

Análisis del procedimiento técnico para la gestión de la distribución eléctrica con SCADA

Franklin Rodríguez, Luis Zúñiga, Henry Solera y Prof. Randall Barnett

Escuela de Ingeniería,
Universidad Latinoamericana de Ciencia y Tecnología,
ULACIT, Urbanización Tournón, 10235-1000
San José, Costa Rica
[frodriquezz980, lzuniga, hsolerac552, rbarnettv200]@ulacit.ed.cr
<http://www.ulacit.ac.cr>

Resumen :Actualmente, en Costa Rica, se da un creciente aumento en los precios de la electricidad, esto impacta en diferentes ámbitos de forma negativa, ya sea a los usuarios, al gobierno o a las empresas de distribución, que son autónomas y se rigen con sus normas y reglamentos internos, para emplear mejores prácticas del manejo del recurso energético.

En este tema se investiga la posibilidad de que todas las obras de distribución, compartan testimonios del manejo del recurso energético a través de los centros de control, donde se concentra la operación de la red eléctrica, por medio de un sistema de supervisión-control y adquisición de datos. Esto significa, que las empresas de distribución interactúen entre sí con la finalidad de hacer posible un manejo más eficiente de la energía y tomen como referencia un procedimiento técnico para realizar ese enlace, en los centros de control de cada firma integrada.

Se determinó la viabilidad a través de lecturas de casos de éxito en otros países, donde se recomienda un protocolo adecuado para la comunicación entre los centros de control, el tipo de información y la seguridad que este involucra. Además, se identificaron los obstáculos para la resolución del procedimiento técnico a nivel nacional. De esta manera la aplicación de nuestra propuesta está condicionada a que se cuente con todos los recursos necesarios para la interoperabilidad entre los centros de control y con certeza se realizaría un uso más efectivo y eficaz del recurso energético nacional.

Keywords: sistema de supervisión, control y adquisición de datos, SCADA, redes inteligentes, Smart Grid, HMI, RTU, PLC, PAC, ICCP.

1. Introducción

Imagínese un país catalogado como “amigable con el ambiente en muchos campos”; por ejemplo, el energético, en el cual más del 90% de su generación

eléctrica se produce por medio de energías renovables como la hídrica, eólica, térmica y solar. Un país en el cual conviven muchas empresas estatales y privadas de generación eléctrica, que cuentan con herramientas de punta, como los sistemas de supervisión, control y adquisición de datos. Una nación que ha brindado a estas empresas muchas ventajas y oportunidades para que se desarrollen, pero que a la vez en su territorio no exista un órgano que gestione toda la energía eléctrica generada, distribuida y consumida a nivel nacional, lo que provoca incrementos en la facturación de la actividad eléctrica, consumida por los abonados, así como la compra de fuentes no renovables, costosas y más contaminantes para el medio ambiente.

Actualmente, en Costa Rica no se ha establecido un método de carácter técnico, para que cada distribuidora eléctrica comparta información vital en todo el territorio nacional. Cada empresa de distribución eléctrica cuenta con un sistema de supervisión, control y adquisición de datos diferente; por ende, no se ha logrado establecer la interoperabilidad entre los diversos sistemas, debido a que no se ha establecido aún un estudio técnico que determine cuál es el mejor. Sumado a todo lo anterior, no se cuenta con estándares ni medidas que garanticen la adecuada seguridad corporativa e informática, al implementar las mejores prácticas bajo una base de datos del conocimiento adquirido.

Una vez indicada la problemática de las empresas de distribución eléctrica en el país, se genera la pregunta: ¿Cómo debe ser el proceso de implementación técnica de una red eléctrica inteligente, por medio de la aplicación de la tecnología de un sistema de supervisión, control y adquisición de datos, cuyo uso está orientado a empresas de distribución eléctrica en Costa Rica? Para resolver esta incógnita, se investigará el siguiente objetivo: Analizar los retos técnicos que implica la implementación de una red eléctrica inteligente, en la cual un sistema de supervisión, control y adquisición de datos sirva de insumo, para la creación de un procedimiento técnico de interoperabilidad entre los centros de control de cada empresa de distribución eléctrica nacional.

El procedimiento técnico debe ser estándar entre las empresas de distribución eléctrica, para que se produzca una labor conjunta más coordinada, ordenada y eficiente, que repercuta en un mejor aprovechamiento de los diferentes recursos de las compañías y conlleve buena gestión, en la producción de energía eléctrica y por ende, un excelente servicio, para los abonados. Estos sistemas SCADA¹ son herramientas muy importantes en el desarrollo de empresas al concentrar el control y monitoreo en una sola plataforma con capacidad de interoperabilidad entre ellos, para establecer los parámetros, lineamientos y el medio de

¹ De sus siglas en español supervisión, control y adquisición de datos.

comunicación para trasegar la información requerida.

Para cumplir el cometido, se debe averiguar la forma en que se realiza la convergencia de dispositivos en un centro de control de distribución eléctrica, que sirva como base teórico-práctica en la implementación del procedimiento técnico por realizar. Investigar el funcionamiento de los SCADA disponibles en el mercado nacional, comparar los aspectos técnicos de la implementación de la norma, a nivel nacional, en relación con los desarrollados en otros países. Investigar sobre protocolos de comunicación entre centros de control, así como métodos de seguridad utilizados e identificar los posibles obstáculos técnicos que pueden interferir en el desarrollo del procedimiento técnico para la interoperabilidad de los centros de control en cada empresa. Determinar si la confección de la norma optimizará el recurso y asegurará el manejo de la información sensible, para evitar accesos no autorizados, cuando el procedimiento técnico se ha implementado. Finalmente, investigar la normativa legal de Costa Rica, en cuanto a las redes eléctricas inteligentes, para la sustentación legal del procedimiento técnico sugerido.

Es importante indicar que esta propuesta será solo para las empresas que deseen implementar redes eléctricas inteligentes o Smart Grid y que cuenten con el sistema de supervisión, control y adquisición de datos. Además, se contempla esta solución solo para Costa Rica, pero se revisará información internacional, con fines comparativos. También se aplicarán entrevistas y nos basaremos en literatura científica, (tanto en inglés como en español) y en otras fuentes importantes como la documentación nacional para ver la normativa legal y técnica en lo que respecta a redes eléctricas inteligentes y sistemas de supervisión, control y adquisición de datos.

2. Estado del arte

En este país, no existe un órgano que gestione toda la energía eléctrica que se genera, distribuye y consume a nivel nacional. Esto se debe a que no hay una adecuada coordinación entre las empresas de distribución del flujo eléctrico, las cuales manejen eficientemente los recursos energéticos. Lo anterior, conlleva que se generen incrementos en la facturación eléctrica consumida por los abonados y la compra de energías no renovables. Como consecutivo, no se han formado estándares ni medidas, que garanticen la adecuada seguridad corporativa e informática e implementen las mejores prácticas adquiridas, bajo una base de datos del conocimiento aplicado. Cabe recalcar que esto involucraría la participación a niveles gubernamental, ambiental y social.

Las organizaciones de distribución de energía eléctrica poseen métodos de supervisión, control y adquisición de datos, que han hecho posible la gestión y control

de cada uno de sus equipos, así como el almacenamiento de la información en forma segura y versátil. Estos sistemas son herramientas muy importantes para el desarrollo eficiente de las empresas, al concentrar el control y monitoreo en una sola plataforma, con capacidad de interoperabilidad, por ende, a través de ellos se pueden establecer los parámetros, lineamientos y el medio de comunicación para que el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) se encargue de la gestión de la transferencia energética y de los recursos necesarios.

Las empresas de distribución y generación de energía eléctrica a nivel nacional son: el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), la Junta Administrativa de Servicios Eléctricos de Cartago (JASEC), la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (CoopeGuanacaste R.L.), la Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz (CoopeAlfaroRuiz R. L.), la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos (Coopelesca R. L.) y la Cooperativa de Electrificación Rural de los Santos (CoopeSanto R. L.). Caso especial es el Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica R.L. (CONELECTRICAS), que está compuesto de todas las cooperativas mencionadas y fue creado con la finalidad de gestionar el recurso energético a nivel rural.

3. Principio técnico del funcionamiento de un sistema de supervisión, control y adquisición de datos

La convergencia de dispositivos como los relés de protección, reconectores y llaves seccionadoras, autorizadas en un centro de control, se inicia con la inclusión de un equipo, determinando primero, qué tipo de función tendrá este, ya sea de monitoreo, control o ambos. Luego, se debe buscar y seleccionar el mapeo de registros de control, el estado y la medición entre una diversidad de opciones que brinda el equipo. Posteriormente, se hace el filtrado y la prueba para corroborar la veracidad de cada registro. Se crea un archivo con una extensión especial el cual será reutilizado en otro equipo igual.

Adicionalmente, se requiere una línea de comunicación mediante una dirección IP o el medio de comunicación serial como el RS-232 o RS-485. En consecuencia, se realiza la creación del equipo a nivel lógico y así se distribuye la línea de comunicación para el escalamiento de la medición. Luego se hacen los ajustes necesarios, para obtener los valores reales de los equipos.

Seguidamente, se crea una interfaz amigable con el operador del sistema SCADA por medio de botones, tablas de datos y medidores, que determinarán los valores

reales de la red de distribución eléctrica, los cuales se obtendrán a través de los diferentes equipos integrados y se crean las relaciones de la interfaz visual con los registros respectivos.

Por último, se coloca la actuación del equipo con sus registros y se le indica al operador del sistema SCADA las pantallas creadas, para que interactúen con el equipo, así como una visualización rápida de este.

4. Realidad de los sistemas de supervisión, control y adquisición de datos a nivel nacional

La figura 1 muestra los nombres y los porcentajes los sistemas SCADA utilizados a nivel nacional. Se determinó que el 90% de las empresas nacionales de distribución de energía eléctrica, que tienen un Sistema de supervisión, control y adquisición de datos, está en un proceso de desarrollo y que solo la Cooperativa Alfaro Ruíz, cuenta con un sistema de reciente adquisición. La mayoría de los SCADA a nivel nacional son de una tecnología tradicional y se han tenido que actualizar sus diferentes módulos, para cumplir con los estándares recientes, que involucran elementos de control, monitoreo, almacenamiento de la información y visualización de los datos básicos por medio de un centro de control. En este lugar se registran los diferentes dispositivos más comunes que se enlazan a este tipo de sistemas.

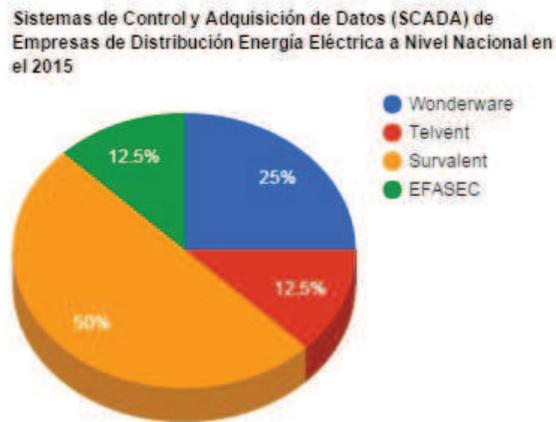


Figura 1. Sistemas de control y adquisición de datos de empresas de distribución de energía eléctrica, a nivel nacional, en el 2015.

En la figura 2, se muestran los protocolos industriales para sistemas SCADA, los cuales determinan la manera de controlar y monitorear la seguridad, así como

la forma de escalar los datos para su adecuada visualización en el Centro de control respectivo.

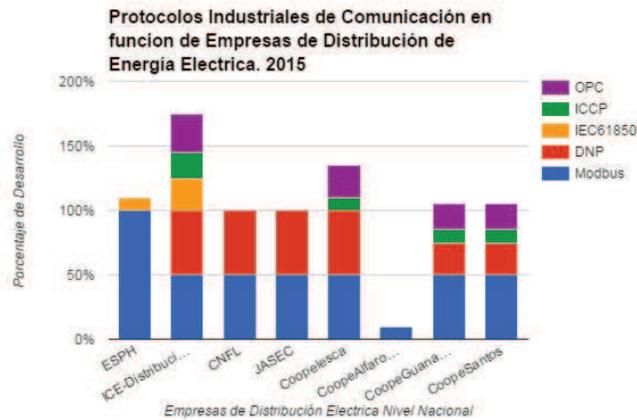


Figura 2. Protocolos industriales de comunicación, en función de empresas de distribución de energía eléctrica. 2015

5. Infraestructura técnica de varios modelos de supervisión, control y adquisición de datos

A nivel internacional, América del Norte cuenta con grandes extensiones de terreno y una geografía muy variada, con una gran multitud de abonados que superan los 100.000. Además, posee innumerables industrias que integran servicios como el agua, la energía y el gas; los cuales son regulados a través de normas, leyes de cada Estado, comisiones y organismos, ejemplo: NERC² entre otras, que buscan el mejor manejo de los recursos ofrecidos a los abonados en los sistemas SCADA.

A nivel nacional hay sistemas SCADA en todas las empresas de distribución, pero muchas están en procesos de desarrollo; es decir, no se encuentran en una fase en donde se pueda establecer niveles de comunicación superior.

En la figura 3, se muestra una estructura completa de un sistema SCADA maduro y se abre de esta manera la posibilidad de establecer un procedimiento

² De las siglas en español América del Norte Confiabilidad Eléctrica Corporación

técnico en conjunto para proponer varios puntos que a nivel internacional se han implementado con gran éxito y que pueden incorporarse a nivel local, como lo menciona la norma del SIEN ³ <http://www.coes.org.pe/dataweb3/2010/djr/baselegal/normatcnicaIITRSEIN.pdf>, norma técnica que significa intercambio de información en tiempo real de la SEIN.

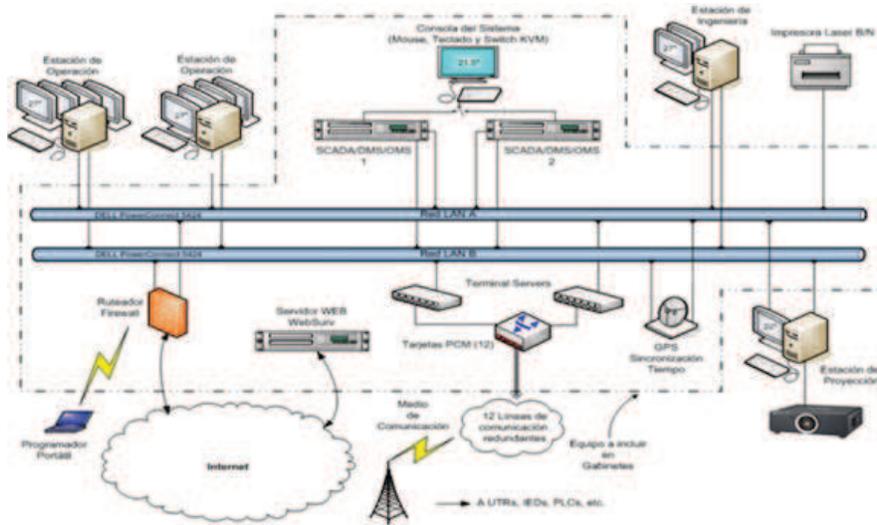


Figura 3. Configuración sistema SCADA redundante

Un sistema maduro es el que se muestra en la gráfica anterior. Se aprecia que cuenta con gran intensidad en su diseño, con una red doble, en la que se interconectan diferentes equipos, en redundancia. Se hallan dos estaciones de operación, cada una de ellas se conecta a las dos redes. Se cuenta además con dos servidores de SCADA, cada uno conectado a las dos redes. También, se aprecian estaciones de ingeniería, conectadas a las dos redes. Todo con el fin de brindar redundancia ante eventuales fallos de un equipo en la red. En esta propuesta se destacan puntos importantes como la redundancia anterior de la plataforma, pero también:

- Creación de normas: Para que este tipo específico de sistemas no se complemente con las leyes del sector eléctrico ni con el sector de las telecomunicaciones.

³ De las siglas en español Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

- Determinar un protocolo a nivel superior que integre partes fundamentales de la estructura de seguridad de la plataforma, como lo son:
 - Encriptación
 - Llaves de autenticación
 - Modelos de acceso

- Crear una organización o comité que incluya todas las empresas participantes y que estas se comprometan con el establecimiento de cuatro factores críticos o indispensables como:
 - Sanciones
 - Fiscalización
 - Disponibilidad de la información
 - Integridad de la información

6. Protocolos de comunicación de nivel superior, entre centros de control de energía eléctrica y la seguridad aplicada

En la actualidad, existen varios protocolos de comunicación muy específicos para el modelo crítico de la infraestructura de protección CIP⁴, cada uno de ellos se caracteriza por utilizar estampas de tiempo, acuse de recibo, confirmaciones, ejecución y monitoreo de los registros de cada equipo y una función ya sea de medición o de control.

También existen otros protocolos, entre los que se destaca el protocolo ICCP⁵, el cual es utilizado para el trasiego de información segura entre centros de registros de una manera encriptada y autenticada.

Cabe recalcar que ningún sistema está salvo de ser infectado, alterado, destruido, o bien que sea accedido de manera no autorizada.

Cuando hablamos de un sistema SCADA, el problema se agrava, ya que un daño en éste puede ocasionar grandes problemas a una empresa, a una provincia, a un país, a terceros e inclusive pérdida de vidas humanas. Es por eso que la seguridad

⁴ De las siglas en inglés Critical Infrastructure Protection.

⁵ ICCP significa Inter-Control Center Communications Protocol y es un protocolo desarrollado por IEC, para el intercambio de datos sobre redes de área amplia (WAN), entre el centro de control de servicios públicos y otros centros de control: servicios públicos, centrales eléctricas y subestaciones.

de la información en estos equipos se vuelve cada vez más crítica e importante de ser salvaguardada.

Finalmente, existe una organización llamada North American Electric Reliability Corporation, cuyo interés no es lucrativo. Estas empresas de la industria eléctrica norteamericana, publican casos de infiltraciones de seguridad, en sistemas SCADA, con el fin de ofrecer una mejor gestión, esto mediante un software específico que se puede descargar y ser sometido a un sistema permitido, por ejemplo, conocer el alcance de la zonas afectadas, por un ataque, identificar el tipo de peligro e incluso determinar el lugar de origen de este a través de herramientas de seguridad, tales como NEXPOSE y Metasploit.

7. Puntos sensibles de un procedimiento técnico, para la interoperabilidad de los centros de control de energía eléctrica

Los SCADA son sistemas operados por expertos del área eléctrica, pero que requieren contar con personas especializadas del área de telecomunicaciones así como de informática de cada empresa; es decir, debe integrarse al campo de telecomunicaciones e informática con el departamento de energía para que haya armonía en este proceso.

Por otra parte, una vez establecida la unión con los técnicos en estas áreas, se requiere que cada empresa tenga el control de todos los equipos IED ⁶. Con este tipo de dispositivo, las empresas deben contar con sus registros mapeados, además de escalados a valores razonables o variables comprensibles, para que puedan continuar conformando una red de comunicación muy estable ya sea con fibra óptica, por radioenlaces o GPRS ⁷ en los cuales se concentre la información en un servidor que posibilite el acceso exterior por parte de otras empresas distribuidoras, o bien el acceso a Internet.

Después de tener la información concentrada y almacenada en un solo punto, se contacta una línea de comunicación, con otras empresas, por medio de un enlace dedicado, que cuente con una velocidad mínima de 64 kbps, para una conexión segura y estable.

Cada empresa debe contemplar el protocolo ICCP, que significa Inter-Control, Center Protocolo, el cual incluye comunicaciones encriptadas, tablas de datos,

⁶ Cuyas siglas en español son dispositivo electrónico inteligente.

⁷ De las siglas en inglés general packet radio service.

llaves de autenticación y estampas de tiempo, lo que determina un enlace seguro, con acceso controlado o restringido. Por ello se recomienda, además, que cada negocio invierta en la seguridad de sus enlaces e implemente soluciones adicionales como IPS, firewall y enrutadores de gama alta.

8. Justificación de la creación del procedimiento técnico propuesto

Como se mencionó anteriormente, por medio de los casos de éxito que lograron la obtención de buenos resultados al establecer este modelo, con todas sus partes, leyes, sanciones y órganos para la fiscalización, se asegura que se podrá hacer un manejo más eficiente del recurso eléctrico nacional.

La integridad de la información se observa desde diferentes aristas. A nivel de protocolo: es muy seguro y escalable, además deben existir conexiones estables, permanentes y fiables entre las empresas. A nivel de comunicaciones: se determina una velocidad de comunicación, para la criticidad de información que conlleva, se debe tener en cuenta, las estampas de tiempo, que determinan los valores de milisegundos y la disponibilidad de este. Por último, a nivel del SCADA: se debe tener un sistema escalable, flexible y permanente, para poder hacer este tipo de desarrollo, que implica interoperabilidad entre diferentes distribuidores de energía, los cuales usan un servidor que maneja la información de manera centralizada.

Cuando se tengan todos los SCADA de cada empresa en un estado maduro, como lo muestra la figura 4, la implementación de este modelo de iniciativas eléctricas quedará sujeta solo al proceso burocrático que establezca el tiempo de implantación y sujeta a que cada compañía tenga un sistema apto, para establecer comunicaciones a nivel superior.

9. Actualidad legal de las redes eléctricas inteligentes, en Costa Rica

Para abordar este objetivo, se revisó la Ley General de Electricidad y la General de Telecomunicaciones, ambas emitidas por la Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica y se observó solo en la primera varias partes que abordan de manera muy general las redes eléctricas inteligentes; así pues, se puede citar:

En el punto 5.20, llamado La convergencia de la energía y las telecomunicaciones, se indican las características comunes de estas, como por ejemplo su integración

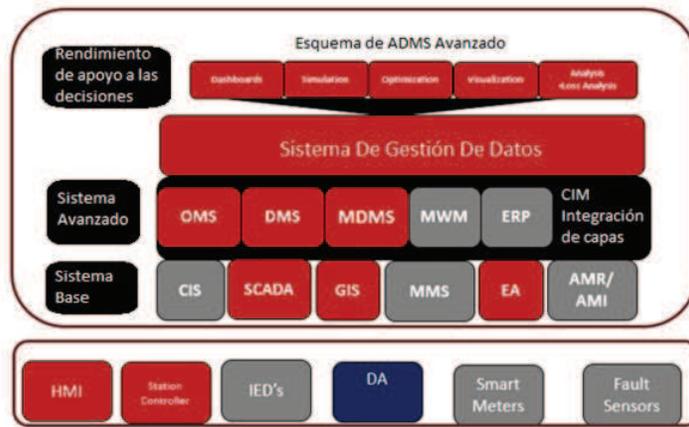


Figura 4. Esquema de ADMS Avanzado

con las tecnologías de la información (TI), la seguridad, el acceso remoto a dispositivos, la administración de la demanda eléctrica y otras. Más adelante, en este mismo punto se indica: “ Otro caso es el crecimiento acelerado y rápido desarrollo de las redes inteligentes. Una línea inteligente es una parte importante de la solución de los futuros retos, que debe enfrentar la industria eléctrica. Por esta razón, el presente Proyecto de Ley incorpora, como parte de las obligaciones de los propietarios de las redes eléctricas, la responsabilidad de incluir en su planificación el desarrollo de redes eléctricas inteligentes y la opción de que pueda utilizar la infraestructura de redes eléctricas, para brindar servicios de telecomunicaciones. Como se observa, es una obligación, por ley, que los propietarios de redes eléctricas implementen redes eléctricas inteligentes y su convergencia con las telecomunicaciones.

En el punto 5, Aspectos característicos del Proyecto de Ley General de Electricidad, se menciona: “ Las empresas de distribución pueden realizar la actividad de generación, siempre y cuando se cumpla con condiciones regulatorias específicas. No pone límites de participación, en cuanto a potencia o energía, para las empresas de generación, puedan ser: públicas, privadas o de esquema mixto y permite el desarrollo, sin límite, de la actividad de generación, en las organizaciones de distribución eléctrica, de manera que el país siempre disponga de la potencia y la energía que requiere, en todo momento; a precios competitivos y factibles.” Como se puede observar, el gobierno ha brindado muchas oportunidades y ventajas para que las empresas de energía se desarrollen y fortalezcan, en beneficio de estas y de sus abonados.

En el artículo 46, Obligaciones específicas del transmisor y del distribuidor, se indica: “ Las empresas de distribución y de transmisión, están obligadas en sus

áreas de concesión, a promover y facilitar el desarrollo de proyectos de promoción, de autoconsumo, generación distribuida, coexistencia de hidrógeno para el almacenamiento, producción de electricidad y de eficiencia energética. Así como, desarrollar redes inteligentes, basadas en tecnologías de información, comunicación y control; que permitan la administración eficiente de los recursos de la red, para optimizar las fuentes energéticas del sistema, las cuales deberán estar a disposición de los proyectos que generan o consumen energía, en el ámbito de la presente Ley. ” Según el texto anterior, se entiende que es una obligación, por ley, que los propietarios de redes eléctricas implementen redes eléctricas inteligentes, así como su convergencia de las telecomunicaciones con TI, con el fin de optimizar los recursos energéticos del sistema.

En el artículo 204, Requisitos para el otorgamiento de la concesión de servicios de transmisión y de distribución eléctrica, se indican: “ Los requisitos necesarios, para el otorgamiento de la concesión, que sirvan al servicio de transmisión y de distribución eléctrica y las obligaciones y derechos del concesionario que se establecerán en el Reglamento de esta Ley.”

También, el artículo 75, Requisitos esenciales, que debe tener el diseño de subastas. Se indican generalidades para las subastas entre empresas propietarias de redes eléctricas.

Finalmente, en esta ley se hace referencia a la importancia de la calidad eléctrica y el autoconsumo, como factores claves en la implementación de redes eléctricas inteligentes y no se encontraron obstáculos o impedimentos legales, en contra de la creación de redes eléctricas inteligentes y por el contrario, en Costa Rica, más bien existe una total apertura, beneficios y oportunidades, para que se fomenten este tipo de tecnologías.

10. Conclusiones

- Todo aquel dispositivo de control y/o monitoreo que se desee integrar en un sistema de energía eléctrica gestionado a través de un centro de control que tenga un SCADA debe contar al menos con estos dos requisitos principales: un puerto de comunicación y manejar una tabla de mapeo de registros de su funcionamiento.
- La totalidad de las empresas de distribución de energía eléctrica, a nivel nacional, cuentan con un SCADA y están en el proceso de modernizarlos, o bien de adquirir nuevos sistemas que sean más eficientes, seguros, escalables y estables.
- El tipo de infraestructura de seguridad y medio físico de transporte empleado para la comunicación entre el centro de control queda sujeta a las políticas internas de cada empresa involucrada.

- Hoy existen organizaciones sin fines de lucro, software libre, empresas para la certificación a nivel internacional y hardware especializado que se promueven para los sistemas SCADA. Esto corrobora que sean más seguros, eficientes y que estén al alcance de los administradores de los sistemas, para que implementen las mejoras y buenas prácticas de la industria mundial.
- Se determinó que el protocolo de comunicación ICCP es el más adecuado, seguro, encriptado y escalable, para lograr interoperabilidad, entre los centros de control de las diferentes empresas de distribución de energía eléctrica, al proveer la comunicación y trasiego de información sensible de forma fiable.
- Si todos los factores técnicos ya mencionados se concretan, se podría decir con certeza que este procedimiento técnico propuesto cumplirá con la optimización del recurso energético que el país requiere.
- No existen obstáculos o impedimentos legales, en contra de la creación de redes eléctricas inteligentes. Por el contrario, en Costa Rica existe una total apertura, beneficios y oportunidades para que se fomenten este tipo de tecnologías.

11. Recomendaciones

- Se debe brindar una capacitación formal, completa y estándar a todos los operadores de los sistemas SCADA, para que estos puedan gestionar, adecuadamente, todo el funcionamiento de los diferentes componentes del sistema, como por ejemplo: actividades adecuadas de los equipos, señales de advertencias, señales de emergencias, funcionamiento inadecuado, gestión de problemas, bases de datos del conocimiento y otros.
- Se recomienda implementar el protocolo de comunicación ICCP, ya que cuatro de las ocho empresas investigadas lo utilizan y se determinó que es el más adecuado, seguro, encriptado y escalable, para alcanzar interoperabilidad entre los centros de control de las diferentes compañías de energía eléctrica. Este logra la comunicación y el trasiego de información sensible de forma fiable.
- Para la obtención de un SCADA maduro o desarrollado, la inversión es muy importante si se desea obtener los sistemas que competen a las empresas, en materia de comunicaciones, seguridad e interconexión, para tener una infraestructura eficiente en cada centro de control y entre las diferentes organizaciones.
- Fomentar la organización a la altura latinoamericana de empresas eléctricas, con el fin de que conformen un órgano sin fines de lucro para la atención, supervisión y colocación de casos de estudio. Además, que fomenten las mejores prácticas de sistemas SCADA, así como promuevan la utilización de software que analice sistemas informáticos y demás partes sensibles de estas empresas.
- Se recomienda la utilización de fibra óptica para la interconexión entre cada empresa y el uso de enlaces redundantes a través de otro proveedor de fibra óptica, ya que este país presenta una geografía muy irregular, para la implementación de enlaces inalámbricos de alta fidelidad.

- Se debe crear una organización o comité a nivel nacional, que incluya todas la empresas de distribución eléctrica estudiadas, para que en conjunto con el gobierno determinen las mejores prácticas que convengan de forma eficiente, que mejore el manejo del recurso eléctrico.
- En un país que se promueve la implementación de redes eléctricas inteligentes y en el cual aún no se ha establecido un escrito legal específico para estos sistemas tan importantes en el desarrollo de una nación, se recomienda fomentar la creación de este tipo de documentos, con el fin de que se aborde de lleno todo lo relacionado con el tema y pueda servir de fundamento legal en un futuro..

Referencias

- Aissa, A. B., Rabai, L. B. A., Abercrombie, R. K., Mili, A., y Sheldon, F. T. (2014). Quantifying availability in scada environments using the cyber security metric mfc. En *Proceedings of the 9th annual cyber and information security research conference* (pp. 81–84). New York, NY, USA: ACM. Descargado de <http://doi.acm.org/10.1145/2602087.2602103> doi: 10.1145/2602087.2602103 pages 15
- Andres, N. (s.f.). Aplicacion de los enlaces iccp en el intercambio de informacion entre los centros de control en tiempo real [Manual de software informático]. <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/9877/1/2006AJIEE-6.pdf>. pages 15
- Chen, S. (2015). A generation system of intelligent power dispatching operation sheet. , 734, 408-411. pages 15
- DoNGHYUN CHOI, D. W., HANJAE JEONG, y KIM, S. (2013). Hybrid key management architecture for robust scada systems*. *JOURNAL OF INFORMATION SCIENCE AND ENGINEERING*, 281-298. pages 15
- Gungor, D. o. C. E. B. U. I. T. S. D. K. T. E. S., V.C. (2011, sep). *Smart grid technologies: Communication technologies and standards*. Descargado de http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=6011696&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxppls%2Fabs_all.jsp%3Farnumber%3D6011696 pages 15
- Larkin, R. D., Lopez, J., Jr., Butts, J. W., y Grimaila, M. R. (2014, marzo). Evaluation of security solutions in the scada environment. *SIGMIS Database*, 45(1), 38–53. Descargado de <http://doi.acm.org/10.1145/2591056.2591060> doi: 10.1145/2591056.2591060 pages 15
- Muhammad Aamir, M. A. U. B. S. C. N. A. K., Javier Poncela. (2013, feb). Optimal design of remote terminal unit (rtu) for wireless scada system for energy management. , 999–1012. pages 15
- Munir Majdalawieh, D. W., Francesco Parisi-Presicce. (2006). *Dnpsec: Distributed network protocol version 3 (dnp3) security framework*. Descargado de http://link.springer.com/chapter/10.1007/1-4020-5261-8_36 pages 15

- Narvaez, A. (2014). Aspectos técnicos de la segunda actualización integral del scada/ems del cenace. *Corporacion Centro Nacional de Control de Energía*, 11, 136-142. pages 15
- Nivethan, J., Papa, M., y Hawrylak, P. (2014). Modeling and simulation of electric power substation employing an iec 61850 network. En *Proceedings of the 9th annual cyber and information security research conference* (pp. 89–92). New York, NY, USA: ACM. Descargado de <http://doi.acm.org/10.1145/2602087.2602096> doi: 10.1145/2602087.2602096 pages 15
- Qinghua Si, J. X. G. X. Z. Y., Haibo Xu. (2014). *Application of modbus protocol in the automatic safety device*. Descargado de <http://web.b.ebscohost.com/ehost/command/detail?vid=20&sid=ae817faa-e392-4fb5-8368-ffbd9a868b6b%40sessionmgr111&hid=124&bddata=JmxhbmC9ZXMmc2l0ZT1laG9zdC1saXZl#AN=99957870&db=aci> pages 15
- Qingxue LI, L. M. (s.f.). Analysis of security of scada system. *Trans Tech Publications. Switzerland*, 568-570, 1417-1421. pages 15
- SEIN. (2010, nov). Norma técnica para el intercambio de información en tiempo (Resolución Directoral N° 055-2007-DGE ed.) [Manual de software informático]. <http://www.coes.org.pe/dataweb3/2010/djr/baselegal/NormaTecnicaIITRSEIN.pdf>. pages 15
- Stouffer, K. A., Falco, J. A., y Scarfone, K. A. (2011). *Sp 800-82. guide to industrial control systems (ics) security: Supervisory control and data acquisition (scada) systems, distributed control systems (dcs), and other control system configurations such as programmable logic controllers (plc)* (Inf. Téc.). Gaithersburg, MD, United States. pages 15
- (Qingxue LI, s.f.) (Narvaez, 2014) (Larkin, Lopez, Butts, y Grimaila, 2014) (Stouffer, Falco, y Scarfone, 2011) (Aissa, Rabai, Abercrombie, Mili, y Sheldon, 2014) (Nivethan, Papa, y Hawrylak, 2014) (DoNGHYUN CHOI y KIM, 2013) (Chen, 2015) (Muhammad Aamir, 2013) (Munir Majdalawieh, 2006) (Andres, s.f.) (Gungor, 2011) (Qinghua Si, 2014) (SEIN, 2010) (?, ?) (?, ?)

Glosario

CIP Es un concepto que se refiere a la preparación y respuesta, en relación con los incidentes graves que involucran a la infraestructura crítica de una región o nación.. 8

energía eléctrica a la forma de energía que resulta de la existencia que difiere de potencia, entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos, por medio de un conductor de este flujo. La energía eléctrica puede transformarse en muchas otras formas de fuerzas, tales como la energía lumínica o luz, la energía mecánica y la energía térmica.. 2

energías renovables a la energía que se obtiene de fuentes naturales, virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Entre las energías renovables se cuentan la eólica, geotérmica, hidroeléctrica, mareomotriz, solar, undimotriz, la biomasa y los biocarburos.. 2

interoperabilidad como la habilidad de dos o más sistemas o componentes para intercambiar datos y utilizar la información intercambiada.. 2

Metasploit es un proyecto open source de seguridad informática, que proporciona información acerca de vulnerabilidades de seguridad y ayuda en tests de penetración "Pentesting" el desarrollo de firmas para sistemas de detección de intrusos.. 9

NERC es una organización no lucrativa, con sede en Atlanta, Georgia y que se estableció el 28 de marzo de 2006, como la American Electric Reliability Council Norte (también conocido como NERC). NERC, se formó el 1 de junio de 1968, por la industria eléctrica, para promover la fiabilidad y la adecuada transmisión de energía, en los sistemas de servicios públicos de electricidad, en América del Norte. La misión de NERC es "garantizar el transporte fiable de la red eléctrica, en América del Norte. 6

SCADA es un software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia. Facilita retroalimentación, en tiempo real con los dispositivos de campo (sensores y actuadores), y controla el proceso automáticamente. Provee a toda la información que se genera en el campo productivo (supervisión, control de calidad, control de producción, almacenamiento de datos, y otros.) y permite su gestión e intervención. 2

SIEN conjunto de empresas eléctricas conectadas entre sí, con sus respectivos centros de control de carga, los cuales permiten la transferencia de energía eléctrica entre los diversos sistemas eléctricos del Perú. 7