

COMITÉ OPERATIVO

MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD - PANAMÁ

CO-07-2021
24 de mayo de 2021

24 MAY 2021 3:11PM

Ingeniero
Víctor González
Director
Centro Nacional de Despacho
E. S. D.


CND RECIBIDO

Referencia: Informe de Comité Operativo sobre propuesta de modificación de los numerales NII.1.6, NII.1.7 y NII.1.8 de las Normas para Intercambio de Información (NII) del Reglamento de Operación.

Respetado ingeniero González:

En atención a lo dispuesto en el literal a del artículo NGD.1.7 del Reglamento de Operación, tenemos a bien remitirle el Informe de este Comité relacionado a la propuesta de modificación de los numerales NII.1.6, NII.1.7 y NII.1.8 del Reglamento de Operación, que fue aprobada en la Sesión Ordinaria No.469 celebrada el 18 de mayo de 2021.

Atentamente,



Dilsa Cedeño
Presidenta

**MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD
COMITÉ OPERATIVO**

Informe del Comité Operativo para la Modificación al Reglamento de Operación

**PROYECTO DE MODIFICACIÓN A LOS NUMERALES NII.1.6, NII.1.7 Y NII.1.8 DE LAS NORMAS
PARA INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN (NII) DEL REGLAMENTO DE OPERACIÓN.**

Panamá, 24 de mayo de 2021

En la Sesión Ordinaria No.467, celebrada el 19 de abril de 2021, se sometió a consideración del Comité Operativo el Proyecto de Modificación de los numerales NII.1.6, NII.1.7 y NII.1.8 de las NORMAS PARA INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN (NII) del Reglamento de Operación, elaborado y presentado por la distribuidora ENSA. Se propuso en esta sesión ordinaria, la conformación de un Subcomité Técnico que analizaría con mayor detalle la propuesta y elaboraría un informe que posteriormente fue discutido en la Sesión Ordinaria No. 469, celebrada el 18 de mayo de 2021.

ANTECEDENTES:

En la modificación #29 del Reglamento de Operación se realizaron cambios en el Tomo IV: Normas para Intercambio de Información, donde se definieron los protocolos de comunicación requeridos por el CND para que los agentes del mercado pudiesen entregar la información de campo al SCADA del CND. Al momento, los protocolos permitidos eran: DNP Serial, DNP TCP, IEC-870-5-101 e IEC-870-5-104.

La propuesta de modificación tiene como objetivo la inclusión del protocolo ICCP (Inter-Control Center Communications Protocol) del estándar IEC-60870-6 como opción para el intercambio de información entre agentes y el CND, siendo este protocolo el estandarizado internacionalmente para el intercambio de información entre centros de control de distintas empresas (Distribuidoras, Agentes Regionales, Generadores u otra).

ACUERDOS:

Verificado previamente el cumplimiento de los requisitos del numeral 15.4.1.5 de las Reglas Comerciales, las formalidades que señala el RIFCO y finalizada la discusión del proyecto de modificación, el pleno del Comité Operativo en la Sesión No.469 de 18 de mayo de 2021 **aprobó con modificaciones** la propuesta presentada por la representación de los distribuidores (ENSA).



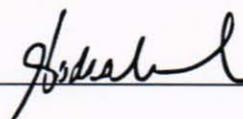
Los numerales del Reglamento de Operación que fueron modificados son los siguientes: NII.1.6, NII.1.7 y NII.1.8, cuyo contenido se adjunta al siguiente informe.

Se firma como constancia de lo actuado, el veinticuatro (24) de mayo de dos mil veintiuno (2021):

DILSA CEDEÑO
REPRESENTANTE POR EL CND-**Presidenta**



NADIA CORREA
REPRESENTANTE POR LOS HIDROS MENORES
DE 20 MW Y RNC -**Secretaria**



PROPUESTA DE MODIFICACIÓN APROBADA:

- (NII.1.6) Los Agentes del Mercado, deberán adquirir e instalar los equipamientos que permitan que la información asociada a sus instalaciones pueda ser integrada al SCADA del CND, para tal fin debe coordinar con el CND las características asociadas a los equipos de tal forma que su integración sea posible.

El Agente que utilice alguno de los protocolos listados por primera vez, en el proceso de implementación de nuevas señales, según corresponda, deberá presentar al CND un informe que contenga los resultados obtenidos por las pruebas integrales de funcionamiento y desempeño de cumplimiento de los artículos (NII.1.2), (NII.1.4) y (NII.1.5). Dicha información será la confirmación que el Protocolo escogido es compatible con el SCADA del CND y cumple con lo establecido en el Reglamento de Operación.

De no demostrarse la efectividad de en el intercambio de información, el Agente deberá seleccionar otro protocolo permitido en el Reglamento de Operación.

Posterior a la primera implementación, cuando sea necesario agregar nuevas señales el informe deberá demostrar que no se afecta la calidad en el intercambio de información."

- (NII.1.7) Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través del SCADA, los agentes Generadores, Generadores Renovables No Convencionales, Autogeneradores, y Cogeneradores, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo el control, supervisión y suministrar todos los parámetros relacionados. Para este fin deberán entregar toda la información de campo requerida en el SCADA del CND a través de protocolos IEC-60870-6 (ICCP), DNP Serial, DNP TCP, IEC 870-5-101 e IEC 870-5-104.

En el proceso de implementación de nuevas señales donde se utilice alguno de los protocolos listados por primera vez, el Agente deberá presentar al CND, un informe basado en pruebas integrales de funcionamiento y desempeño que demuestre que el Protocolo escogido es compatible con el SCADA del CND y cumple con lo establecido en el Reglamento de Operación (Normas para el intercambio de información, Capítulo I) cumpliendo con el (NII.1.6). De no demostrarse la efectividad de la comunicación de la información, el Agente deberá seleccionar otro protocolo permitido en el Reglamento de Operación.

Posterior a la primera implementación, cuando sea necesario agregar nuevas señales el informe deberá demostrar que no se afecta la calidad en el intercambio de información.

Los parámetros a suministrar serán:

1. Control

- Operación Automática o AGC del sistema SCADA, cumpliendo con lo indicado en el artículo MOM.1.29 y MOM.1.30.
- Operación Esclavo, en el que se define un punto de operación deseado a la central de generación desde el sistema SCADA, para las centrales hidroeléctricas que no operen bajo AGC para la regulación secundaria. Esto aplicará siempre y cuando la Planta posea los equipos para tal operación.
- Control Conjunto (subir y bajar carga en MW/minuto) de las unidades generadoras que lo posean.

2. Información de Estatus

- Estatus de posición de cada una de las compuertas de los embalses, y en la descarga según sea el caso.
- Estatus de los interruptores del lado de alta y baja de los transformadores.
- Estatus de los interruptores de las subestaciones de conexión de las centrales de generación y/o recerradores en los puntos de conexión a una línea existente.
- Estatus de los interruptores asociados a las unidades de generación.
- Estatus de los conmutadores "Local – Remoto" de las unidades de generación habilitadas para participar en el Control Automático de Generación.
- Estatus del modo de control del Sistema de Excitación.
- Regulación automática de la tensión (AVR).
- Regulación Manual (corriente de campo).
- Regulación del Factor de Potencia.
- Regulación de MVAR.
- Alarmas generales de monitoreo de comunicación con las UTRs, para el caso en que el intercambio de información se dé entre centros de control.

3. Medición de tiempo real

- Potencia activa (MW) y reactiva (MVAR), para cada unidad.
- Medición de voltaje de fase a fase preferiblemente o fase a neutro en su defecto, y frecuencia de cada uno de los Generadores de la Planta de Generación.

- Mediciones de voltaje en el lado de alta del transformador.
- Mediciones de voltaje (kV), Potencia activa (MW), reactiva (MVAR) y aparente (MVA) en ambos extremos de las líneas.
- Mediciones de Potencia activa (MW), reactiva (MVAR) de equipos de compensación reactiva.
- Mediciones de corrientes por fase, frecuencia y factor de potencia para las líneas de conexión.
- Medición del factor de potencia para los transformadores.
- Alarmas generales, condiciones críticas y no críticas de los transformadores, subestaciones y líneas.
- Contadores de Energía entrando y saliendo de la planta: MWh, MVARh.
- En los casos que la central participe de la regulación secundaria en AGC deberá remitirse señal de retroalimentación del comando recibido por el equipo ubicado en la central y destinado a coordinar los mandos hacia las unidades de generación.

4. Mediciones de tiempo real adicionales para centrales hidroeléctricas

- Mediciones de niveles de embalse, desarenador, tanque de presión o cámara de carga, en metros sobre el nivel del mar (msnm), en los casos en los que la central cuenta con una regulación horaria.
- Mediciones de niveles, nivel de descarga, nivel canal de conducción y cota de descarga (aguas abajo) en metros sobre el nivel del mar (msnm).
- Mediciones de flujo canal conducción (m³/s) y flujo turbinado por unidad (m³/s).

En los casos en los que no se cuente con dichas mediciones el Agente debe proporcionar las ecuaciones de cálculo de dichos parámetros con el informe de validación.

5. Mediciones de tiempo real adicionales para las centrales basadas en Energías Renovables No Convencionales:

Además de los puntos que anteceden y les apliquen, deben enviar la medición en tiempo real de la lectura de su recurso primario (de acuerdo con su tecnología: la irradiación solar, la temperatura, la velocidad del viento y otros).

La medición de las señales en tiempo real deberá ser por unidad o en casos especiales por grupo de unidades dependiendo de la necesidad para la operación de tiempo real, planificación y/o programación de esta central, para lo cual el CND deberá dar su aval.

6. Medición de tiempo real adicionales para SAEb.

Además de los puntos que le anteceden y que les apliquen, deberán enviar la medición en tiempo real de estado de carga y descarga. El CND podrá solicitar cualquier otra medición que ayude a prestar debidamente el servicio de operación integrada, tales como:

1. Mediciones de MW, MVAR, frecuencia y tensión.
2. Tiempo de almacenamiento en minutos a las siguientes potencias: 25, 50, 75. 100 % de su capacidad. Con refrescamiento cada 5 minutos
3. Señal de control de frecuencia (Activa y desactivo).
4. Señal de servicio o fuera de servicio del SAEb.
5. Alarmas críticas y no críticas.
6. Alarmas de protecciones.
7. Señal de la rampa de bajada y subida MW/min.
8. Señal del equivalente estatismo de un generador en porcentaje.
9. Señal del punto de ajuste de MW (setpoint)

(NII.1.8)

Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través del SCADA, los Agentes Distribuidores, Autogeneradores, Cogeneradores que estén conectados directamente a la red de transmisión, así como los Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión y todos aquellos agentes que vinculen puntos de intercambio de terceros con la Empresa de Transmisión, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo su supervisión, control y suministrar todos los parámetros relacionados. Para este fin deberán entregar toda la información de campo requerida en el SCADA del CND a través de protocolos IEC-60870-6 (ICCP), DNP Serial, DNP TCP, IEC 870-5-101 e IEC 870-5-104.

En el proceso de implementación de nuevas señales donde se utilice alguno de los protocolos listados por primera vez, el Agente deberá presentar al CND, un informe basado en pruebas integrales de funcionamiento y desempeño que demuestre que el Protocolo escogido es compatible con el SCADA del CND y cumple con lo establecido en el Reglamento de Operación (Normas para el intercambio de información, Capítulo I) cumpliendo con el (NII.1.6). De no demostrarse la efectividad de la comunicación de la información, el Agente deberá seleccionar otro protocolo permitido en el Reglamento de Operación.

Posterior a la primera implementación, cuando sea necesario agregar nuevas señales el informe deberá demostrar que no se afecta la calidad en el intercambio de información.

Los parámetros a suministrar serán:

- Estatus de los interruptores asociados a las líneas del agente en sus dos extremos, así como de los transformadores en todos sus devanados y equipos de compensación reactiva.
- Activar y desactivar recierres de líneas y protecciones previamente acordadas con la Empresa de Transmisión.
- Alarmas generales, condiciones críticas y no críticas de los transformadores y subestaciones.
- Mediciones de Potencia activa (MW), reactiva (MVAR) y aparente (MVA), en ambos extremos de la línea, para cada devanado de los transformadores y equipos de compensación reactiva.
- Contadores de Energía entrando y saliendo en los puntos fronteras con la Empresa de Transmisión MWh, MVARh.
- Mediciones de voltaje en ambos extremos de las líneas y para cada devanado de los transformadores.
- Mediciones de la posición el Tap del cambiador de toma bajo carga de los transformadores de potencia.
- Mediciones de corrientes por fase, frecuencia y factor de potencia para las líneas de conexión.
- Mediciones de factor de potencia para los transformadores.
- Estatus de las cuchillas motorizadas y cuchillas de tierras, asociadas a cada una de sus instalaciones.
- Alarmas generales de monitoreo de comunicación con las UTRs, para el caso en que el intercambio de información se dé entre centros de control.

ANEXOS

Anexo A

*PROPUESTA DE MODIFICACIÓN PRESENTADA POR ENSA EN LA SESIÓN 467 DE 19 DE
ABRIL DE 2021*

PROYECTO DE MODIFICACIÓN AL REGLAMENTO DE OPERACIÓN

Panamá, 29 de marzo de 2021.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. PLANTEAMIENTO Y ANÁLISIS.....	2
3. PROPUESTA DE REGLAMENTACIÓN.....	2
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	4
5. ANEXO “ICCP - Comité Operativo”.....	4

1. INTRODUCCIÓN.

La propuesta de modificación al Reglamento de Operación tiene como objetivo incluir el protocolo de comunicación entre centros de control ICCP (IEC-60870-6).

El artículo NII.1.8 señala que: “Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través del SCADA, los Agentes Distribuidores, Autogeneradores, Cogeneradores que estén conectado directamente a la red de transmisión, así como los Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión y todos aquellos agentes que vinculen puntos de intercambio de terceros con la Empresa de Transmisión, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo su supervisión, control y suministrar todos los parámetros relacionados. Para este fin deberán entregar toda la información de campo requerida en el SCADA del CND a través de protocolos IEC-60870-6 (ICCP), DNP Serial, DNP TCP, IEC 870-5-101 e IEC 870-5-104” (el subrayado es nuestro).

2. PLANTEAMIENTO Y ANÁLISIS.

En la modificación #29 del Reglamento de Operaciones se definieron los protocolos de comunicación requeridos por el CND para que los agentes Distribuidores, Autogeneradores, Cogeneradores pudiesen entregar la información de campo al SCADA del CND. Dentro de las opciones a utilizar se propone incluir el ICCP (Inter-Control Center Communications Protocol) estándar IEC-60870-6 el cual fue creado para el intercambio de información entre centros de control de Distribuidoras, Agentes Regionales y Generadores.

En el ANEXO "ICCP - Comité Operativo" se presenta en formato de presentación los beneficios y aspectos tecnológicos que nos permiten demostrar la viabilidad de anexar el ICCP como protocolo para el intercambio de información entre centros de control

3. PROPUESTA DE REGLAMENTACIÓN.

A continuación, se presentan los cambios propuestos para reflejar las modificaciones señaladas en la sección anterior y actualizar el Reglamento de Operaciones.

Norma actual	Norma propuesta	Justificación
(NII.1.8) Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través del SCADA, los Agentes Distribuidores, Autogeneradores, Cogeneradores que estén conectados directamente a la red de transmisión, así como los Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión y todos aquellos agentes que vinculen puntos de intercambio de terceros con la Empresa de Transmisión, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo su supervisión, control y suministrar todos los parámetros relacionados. Para este fin deberán entregar toda la información de campo requerida en el SCADA del CND a través de protocolos	(NII.1.8) Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través del SCADA, los Agentes Distribuidores, Autogeneradores, Cogeneradores que estén conectados directamente a la red de transmisión, así como los Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión y todos aquellos agentes que vinculen puntos de intercambio de terceros con la Empresa de Transmisión, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo su supervisión, control y suministrar todos los parámetros relacionados. Para este fin deberán entregar toda la información de campo requerida en el SCADA del CND a través de protocolos <u>IEC-60870-6 (ICCP)</u> DNP Serial, DNP	Ampliar las opciones de comunicación con el SCADA del CND mediante el estándar de comunicación ICCP el cual cumple con los requerimientos técnicos de Reglamento de operaciones, artículos NII.1.4 y NII.1.5 los cuales definen las características que deben tener los datos reportados por los agentes: <ul style="list-style-type: none">- Reporte por Excepción- Banda muerta- Estampa de Tiempo- Secuencia de eventos

DNP Serial, DNP TCP, IEC 870-5-101 e IEC 870-5-104.	TCP, IEC 870-5-101 e IEC 870-5-104.	
---	-------------------------------------	--

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

La propuesta planteada busca ampliar las opciones para el intercambio de información entre el CND y los agentes Distribuidores, Autogeneradores y Cogeneradores a través de un protocolo utilizando a nivel mundial creado para este propósito y que cumple con los requerimientos intercambio de información entre Agentes del Mercado Eléctrico y el SCADA del CND.

5. ANEXO “ICCP - Comite Operativo”.

ANEXO B
COMENTARIOS RECIBIDOS
DE LOS REPRESENTANTES DEL COMITÉ OPERATIVO
SEGÚN EL ARTICULO 21 DEL RIFCO

Formato No. 2

MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD
COMITÉ OPERATIVO

Comentarios y/u Observaciones
al proyecto de modificación al Reglamento de Operación

A discutirse en la Reunión ordinaria No. 467 de (20) de (abril) de (2021).

Norma	Comentarios/Observaciones de Forma	
	Donde dice:	Deberá decir:

Norma	Comentarios/Observaciones de Fondo	Justificación o Sustentación
(NII.1.8) Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través del SCADA, los Agentes Distribuidores, Autogeneradores, Cogeneradores que estén conectados directamente a la red de transmisión, así como los Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión y todos aquellos agentes que vinculen puntos de intercambio de terceros con la Empresa de Transmisión, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo su	(NII.1.8) Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través del SCADA, los Agentes Distribuidores, Autogeneradores, Cogeneradores que estén conectados directamente a la red de transmisión, así como los Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión y todos aquellos agentes que vinculen puntos de intercambio de terceros con la Empresa de Transmisión, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo su supervisión, control y suministrar todos los	Se propone incluir un informe sobre la efectividad de los protocolos para comunicar la información al SCADA del CND para garantizar que el protocolo y los equipos asociados cumplen con lo establecido en el RO y se cuente con una supervisión adecuada de los equipos.

<p>supervisión, control y suministrar todos los parámetros relacionados. Para este fin deberán entregar toda la información de campo requerida en el SCADA del CND a través de protocolos <u>IEC-60870-6 (ICCP)</u> DNP Serial, DNP TCP, IEC 870-5-101 e IEC 870-5-104</p>	<p>parámetros relacionados. Para este fin deberán entregar toda la información de campo requerida en el SCADA del CND a través de protocolos <u>IEC-60870-6 (ICCP)</u> DNP Serial, DNP TCP, IEC 870-5-101 e IEC 870-5-104.</p> <p><u>El Agente deberá presentar al CND, un informe basado pruebas integrales de funcionamiento y desempeño que demuestre que el Protocolo escogido es compatible con el SCADA del CND y cumple con lo establecido en el Reglamento de Operación (Normas para el intercambio de información, Capítulo I).</u></p>	
<p>(NII.1.7) Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través del SCADA, los agentes Generadores, Generadores Renovables No Convencionales, Autogeneradores, y Cogeneradores, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo el control, supervisión y suministrar todos los parámetros relacionados. Para este fin deberán entregar toda la información de campo requerida en el SCADA del CND a través de protocolos DNP Serial, DNP TCP, IEC 870-5-101 e IEC 870-5-104.</p>	<p>(NII.1.7) Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través del SCADA, los agentes Generadores, Generadores Renovables No Convencionales, Autogeneradores, y Cogeneradores, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo el control, supervisión y suministrar todos los parámetros relacionados. Para este fin deberán entregar toda la información de campo requerida en el SCADA del CND a través de protocolos <u>IEC-60870-6 (ICCP)</u> DNP Serial, DNP TCP, IEC 870-5-101 e IEC 870-5-104.</p> <p><u>El Agente deberá presentar al CND, un informe basado pruebas integrales de funcionamiento y desempeño que demuestre que el Protocolo escogido es compatible con el SCADA del</u></p>	<p>De aprobarse la modificación al artículo NIII.8, deberá modificarse también los artículos NII.1.7 (Generadores), NII.1.9 (transportista), para que se incluya la opción de los diferentes protocolos para los otros tipos de agentes.</p>

	<u>CND y cumple con lo establecido en el Reglamento de Operación (Normas para el intercambio de información, Capítulo I).</u>	
(NII.1.9) Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través del SCADA, los Agentes Transportistas y los que posean instalaciones asociadas a los equipamientos de un Agente Transportista, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo su supervisión, control y suministrar todos los parámetros relacionados. Para este fin deberán entregar toda la información de campo requerida en el SCADA del CND a través de los protocolos DNP Serial, DNP TCP, IEC 870-5-101 e IEC 870-5-104.	(NII.1.9) Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través del SCADA, los Agentes Transportistas y los que posean instalaciones asociadas a los equipamientos de un Agente Transportista, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo su supervisión, control y suministrar todos los parámetros relacionados. Para este fin deberán entregar toda la información de campo requerida en el SCADA del CND a través de los protocolos <u>IEC-60870-6 (ICCP) DNP Serial, DNP TCP, IEC 870-5-101 e IEC 870-5-104.</u> <u>El Agente deberá presentar al CND, un informe basado pruebas integrales de funcionamiento y desempeño que demuestre que el Protocolo escogido es compatible con el SCADA del CND y cumple con lo establecido en el Reglamento de Operación (Normas para el intercambio de información, Capítulo I).</u>	De aprobarse la modificación al artículo NII.1.8, deberá modificarse también los artículos NII.1.7 (Generadores), NII.1.9 (transportista), para que se incluya la opción de los diferentes protocolos para los otros tipos de agentes

Nombre del Representante:	Dilsa Cedeño

Fecha:

7 de abril de 2021

ANEXO C

*INFORME DE LA SUBCOMISIÓN PRESENTADO ANTE EL COMITÉ/
PROYECTO DE MODIFICACIÓN APROBADO POR EL COMITÉ OPERATIVO EN LA SESIÓN
469 DE 18 DE MAYO DE 2021,
numerales NII.1.6, NII.1.7 y NII.1.8 de las Normas para Intercambio de Información (NII) del
Reglamento de Operación*

INFORME SUBCOMITÉ
PROYECTO DE MODIFICACIÓN AL REGLAMENTO DE OPERACIÓN

Panamá, 11 de mayo del 2021.

TABLA DE CONTENIDO

I. INTRODUCCIÓN.....	1
II. PLANTEAMIENTO Y ANÁLISIS.....	2
III. PROPUESTA DE REGLAMENTACIÓN ATENDIENDO LOS COMENTARIOS EN EL SUBCOMITÉ.....	4
IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	10
V. ANEXOS AL INFORME DE SUBCOMITÉ.....	11
a. ANEXO A – Propiedades y Compatibilidad del Protocolo ICCP.....	11
b. ANEXO B – Tiempos de transferencia de datos con protocolo ICCP.....	11
c. ANEXO C – PRESENTACION – Subcomité Técnico – ICCP.....	11

I. INTRODUCCIÓN.

Producto de la decisión del Comité Operativo aprobada en sesión 467, se designó un subcomité para analizar la propuesta de ENSA relativa a la propuesta de modificación a las Normas para Intercambio de Información.

La propuesta de ENSA tenía el objetivo modificar los artículos relacionados en el Reglamento de Operación para hacer factible la inclusión del protocolo de comunicación entre centros de control ICCP (IEC-60870-6/TASE.2).

En la actualidad no se permite el uso de dicho protocolo y dentro del subcomité se analizó la factibilidad de su uso. Al respecto, se analizaron las bondades que favorecen dicho protocolo para el intercambio de información en tiempo real cumpliendo con los requerimientos de la operación confiable y segura.

II. PLANTEAMIENTO Y ANÁLISIS.

En la modificación #29 del Reglamento de Operación se definieron los protocolos de comunicación requeridos por el CND para que los agentes Distribuidores, Autogeneradores, Cogeneradores pudiesen entregar la información de campo al SCADA del CND. Dentro de las opciones a utilizar se propone incluir el ICCP (Inter-Control Center Communications Protocol) estándar IEC-60870-6 el cual fue creado para el intercambio de información entre centros de control de distintas empresas (Distribuidoras, Agentes Regionales, Generadores u otra).

En el ANEXO "PRESENTACION – Subcomité Técnico – ICCP" se presenta en formato de presentación los beneficios y aspectos tecnológicos que nos permiten demostrar la factibilidad de anexar el ICCP como protocolo permitido para el intercambio de información entre centros de control.

1. Inquietudes surgidas en subcomité y aclaraciones correspondientes

Inquietud #1: ¿Qué datos pueden compartirse a través del ICCP?

Aclaración: Todos los datos que el sistema SCADA del agente pueda recibir, son compartibles en la asociación ICCP. En pocas palabras: el 100% de los datos que reportan los IEDs y RTUs del agente.

Inquietud #2: Hay datos que actualmente son de interés de CND y actualmente no se reciben por la asociación ICCP. Por ejemplo: de equipos de ACP, líneas entre distribuidoras y otros.

Aclaración: Este inconveniente no es atribuible al protocolo utilizado para intercambiar información con CND. El mismo motivo por el que una señal no se envíe por ICCP, puede ser el motivo por el que la señal no se envíe por DNP3 u otro protocolo.

Es posible definir un plan de acción para que los agentes involucrados se pongan de acuerdo para llevar esa información a sus RTUs y/o sistema SCADA y posteriormente ponerla a disposición del CND. Como se indica en la pregunta anterior, no hay una limitante de señales que se puedan o no enviar a través de ICCP.

Inquietud #3: Hay datos con distinto nivel de prioridad para el CND, ejemplo un estado de interruptor debería reportar inmediatamente el cambio al SCADA del CND. Esta priorización no es posible con el ICCP.

Aclaración: Esto no es cierto, como fue detallado en el punto 7 (Mecanismo de Intercambio de Información), en un enlace ICCP el CND tiene la posibilidad de agrupar datos según las necesidades particulares de cada uno y asignarle un "modo" de transferencia distinto al resto de señales. El modo más eficiente para señales de alta prioridad sería: el reporte por excepción habilitado, el parámetro "All Changes Reported" para SOE habilitado y finalmente un "BufferTime" de 0 segundos para que se genere un reporte por cada cambio detectado.

Inquietud #4: Si un evento eléctrico afecta a las empresas de telecomunicaciones, la comunicación del enlace ICCP puede verse afectado ya que estas empresas suelen perder servicio antes que los agentes del mercado eléctrico.

Aclaración: Siempre que la comunicación con el CND sea establecida con enlaces de empresas de telecomunicaciones existirá este riesgo, independientemente del protocolo utilizado (ICCP, DNP, IEC). Todos estos protocolos son de capa de aplicación, por lo que un problema en capas inferiores (red o enlace) los afectará.

En el caso particular de ENSA, la comunicación con el CND está establecida a través de red de comunicación privada (fibra óptica principalmente) y con caminos redundantes, razón por la que el enlace actual ICCP con ENSA tiene alta disponibilidad según informe de operación mensual del CND.

Inquietud #5: El indicador de disponibilidad del informe de operaciones mensual del CND puede ser engañoso, ya que el canal ICCP puede estar activo pero los datos de una remota en particular con la que han perdido comunicación se verán fuera de barrido.

Aclaración: Al igual que el punto anterior, al ser los protocolos ICCP, DNP3 e IEC-104 protocolos de capa de aplicación, se verán afectados por igual ante problemas de capas inferiores (ejemplo pérdida de comunicación), por lo que este inconveniente no es atribuible al protocolo en sí. En este caso el agente debe proceder a la verificación y normalización de su red de comunicación.

Se recibe el comentario del CND para incluir entre la lista de señales a suministrar del agente, la siguiente: Alarmas generales de monitoreo de comunicación con las UTRs.

Inquietud #6: Es mejor que el SCADA del CND tenga comunicación con las RTUs de los agentes y no su sistema SCADA, para no “poner todos los huevos en una sola canasta” y evitar perder barrido de todos los datos del agente cuando se pierda la comunicación del canal ICCP.

Aclaración: Para el caso particular de ENSA (agente con múltiples RTUs) la misma red de comunicación con la que se intercambian datos con el CND es la que transporta datos de las RTUs de sus subestaciones. El camino informático que recorrería el CND es el mismo camino que recorre para llegar al sistema SCADA de ENSA. La única forma de incrementar la confiabilidad ante un hipotético y poco probable colapso de la red de comunicación privada de ENSA, es que el CND desarrolle su propia red privada hasta cada subestación mediante un plan de inversiones.

Esta inquietud puede tener perspectivas distintas para cada agente en particular.

Para agentes de una sola RTU, no hay mayor diferencia entre establecer comunicación entre centros de control o entre CND y su RTU, siempre que se mitiguen los riesgos informáticos.

Inquietud #7: El protocolo ICCP no es lo suficientemente rápido en comparación a otros protocolos para las necesidades de intercambio de información.

Aclaración: Tanto el ICCP como los protocolos ya aprobados (DNP3, IEC-101 e IEC-104) son de filosofías similares (objetos, encuestas periódicas, reportes por excepción, etc). De existir alguna diferencia en los tiempos de transferencia entre estos protocolos, será más atribuible a la red de comunicaciones y el camino informático que recorre la información antes de llegar al CND que el propio protocolo en sí.

Con las configuraciones correctas y sobre la misma red de comunicación, la diferencia en ningún momento será mayor a la capacidad de percepción y toma de decisión del operador de red (humano).

Inquietud #8: Los esquemas automáticos pueden verse afectados por el retraso en el envío de información.

Aclaración: Para los distribuidores en particular, los esquemas automáticos de desconexión de carga (bajo voltaje, baja frecuencia u otro) no operan por instrucción recibida mediante el SCADA del CND, sino por parámetros configurables en los relés de protección u otros equipos dentro de las subestaciones quienes realizan la desconexión tan pronto detecten la condición que requiera dicha acción. Motivo por el cual, el protocolo seleccionado para el intercambio de información con el CND, no influiría en estos esquemas.

Inquietud #9: Si uno de los agentes actualiza su sistema y de existir una nueva versión del protocolo ICCP, no sería posible establecer la asociación ICCP entre el agente y el CND, al tener uno de ellos una versión distinta.

Aclaración: A pesar de que el protocolo ICCP no ha tenido un cambio de versión en un largo periodo de tiempo (versión 2000). En el hipotético caso de lanzarse una nueva versión del protocolo ICCP, lo común entre fabricantes de software es que las

aplicaciones nuevas puedan establecer canales de comunicación ICCP tanto de versiones nuevas (V2000) y versiones anteriores. Un ejemplo es el caso de ENSA, el software para protocolo ICCP del nuevo sistema SCADA permite establecer múltiples asociaciones ICCP, cada una puede establecerse en la versión que acuerden los agentes (1996 o 2000). Lo importante en la selección de la versión del protocolo para estas implementaciones, es tener presente los requerimientos de la operación (tiempo real, reporte por excepción, SOE, etc).

Inquietud #10: Podemos seguir utilizando el ICCP para el intercambio de señales sin incluirlo en el reglamento de operación.

Aclaración: Los protocolos que se vayan a utilizar para el intercambio de información deben estar incluidos oficialmente en el reglamento de operación, para evitar malentendidos e interpretaciones a juicio de cada agente.

Inquietud #11: Se propuso que algunos puntos considerados de relevancia por el CND, fueran excluidos del uso del protocolo ICCP.

Aclaración: Dado que se mostraron las funcionalidades del ICCP y el tratamiento de intercambio de información con prioridad, se considera que el protocolo ICCP puede manejar esta solicitud del CND. En otras palabras, no se justifica excluir ningún punto del uso del protocolo ICCP. Para mayor detalle ver la Inquietud#3 donde se explica el tema de la priorización.

Con respecto a la pérdida de comunicación y la afectación al suministro de información por de un Agente, se aclara que daños en comunicación afectan a cualquier tipo de protocolo que se utilice en la operación. Se recomienda que posteriormente se revisen los criterios aplicables a los enlaces de comunicación. La propuesta de ENSA hace referencia al protocolo ICCP que efectivamente puede estar afectado como cualquier otro protocolo de uso en Panamá, por problemas de comunicación.

Inquietud #12: Demostración de efectividad en el suministro de información en tiempos adecuados por el protocolo ICCP.

Aclaración: Dada la preocupación del CND respecto de la veracidad en la entrega de datos al SCADA en tiempos operativos adecuados, ENSA presentó los resultados de una prueba en un ambiente controlado de los tiempos de transferencia de una señal (evento). En el anexo B se demuestra que en pruebas realizadas, el delta de tiempo que transcurre desde el SCADA del Agente hasta su llegada a un emulador del SCADA del CND, se calculó en una duración de tiempo de 183 milisegundos para las condiciones del ambiente controlado y la transferencia de una sola señal. Es decir, que el tiempo añadido por uso del SCADA del AGENTE como intermediario para proveer los datos al CND, sería imperceptible para el operador en función de las condiciones en que se realizó la prueba.

Esta prueba se realizó sobre un solo evento, para evaluar la transferencia de tiempo de un evento prioritario sobre el protocolo ICCP. La combinación de configuraciones en el protocolo ICCP, que permiten esto serían las mencionadas en la aclaración de la inquietud #3.

III. PROPUESTA DE REGLAMENTACIÓN ATENDIENDO LOS COMENTARIOS EN EL SUBCOMITÉ.

A continuación, se presentan los cambios propuestos para reflejar las modificaciones señaladas en la sección anterior y actualizar el Reglamento de Operación.

Norma actual	Norma propuesta	Justificación
(NII.1.6) Los Agentes del Mercado, deberán adquirir e	"(NII.1.6) Los Agentes del Mercado, deberán adquirir e	Dada las observaciones recibidas por parte del CND

Norma actual	Norma propuesta	Justificación
<p>instalar los equipamientos que permitan que la información asociada a sus instalaciones pueda ser integrada al SCADA del CND, para tal fin debe coordinar con el CND las características asociadas a los equipos de tal forma que su integración sea posible.</p>	<p>instalar los equipamientos que permitan que la información asociada a sus instalaciones pueda ser integrada al SCADA del CND, para tal fin debe coordinar con el CND las características asociadas a los equipos de tal forma que su integración sea posible.</p> <p><u>El Agente que utilice alguno de los protocolos listados por primera vez, en el proceso de implementación de nuevas señales, según corresponda, deberá presentar al CND un informe que contenga los resultados obtenidos por las pruebas integrales de funcionamiento y desempeño de cumplimiento de los artículos (NII.1.2), (NII.1.4) y (NII.1.5). Dicha información será la confirmación que el Protocolo escogido es compatible con el SCADA del CND y cumple con lo establecido en el Reglamento de Operación.</u></p> <p><u>De no demostrarse la efectividad de en el intercambio de información, el Agente deberá seleccionar otro protocolo permitido en el Reglamento de Operación.</u></p> <p><u>Posterior a la primera implementación, cuando sea necesario agregar nuevas señales el informe deberá demostrar que no se afecta la calidad en el intercambio de información."</u></p>	<p>se incluye en la propuesta la inclusión del Artículo NII.1.6 para que sea responsabilidad del Agente presentar un informe de cumplimiento con los artículos (NII.1.2), (NII.1.4) y (NII.1.5).</p> <p>Esta será la prueba presentada por escrito que el suministro de información por parte de los Agentes cumple con los criterios definidos en reglamento en términos de acceso a la información, cumplimiento de los tiempos para garantizar la operación segura del SIN, etc.</p>
<p>(NII.1.7) Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través del SCADA, los agentes Generadores, Generadores Renovables No Convencionales, Autogeneradores, y Cogeneradores, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo el control, supervisión y suministrar todos los parámetros relacionados. Para este fin deberán entregar toda la información de campo requerida en el SCADA del CND a través de protocolos DNP Serial, DNP TCP, IEC 870-5-101 e IEC 870-5-104.</p> <p>Los parámetros a suministrar serán:</p>	<p>(NII.1.7) Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través del SCADA, los agentes Generadores, Generadores Renovables No Convencionales, Autogeneradores, y Cogeneradores, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo el control, supervisión y suministrar todos los parámetros relacionados. Para este fin deberán entregar toda la información de campo requerida en el SCADA del CND a través de protocolos IEC-60870-6 (ICCP), DNP Serial, DNP TCP, IEC 870-5-101 e IEC 870-5-104.</p> <p><u>En el proceso de implementación de nuevas señales donde se utilice</u></p>	<p>Ampliar las opciones de comunicación con el SCADA del CND mediante el estándar de comunicación ICCP el cual cumple con los requerimientos técnicos de Reglamento de Operación, artículos NII.1.2, NII.1.4 y NII.1.5 los cuales definen las características que deben tener los datos reportados por los agentes:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Datos en tiempo real - Reporte por Excepción - Banda muerta - Estampa de Tiempo - Secuencia de eventos <p><u>Se incluye comentario del CND y de AES sobre hacer</u></p>

Norma actual	Norma propuesta	Justificación
<p>1. Control</p> <ul style="list-style-type: none"> •Operación Automática o AGC del sistema SCADA, cumpliendo con lo indicado en el artículo MOM.1.29 y MOM.1.30. •Operación Esclavo, en el que se define un punto de operación deseado a la central de generación desde el sistema SCADA, para las centrales hidroeléctricas que no operen bajo AGC para la regulación secundaria. Esto aplicará siempre y cuando la Planta posea los equipos para tal operación. •Control Conjunto (subir y bajar carga en MW/minuto) de las unidades generadoras que lo posean. <p>2. Información de Estatus</p> <ul style="list-style-type: none"> •Estatus de posición de cada una de las compuertas de los embalses, y en la descarga según sea el caso. •Estatus de los interruptores del lado de alta y baja de los transformadores. •Estatus de los interruptores de las subestaciones de conexión de las centrales de generación y/o recerradores en los puntos de conexión a una línea existente. •Estatus de los interruptores asociados a las unidades de generación. •Estatus de los conmutadores "Local – Remoto" de las unidades de generación habilitadas para participar en el Control Automático de Generación. •Estatus del modo de control del Sistema de Excitación. •Regulación automática de la tensión (AVR). •Regulación Manual (corriente de campo). •Regulación del Factor de Potencia. •Regulación de MVAR. <p>3. Medición de tiempo real</p> <ul style="list-style-type: none"> •Potencia activa (MW) y reactiva (MVAR), para cada unidad. •Medición de voltaje de fase a fase preferiblemente o fase a neutro en su defecto, y frecuencia de cada uno de los Generadores de la Planta de 	<p><u>alguno de los protocolos listados por primera vez, el Agente deberá presentar al CND, un informe basado en pruebas integrales de funcionamiento y desempeño que demuestre que el Protocolo escogido es compatible con el SCADA del CND y cumple con lo establecido en el Reglamento de Operación (Normas para el intercambio de información, Capítulo I) cumpliendo con el (NII.1.6). De no demostrarse la efectividad de la comunicación de la información, el Agente deberá seleccionar otro protocolo permitido en el Reglamento de Operación.</u></p> <p>Posterior a la primera implementación, cuando sea necesario agregar nuevas señales el informe deberá demostrar que no se afecta la calidad en el intercambio de información.</p> <p>Los parámetros a suministrar serán:</p> <p>1. Control</p> <ul style="list-style-type: none"> •Operación Automática o AGC del sistema SCADA, cumpliendo con lo indicado en el artículo MOM.1.29 y MOM.1.30. •Operación Esclavo, en el que se define un punto de operación deseado a la central de generación desde el sistema SCADA, para las centrales hidroeléctricas que no operen bajo AGC para la regulación secundaria. Esto aplicará siempre y cuando la Planta posea los equipos para tal operación. •Control Conjunto (subir y bajar carga en MW/minuto) de las unidades generadoras que lo posean. <p>2. Información de Estatus</p> <ul style="list-style-type: none"> •Estatus de posición de cada una de las compuertas de los embalses, y en la descarga según sea el caso. •Estatus de los interruptores del lado de alta y baja de los transformadores. •Estatus de los interruptores de las subestaciones de conexión de las centrales de generación y/o recerradores en los puntos de conexión a una línea existente. •Estatus de los interruptores 	<p><u>extensiva la propuesta a los Generadores.</u></p>

Norma actual	Norma propuesta	Justificación
<p>Generación.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mediciones de voltaje en el lado de alta del transformador. • Mediciones de voltaje (kV), Potencia activa (MW), reactiva (MVAR) y aparante (MVA) en ambos extremos de las líneas. • Mediciones de Potencia activa (MW), reactiva (MVAR) de equipos de compensación reactiva. • Mediciones de corrientes por fase, frecuencia y factor de potencia para las líneas de conexión. • Medición del factor de potencia para los transformadores. <p>4. Mediciones de tiempo real adicionales para centrales hidroeléctricas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mediciones de niveles de embalse, desarenador, tanque de presión o cámara de carga, en metros sobre el nivel del mar (msnm), en los casos en los que la central cuenta con una regulación horaria. • Mediciones de niveles, nivel de descarga, nivel canal de conducción y cota de descarga (aguas abajo) en metros sobre el nivel del mar (msnm). • Mediciones de flujo canal conducción (m3/s) y flujo turbinado por unidad (m3/s). <p>En los casos en los que no se cuente con dichas mediciones el Agente debe proporcionar las ecuaciones de cálculo de dichos parámetros con el informe de validación.</p> <p>5. Mediciones de tiempo real adicionales para las centrales basadas en Energías Renovables No Convencionales: Además de los puntos que anteceden y les apliquen, deben enviar la medición en tiempo real de la lectura de su recurso primario (de acuerdo a su tecnología: la irradiación solar, la temperatura, la velocidad del viento y otros). La medición de las señales en tiempo real deberá ser por unidad o en casos especiales por grupo de unidades dependiendo de la necesidad para la operación de tiempo real, planificación y/o programación de esta central, para lo cual el</p>	<p>asociados a las unidades de generación.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Estatus de los conmutadores "Local – Remoto" de las unidades de generación habilitadas para participar en el Control Automático de Generación. • Estatus del modo de control del Sistema de Excitación. • Regulación automática de la tensión (AVR). • Regulación Manual (corriente de campo). • Regulación del Factor de Potencia. • Regulación de MVAR. • <u>Alarmas generales de monitoreo de comunicación con las UTRs, para el caso en que el intercambio de información se dé entre centros de control.</u> <p>3. Medición de tiempo real</p> <ul style="list-style-type: none"> • Potencia activa (MW) y reactiva (MVAR), para cada unidad. • Medición de voltaje de fase a fase preferiblemente o fase a neutro en su defecto, y frecuencia de cada uno de los Generadores de la Planta de Generación. • Mediciones de voltaje en el lado de alta del transformador. • Mediciones de voltaje (kV), Potencia activa (MW), reactiva (MVAR) y aparante (MVA) en ambos extremos de las líneas. • Mediciones de Potencia activa (MW), reactiva (MVAR) de equipos de compensación reactiva. • Mediciones de corrientes por fase, frecuencia y factor de potencia para las líneas de conexión. • Medición del factor de potencia para los transformadores. • Alarmas generales, condiciones críticas y no críticas de los transformadores, subestaciones y líneas. • Contadores de Energía entrando y saliendo de la planta: MWh, MVARh. • En los casos que la central participe de la regulación secundaria en AGC deberá remitirse señal de retroalimentación del comando recibido por el equipo ubicado en la central y destinado a coordinar los mandos hacia las unidades de generación. 	

Norma actual	Norma propuesta	Justificación
<p>CND deberá dar su aval.</p> <p>6. Medición de tiempo real adicionales para SAEb. Además de los puntos que le anteceden y que les apliquen, deberán enviar la medición en tiempo real de estado de carga y descarga. El CND podrá solicitar cualquier otra medición que ayude a prestar debidamente el servicio de operación integrada, tales como:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Mediciones de MW, MVAR, frecuencia y tensión. 2. Tiempo de almacenamiento en minutos a las siguientes potencias: 25, 50, 75. 100 % de su capacidad. Con refrescamiento cada 5 minutos 3. Señal de control de frecuencia (Activa y desactivo). 4. Señal de servicio o fuera de servicio del SAEb. 5. Alarmas críticas y no críticas. 6. Alarmas de protecciones. 7. Señal de la rampa de bajada y subida MW/min. 8. Señal del equivalente estatismo de un generador en porcentaje. 9. Señal del punto de ajuste de MW (setpoint) 	<p>4. Mediciones de tiempo real adicionales para centrales hidroeléctricas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mediciones de niveles de embalse, desarenador, tanque de presión o cámara de carga, en metros sobre el nivel del mar (msnm), en los casos en los que la central cuenta con una regulación horaria. • Mediciones de niveles, nivel de descarga, nivel canal de conducción y cota de descarga (aguas abajo) en metros sobre el nivel del mar (msnm). • Mediciones de flujo canal conducción (m3/s) y flujo turbinado por unidad (m3/s). <p>En los casos en los que no se cuente con dichas mediciones el Agente debe proporcionar las ecuaciones de cálculo de dichos parámetros con el informe de validación.</p> <p>5. Mediciones de tiempo real adicionales para las centrales basadas en Energías Renovables No Convencionales:</p> <p>Además de los puntos que anteceden y les apliquen, deben enviar la medición en tiempo real de la lectura de su recurso primario (de acuerdo con su tecnología: la irradiación solar, la temperatura, la velocidad del viento y otros).</p> <p>La medición de las señales en tiempo real deberá ser por unidad o en casos especiales por grupo de unidades dependiendo de la necesidad para la operación de tiempo real, planificación y/o programación de esta central, para lo cual el CND deberá dar su aval.</p> <p>6. Medición de tiempo real adicionales para SAEb. Además de los puntos que le anteceden y que les apliquen, deberán enviar la medición en tiempo real de estado de carga y descarga. El CND podrá solicitar cualquier otra medición que ayude a prestar debidamente el servicio de operación integrada, tales como:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Mediciones de MW, MVAR, frecuencia y tensión. 2. Tiempo de almacenamiento en minutos a las siguientes potencias: 25, 50, 75. 100 % de su capacidad. Con 	

Norma actual	Norma propuesta	Justificación
	refrescamiento cada 5 minutos 3. Señal de control de frecuencia (Activa y desactivo). 4. Señal de servicio o fuera de servicio del SAEb. 5. Alarmas críticas y no críticas. 6. Alarmas de protecciones. 7. Señal de la rampa de bajada y subida MW/min. 8. Señal del equivalente estatismo de un generador en porcentaje. 9. Señal del punto de ajuste de MW (setpoint)	
<p>(NII.1.8) Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través del SCADA, los Agentes Distribuidores, Autogeneradores, Cogeneradores que estén conectados directamente a la red de transmisión, así como los Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión y todos aquellos agentes que vinculen puntos de intercambio de terceros con la Empresa de Transmisión, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo su supervisión, control y suministrar todos los parámetros relacionados. Para este fin deberán entregar toda la información de campo requerida en el SCADA del CND a través de protocolos DNP Serial, DNP TCP, IEC 870-5-101 e IEC 870-5-104.</p> <p>Los parámetros a suministrar serán:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Estatus de los interruptores asociados a las líneas del agente en sus dos extremos, así como de los transformadores en todos sus devanados y equipos de compensación reactiva. • Activar y desactivar recierres de líneas y protecciones previamente acordadas con la Empresa de Transmisión. • Alarmas generales, condiciones críticas y no críticas de los transformadores y subestaciones. • Mediciones de Potencia activa (MW), reactiva (MVAR) y 	<p>(NII.1.8) Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través del SCADA, los Agentes Distribuidores, Autogeneradores, Cogeneradores que estén conectados directamente a la red de transmisión, así como los Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión y todos aquellos agentes que vinculen puntos de intercambio de terceros con la Empresa de Transmisión, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo su supervisión, control y suministrar todos los parámetros relacionados. Para este fin deberán entregar toda la información de campo requerida en el SCADA del CND a través de protocolos <u>IEC-60870-6 (ICCP), DNP Serial, DNP TCP, IEC 870-5-101 e IEC 870-5-104.</u></p> <p><u>En el proceso de implementación de nuevas señales donde se utilice alguno de los protocolos listados por primera vez, el Agente deberá presentar al CND, un informe basado en pruebas integrales de funcionamiento y desempeño que demuestre que el Protocolo escogido es compatible con el SCADA del CND y cumple con lo establecido en el Reglamento de Operación (Normas para el intercambio de información, Capítulo I) cumpliendo con el (NII.1.6). De no demostrarse la efectividad de la comunicación de la información, el Agente deberá seleccionar otro protocolo permitido en el Reglamento de</u></p>	<p>Ampliar las opciones de comunicación con el SCADA del CND mediante el estándar de comunicación ICCP el cual cumple con los requerimientos técnicos de Reglamento de Operación, artículos NII.1.2, NII.1.4 y NII.1.5 los cuales definen las características que deben tener los datos reportados por los agentes:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Datos en tiempo real - Reporte por Excepción - Banda muerta - Estampa de Tiempo - Secuencia de eventos <p>Se incluye comentario del CND.</p>

Norma actual	Norma propuesta	Justificación
<p>aparente (MVA), en ambos extremos de la línea, para cada devanado de los transformadores y equipos de compensación reactiva.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contadores de Energía entrando y saliendo en los puntos fronteras con la Empresa de Transmisión MWh, MVARh. • Mediciones de voltaje en ambos extremos de las líneas y para cada devanado de los transformadores. • Mediciones de la posición el Tap del cambiador de toma bajo carga de los transformadores de potencia. • Mediciones de corrientes por fase, frecuencia y factor de potencia para las líneas de conexión. • Mediciones de factor de potencia para los transformadores. • Estatus de las cuchillas motorizadas y cuchillas de tierras, asociadas a cada una de sus instalaciones. 	<p><u>Operación.</u></p> <p><u>Posterior a la primera implementación, cuando sea necesario agregar nuevas señales el informe deberá demostrar que no se afecta la calidad en el intercambio de información.</u></p> <p>Los parámetros a suministrar serán:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Estatus de los interruptores asociados a las líneas del agente en sus dos extremos, así como de los transformadores en todos sus devanados y equipos de compensación reactiva. • Activar y desactivar recierres de líneas y protecciones previamente acordadas con la Empresa de Transmisión. • Alarmas generales, condiciones críticas y no críticas de los transformadores y subestaciones. • Mediciones de Potencia activa (MW), reactiva (MVAR) y aparente (MVA), en ambos extremos de la línea, para cada devanado de los transformadores y equipos de compensación reactiva. • Contadores de Energía entrando y saliendo en los puntos fronteras con la Empresa de Transmisión MWh, MVARh. • Mediciones de voltaje en ambos extremos de las líneas y para cada devanado de los transformadores. • Mediciones de la posición el Tap del cambiador de toma bajo carga de los transformadores de potencia. • Mediciones de corrientes por fase, frecuencia y factor de potencia para las líneas de conexión. • Mediciones de factor de potencia para los transformadores. • Estatus de las cuchillas motorizadas y cuchillas de tierras, asociadas a cada una de sus instalaciones. • <u>Alarmas generales de monitoreo de comunicación con las UTRs, para el caso en que el intercambio de información se dé entre centros de control.</u> 	

IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

La propuesta planteada busca ampliar las opciones para el intercambio de información entre el CND y los agentes Distribuidores, Autogeneradores y Cogeneradores a través de un protocolo utilizando a nivel mundial creado para este propósito y que cumple con los requerimientos intercambio de información entre Agentes del Mercado Eléctrico y el SCADA del CND.

La misma propuesta amplía la posibilidad del uso de este protocolo a los agentes Generadores, Generadores Renovables No Convencionales, Autogeneradores y Cogeneradores (NII.1.7).

La propuesta no incluye la incorporación del protocolo ICCP para los agentes Transportistas (NII.1.9), debido a que, en las condiciones del mercado eléctrico actual, solo hay un transportista (ETESA), el cual no posee un centro de control exclusivo, sino que es el CND quien recolecta la información de las subestaciones de ETESA por medio de su sistema SCADA.

V. ANEXOS AL INFORME DE SUBCOMITÉ

Se anexan los siguientes documentos para referencia:

- a. ANEXO A – Propiedades y Compatibilidad del Protocolo ICCP**
- b. ANEXO B – Tiempos de transferencia de datos con protocolo ICCP**
- c. ANEXO C – PRESENTACION – Subcomité Técnico – ICCP**