

**Mercado
Eléctrico**

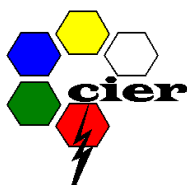
<http://www.mercadoelectriconet.com.ar>

<http://www.melectriconet.com.ar>

melectrico@melectrico.com.ar

El presente documento integra
la biblioteca de **Mercado Eléctrico**

TEL/FAX: (54-11) 4489-1031/1055/1058 - Argentina



**COMISION DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL
COMITÉ NACIONAL ECUATORIANO**

Congreso CIER 2000, Buenos Aires, AR, Nov. 2000

Identificación del Trabajo: **C00-EC-31/T2.8**

Quito, Ecuador

**ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL EN TIEMPO REAL BASADO EN EL NUEVO ROL DEL
CENACE – ETAPA DE FORMULACIÓN**

“Tecnologías para Mejorar la Eficiencia de los Mercados Mayoristas de Energía”

**“Nuevas Tecnologías Aplicadas en Centros de Control para
Mejorar su Eficiencia y Calidad de la Operación”**

Autores: Ing. Tania Cantos L.
Ing. Germán Pancho C.
Ing. Francisco Naranjo P.
CENACE

Dr. Jesús Játiva I.
CENACE
ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

PALABRAS CLAVES:

CENTROS DE CONTROL, MODELO DE
MERCADO, ACTUALIZACIÓN,
FUNCIONALIDAD, SISTEMA ABIERTO,
COMUNICACIONES

DATOS DE LA EMPRESA:

Dirección: Panamericana Sur Km 171/2

Ciudad: Quito, Ecuador

Teléfono: (593) 2 691288 694506

Fax: (593) 2 690425

E-mail: jjativa@cenace.org.ec

SÍNTESIS

Se presentan criterios de formulación para actualizar el Sistema de Control en Tiempo Real STR de la Corporación Centro Nacional de Control de Energía del Ecuador CENACE, una vez que sus responsabilidades han sido modificadas por la Ley del Régimen del Sector Eléctrico expedida en octubre de 1996.

Para la formulación del proyecto de actualización se ha tomado como base los resultados de la evaluación del desempeño, disponibilidad y funcionalidad del sistema actual, el análisis de las nuevas funciones del CENACE dentro del esquema de Mercado Eléctrico Mayorista MEM y las tendencias tecnológicas en Centros de Control.

El artículo presenta los criterios de justificación técnica del proyecto, así como aspectos relevantes a incluirse en las especificaciones funcionales y técnicas

Finalmente se señalan diferentes de actualización.

1. INTRODUCCIÓN

Desde 1996 se encuentra vigente en el Ecuador la Nueva Ley del Régimen del Sector Eléctrico y en febrero de 1999 se expiden los reglamentos de

funcionamiento del MEM y de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado SNI donde la estructura y administración del Sector se vio modificada hacia una concepción de mercado de energía competitivo y regulado, con separación de funciones, transformándose de un sector eléctrico completamente vertical y monopolístico a uno con reglas de mercado abierto a la oferta.

La operación del modelo está basado en la entrega y recepción de servicios. La entrega tiene tres actividades reconocidas: producción, transporte y distribución, mientras que la recepción del servicio está representada por los clientes que compran energía.

El modelo conforma un mercado de energía eléctrica, con un sistema de costos que define precios marginales, un Administrador del mercado y un Regulador.

Todas estas reformas han sido implantadas con el fin de:

- Regular la operación técnica y económica del sistema,
- Disponer de un servicio confiable y de calidad,
- Promover la competencia de mercados de producción incluyendo las interconexiones internacionales,
- Promover la inversión privada, y

- Proteger los derechos del consumidor.

Esta Ley ha designado a la Corporación CENACE como administrador técnico y comercial del MEM, entidad privada sin fines de lucro, cuyas responsabilidades son las siguientes:

- ✓ Coordinar y supervisar la operación en tiempo real del sistema eléctrico ecuatoriano al mínimo costo, manteniendo condiciones de seguridad y calidad,
- ✓ Administrar las transacciones comerciales de potencia y energía del MEM,
- ✓ Coordinar el mantenimiento de las instalaciones de generación y transmisión, así como de las situaciones de racionamiento que se pudieren producir, y
- ✓ Preparar los programas de operación para los siguientes 12 meses, incluyendo la estrategia de operación de reservorios.

En la actualidad, el CENACE dispone de un sistema SCADA EMS, el que le permite cumplir parcialmente con la primera responsabilidad. El STR es de tecnología de inicios de la década de los 90, cuyo diseño e implantación se dio previo a los cambios conceptuales de la Ley Eléctrica en el Ecuador.

2. ESTADO ACTUAL

2.1 Visión General

El STR pertenece a la familia SPIDER de ABB, cuenta con los subsistemas de computación principal, adquisición de datos e interfaz humano – máquina.

El subsistema de computación incluye dos computadoras principales, dos computadoras frontales FE o de comunicaciones y una computadora para el desarrollo y mantenimiento de programas. Dichas computadoras, por intermedio de una red local dual, tipo ethernet, intercambian información entre todas ellas.

Las computadoras principales son de la familia VAX (tipo 4000 modelo 90/tecnología Risk 3000), las mismas que utilizan el sistema operativo VAX/VMS V5.5-2. La computadora de mantenimiento es una MicroVAX del tipo 3100 modelo 80, equipada con cinco terminales VT420.

Las computadoras principales, en base a la información entregada por los FE, ejecutan diferentes tipos de cálculos y aplicaciones EMS, que luego son compartidos con las consolas y estaciones de trabajo del subsistema interfaz humano-máquina.

Formando parte fundamental del subsistema de adquisición de datos, se encuentran los FE operando en configuración redundante. Estos equipos administran la comunicación con las Unidades Terminales Remotas UTR, cuya información es validada y transformada en unidades de ingeniería, y transferida a alta velocidad a la computadora principal vía LAN.

La red de transferencia de información entre los FE y las UTR está formado básicamente por el sistema de comunicaciones de Onda Portadora por líneas de alto voltaje PLC, administrado por su propietaria, la Compañía Nacional de Transmisión TRANSELECTRIC y por un enlace dual de fibra óptica que permite el enlace final entre una de las subestaciones del anillo de transmisión y el edificio del CENACE. La baja velocidad de transmisión (1200 bps), un limitado mantenimiento y el protocolo propietario RP570, empiezan a constituir un impedimento operativo y de crecimiento a mediano plazo. No se dispone de comunicaciones con otros centros de control de empresas eléctricas existentes, por razones de hardware y software.

Las 28 UTR instaladas en las subestaciones de transmisión y centrales de generación del ex Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) constituyen el interfaz entre el STR y el sistema eléctrico. El modelo empleado RTU400 es el de mayor capacidad de la familia SPIDER. No existe, sin embargo, recolección de información desde ciertas unidades de generación que, habiendo pertenecido a empresas eléctricas de distribución, están en proceso de separación, en atención a los requerimientos de la ley del sector eléctrico.

Las consolas del subsistema humano-máquina son las DEC5000, modelo 133, trabajan con sistema operativo Ultrix 4.3 A y aplicación WS400. Por intermedio de estas consolas es posible la interacción del STR con los diferentes operadores y usuarios del sistema. Su controlador de despliegues es del tipo Unix/Risk y puede actuar sobre un máximo de tres monitores de gráficos a color de alta capacidad (full graphics).

Cada una de las ocho consolas disponibles está asignada a la atención de diferentes tareas:

- Las consolas (3) de generación, transmisión y supervisión desarrollan tareas diarias de operación,
- Las consolas (2) de mantenimiento de software interactúan a nivel de programas (una de ellas es usada eventualmente para actividades de entrenamiento),
- Dos consolas adicionales cumplen funciones en las áreas de transacciones comerciales y planeamiento.

- Una consola remota, entregada en préstamo a TRANSELECTRIC, ejecuta las acciones de comando sobre sus subestaciones y puntos de interconexión con los agentes del MEM.

El enlace de comunicaciones con la consola remota ubicada en la ciudad de Quito (edificio de TRANSELECTRIC) es mixto, compuesto por un pequeño tramo inicial de fibra óptica, un tramo intermedio de unos 15 km de PLC y un tramo final de unos 3 km cubierto de red secundaria de la empresa telefónica local, y opera a una velocidad de 19200 bps. La disponibilidad de esta consola no es adecuada, ya que depende directamente de la disponibilidad de este enlace múltiple de comunicaciones y de los ruteadores instalados en sus extremos. La fragilidad de la interconexión produce al menos dos salidas transitorias, de hasta un minuto, por día, estando expuesta además a daños mayores asociados a toda red telefónica secundaria urbana, soportada en postería aérea y ductos subterráneos. A esta situación se le debe añadir periódicos problemas de SW de la aplicación WS400.

El STR recibe una señal de sincronización periódica desde un equipo generador de tiempo base tipo CREDAS F300-SAM, que utiliza un receptor GPS para disponer de una señal de tiempo de gran precisión.

A consecuencia de la incorporación de dos nuevas consolas y del equipo del proyecto de la PC connection, realizado con el objeto de acceder a datos del STR para análisis fuera de línea, se presentaron algunas deficiencias operativas en los subsistemas de computación e interfaz humano – máquina. Para superarlas se llevó a cabo en enero de 2000, por recomendación del suministrador, el incremento de memoria primaria en 60% en las computadoras VAX (llegando a su capacidad máxima de 128 MB), 150% en las consolas operativas DEC y 100% en las consolas de mantenimiento de programas; y, en al menos 50% en el resto de consolas.

En la actualidad se dispone de una interfaz, desarrollado en C++, que permite un acceso limitado a la base de datos en tiempo real. Esta interfaz es frágil y cualquier cambio en el STR provoca la interrupción de la aplicación, ocasionando la pérdida de información.

En lo que respecta al software, se dispone de:

- ✓ Adquisición y procesamiento de datos, incluyendo cálculos
- ✓ Supervisión interna del sistema
- ✓ Sistema de archivos históricos
- ✓ Modelo dinámico de red
- ✓ Cálculo de admitancias
- ✓ Chequeo de razonabilidad

- ✓ Estimación de estado
- ✓ Flujo de potencia del operador
- ✓ Pronóstico de carga del sistema y en barras.

Una de las funcionalidades importantes de este sistema de control es la posibilidad de ejercer control sobre equipamiento de las subestaciones, (comandos remotos sobre interruptores y LTCs) y sobre unidades de generación (a través de la emisión de valores de consigna y pulsos). Con la nueva definición del sector eléctrico, esta función está siendo utilizada solamente por TRANSELECTRIC, en el ámbito de las subestaciones de su propiedad, mientras que sobre las unidades de generación tienen control únicamente las empresas propietarias.

La organización de todo el sistema eléctrico a nivel nacional, estuvo basada en un criterio de asignación de subsistemas y autoridades, lo que permitió realizar una definición de funciones para cada uno de los operadores del sistema. Esta separación rigió mientras el sistema eléctrico ecuatoriano era manejado por una sola empresa, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL). Con los cambios producidos, se han generado cierto tipo de conflictos de niveles de autoridad.

2.2. Resultado de Pruebas

En el mes de mayo de 2000 se repitieron las pruebas funcionales a nivel de EMS y desempeño del sistema, a fin de verificar la nueva situación, en vista de que el STR había crecido dentro del período 1995 al 2000. Se tomaron como referencia los protocolos de pruebas utilizados en 1995, año en que se realizó la entrega-recepción definitiva del SPIDER. Las pruebas funcionales de la parte SCADA no se realizaron ya que fueron ejecutadas como parte de las pruebas relacionadas con el cambio de milenio (Y2K) conjuntamente con la empresa suministradora.

Estos protocolos de pruebas fueron desarrollados conjuntamente por la suministradora y el CENACE. Las pruebas básicamente pretenden por un lado determinar, a la presente fecha, la utilización de recursos de las computadoras principales y los tiempos de respuesta de cada uno de los programas del STR.

En las tablas 1 y 2 se presentan los porcentajes de disponibilidad de memoria y utilización de las tablas de la base de datos en tiempo real.

Tabla 1 Disponibilidad de Memoria en Computadores Principales

Computador	Disco spider (bloques libres)	Disco VAX (bloques libres)
Snem20	33.5%	37.4%
Snem21	30.0%	23.9%

Se debe tomar en cuenta que en el disco "spider" están residentes todos los programas en línea, incluyendo la base de datos en tiempo real.

Tabla 2 Porcentajes de Utilización de Vectores de la Base de Datos

Tipo de Dato	Proceso	Proceso + Cálculo	Archivos Totales	% de Utilización
Indicación	3454	3627	4500	80
Medición	597	1628	3000	54
Acumulación	277	367	400	92
Valores Calculados (ES)	----	1298	1500	87
Barras		179	1251001	0.014
Arcos		240	500	48

En la tabla 2 se presenta la información del uso de las tablas principales (vectores) de la base de datos en tiempo real, que permiten conformar el sistema eléctrico.

Como se puede ver existen tablas, cuyos recursos asignados se encuentran prácticamente saturados. La ampliación del tamaño de dichos vectores es posible mediante software pero esto involucra la utilización de espacio adicional en el disco "spider". Al momento se tiene una capacidad remanente de utilización real del 5 al 10%, requisito mínimo para ejecutar procesos inherentes al mantenimiento.

De estas pruebas se obtuvieron las siguientes conclusiones:

1. Tanto desde el punto de vista funcional como de desempeño, el STR se encuentra en condiciones aceptables, dado el incremento de memoria primaria de las computadoras principales.
2. El problema que el STR presenta en la actualidad es que en condiciones de alta demanda de recursos existen ciertas tareas que se desactivan o procesos que abortan sin causa aparente. Este tipo de eventos se presentaron ya hace un tiempo atrás, agudizándose al momento de realizar las pruebas. Esta situación exige una pronta reasignación de prioridades de los procesos en ejecución de manera que se optimice el recurso de memoria y tiempo asignado.
3. El desempeño de las funciones de aplicación está de acuerdo a lo especificado en el diseño.
4. Se puede considerar que el sistema ya presenta limitaciones de espacio libre en discos duros, tanto de computadoras principales y estaciones de trabajo, así como de su memoria RAM, tomando en cuenta que

los procesos de generación de base de datos requieren de espacio libre en el disco "spider" del 20% al 25%, por lo que se podría afirmar que se ha llegado a los límites de su capacidad.

5. Los resultados de las pruebas en relación a la red de área local LAN están de conformidad al diseño original.

Como se puede observar, el desempeño del STR es, en general, adecuado, tomando en cuenta la funcionalidad inicial y los objetivos del centro de control en el tiempo que fue diseñado e implantado.

3. JUSTIFICACION TÉCNICA DEL NUEVO SISTEMA

El proyecto de modernización del actual sistema SCADA EMS se ha formulado tomando como base los requerimientos técnicos que surgen del nuevo rol del CENACE en el MEM, las limitaciones de la infraestructura actual y las tendencias tecnológicas de nuevos centros de control.

En la figura 1 se presenta la estructura funcional del CENACE integrado en la administración técnico comercial del MEM.

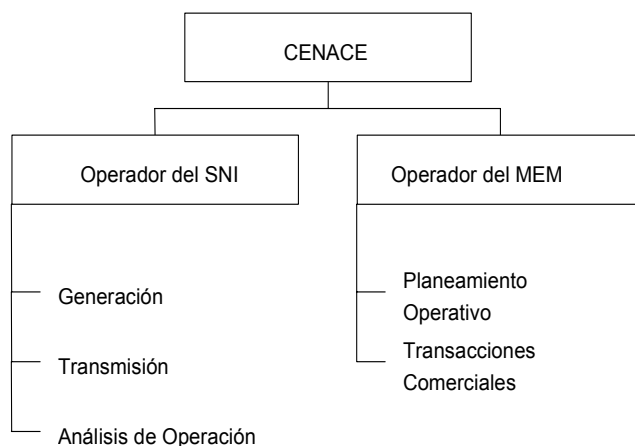


Figura 1 Estructura Funcional del CENACE en el MEM

3.1 Nuevas Funciones de Aplicación

En el nuevo esquema de competencia del MEM, algunos de los recursos de control están localizados en los productores cuyo interés fundamental es la generación de energía eléctrica y no necesariamente el control de frecuencia y voltaje, consecuentemente se requiere de una estrecha coordinación entre los participantes del MEM a fin de preservar la seguridad en el suministro. Algunos de los servicios complementarios deben ser remunerados.

El mayor problema desde el punto de vista operativo con la apertura del mercado constituye la seguridad operativa. Este problema técnico requiere la evaluación mediante precios de los recursos de control que afectan la seguridad del sistema, garantizando la disponibilidad del recurso mediante una remuneración y la indisponibilidad mediante la correspondiente penalización.

En el nuevo escenario, por tanto, es fundamental disponer de funciones de aplicación que permitan la evaluación en tiempo real del impacto de las decisiones operativas considerando tanto el aspecto económico como la seguridad operativa.

La apertura del mercado también ha afectado las funciones tradicionales. Se requieren algoritmos de despacho de generación que incluyan los costos variables de producción o, en el futuro, precios de las ofertas de energía de los diferentes productores, incluyendo las restricciones operativas.

Se requiere implantar funciones que permitan evaluar automáticamente la disponibilidad de capacidad y la controlabilidad de las fuentes de potencia activa y reactiva, así como los márgenes de reserva de los elementos de transmisión.

Es necesario la implantación de sistemas de control automático de generación (AGC) incluyendo despacho económico en tiempo real.

3.2 Integración con Otros Sistemas de Información

El proceso de coordinación de la operación en tiempo real es posible a partir de los procesos de planificación y estudios eléctricos, que determinan la operación económica del sistema integrado en horizontes de largo, mediano y corto plazo, y la evaluación de la operación realizada en el Centro de Operaciones.

Estos procesos operativos que involucran análisis de ingeniería, modelación y simulaciones especializadas, se ejecutan fuera de línea, en una red computacional convencional.

Sin embargo, la falta de integración del sistema de tiempo real con el sistema fuera de línea tiene implicaciones negativas que impactan en varios procesos:

- a) Procesos manuales de recolección de información, que generan errores en los ingresos y eventuales inconsistencias posteriores. Las actividades de revisión y depuración de datos son considerables, produciendo pérdidas de tiempo e ineficiencias en la generación de reportes de todo tipo, más aún cuando los procesos de planeamiento,

análisis post-operativo y de transacciones comerciales son iterativos.

- b) Al no disponer de una base de datos histórica para almacenar información acerca del estado operativo del sistema de potencia, la auditoría y el análisis post-operativo en caso de fallas no pueden ser resueltos con precisión. La determinación de responsabilidades no cuenta con el soporte de una fuente de datos suficiente y única.
- c) La precisión de los resultados de las funciones de optimización, consistencia de modelos y simulaciones especializadas (predicción de carga, flujo óptimo), dependen de la calidad de la información operativa histórica y en línea residente en el STR. Cualquier imprecisión determina niveles de impacto técnico y económico.

La integración de los sistemas de tiempo real y de fuera de línea permitirá:

- a) Estandarizar y normalizar la información operativa del sistema de eléctrico, en una base de datos histórica, a la cual acceden los diferentes usuarios y procesos, permitiendo:
 - Estandarizar el desarrollo de aplicaciones,
 - Automatizar los procedimientos de validación y depuración de datos,
 - Generar procesos e investigación continuos para obtener información,
 - Almacenar datos a un nivel masivo,
 - Procesar inteligentemente los datos para generar conocimiento.
- b) Generar una base de datos histórica estadística para:
 - Evaluar sistemáticamente los costos operativos y las transacciones energéticas,
 - Auditar la operación y gestión, y aplicar controles que realimenten los procesos operativos, para alcanzar la optimización integrada de los recursos energéticos,
 - Planificar la operación en base a un conjunto de datos, especialmente cuando el sistema eléctrico se encuentra en condiciones críticas,
 - Reducir la responsabilidad humana de almacenar los datos, abriendo la información a cualquier usuario autorizado que la requiera,
 - Aumentar el valor agregado y la confiabilidad de las decisiones operativas a todo nivel.
- c) Suministrar datos en formatos depurados a programas especializados de ingeniería, con las siguientes ventajas:
 - Permitir la creación de un conjunto de procesos de cuasi-tiempo real, que incorporen herramientas de análisis operativo a la operación en línea,
 - Depurar los modelos de tiempo real, que permitan la comparación de los resultados de,

por ejemplo, flujos de potencia en tiempo real y fuera de línea,

- Realimentar el proceso de planeamiento operativo, al analizar las desviaciones que ha tenido la operación real de aquella que fue planificada. Permitir que este análisis se realice en cualquier horizonte entre el largo plazo y la operación en línea.
- d) Mejorar los modos de acceso, manipulación y presentación de información para:
- Estandarizar los formatos de presentación de reportes,
 - Entender con mayor exactitud los procesos,
 - Aumentar la productividad.
- e) Establecer una plataforma para desarrollar sistemas de consulta altamente especializados y estratégicos de la operación del sistema eléctrico en un entorno de mercado, que soporte decisiones de alto impacto en la distribución de costos operativos del proceso eléctrico.
- f) Permitir el suministro de servicios de información basados en el sistema de tiempo real centralizados a los diferentes agentes del Sector Eléctrico involucrados en el MEM.

3.3 Interconexión con Agentes

La estructura actual del sector eléctrico presenta una partición natural entre las actividades de generación, transmisión y distribución. La supervisión y control del sistema debe implantar en el futuro mediato una estructura jerárquica de centros de control de dos niveles. El primer nivel donde se ubica el CENACE en su calidad de coordinador de la operación, y un segundo nivel conformado por los centros de control de los Agentes del MEM. En la figura 2 se presenta una estructura de centros de control en el MEM.

Esta estructura jerárquica diferencia las responsabilidades y áreas de autoridad en la operación del sistema eléctrico, sin perder su perspectiva de funcionamiento global y de coordinación central.

La comunicación entre dichos centros de control permitirá soportar las funciones operativas técnicas y comerciales del MEM; así como de las posibles interconexiones internacionales. De hecho, la perspectiva de conformar en el futuro los mercados de energía regional, requiere de la integración operativa a nivel de los Operadores de Sistemas.

Para aquellos casos en los que Agentes del MEM no dispongan estrictamente de su propio centro de control, se plantea el requerimiento de interconexión con el STR del CENACE (UTR de

Agente-Estación Central de CENACE). Este requerimiento tiene una importancia proporcional a la mayor o menor capacidad de generación instalada del Agente.

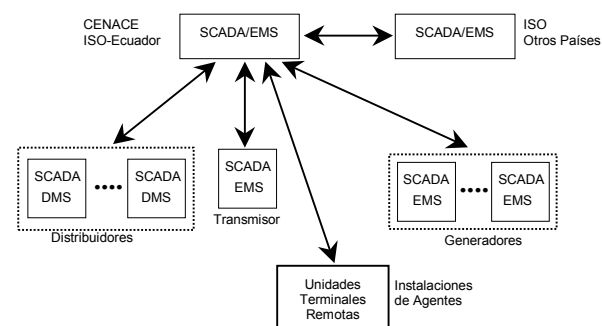


Figura 2 Estructura de Centros de Control en el MEM

Al no disponer el CENACE de un sistema de comunicaciones de protocolo se limita la posibilidad de disponer de toda la información necesaria para ejecutar óptimamente la administración técnico comercial del sistema de eléctrico.

4. LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE ESPECIFICACIONES

4.1 Términos y Condiciones

Dentro de la documentación de especificaciones se debe incluir una sección o capítulo de Términos y condiciones que definan los hitos mas importantes del Proyecto a los cuales deben estar asociados pagos parciales. Dentro de estas consideraciones debe tomarse en cuenta que un rubro de importancia del orden del 25% del costo total puede estar asociado con el embarque de los equipos y de que al menos el 15% debe dejarse pendiente como pago final luego de que se hayan cumplido satisfactoriamente con todos los requerimientos contractuales.

Cada uno de los hitos debe estar definido de manera que el chequeo de su cumplimiento sea de fácil verificación. Retrasos considerables de tiempo pueden generar un incremento apreciable en los costos originales, ya que los capitales asociados al desarrollo del Proyecto estarán sujetos al pago de intereses.

Dentro de este capítulo, deberá incluirse las reglas principales a seguirse dentro del proceso de evaluación de las ofertas. Si son de preferencia ciertas soluciones técnicas a nivel de sistema, estas deberán estar incluidas dentro de las especificaciones técnicas y además dentro de las reglas de evaluación. A fin de que la globalidad de los costos sean considerados dentro de las ofertas, deberán ser evaluados todos los factores

incluyendo repuestos, mantenimiento, disponibilidad, garantías y otros.

4.2 Especificaciones Técnicas

Las especificaciones técnicas deberán ser generales y funcionales, evitando centrarse en las características de los productos de cualquiera de los posibles suministradores.

A efectos de no generar incrementos de costos innecesarios en las propuestas, cualquier característica que realmente no sea trascendente o deseada, no debe estar incluida en la especificación, o como una alternativa, puede ser considerada como una opción, pero para ser evaluada separadamente. Cabe notarse que eventualmente, ningún vendedor será capaz de cumplir con todas las especificaciones, esperándose excepciones a la misma.

Se deberá dar énfasis a los siguientes aspectos:

- No tener demasiadas opciones
Se recomienda que ciertos ítems se mantengan dentro de la especificaciones como opciones, las mismas que pueden o no ser adquiridas finalmente en función del precio y las características ofrecidas.

La elaboración de listas de opciones deben mantenerse en un mínimo y solo dentro de los temas más importantes. Ninguna opción o combinación de las mismas debe dar lugar a un cambio en el alcance de la oferta a nivel de configuración de un sistema principal.

- Solicitar un cuadro de cumplimiento
El disponer de un cuadro detallado común del cumplimiento de las especificaciones, a ser llenada obligatoriamente por cada oferente, facilitará enormemente la evaluación de las ofertas. La preparación de este cuadro deberá específicamente guardar concordancia con la tabla del contenido de la especificación e incluirá un campo que permita calificar, para los diferentes ítems, su cumplimiento cabal, condicionado o si constituye una excepción.
- Solicitar la documentación adecuada
La falta de documentación adecuada, causa numerosos reclamos de parte de los usuarios de los sistemas SCADA EMS. La documentación correcta es particularmente importante para el mantenimiento a nivel de software. Es recomendable que la entrega de la documentación esté asociada con el cumplimiento de hitos y el pago correspondiente. Dichos valores deberán estar previamente definidos y conocidos por las partes.

- Especificar la capacidad de expansión
La falta de una adecuada capacidad de expansión es la causa de cortos ciclos de vida de muchos sistemas de control. El análisis del dimensionamiento final de los sistemas principales debe incluir el posible crecimiento de los sistemas asociados, dentro del período de vida estimado.

Características Primarias de Diseño

Las características primarias de un sistema de control SCADA EMS son confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad. Complementando a estas se tiene la capacidad de ejecutar diagnósticos en línea y la expandibilidad.

➤ Confiabilidad

Está definida como la capacidad de un equipo o sistema de ejecutar la función esperada, bajo condiciones predefinidas y dentro de un periodo de tiempo especificado. Esta característica debe ser definida durante el periodo de diseño y debe ser medida una vez que el equipo o sistema este en uso. Esta característica está medida comúnmente por el tiempo medio entre fallas (MTBF).

Las metas a ser satisfechas por el suministrador son:

- La falla de un solo componente dentro de un sistema no debe producir una falla crítica,
- Eliminar la posibilidad de ocurrencia de fallas múltiples o en cascada.

➤ Mantenibilidad

Esta asociada al hecho de que cualquier falla en los equipos debe ser sujeto de reparación. La capacidad o posibilidad de que un equipo sea reparado es medida por el tiempo medio para su reparación (MTTR). A efectos de mantener estos tiempos bajo control, se debe tomar precauciones sobre la disponibilidad de ayudas y diagnósticos incorporados, la disponibilidad de información para realizar un mantenimiento calificado por medio de personal capacitado por el proveedor. La adecuada definición de estos valores esta íntimamente ligada con la filosofía de mantenimiento de los centros de control.

➤ Disponibilidad

Dado que el análisis de la disponibilidad (D) está basado en valores constantes de MTTR, para que este sea realista debe darse gran atención al tema del mantenimiento preventivo.

En términos generales:

$$D = \text{MTBF}/(\text{MTBF}+\text{MTTR}) \quad (1)$$

Siendo deseables valores altos de MTBF, éstos tienen un mayor impacto al inicio de la inversión por sus mayores costos. Los valores bajos esperados de MTTR tienen costos asociados a la operación.

La disponibilidad esperada en centros de control es alta, del orden del 99.99%, razón por la cual deben manejarse los conceptos de redundancia, alta confiabilidad y capacidad de ejecución de un rápido mantenimiento.

➤ Capacidad de diagnósticos en línea

Es deseable para el usuario de un sistema SCADA, una vez que este ha sido instalado, que pueda monitorear en todo momento y de una manera simple las funciones que están siendo ejecutadas por el sistema de control. En el caso de disponerse de este recurso, normalmente accesible desde la estación maestra, debe preverse su ejecución de una manera rutinaria.

➤ Expandibilidad

Normalmente debe preverse un porcentaje adecuado para la expansión de los puntos SCADA y del número de funciones a ser implementadas posteriormente a la instalación del sistema. Paralelamente se deberán hacer las consideraciones correspondientes a nivel de la estación maestra y de las unidades terminales remotas (capacidad de memoria, circuitería complementaria y otras). Los límites a ser considerados deben incluir los siguiente:

- Capacidad final de memoria en la estación maestra y capacidad máxima en la unidades terminales remotas,
- Capacidad final de los recursos asociados a las funciones y base de datos, con miras a satisfacer futuras necesidades,
- Capacidad final del subsistema de adquisición de datos (velocidades límites de transferencia de información, número máximo de canales, manejo de protocolos, ampliación del ciclo de recolección de información en función del incremento de información,
- Capacidad de acoplamiento con nuevos interfaces

➤ Documentación

La documentación de hardware y software asociada al sistema SCADA EMS debe incluir los siguientes tipos básicos: a) diseño, b) instalación, c) instrucciones operativas con sus registros, d) instrucciones de mantenimiento

con sus registros y e) pruebas. La documentación final entregada por el suministrador deberá reflejar el sistema en los niveles tanto de equipos como de programas, tal como han sido recibidos y aceptados por el usuario. Esta documentación será susceptible de actualización y mejora en función de los cambios que se introduzcan en el futuro.

5. OPCIONES PARA LA ACTUALIZACIÓN

Dos opciones prácticas se analizan para emprender en el proyecto de actualización del STR, considerando los siguientes factores: disponibilidad de fondos, obsolescencia tecnológica, vida útil de equipos y conocimiento del grupo de desarrollo: actualización por fases y renovación del sistema central y adquisición de funciones nuevas. Cualquiera que sea la opción a seguirse, los técnicos de mantenimiento del sistema han alcanzado un alto nivel de conocimiento que les permitirá participar intensamente en la implantación de cada una de las etapas del proyecto. La actualización por fases está sujeta al hecho de continuar con el mismo proveedor, con las ventajas de operar un sistema conocido, pero con los inconvenientes de cliente cautivo. La otra opción permite una apertura a competencia, que dada las condiciones de mercado, se esperan productos de excelente calidad a precios muy competitivos.

5.1 Actualización por Fases

La primera opción de actualización del STR consiste en renovar por etapas el actual sistema, considerando prioridades de cambio y adquisición de hardware y software. Esta alternativa permitiría un flujo de fondos de valores menores a los de otra opción, abriendo la posibilidad de afrontar los subproyectos con desembolsos provenientes de contribuciones de los Agentes, en un mayor tiempo de ejecución, y con financiamiento menor. Adicionalmente, los equipos y programas serían explotados en un lapso mayor, cercano a su vida útil, pero con las limitaciones señaladas. Otro factor importante de esta alternativa a considerar es el mayor costo de mantenimiento, con el riesgo de obsolescencia de componentes mayores. Las posibles fases son:

En la figura 3 se detalla la arquitectura conceptual de implementación del CENACE, propuesta por la consultora Estudios Energéticos-Sadeyn del Proyecto de Complementación del CENACE, dentro del tema de Supervisión de la Operación en Tiempo Real, el mismo que es financiado por el Consejo Nacional de Modernización del Estado.

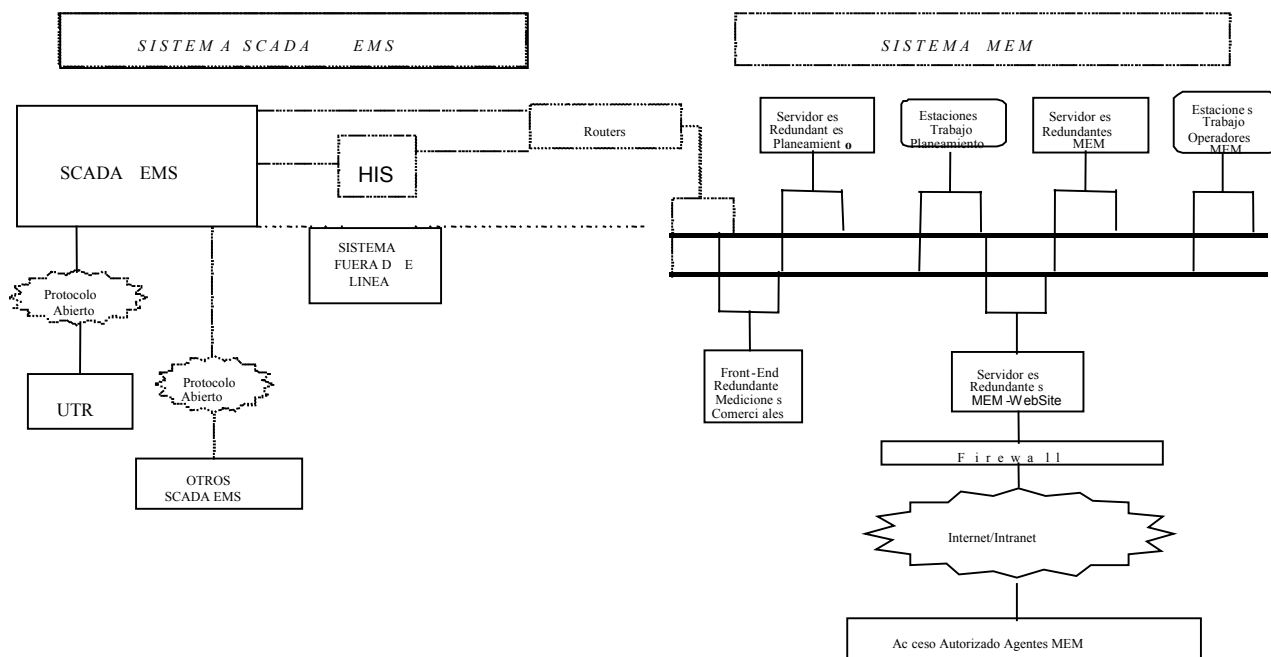


Figura 3 Arquitectura Conceptual de Implementación de los Sistemas de Información del CENACE *

Fase 1: Cambio de Computadoras Principales y Versión del STR

La ejecución de esta fase 1 permitirá la actualización del hardware de computadoras principales, a fin de recuperar niveles de reserva de los recursos, mejor desempeño y posibilidad de actualizar el software residente.

Es necesario que se considere también el crecimiento del sistema a nivel de base de datos, ya sea por aumento de UTR, equipamiento de sistema central o inclusión de nuevas funciones de aplicación.

El cambio de la versión del STR, a la última versión que el proveedor tenga liberada en el mercado, debe considerar las funciones de aplicación disponibles y que requerirán solamente de actualización. La nueva versión debe disponer de una arquitectura abierta que acepte otros protocolos de comunicación con las UTR y a futuro con centros de control de Agentes del MEM y de los países interconectados. Por otro lado, se debe permitir el acceso a través de Internet a la información en tiempo real.

Fase 2: Sistema de Base de Datos Histórica

La incorporación de un Sistema de Base de Datos Histórica, que sea accesible desde una base de datos convencional mediante consultas directas o reportes, posibilitará el almacenamiento de la información de tres maneras independientes:

periódica, por solicitud del operador o por disparo de algún evento. Los datos a almacenar deben incluir copias de la base de datos, resultados de aplicaciones, alarmas de eventos, estado de equipamiento y valores de ingeniería seleccionados con su bandera de calidad.

Este sistema debe estar basado en una base de datos relacional y debe permitir ejecutar cálculos con una cierta periodicidad.

Fase 3: Funciones de Operación en Tiempo Real y Mercado Eléctrico

En esta fase se implantarán las siguientes funciones nuevas de aplicación requeridas por la administración técnica y comercial del CENACE: Control Automático de Generación, Despacho Económico en Tiempo Real, Programación de Intercambios (Interchange Scheduling), Monitoreo de Reserva Rodante (Reserve Monitoring), Selección de Unidades (Unit Commitment), Contabilidad de Transacciones Energéticas (Energy Accounting), Análisis de Contingencias (Contingency Analysis), Flujo Óptimo de Potencia.

Fase 4: Cambio de Computadoras y Software de Telecomunicaciones

El cambio de hardware y software del subsistema de telecomunicaciones del sistema central es requerido por cuanto en la actualidad existen Agentes, y se espera un número cada vez mayor en el futuro, que ya disponen de sistemas SCADA

* Tomado del Proyecto de Complementación del CENACE

en sus instalaciones, con los cuales se puede establecer comunicación computador – computador en tiempo real, y cumplir con lo estipulado en la normativa de operación. De darse este enlace a nivel de sistema central, entonces la prioridad de cambio de computadoras de telecomunicaciones puede ser menor. En el caso de comunicación con UTR que manejen otros protocolos es necesario cambiar estas computadoras o adquirir un sistema de comunicación de protocolos.

Fase 5: Cambio de Consolas

El aumento de responsabilidades del CENACE en el MEM obligan a incrementar el número de consolas. En la actualidad se disponen de 8 consolas instaladas, la perspectiva son 10, tres de las cuales serían remotas. Con las nuevas funciones de aplicación y el cambio tecnológico, se requerirá reemplazar todo el grupo de consolas.

Fase 6: Simulador de Entrenamiento

Como herramienta indispensable para la operación del sistema, se adquirirá un simulador de entrenamiento para operadores. Esta opción permitirá entrenar a los funcionarios del Centro de Operación en situaciones de perturbación a la vez que recrear contingencias para su análisis.

5.2 Renovación del Sistema Central y Adquisición de Nuevas Funciones

La renovación completa del STR ha sido considerada por el grado de obsolescencia del hardware, los cambios tecnológicos del software, y en general, por depreciación de los activos instalados en el sistema central.

En esta opción los requerimientos de financiamiento son más altos, sin embargo, por economía de escala, en el monto total del proyecto se pueden obtener reducciones apreciables.

Los beneficios de las nuevas funciones implantadas por el cambio total del STR se obtendrán de manera inmediata. Pero podrían presentarse inconvenientes en la aplicación de todas las funciones al estar el MEM en un período transitorio de funcionamiento, en el cual se prevén reformas a las leyes y regulaciones del sector eléctrico.

Al poner en operación de una sola vez todos los componentes de hardware y software, se podrán alcanzar niveles altos de optimización en los procesos de planeamiento, operación y transacciones comerciales del MEM, en un plazo corto, que incidirá definitivamente en la justificación económica de la inversión. Además se requerirá de un grupo mayor de funcionarios dedicado al gerenciamiento del proyecto en los varios frentes de desarrollo.

6. CONCLUSIONES

- El cambio en la estructura del Sector Eléctrico obliga a una actualización del STR, el cual deberá tener una arquitectura abierta, nuevas funciones de manejo de energía y protocolos de comunicación con otros centros de control.
- Es necesario que todos los procesos que manejan el centro de control mantenga una consistencia en la información, tanto utilizada como proporcionada, por lo que se requiere una base de datos centralizada cuya fuente principal sean los datos de tiempo real y un sistema de información histórica.
- Para el caso ecuatoriano, la necesidad de actualización del sistema de control se da en función de los nuevos requerimientos de funcionalidad y capacidad más que por problemas de desempeño.