

# Evolución del Centro de Operaciones Una Propuesta de Esquema a las Nuevas Tendencias y Desafíos en Ecuador

Roberto Barba Barba

*Centro Nacional de Control de Energía, CENACE*

**Resumen**— Se propone un esquema para el equipo de turno en la sala de control del CENACE, que responda a la evolución de los sistemas de potencia y las nuevas tendencias tecnológicas aplicadas a estos sistemas.

Este artículo está dividido en cuatro secciones: En la sección 1 se hace una breve reflexión sobre la importancia de la misión del equipo de trabajo que coordina, supervisa y controla la operación del Sistema Nacional Interconectado – SNI; en la sección 2 se realiza un análisis retrospectivo – cualitativo de la evolución de la estructura del Centro de Operaciones del Sistema Nacional Interconectado, considerando el esquema del equipo de turnos y la definición de las responsabilidades; en la sección 3 se analizan los nuevos retos en la operación del sistema nacional interconectado, considerando el aumento en la complejidad del mismo y las nuevas tecnologías para la operación de sistemas eléctricos de potencia; en la sección 4 se propone la estructura del equipo de turno y sus responsabilidades para operación adecuada del sistema para poder enfrentar los retos futuros.

**Palabras clave**— Estructura de Equipo de Turno, Operación del Sistema Nacional Interconectado.

**Abstract**— A new scheme is proposed for the shift work team in the CENACE control center, which would respond to the on-going development of power systems and the new technological trends applied to these systems.

This article is divided into four parts: Part 1 is a brief reflection on the importance of the mission held by the work team in charge of coordinating, supervising and controlling operations of the National Interconnected System (SNI for its acronym in Spanish). Section 2 is a qualitative-retrospective analysis of the National Interconnected System Control Centre's structural development, considering the shift work and the responsibilities definition. Section 3

is an analysis of the new operation challenges for the national interconnected system, considering its increased complexity and new technologies in place for electrical power system operations. Section 4 proposes a new shift work team structure and assigns corresponding job responsibilities for an adequate system operation that is prepared to face future challenges.

**Index Shift**— Work Team Structure, National Interconnected System Operations.

## 1. INTRODUCCIÓN - IMPORTANCIA DEL EQUIPO DE OPERADORES DEL SNI Y SU ESQUEMA DE GESTIÓN

Se entiende por Centro de Operaciones – CO de una empresa, como la estructura organizacional encargada de coordinar la operación de su sistema; considera una estructura jerárquica (clara definición de responsabilidades), el talento humano con capacidades y competencias en el conocimiento especializado de su sistema, con un empoderamiento formal para la toma de decisiones en tiempo real, tanto en condiciones normales como de emergencia.

En las instituciones proveedoras de servicios en línea o tiempo real, el Centro de Operaciones, Centro de Despacho, Centro de Control - CO, o como se lo conozca, representa la instancia directa en la relación entre la institución y el cliente final; el servicio público de electricidad no es la excepción. El Centro de Operaciones es el ente que debe velar por el correcto suministro del servicio eléctrico, garantizando el cumplimiento de los parámetros normativos de seguridad, calidad y economía, de manera permanente, durante las 24 horas del día, los 365 días del año.

Existen varios factores clave a considerar para que estos parámetros del servicio eléctrico se cumplan a cabalidad: la competencia y capacidad del equipo de operadores de turno, la tecnología disponible para supervisión y control del sistema, y por último, la estructura del equipo definido para la ejecución de esta gran tarea; esquema definido por la estructuración de las responsabilidades y el número

preciso de profesionales para el cumplimiento cabal de estas responsabilidades. Pues no sería lo mismo operar el SNI con la estructura actual, que con la estructura del esquema de turnos que se tenía en la década de los 70, sería prácticamente imposible



Figura 1: Sala de Control CENACE

## 2. ANÁLISIS RETROSPECTIVO DE LA ESTRUCTURA DEL CENTRO DE OPERACIONES DEL ECUADOR [1]

- Partamos de la década de los 70 en la cual a lo largo y ancho del país existían subsistemas eléctricos aislados, a cargo de las empresas eléctricas de distribución de las ciudades respectivas, para dotar de energía a los habitantes de las principales ciudades del Ecuador.
- Bajo esta estructura del servicio eléctrico, la operación del sistema se la realizaba en varios esquemas: centros de operaciones locales, en otros casos lo realizaban los propios operadores de las centrales de generación, quienes de manera manual y por la percepción de su visión, tomaban las acciones para el seguimiento de la demanda de energía.
- En esta década, específicamente en el año 1977, inicia la operación del Sistema Nacional Interconectado, “con el suministro de servicio eléctrico a la zona norte del país, sirviendo a los sistemas de la Empresa Eléctrica Quito, INECEL - Latacunga y Empresa Eléctrica Ambato. Esta operación inició con el ingreso de la central termoeléctrica de Guangopolo con 30.6 MW y luego ingresó en 1978, la hidroeléctrica de Pucará con 73 MW” (1). Con este hito se crea por primera vez el Centro de Operaciones del Ecuador, conocido como Despacho de Carga, encargado de la supervisión y coordinación de la operación de varios subsistemas interconectados, contaba con un despachador, cuyo perfil académico era de tecnólogo.
- Interconexión de Quito y Guayaquil. En el año de 1980 se produce un gran hito en la historia del servicio eléctrico ecuatoriano, se interconecta la capital de la república (Quito) con el centro industrial del país (Guayaquil) con un sistema de transmisión cuyo voltaje era de 138 kV. Bajo este contexto crecen las responsabilidades, las necesidades de competencia para el entendimiento correcto del comportamiento de los fenómenos eléctricos, y el esfuerzo para la operación del sistema de potencia; la división de estas responsabilidades se las maneja con el criterio de subdespacho de carga, ubicado en la ciudad de Guayaquil.
- Cambio de voltaje en la interconexión Quito – Guayaquil e ingreso de la Fase AB de la central Paute. El cambio de voltaje de la interconexión Quito – Guayaquil a 230 000 voltios (1982) y el ingreso a operación de la fase AB de la central Paute de 500 MW (1983), generaron un cambio radical en la operación del Sistema Nacional Interconectado, pues se presenta una redistribución completa en los flujos de potencia en todo el Sistema Nacional de Transmisión, especialmente desde el gran nodo de generación hacia los nodos concentradores de carga, Quito y Guayaquil; las exigencias en competencias para la operación del sistema aumentan. En este contexto se define la necesidad de incluir un Operador Ayudante al Despachador, quien se encargara de la relación con las empresas de distribución y de otros aspectos logísticos de la operación, sobre la base de las disposiciones emitidas por el tecnólogo despachador.
- Ingreso del SCADA/EMS. En 1995 ingresa a operación el SCADA/EMS SPIDER, del Centro de Operaciones del Sistema Nacional Interconectado. La correcta visión de las autoridades se orientó a cambiar la estructura de competencias, que se requerían para el máximo aprovechamiento de esta nueva tecnología, pues era necesario conocimientos a nivel de ingeniería, para el entendimiento y uso correcto de las nuevas herramientas, de manera particular el aprovechamiento cabal de las funciones de aplicación.
- Bajo este contexto, el equipo de operación de turnos del SNI, pasó a conformarse de un ingeniero eléctrico y un tecnólogo.
- Durante la segunda mitad de la década de los 90, para cubrir la expansión del sistema con el ingreso de varias centrales de generación y crecimiento de la demanda, inicia un proceso de fortalecimiento de la estructura de turnos. El equipo de operadores

del sistema nacional interconectado cambia a tres ingenieros, uno responsable de la Coordinación del turno, otro ingeniero encargado del despacho y control de la generación y un tercero encargado de la supervisión y control de la transmisión y la coordinación con las empresas distribuidoras.

- Ingreso de la interconexión con Colombia. En el año 2003 ingresa la interconexión con Colombia, dos circuitos a 230 kV, con una capacidad de 250 MW de transferencia. El comportamiento eléctrico del sistema vuelve a cambiar radicalmente, por varios aspectos, la presencia de fenómenos eléctricos que no se habían registrado, la necesidad de operar el Control Automático de generación en modo Control de Intercambio y frecuencia – TLB, exigencia fundamental para la coordinación de la operación internacional, de la interconexión de los sistemas eléctricos de potencia de Ecuador y Colombia.
- En este contexto, aumentaron las responsabilidades y exigencias de la coordinación para la operación del sistema, se mantuvo la misma estructura del equipo de operadores de turno: El ingeniero Supervisor asumió la operación y despacho de la interconexión con Colombia, mientras que el ingeniero operador de generación asumió la operación del Control Automático de Generación, y el ingeniero operador de transmisión tuvo que maximizar sus esfuerzos, para enfrentar el nuevo comportamiento de los parámetros de calidad del sistema, comportamiento completamente diferente de los perfiles de voltaje y grandes cambios en los flujos de potencia en el SNT, debido a las modificaciones repentinas en el despacho de la interconexión internacional.
- Cabe indicar que en el año 2008 ingresó la segunda interconexión con Colombia, completando 4 circuitos de 230 kV, que permiten una transferencia de hasta 500 MW, incrementando las exigencias en la coordinación internacional de la operación interconectada, siendo la más saliente el apareamiento de modos de oscilación, debido a las grandes transferencias de potencia.
- En el año 2012 se implementa en el SNI el sistema de monitoreo de área amplia – WAMS, el cual establece un nuevo hito en la operación de sistemas eléctricos de potencia, pues ya es posible supervisar el comportamiento dinámico del sistema de potencia y de sus componentes, a través de la información fasorial en tiempo real, facilidad que anteriormente era posible únicamente con un análisis posoperativo.

- El ingeniero operador de Transmisión es el encargado de realizar estas actividades de supervisión y análisis de la información fasorial.

Con esta reseña histórica se puede identificar la evolución del esquema del equipo de turno para la operación del SNI, y de la evolución de las responsabilidades asignadas a los miembros de este equipo.

Se pueden identificar cambios relevantes en las responsabilidades del equipo de turno, teniendo una particular característica las responsabilidades del ingeniero operador de transmisión, pues actualmente es el encargado de la supervisión y control del SNT, responsable de la coordinación con las empresas de distribución y operación de las interconexiones con los sistemas eléctricos de estos sistemas, y responsable de la supervisión del comportamiento dinámico del sistema y sus componentes, a través de la información fasorial del sistema WAMS.

Si bien esta estructura funciona a cabalidad en condiciones normales, en condiciones de emergencia para grandes eventos, las responsabilidades y acciones se multiplican, haciendo insuficiente el recurso humano para la coordinación de la operación, en todos sus aspectos.

### 3. NUEVOS RETOS Y REQUERIMIENTOS

En el corto y mediano plazo se tienen previstos nuevos cambios en varios aspectos relativos a la operación del sistema de potencia, tanto en el ámbito tecnológico, como en la expansión del sistema.

A continuación, se presenta un breve análisis de los futuros cambios y de su impacto previsto en el comportamiento del sistema de potencia y en los requerimientos para la estructura del equipo de operación del sistema.

#### 3.1. Expansión del sistema

- Sistema Nacional de Transmisión a 500 kV. Para el año 2016 se tiene previsto el ingreso, en etapas, a operación del sistema de transmisión de extra alto voltaje a 500 kV, para poder evacuar la energía producida por el ingreso de la central Coca Codo Sinclair de 1500 MW.

Como impacto en la operación del sistema, se prevé el cambio radical del comportamiento del sistema eléctrico y lógicamente en la operación del mismo, desde las

condiciones de perfil de voltaje, redistribución de flujos de potencia, hasta los fenómenos dinámicos ante cambios en el estado de estos elementos, tanto por operación programada, como por eventos de falla; para este último caso el esfuerzo operativo será totalmente exigente. Lógicamente la operación de este nuevo sistema de transmisión será responsabilidad del ingeniero operador de transmisión.

- Expansión de la red de 230 kV. En el mediano plazo, CELEC EP TRANSELECTRIC tiene previsto el reforzamiento de ciertas zonas del SNT, generándose en algunas zonas corredores de transmisión en anillos a 230 kV, lo cual exigirá un mayor esfuerzo en la supervisión y operación del sistema.
- Ingreso de la central Coca Codo Sinclair. Para el año 2016 se tiene previsto el ingreso a operación comercial de la central Coca Codo Sinclair de 1500 MW.
- Se prevé el cambio completo en el comportamiento de todo el SNI, al producirse una redistribución de los flujos de potencia, pues el nuevo nodo principal suministrador de energía será esta central.
- Para este último caso el esfuerzo operativo será totalmente exigente. El impacto en el cambio en la matriz de responsabilidades afectará a todo el equipo de operadores de turno, siendo evidente el aumento en las actividades para los ingenieros operadores de generación y transmisión.
- Impacto similar, aunque en una menor escala, se tendrá con el ingreso de 7 nuevos proyectos hidroeléctricos restantes.
- Integración latinoamericana. Considerando la visión del Gobierno Central – de convertir al Ecuador en exportador de energía eléctrica – concomitantemente con los planes regionales de integración eléctrica, con el ingreso de sistemas interconectados a 500 kV, se producirá un nuevo impacto en la matriz de actividades y responsabilidades del equipo de operadores del sistema, tanto en el ámbito de la supervisión y control propiamente dicho, como en las exigencias de coordinación, en este caso, internacional.

### 3.2. Avances Tecnológicos

- Sistema de Monitoreo de Red de Área Amplia – WAMS y Operación coordinada con Colombia. Como se mencionó en el numeral anterior, en el 2012 entró a operar el sistema para monitoreo del sistema de potencia, a través de las mediciones fasoriales en puntos estratégicos de este sistema; además, en el presente año (2013) se prevé el intercambio de información fasorial entre

los sistemas WAMS de Ecuador y Colombia, adicional al intercambio de información de tiempo real vigente.

- Aparte del aumento ya registrado en el esfuerzo de supervisión de esta información, el intercambio de información con el sistema colombiano generará exigencias adicionales en la coordinación internacional de la operación y en la supervisión de variables adicionales del sistema colombiano.
- Esquema de Protección Sistémica – SPS. Para finales del año 2014 se tiene previsto el ingreso del Esquema de Protección Sistémica para el Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano. Este es un esquema inteligente, adaptativo de actuación muy ágil, en el orden de los 200 ms luego de haberse registrado una falla, que censa las condiciones operativas del sistema de potencia, para la definición de una matriz de acciones remediales, tal que al verificar el cambio de estado de las líneas de transmisión en el anillo troncal de 230 kV – la ocurrencia de una doble contingencia – realiza el deslastre de carga y generación en valores precisos, para mantener la estabilidad del Sistema Nacional Interconectado.
- Este sistema al ser dinámico en la auto-evaluación y definición de la matriz de acciones remediales, requiere de una supervisión permanente de todos los parámetros y variables considerados en su configuración.
- El impacto será un aumento considerable de actividades delicadas de supervisión de variables en tiempo real; nuevamente responsabilidad directa del ingeniero operador de transmisión.
- Fortalecimiento en la Gestión con el usuario Final:
- Uno de los problemas registrados en la coordinación de la operación en el SNI se ubica en las redes de Distribución, en la realización de maniobras para la ejecución de mantenimientos o para el restablecimiento del sistema luego de una falla. En estos escenarios, se han registrado varios errores operativos que han generado problemas en el servicio eléctrico al usuario final o que han agravado los ya existentes: maniobras como la energización de un parte del sistema eléctrico, cuando aún no se ha retirado la puesta a tierra; la verificación no oportuna de sobrecargas en el sistema de distribución, ha producido el disparo de elementos de dicho subsistema, generando eventos de mayor magnitud.
- Con el objeto de minimizar el riesgo de ocurrencia de estos problemas, al menos en los factores referidos a la coordinación directa entre CENACE y las Distribuidoras, que pueden afectar la operación de la zona de influencia, el

operador de transmisión, responsable directo de la coordinación con los actores de distribución, debería enfatizar su función en la coordinación con los CO de distribución, se podría considerar este apoyo en la supervisión de los sistemas de subtransmisión de las empresas, aprovechando la factibilidad de intercambio de información de los sistemas de distribución hacia el EMS de CENACE, vía ICCP.

#### 4. PROPUESTA DE UNA ESTRUCTURA DE RESPONSABILIDADES Y COMPETENCIAS PARA EL EQUIPO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

Con los antecedentes repasados, en el sentido que mientras evoluciona el sistema eléctrico de potencia, con el ingreso de más generación y de mayor tamaño, con el aumento de la complejidad en el sistema de transmisión, inclusive con el avance de la tecnología aplicada a la operación y supervisión del sistema de potencia, es necesario dotar al Centro de Operaciones de una estructura más sólida y a los profesionales de la operación, de mejores competencias para poder ir a la par con este desarrollo y mitigar los riesgos que se generan por la sobrecarga en responsabilidades asignadas.

A continuación se presenta una propuesta de la estructura del equipo de operación de los turnos en el CO para atender la operación del Sistema Nacional Interconectado. La descripción de las responsabilidades no es exhaustiva, pero se pretende evidenciar las responsabilidades más importantes de esta misión.

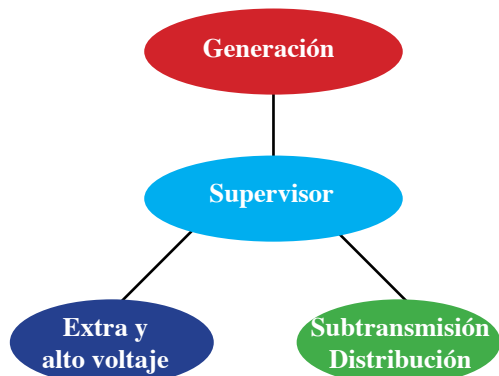


Figura 2: Propuesta Esquema de Turno

- Supervisor de Turno, Responsable de:
- La coordinación general de la operación: que las acciones y toma de decisiones que se generen en el Centro de Operaciones, por parte de los ingenieros Operadores del sistema, sean

coherentes, óptimas y seguras; tanto en el sistema de transmisión, sistema de subtransmisión, las unidades generadoras, la coordinación con las empresas distribuidoras, las interconexiones internacionales, el control de la frecuencia.

- La coordinación general, con sus respectivas contrapartes en los países interconectados, para la ejecución de las maniobras necesarias en las interconexiones internacionales.
- La definición oportuna de las mejores estrategias durante la operación del sistema en condiciones de emergencia. Responsable de la orientación y guía al equipo de operadores del sistema.
- La modificación del despacho de las unidades generadoras, en caso de requerirse.
- Operador de Generación. Responsable de:
- La ejecución del despacho económico o redespacho de las unidades generadoras, a través de la adecuada coordinación con todos los actores generadores del sistema nacional interconectado.
- Del control de la frecuencia y del intercambio internacional, a través de la correcta operación del Control Automático de Generación.
- La operación segura de las unidades generadoras, dentro de los parámetros definidos por cada una de las empresas respectivas.
- Operador de Transmisión e interconexiones Internacionales. Responsable de:
- La operación segura y confiable del Sistema Nacional de Transmisión de extra alto voltaje (500 kV) y de los subsistemas de transmisión de 230 kV.
- La supervisión permanente de las variables del sistema WAMS, identificando oportunamente tendencias que señalen deterioro de las condiciones de estabilidad del sistema.
- La correcta operación del Sistema de Protección Sistémica, identificando malfuncionamiento del sistema o riesgo en la operación del mismo, a través de los subsistemas que reflejan la coherencia operativa del mismo; las señales y alarmas que se identificarán en el HMI (interface humano-máquina).
- Operador de Subtransmisión y relación con las Empresas Distribuidoras. Responsable de:
- La operación segura y confiable del sistema de Subtransmisión 138 kV.
- La coordinación operativa con las diferentes Empresas de Distribución.
- El apoyo activo a los actores de distribución, en las maniobras en su sistema de subtransmisión, en condiciones de mantenimiento y de manera



especial en condiciones de emergencia, con énfasis en la realización segura de las maniobras requeridas.

## 5. CONTRIBUCIONES

1. Se evidencia la necesidad de fortalecer oportunamente la estructura del equipo de turnos del Centro de Operaciones del Sistema Nacional Interconectado, cuando existen cambios radicales en la operación del mismo.
2. Propuesta de una estructura fortalecida del equipo de operadores de turno para la operación del sistema, haciendo énfasis en las responsabilidades de cada uno de ellos, considerando los cambios recientes y los nuevos retos que se darán en los siguientes años.

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Es necesario reforzar el esquema del equipo de operadores de turno del SNI, considerando el ingreso de un cuarto operador que pueda encargarse de las responsabilidades de la supervisión y operación de los subsistemas de subtransmisión del Sistema Nacional Interconectado y que de manera preponderante se encargue de una relación y coordinación estrecha y dinámica con los centros de operación de las empresas Distribuidoras del país.

Es necesario realizar un análisis a detalle del estado de asignación de las responsabilidades de cada uno de los miembros del equipo de operadores de turno del Sistema Nacional Interconectado, para validar la conclusión principal de este artículo.

El análisis de las responsabilidades y carga de trabajo de los ingenieros miembros del equipo de turno para la operación del SNI, debe realizarse en condiciones de emergencia del sistema, condición en la que se puede evidenciar el verdadero requerimiento del contingente humano de operadores del sistema.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Argüello G., Otros. (2013). “Testimonios de Sueños y Realidades”, CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA.



Roberto Barba Barba.- Nació en Quito, Ecuador, en 1968. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional del Ecuador en 1996, recibió el grado de Magister en Investigación Operativa en la Escuela Politécnica Nacional en el 2004 y el grado de Magister en Administración de Empresas en la Universidad Católica del Ecuador en el año 2011. Es el Coordinador Titular del Centro de Operaciones del CENACE. Actualmente es el Gerente de los siguientes proyectos: Implementación de un sistema de Monitoreo de banda Ancha - WAMS para el Sistema Nacional Interconectado; Implementación de un Esquema de Protección Sistemico - SPS para la operación estable del Sistema Nacional Interconectado.