a la red Local Corporativa? Sí/No	
12. ¿El Servidor o cliente está conectado a Internet? Sí/No	
13. Implementación y Pruebas respectivas	
<i>Sección D – Requerimientos Mínimos de Conformidad</i>	

<i>14. Requerimiento Técnicos mínimos del Enlace Principal</i>	<i>Sí</i>	<i>No</i>	<i>Otro</i>
Ancho de Banda mínimo 64 Kbps por EMPRESA			
Soporte de NAT (<i>Network Address Translation</i>) del ruteador (dispositivo de Nivel 3 del OSI ¹⁸)			
Soporte de EIGRP (<i>Enhanced Interior Gateway Routing Protocol</i>) del ruteador (dispositivo de Nivel 3 del OSI)			
Soporte de PPP (<i>Point to Point Protocol</i>) (dispositivo de Nivel 3 del OSI)			
No usa la Internet como infraestructura			
BER (<i>Bit Error Rate</i>) $\leq 1 \text{ E}^{-6}$			
Disponibilidad del enlace $\geq 99.9 \%$ mensual			
Soporte y habilitación por dispositivo de ICMP (<i>Internet Control Message Protocol</i> – PING)			
<i>15. Requerimiento Técnicos del Enlace Secundario (hacia CCC¹⁹)</i>	<i>Sí</i>	<i>No</i>	<i>Otro</i>
Soporta Pico del Ancho de Banda (Sección B)			
BER (<i>Bit Error Rate</i>) $\leq 1 \text{ E}^{-6}$			
Disponibilidad del enlace $\geq 99.9 \%$ mensual			
Soporte y habilitación por dispositivo de ICMP (<i>Internet Control Message Protocol</i> – PING)			
Uso Interno del COES			
16. Prioridad asignada			
17. ¿Las direcciones IP son asignadas por el Administrador de Red o son dinámicas?			
18. Fecha recibida por el COES			

NOTA: Aplicar NAT en EMPRESA, si fuera el caso, de tal manera que para "ver" a los dispositivos desde el COES SINAC a EMPRESA se hará vía ICMP (PING) a las IPs asignadas.

¹⁸ Open System Interconnection

¹⁹ Centro de Control para Contingencias (*Contingency Control Center*)

Es necesario que el Proveedor de Datos de la EMPRESA indique ENCAPSULACION, DLCI, LMI TYPE, VLAN, etc.

Definiciones

Sección A – Información del contacto del solicitante

1. Incorporar la identidad de la entidad que hace el requerimiento.
2. Incorporar el nombre de la persona quien será el punto de contacto del requerimiento.
3. Incorporar la dirección postal de la persona de contacto.
4. Incorporar el número telefónico de la persona de contacto.
5. Incorporar el nombre de la empresa de telecomunicaciones portadora de servicios de datos (enlace principal).
6. Incorporar el correo electrónico de la persona de contacto.

Sección B- Información de la aplicación.

7. Incorporar la fecha de conexión con el CCO- COES. Debe reflejar la fecha de las pruebas necesarias.
8. Incorporar la fecha de inicio de operación programada de la Aplicación.
9. Incorporar el Protocolo requerido para la Aplicación (ejemplo TCP/IP, OSI)
10. Incorporar la proyección del Ancho de Banda requerido para los casos normales y pico.

Sección C – Información de la aplicación y seguridad de red

11. Indicar si el Servidor de Aplicación está conectada a la Red Corporativa.
12. Indicar si el Servidor de la Aplicación está conectado (directamente o indirectamente) a Internet.
13. Si la pregunta 12 es afirmativa, adjuntar la descripción del *firewall* (por ejemplo: *router* con filtros, *firewall* exclusivo, etc.) incluyendo una descripción general de las “reglas de acceso”, “listas de acceso”, etc. configuradas en los ruteadores. También adicionar un diagrama de su red interna mostrando la protección entre la red de la Aplicación y la red Corporativa. Para propósitos de seguridad, la configuración de la Red y del *Firewall* será brindada vía correo electrónico. Toda la información de la Red y del *Firewall* será considerada CONFIDENCIAL.

Sección D – Requerimientos mínimos de conformidad

14. De cumplimiento obligatorio.
15. De cumplimiento obligatorio.

ANEXO B

INFORMACIÓN PARA LA CONFIGURACIÓN DEL SERVIDOR ICCP

<Del Centro de Control del Coordinador>

IP:192.168.x.xx (primario)

IP:192.168.x.xx (secundario)

ARNAME (vcc) : COES_<xxx>

DOMINIO: COES_<xxx>

PSEL: <xx zz>

SSEL: <xx zz>

TSEL: <xx zz>

AP TITLE: <xx y zz>

AP QUALIFIER: <zz>

BILATERAL TABLE VER_0

COES ES EL INICIADOR

ICCPVersion 2000.08

<empresa - enlace Primario>

IP:192.168.xx.xx (primario)

IP:192.168.xx.xx (secundario)

ARNAME (vcc): <sigla de empresa “xxx”>

DOMINIO: <xxx>

PSEL: <mm nn>

SSEL: <mm nn>

TSEL: <mm nn>

AP TITLE: <mm p nn>

AP QUALIFIER: <nn>

BILATERAL TABLE VER_0

ICCPVersion 2000.08

<empresa – enlace de respaldo>

Número1 COES	2124106
Número2 COES	2125087
Encapsulación	PPP
Switch	Basic Net 3
Autenticación	PPP CHAP
BW	128
IP Wan COES	10.0.20.2 255.255.255.0
IP Wan EGASA	10.0.20.1 255.255.255.0
Nombre COES	RCoes_CReal
Nombre <empresa>	
Número <empresa>	
Usuario <empresa>	<xxxxx>
Clave	<xxxxxx>

ANEXO C

Pruebas de funcionalidad y disponibilidad de las transferencias ICCP al COES-SINAC (NTCOTR)

<nombre empresa>

1 Configuración del protocolo ICCP

El protocolo y los principales parámetros que deben ser usados para el envío de la información en tiempo real, son los siguientes:

- Protocolo: Protocolo ICCP, fase 2 versión 2000-08.

Los parámetros principales para establecer la conexión vía el protocolo ICCP son:

Bloques: Bloques 1 y 2.

Estableciendo Asociaciones ICCP: COES inicia la conexión.

Puerto TCP: Para el ICCP se usa el puerto TCP: 102.

2 Documentación adicional

Como documentación adicional, la empresa entregará al COES, la siguiente información acerca de la configuración de su SCADA:

- Descripción del proceso de etiquetado de tiempo de todas señales. *Sí /No*
- Valores de banda muerta del SCADA. *Sí /No*

3 Requerimientos de las transferencias vía protocolo ICCP AL COES – pruebas funcionales

3.1 Verificación de las señales (Valor/estampa de tiempo/calidad)

Se deben hacer pruebas de valor y calidad por cada señal.

- Señales configuradas soportan actualización por excepción

Cumple Sí /No Comentario:

3.2 Estampa de tiempo

La sincronización del “*TimeTag*” será con referencia del tiempo UTC a través del GPS.

Cumple Sí /No Comentario:

3.3 Valor/signo de las señales

Los valores de estado:

10XXXXXX : cerrado

01XXXXXX : abierto

11XXXXXX : en tránsito

00XXXXXX : error

Los valores analógicos de flujo (medidas):

+ positivo cuando salen de la barra.

- negativo cuando ingresan a la barra

Cumple Sí /No Comentario:

3.4 Conexión automática

Ante una caída (se simula para las pruebas) del enlace ICCP, el/los servidores ICCP de la empresa deberá reconectar automáticamente y en un tiempo no mayor de 10 segundos.

Cumple Sí /No Comentario:

3.5 Conmutación a servidor secundario y servidor de respaldo

El COES dispone en el Centro de Control principal 2 servidores ICCP: primario y secundario y 1 servidor ICCP de respaldo en el Centro de Control de Respaldo.

- Ante la caída del servidor ICCP principal del COES, los servidores ICCP de las empresas permitirán la conexión del servidor secundario del COES (solo uno en un determinado instante).

Cumple Sí /No Comentario:

- Ante la caída del Servidor Principal de la EMPRESA, los servidores ICCP del COES deben conectarse sin problemas al servidor secundario.

Cumple Sí /No Comentario:

- Ante la caída de la línea principal entre los centros de control, los servidores ICCP de del COES y las empresas deben conectarse por la línea alterna al centro de Control de respaldo del COES.

Cumple Sí /No Comentario:

3.5 Estabilidad de la asociación

Se deben hacer pruebas de Paradas y Arranques (al menos 5 pruebas) del servicio ICCP en ambos lados, se deberá re-establecer la asociación en forma automática.

Cumple Sí /No Comentario:

4 Requerimiento de prueba de disponibilidad (definición)

La aceptación de las transferencias se hará luego de haber completado un periodo de 21 días continuos de operación (504 horas, a partir del cumplimiento de las pruebas indicadas en el numeral 3), durante el cual debe registrarse una transferencia efectiva continua durante el 99.9% del periodo evaluado, medido en el servidor ICCP del COES.

5 Comentarios

<Los que correspondan>

6 Resultados

<Los que correspondan>

Lugar de las Pruebas: Sede del COES-SINAC- Piso 15

Fecha de las pruebas funcionales: <...>

Fecha de término de la prueba de disponibilidad (periodo de 21 días): <...>

San Isidro <...>

ANEXO D

Establecimiento de una conexión ICCP de prueba

Para el envío de un nuevo grupo de señales solicitadas por el Coordinador, en el caso en que la empresa eléctrica ya cuente con un enlace y transferencia de señales ICCP en operación, se procederá de la siguiente manera:

1. La empresa eléctrica cursará una comunicación simple vía correo electrónico (*e-mail*) u otro medio alternativo al Administrador de la RIS, notificando el envío de nuevas señales medidas o estados. Se adjuntará como parte del acta acordada con el Coordinador, los códigos ICCP correspondientes a este nuevo grupo de señales.
2. Se creará dentro de la conexión ICCP existente, un nuevo grupo de *transfersets* para el alojamiento de las nuevas señales.
3. Se procederá con las pruebas de disponibilidad para el nuevo grupo de señales. Las pruebas funcionales ya no se requerirán puesto que el servidor ICCP y enlace de comunicaciones de la empresa solicitante, ya deben haber cumplido con dichas pruebas.
4. De lograrse un resultado positivo para el nuevo grupo de señales, el Administrador de la RIS comunicará vía correo electrónico (*e-mail*) u otro medio alternativo la conformidad.

ANEXO E

Recomendaciones para la codificación de los registros ICCP en la RIS

El propósito de la presente recomendación es el de lograr una codificación nemotécnica que ayude a la fácil identificación de la procedencia y significado de los registros ICCP, con el fin de facilitar la operaciones de configuración y mantenimiento de los servidores ICCP de la RIS.

Lineamientos:

- Caracteres usados son alfanuméricos: [A...Z] [0..9]; máscara: AAAABBBBBBBBCCCCDDDDDDDEEEEE
- Los campos indicados de A al E deben indicarse con anchos determinados como se indica a continuación:
 - A. **Empresa:** <4 caracteres> (ejm San Gaban: SGB_)
 - B. **Sub. Estación/Central:** <8 caracteres> (ejm SAN RAFAEL: SRAFAEL_)
 - C. **Nivel de Tensión:** <3 caracteres> (ejm 220, 60_)
 - D. **Equipo:** <8 caracteres> (ejm Linea 1009: L1009___)
 - E. **Unidad de Ingeniería o Tipo:** (MW,MVAR, AMP, KV, INT, SEC, M, M3, M3PS, AL, PTAP, RPM, HZ, C)
- En caso el contenido de un campo tenga menos caracteres que los antes indicados, los espacios faltantes se completarán con caracteres '_' a la derecha. Esto se cumple excepto para el campo E.

Ejemplos:

- SGB_SRAFAEL_220L1009___MW

El administrador de la RIS

Capítulo 6

Análisis comparativo de la norma

El presente capítulo pretende realizar una descripción con fines de comparar la situación de Perú respecto a otros países en lo que se refiere a operación en tiempo real de sus respectivos sistemas eléctricos nacionales.

Se verificará si existe normativa específica o si está incluida en una normativa general.

6.1 Situación de Brasil

6.1.1 Sector eléctrico

El marco regulatorio vigente de este país data desde el año 2004, con la Ley 10.248. Esta Ley se propone establecer reglas claras, estables y transparentes que posibilitan una efectiva garantía de suministro para un mercado en expansión permanente de las actividades intrínsecas al sector. La Ley pretende también una justa remuneración de las inversiones y una universalización de los accesos al los servicios.

Esta Ley y sus Decretos consecuentes trajeron nuevos horizontes de inversión tanto en generación, transmisión y distribución. La Ley tiene como meta alcanzar los siguientes objetivos:

- Promover una módica tarifa. Para lo cual utiliza como principal instrumento la subasta para la contratación de energía para las distribuidoras con el criterio de la menor tarifa.

- Garantizar una seguridad de suministro. Para lo cual se basa en un mejor y más seguro suministro además de tener un marco regulatorio estable.
- Eficiente construcción de nuevos proyectos. Para lo cual se realizan subastas específicas para la contratación nuevas empresas para generar energía, celebración de contratos de largo plazo entre distribuidores y los ganadores de las subastas, una licencia ambiental previa para los nuevos proyectos hidroeléctricos candidatos.

Estas medidas permiten reducir los riesgos al inversionista y posibilita el financiamiento de los proyectos a unas tasas atractivas beneficiando así al consumidor.

Dentro de las medidas para un marco regulatorio estable se requiere tener definidas claramente las funciones de los agentes institucionales, así el nuevo modelo hace lo siguiente:

- Aclara el papel estratégico y rector del Ministerio de Minas y Energía.
- Fortalece las funciones de regulación, supervisión y mediación de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Aneel).
- Organiza las tareas de planificación de la expansión, operación y comercialización.

En este marco la entidad responsable de la coordinación y control de la operación de las instalaciones de generación y transmisión de la energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional de Brasil es el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS).

6.1.2 Operador nacional del sistema eléctrico

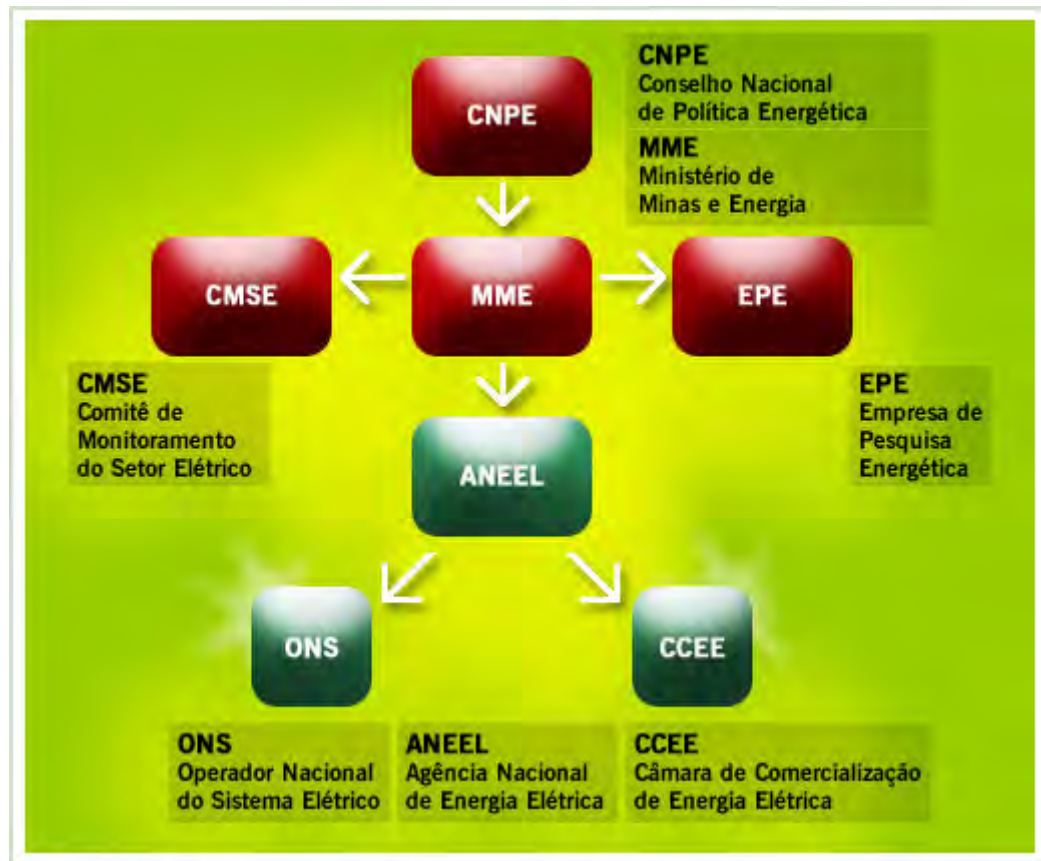
El ONS es una entidad de derecho privado, sin fines de lucro, creada en 1998 y es responsable para la coordinación y control de la operación de las instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Brasil

Esta entidad es fiscalizada por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

El operador tiene miembros asociados y miembros participantes. Los miembros asociados son agentes de generación con centrales despachadas de forma centralizada, son los agentes de transmisión y distribución integrantes del SIN, agentes importadores y exportadores y consumidores libres con activos conectados a la Red Básica

Los miembros participantes son generadores que no despachan centralizadamente y aquellos pequeños distribuidores (energía por debajo de 500 GWh/año). ENOSA (660 GWh en el 2007)

La ONS tiene unas relaciones con los demás participantes principales del suministro eléctrico nacional de Brasil, tal como se aprecia en la figura 6.1.:

Figura 6.1: Instituciones del actual modelo sectorial

6.1.3 Normatividad aplicada a operación en tiempo real

En cuanto a normatividad la ONS define la forma de enlazarse, la información a enviar, etc. A través de los “Procedimientos de Red”, estos procedimientos están organizados en módulos. Entre los módulos que rigen el enlace al Centro de Control Nacional por parte de los agentes tenemos los siguientes:

Submódulo 2.7 – Requisitos del sistema de telecomunicaciones.

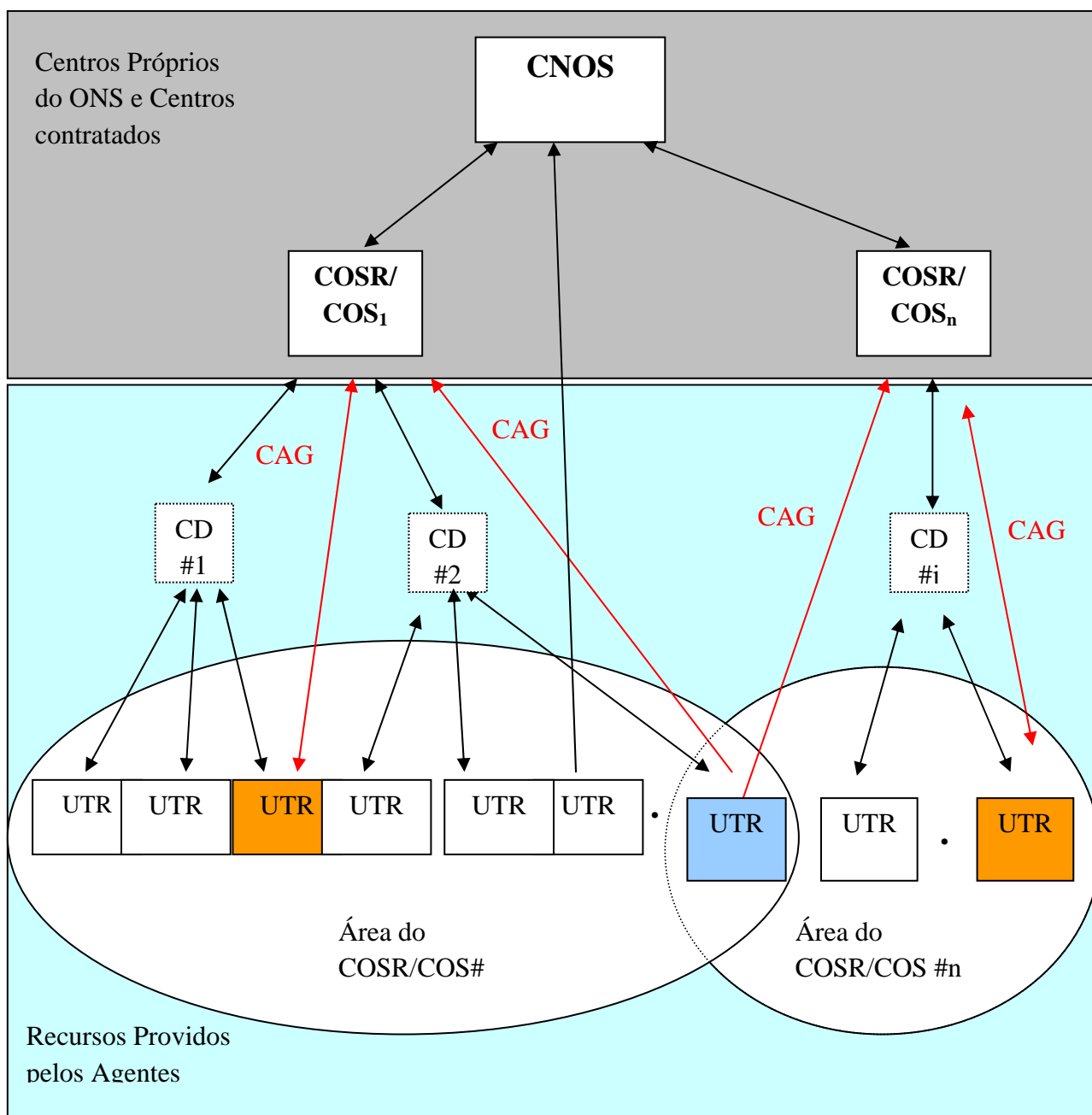
Submódulo 3.6 - Requisitos para ingreso a Red Básica.

Submódulo 10.2 – Jerarquía operacional.

Submódulo 10.19 – Requisitos de Telesupervisión para Operación

En la figura 6.2 siguiente se aprecia la organización de como está dispuesto el enlace de datos

Figura 6.2: Estrutura de supervisión y control



En lo que respecta a los protocolos utilizados, en el Submódulo 10.19 se indica que los protocolos deben ser compatibles con los actualmente usados pero que debe estandarizarse a los siguientes:

- Para comunicación con remotas : IEC 870-5-101/104 o DNP V3.0
- Para la interconexión entre centros de control : ICCP

6.2 Situación de Colombia

6.2.1 Sector eléctrico

El sector eléctrico colombiano, sufre reformas en julio de 1994, con la Ley 142 servicios públicos domiciliarios y la Ley 143 Eléctrica.

Se modifica el papel del estado a funciones de: Dirección, regulación y control y vigilancia.

Se plantea mejorar la eficiencia mediante: Precios económicos (tarifas competitivas), mejorar la confiabilidad, la calidad y la cobertura.

Se propone también introducir la competencia y vincular el capital privado con estado no empresario.

6.2.2 Estructura institucional

La estructura institucional del sector eléctrico se muestra en siguiente ilustración.

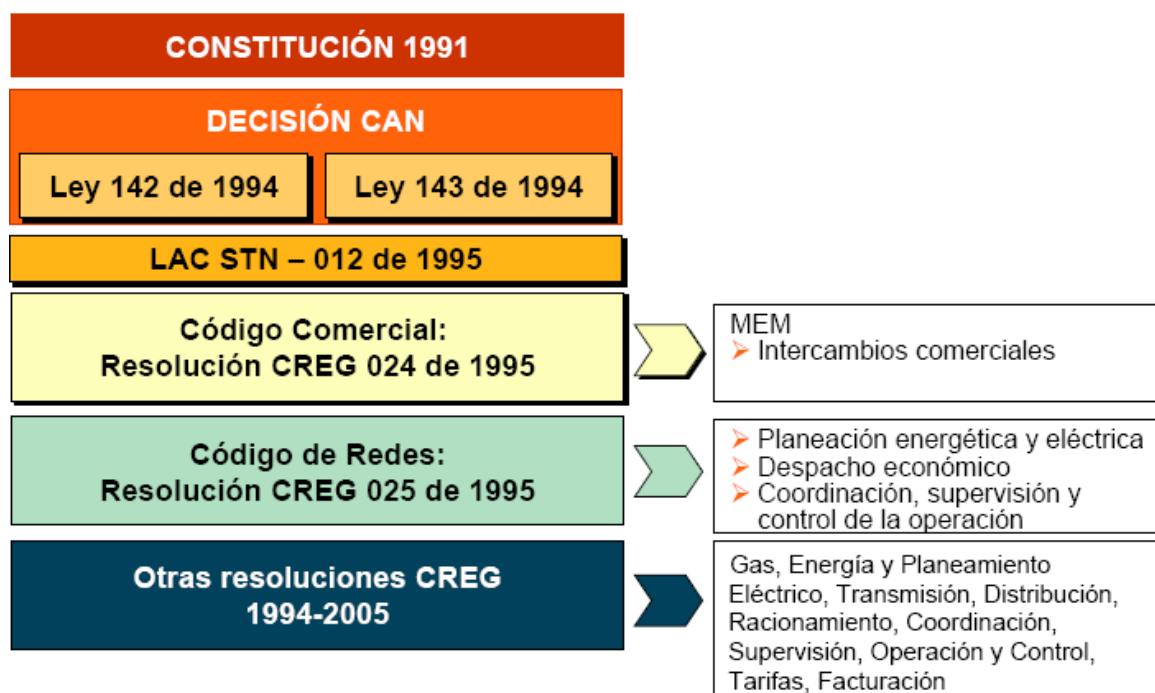
Figura 6.3 Estructura del sector eléctrico colombiano



6.2.3 Marco regulatorio

En lo que respecta al marco regulatorio, la ilustración siguiente nos esquematiza el mismo

Figura 6.4 Marco regulatorio colombiano



6.2.4 El Código de Redes

Como puede verse en ilustración anterior el Código de Redes es donde se define la coordinación, supervisión y control de la operación.

La resolución CRGE 025 de 1995 y sus modificatorias definen los requisitos que son objetivo del presente trabajo:

La parte 118 – Anexo CC.3 Requisitos técnicos de telecomunicaciones.

La parte 148 – Anexo CC.6 Requisitos técnicos del sistema de supervisión y control

En la parte 118, se indica que el Transportador, CND o CRD, define el tipo de interfaz entre la RTU y el módem (lado de datos) y el punto de acceso a su red de telecomunicaciones (tonos y datos). Define también una velocidad mínima de 200 Bd.

(https://www.superservicios.gov.co/basedoc/docs/resoluciones/r_creg_0025_1995.html#118)

En la parte 148, se define el sistema de control mediante un CND (Centro Nacional de Despacho) , CRDs (Centros Regionales de Despacho) y RTUs.

Entre el CND y CRD el intercambio de información se hace a través de enlaces entre centros de despacho. Estos enlaces deben utilizar el protocolo de comunicaciones acordado entre el CND y los CRDs. Actualmente se utiliza el protocolo de intercambio de información:

"Intercentre Data Exchange Protocol NCC-MCC" de Asea Brown Boveri (ABB) basado en X.25.

Si el enlace entre el CND y el CRD no funciona de acuerdo con los siguientes parámetros:

Calidad del canal 1×10^{-6} bits en error

Disponibilidad promedio semanal mayor del 97 %

Tiempo máximo de desconexión de dos semanas

El CND podrá instalar en el sitio una RTU de su propiedad que le permita la supervisión directa de esa parte de la red.

El protocolo de comunicación usado para el intercambio de información entre el CND y los CRDs podría ser modificado en el futuro, previo acuerdo entre el CND y los CRDs, por otro protocolo que cumpla con estándares internacionales utilizados en la conexión entre centros de despacho.

6.3 Situación de Bolivia

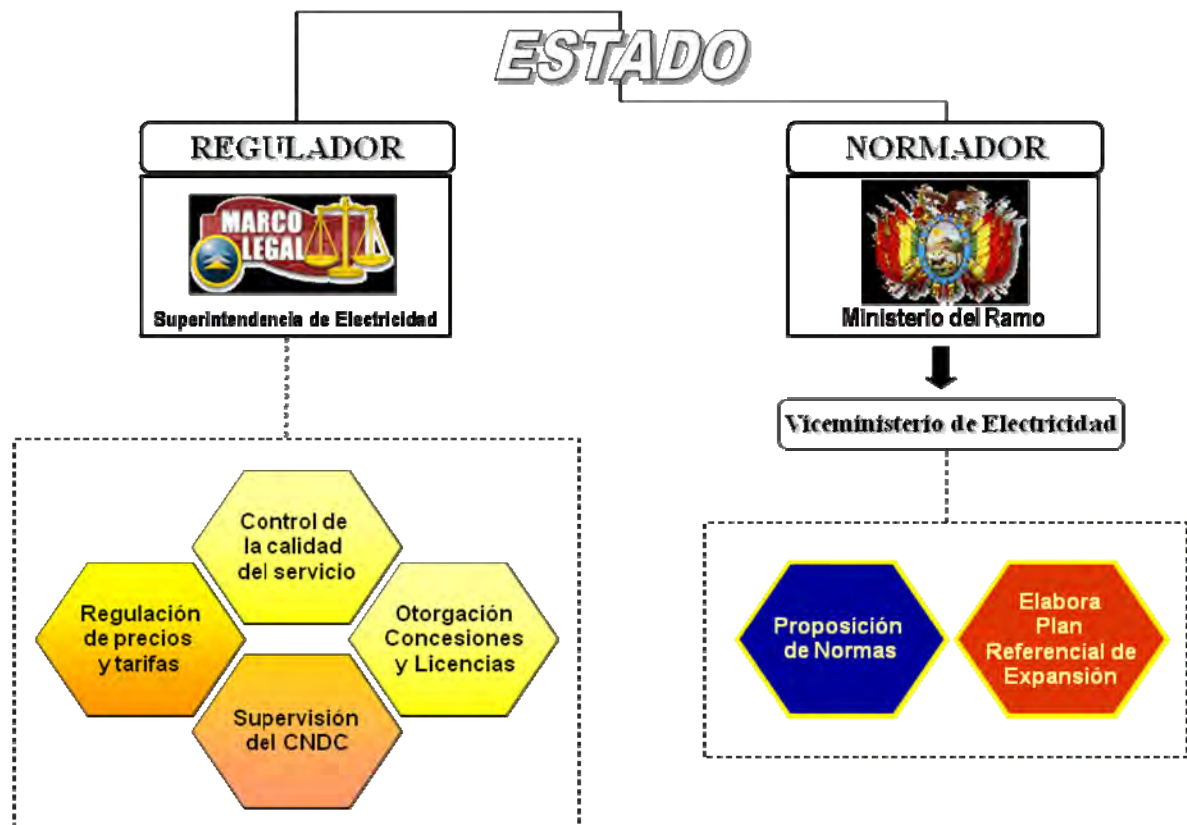
6.3.1 Sector Eléctrico

En Bolivia desde la promulgación de la Ley de Electricidad vigente, las instituciones públicas más importantes del sector eléctrico boliviano son:

- Viceministerio de Electricidad, Energías Alternativas y Telecomunicaciones (VMEEAT), dependiente del Ministerio de Servicios y Obras Públicas (desde marzo 2003). Este es un ente normador, encargado de la formulación política eléctrica del país y de definir las regulaciones.
- Superintendencia de Electricidad (SDE). Ente que aplica las políticas y regulaciones que establece el VMEEAT. Además tiene funciones de protección de derechos de los consumidores, protege la competencia en el sector, otorga concesiones y licencias, vela por el cumplimiento de las obligaciones y derechos de los titulares de las concesiones y licencias, supervisa al CNDC y finalmente cumple y hace cumplir la ley y sus reglamentos.
- Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). Ente encargado de administrar el mercado mayorista. Controla las operaciones del SIN, despacha la carga de energía en tiempo real y al mínimo costo. Encargado de calcular los precios de Nodo del SIN y determina los modelos matemáticos que explican el flujo de electricidad en el sistema.
- Asociación Nacional de Empresas Eléctricas (ANELEC). Es la agrupación de actores privados que generan, transportan, distribuyen y consumen la energía eléctrica.

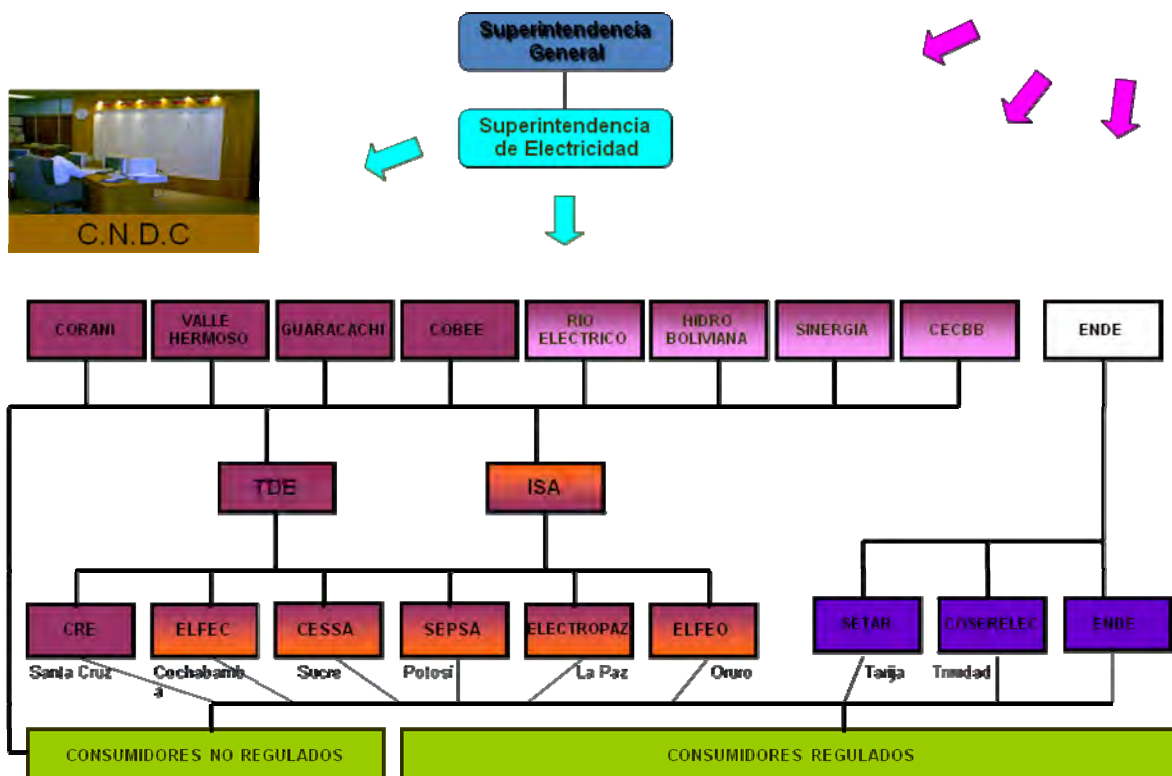
El esquema general del sector eléctrico luego de la reforma se puede apreciar en el siguiente gráfico:

Figura 6.5 Sector eléctrico boliviano



Así mismo en el gráfico siguiente puede apreciarse todos los actores del sector eléctrico boliviano:

Figura 6.6 Actores del sector eléctrico boliviano



6.3.2 Marco regulatorio

En Bolivia, el instrumento legal más importante del sector eléctrico es la Ley de Electricidad (LDE) N°1604 de 1994. Esta ley busca:

- Incrementar la eficiencia del sector eléctrico.
- Introducir la competencia.
- Fomentar las inversiones.

Esta ley redefine los roles de los participantes de la forma como se ha descrito en los párrafos anteriores, siguiendo las tendencias internacionales.

La ley tiene 12 reglamentos y además existen más de 30 Normas aplicadas a la Industria Eléctrica y al Centro Nacional de Despacho de Carga.

6.3.3 Normatividad aplicada al control en tiempo real

Dentro de las normas aplicadas al control en tiempo real se encuentra las siguientes:

- Norma Operativa 4 : Operación en Tiempo Real – SSDE 075/03 (12-06-2003)

- Norma Operativa 11: Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN – SSDE 123/01 (02-08-2001)
- Norma Operativa 30: Requisitos técnicos mínimos para proyectos de generación y transmisión – SSDE 162/07 – (17-05-2007)

Las normas indican los procedimientos de de coordinación para la operación en tiempo real.

La Norma 30 indica que las instalaciones de generación deben enviar información hacia el SCADA del CNDC, pero no indica claramente desde qué potencia existe esta obligación. Tampoco se especifica en la normatividad existente el protocolo de comunicaciones a utilizar.

6.4 Situación de México

6.4.1 Sector Eléctrico

De acuerdo con la legislación vigente en México, es el gobierno mexicano el que mantiene la facultad exclusiva de generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer de energía eléctrica que tenga por objeto el servicio público.

Las empresas encargadas de estas actividades son:

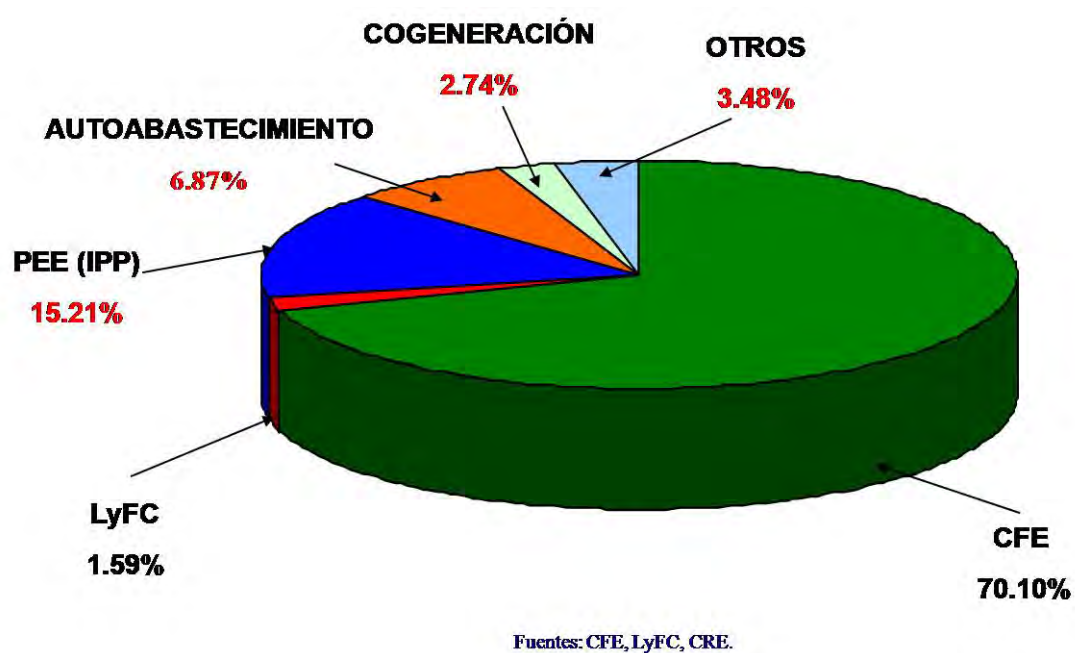
- Comisión Federal de Electricidad (CFE) para casi todo el país.
- Luz y Fuerza del Centro (LFC), para el área de la ciudad de México y zonas cono urbanas.

Sin embargo ante el gran incremento de demanda, desde 1992, se hizo una modificación a la legislación vigente para permitir el ingreso de inversionistas privados en la generación de electricidad pero para cubrir los siguientes requerimientos:

- Productores externos de energía.
- Autoabastecimiento
- Cogeneración
- Pequeños productores
- Exportación e importación

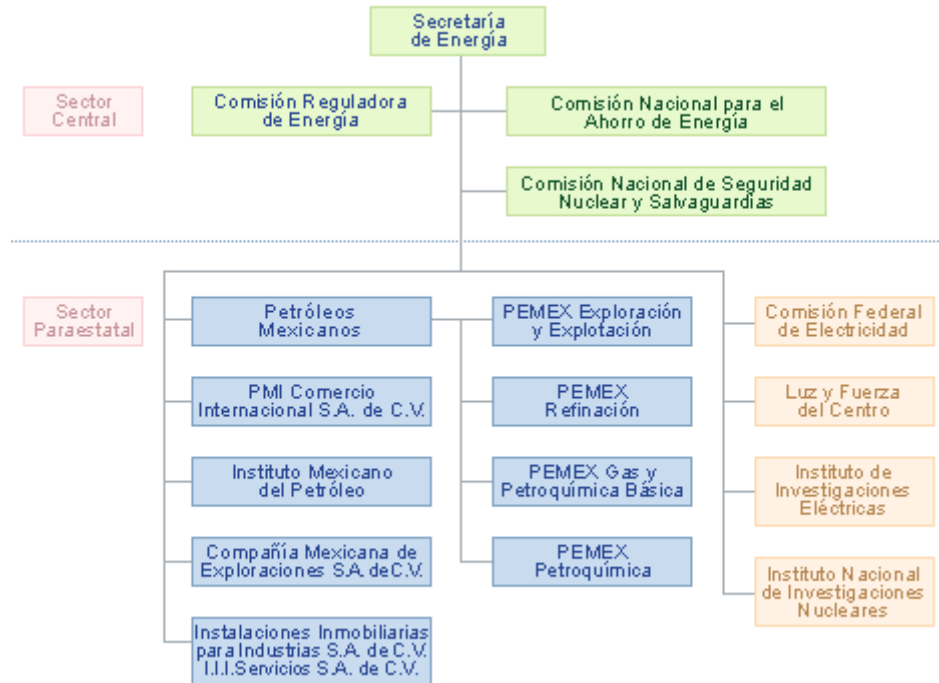
La distribución de la generación se puede apreciar en el gráfico siguiente.

Figura 6.7 Distribución de la generación.



En el gráfico siguiente se puede apreciar la organización del sector energético mexicano:

Figura 6.8 Organización del sector eléctrico



6.4.2 Marco regulatorio

El marco regulatorio se basa principalmente en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento.

Además de la Ley y su Reglamento, existen diferentes Decretos y Acuerdos para normar asuntos específicos.

No se encuentra o posiblemente no esté a disposición la normatividad vigente relacionada con la operación en tiempo real del sistema.

Posiblemente debido a que no está autorizado el ingreso directo de generadores a la generación para servicio público.

6.4.3 Normatividad aplicada al control en tiempo real

Respecto al control en tiempo real del sistema eléctrico mexicano, de la interpretación de la legislación vigente es la CFE de México quien realiza el control de despacho y por ende el control en tiempo real.

La CFE realiza este control a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), entidad que divide el control según los siguientes niveles:

Figura 6.9 Estructura orgánica de control



El sistema de control en tiempo real tiene la siguiente infraestructura:

Figura 6.10 Sistema de control en tiempo real



Respecto a la normatividad vigente aplicada al control en tiempo real, se puede ubicar lineamientos en el Reglamento: “Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional”.

En el Capítulo III, existen lineamientos para los sistemas de información y control y en el Capítulo VIII los lineamientos para la incorporación de nuevas instalaciones. Dentro de estos lineamientos se establece que las terminales remotas deben contar con medios de comunicación y de respaldo en forma directa con los Centros de Control correspondientes.

Los protocolos a utilizarse deben ser compatibles con los de los Centros de Control correspondientes. No se define un protocolo especial.

6.5 Situación en España

6.5.1 Sector Eléctrico

El sector eléctrico español está dividido como en la gran mayoría de países actualmente, es decir:

Generación

Transmisión

Distribución.

Las entidades estatales que participan son básicamente 2:

La Secretaría General de Energía adscrita al Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, como ente normativo y emisor de concesiones.

La Comisión Nacional de Energía, como ente regulador de los sistemas energéticos, encargado de velar por la efectiva competencia, por la objetividad y transparencia del funcionamiento del mercado eléctrico en beneficio de todos los sujetos que operan el sistema incluidos los consumidores.

La industria está concentrada principalmente en dos empresas privadas que controlan cerca del 80% del mercado. Existe una compañía independiente de transmisión, Red Eléctrica de España o REE, que es propietaria de la mayoría de los activos de transmisión y desde el año 2007 inicia su transferencia a la totalidad de los activos. La participación accionarial de cada una de las empresas propietarias de REE no puede exceder al 10%.

REE además es la responsable de la operación del sistema eléctrico español.

6.5.2 Marco regulatorio

El marco regulatorio se basa principalmente en la competencia, en la generación de electricidad y ocurre a través de una bolsa de energía y contratos entre clientes y suministradores.

Para la regulación hay un cuerpo independiente (la Comisión Nacional de Energía) que asesora al gobierno en asuntos regulatorios.

La Ley de competencia se aplica íntegramente a la industria eléctrica.

6.5.3 Normatividad aplicada al control en tiempo real

Respecto al control en tiempo real del sistema eléctrico español, como dijimos la empresa responsable del control en tiempo real del sistema es la empresa Red Eléctrica de España REE.

REE tiene su Centro de Control Eléctrico (CECOEL) que se encarga de la recepción y envío de información en tiempo real del sistema.

REE tiene definidos unos Procedimientos de Operación, dentro de los cuales están los procedimientos y especificaciones para enlazar los centros de control de los Generadores, por ejemplo, a su Centro de Control.

Entre las normas aplicadas a la operación en tiempo real tenemos:

Procedimiento Operativo 9.0. Información intercambiada por el operador del sistema.

Procedimiento Operativo 12.2. Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio.

Procedimiento Operativo 13.3 Instalaciones de la red de transporte: criterios de diseño, requisitos mínimos y comprobación de su equipamiento y puesta en servicio

Además existen requerimientos específicos al ingreso de centros de control de generación a operadores de sistemas específicos como Canarias y Baleares.

Dentro de los requisitos que se exigen a los centros de control entrantes están los protocolos a usar.

El protocolo especificado para estos casos es el ICCP (IEC-60870-6-503. TASE 2). Los bloques a implementar de este protocolo serán los denominados 1 y 2. Similar al caso peruano.

6.6 Comparación

	Peru	Brasil	Colombia	Bolivia	Mexico	España
Marco Regulatorio	LCE y su Reglamento (1992)	Ley 10.248 (2004)	Ley 142 Servicios públicos domiciliarios (1994) Ley 143 Eléctrica. (1994)	Ley de Electricidad (LDE) N°1604 (1994.)	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento.	Libre competencia
Norma Operación Tiempo Real	-Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados(1999) -Norma Técnica de para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados(2005) -Norma Técnica para el intercambio de información en tiempo real para la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)(2007)	- Submódulo 2.7 – Requisitos del sistema de telecomunicaciones. - Submódulo 3.6 - Requisitos para ingreso a Red Básica. - Submódulo 10.2 – Jerarquía operacional. - Submódulo 10.19 – Requisitos de Telesupervisión para Operación	La resolución CRGE 025 de 1995 . - La parte 118 – Anexo CC.3 Requisitos técnicos de telecomunicaciones. - La parte 148 – Anexo CC.6 Requisitos técnicos del sistema de supervisión y control	• Norma Operativa 4 : Operación en Tiempo Real – SSDE 075/03 (12-06-2003) • Norma Operativa 11: Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN – SSDE 123/01 (02-08-2001) • Norma Operativa 30: Requisitos técnicos mínimos para proyectos de generación y transmisión – SSDE 162/07 – (17-05-2007)	Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional”.	- Procedimiento Operativo 9.0. Información intercambiada por el operador del sistema. - Procedimiento Operativo 12.2. Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio. - Procedimiento Operativo 13.3 Instalaciones de la red de transporte: criterios de diseño, requisitos mínimos y comprobación de su equipamiento y puesta en servicio - Especificaciones para Centros de Control
Organismo Operador	Comité de Operación Económica del Sistema - COES	Operador Nacional del Sistema - ONS	XM Expertos de Mercado	Centro Nacional de - Despacho de Carga - CNDC	Comisión Federal de Electricidad - CFE con su Centro Nacional de Despacho de Carga (CENACE)	Red Eléctrica de España - REE y su Centro de Control Eléctrico (CECEL)
Organismo Fiscalizador	OSINERG-MIN	Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL	Superintendencia de Servicios Públicos - SSP	Superintendencia de Electricidad - SDE	Comisión Reguladora de Energía	Comisión Nacional de Energía
Cobertura	Sistema Interconectado Nacional	Sistema Interconectado Nacional	Sistema Nacional	Sistema Nacional	Sistema Nacional	Sistema Nacional
Potencia Mínima Obligatoria	10 MW					
Tensión Obligatoria	100 kV (menores valores a criterio del COES)					
Protocolo implementado (exigido)	ICCP (IEC-60870-6-503. TASE 2)	- Para comunicación con remotas : IEC 870-5-101/104 o DNP V3.0 - Para la interconexión entre centros de control : ICCP	- "Intercentre Data Exchange Protocol NCC-MCC" de Asea Brown Boveri (ABB) basado en X.25.	No define protocolo.	No define protocolo	ICCP - (IEC-60870-6-503. TASE 2)

Se puede apreciar de la comparación existente.

- El Perú sigue las tendencias internacionales en lo que a normatividad para el tema del trabajo que nos ocupa.
- El protocolo existente ICCP, se aplica en otros países también como Brasil y España.
- México sigue con un régimen nacionalista en cuanto al manejo de su generación.
- España cuenta con un solo operador nacional y toda la infraestructura de transmisión pasará a este operador.
- Brasil cuenta con una buena política de manejo del sector enfocado a la eficiencia y calidad del servicio. La operación del sistema se incluye en estas políticas obviamente.
- Bolivia no cuenta con normatividad que especifique en gran detalle la forma de integrarse a su red nacional.
- Colombia no define protocolo a utilizar pero el hecho de que un operador maneje la red nacional simplifica la integración.
- Todos los países a excepción de Bolivia tienen bastante bien definidos los procedimientos de integración y especifican claramente la metodología a seguir.

Conclusiones

Realizado el presente trabajo y analizados los objetivos propuestos podemos concluir lo siguiente:

- Vista la normatividad vigente, los alcances y objetivos de la misma, se observa que la normatividad nace como una exigencia al cumplimiento de la Ley de Concesiones. No con fines de mejora operativa del sistema.
- La norma tiene como principales objetivos definir las obligaciones para el Operador del SEIN y para los integrantes del SEIN y establecer los lineamientos tanto de procedimiento como de especificaciones para validar el enlace.
- No se identifica en la norma el objetivo operativo del cumplimiento de la misma. Está visto que el sistema no se usa para los informes técnicos de responsabilidad ante eventos del sistema.
- La empresa objeto del presente trabajo debido a su potencia instalada debe cumplir con la norma vigente.
- SINERSA debe enviar, según las coordinaciones realizadas y aprobadas, 65 señales, de las cuales 55 señales están configuradas, quedando pendientes las señales de Alarma Grave y Leve.
- El enlace SINERSA – COES, al final del presente trabajo ha quedado establecido.
- Las señales han quedado configuradas en el SCADA del Centro de Control de SINERSA y en el servidor ICCP de SINERSA.
- La configuración del SCADA de SINERSA vía Fix de Intellution, no está configurado por excepción, por lo que fue necesario utilizar una aplicación externa al Fix que haga la excepción.
- Las pruebas de envío de señales analógicas puntuales se han realizado a conformidad. El programa de excepción funciona correctamente.
- No existe actualmente sincronización horaria satelital. Esta observación debe ser corregida a final del presente año.

- Queda pendiente de pruebas las señales digitales de estado de posición de interruptores. No se ha podido probar debido a que ambas plantas, en este período, se encuentran a plena carga sin posibilidad de pruebas de aperturas de interruptores.
- De las pruebas realizadas durante el periodo permitido se puede decir que el enlace Wireless entre CH Curumuy y CH Poechos puede llegar a ser un punto de falla que amerite una nueva topología. Cada 30 días falla de 2 a 3 veces, la posible causa es el exceso de tráfico debido a un mayor número de PCs en la red por a la construcción de CH Poechos 2, en condiciones normales este tráfico debe bajar.
- La configuración de los datos en el SCADA una vez instalado el driver correspondiente es relativamente sencilla.
- La configuración de los datos en el servidor ICCP, también es relativamente sencilla.
- Para una instalación nueva es fundamental tener en cuenta la norma para la implementación de la instrumentación a instalar y el SCADA a configurar.
- En nuestro caso la alternativa 2, colocando el servidor ICCP en la CH Curumuy, nos resultó la más conveniente, principalmente por costos de operación y mantenimiento del sistema.
- El proyecto de incorporación del Centro de Control de SINERSA a la RIS de COES, no es un proyecto de inversión para SINERSA, pues no implica retorno de inversión evidente. Sólo es cumplimiento de norma en beneficio de la operación del sistema.
- Vista la experiencia de otros países, se observa que Perú viene siguiendo las tendencias internacionales en cuanto a control de su sistema interconectado nacional. El protocolo utilizado se usa en otros países también, como Brasil y España.
- La configuración mediante centros de control distribuidos como en Brasil o España, puede y debe ser el futuro del control del sistema. Esto mejoraría la confiabilidad del sistema y evitaría sobrecostos a los integrantes. En nuestra opinión, tal como se hace en otros países, el operador principal de la red de transmisión, puede implementar una red distribuida de fácil acceso a los integrantes.
- Según reporte de COES a final del 2007, procesa 4 052 señales analógicas y 5 377 señales digitales, esto representa en ese año el 86% de señales analógicas y el 77% de las señales digitales del total de las señales requeridas.
- El presente trabajo ha permitido al autor un adecuado conocimiento de la normatividad vigente en el Perú y en algunos países del extranjero. Ha permitido también el aprendizaje de la configuración de las señales en el SCADA y servidor ICCP.
- Se ha identificado las necesidades que SINERSA debe cumplir a la fecha.
- Se ha podido realizar sólo las pruebas parciales de conformidad. El enlace SCADA – ICCP local funciona, el enlace con el ICCP de COES funciona.
- Queda pendiente la prueba funcional de 21 días y la configuración del resto de señales, cuyo plazo vence a finales de 2009, donde deberá agregarse las señales de la nueva central CH Poechos 2 en ejecución.

Bibliografía

- 1 BONIFAZ F., José Luis. Distribución Eléctrica en el Perú: Regulación y Eficiencia [en línea]. Lima: Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES)/Universidad del Pacífico - Centro de Investigación (CIUP), 2001 [fecha de consulta: 11 de setiembre de 2008]. 164p.
Disponible en:
<http://cies.org.pe/files/active/1/diagnostico3.pdf>
ISBN 9972-804-08-9
- 2 COMISION de Tarifas Eléctricas (Perú). RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS N° 048-97 P/CTE. Lima, Perú. [En línea]: 19 de diciembre de 2007. 37p. [fecha de consulta: 11 de setiembre de 2008].
Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/pdf/RE048-1997.pdf>
- 3 DEVELOPMENT of the Intercontrol Center Communications Protocol (ICCP). Por Robinson, J.T. [et al.] En: Power Industry Computer Application Conference, 1995. Conference Proceedings, 1995 IEEE [fecha de consulta: 19 enero 2009].
Disponible en:
http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?tp=&arnumber=515277&isnumber=11422
- 4 LEMAY, Michael. SCADA Protocols, Overview of TASE.2/ICCP [en línea]. USA: Illinois Security Lab, 2007 [fecha de consulta: 20 enero 2009].
Disponible en:
<http://seclab.uiuc.edu/docs/iccp-intro.pdf>
- 5 MINISTERIO de Energía y Minas (Perú). RESOLUCION DIRECTORAL N° 014-2005-EM/DGE. Norma Técnica de para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados. Lima, Perú. [En línea]: 22 de febrero de 2005. 12p. [fecha de consulta: 01 de octubre de 2008].
Disponible en: <http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/publicaciones/compendio/rd014-2005-em.pdf>
- 6 MINISTERIO de Energía y Minas (Perú). RESOLUCION DIRECTORAL N° 049-99-EM/DGE. Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados. Lima, Perú. [En línea]: 29 de noviembre de 1999. 20p. [fecha de consulta: 01 de octubre de 2008].
Disponible en: <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/6.NTOTR.pdf>
- 7 MINISTERIO de Energía y Minas (Perú). RESOLUCION DIRECTORAL N° 055-2007-EM/DGE. Norma Técnica para el intercambio de información en tiempo real para la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Lima, Perú. [En línea]: 26 de noviembre de 2007. 8p. [fecha de consulta: 03 de octubre de 2008].
Disponible en: <http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/publicaciones/compendio/rd055-2007.pdf>

- 8 NARVAEZ Portillo, Andrés. Aplicación de los enlaces ICCP en el intercambio de Información entre los Centros de Control en Tiempo Real [en línea]. Ecuador: Escuela Politécnica Nacional- Biblioteca de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, 2006 [fecha de consulta: 20 enero 2009].
Disponible en:
<http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/400/1/2006AJIEE-6.pdf>
- 9 OPERACIÓN del Sector Eléctrico [en línea]. Lima: Comisión de Tarifas Eléctricas, octubre 2000- [fecha de consulta: 11 de setiembre de 2008].
Disponible en:
<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/OperSecElectrico/OSEOCT2000.pdf>
- 10 OPERADOR Nacional do Sistema Eléctrico - Brasil. [09 de marzo de 2009]
<http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx>
[fecha de consulta: 09 de marzo de 2009].
- 11 PERU. Ministerio de Energía y Minas - Dirección General de Electricidad. DL 25844: Ley de Concesiones Eléctricas [en línea]. Lima, Perú: MEM, 2007. 91p.
[fecha de consulta: 09 de setiembre de 2008].
Disponible en :
<http://www.minem.gob.pe/electricidad/index.asp>
- 12 PERU. Ministerio de Energía y Minas - Dirección General de Electricidad. DS 009-93: Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas [en línea]. Lima, Perú: MEM, 2007. 191p.
[fecha de consulta: 09 de setiembre de 2008].
Disponible en :
<http://www.minem.gob.pe/electricidad/index.asp>
- 13 RED de Energía del Perú. [10 de setiembre de 2008]
<http://www.rep.com.pe/se_descripcion.htm>
[fecha de consulta: 11 de setiembre de 2008].
- 14 SISCO - Systems Integration Specialists Company, Inc. Overview and Introduction to the Manufacturing Message Specification (MMS) [en línea]. USA, 1995 [fecha de consulta: 20 enero 2009].
Disponible en:
<http://www.sisconet.com/downloads/mmsovr1g.pdf>