

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS FUNCIONES DE ESTIMACIÓN DE ESTADO DE LOS SISTEMAS SPIDER Y NETWORK MANAGER DE LA CORPORACIÓN CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

Gabriel Rivera
Dirección de Sistemas de Información

RESUMEN

En este trabajo se realiza el planteamiento de la base teórica básica de la función de estimación de estado y un análisis comparativo de las funciones de Estimación de Estado de los sistemas SPIDER y Network Manager, enfocado en los siguientes puntos:

- Interfaz Humano-Máquina.
- Modelación de los Equipos del SNI.
- Datos de Entrada de los Estimadores.
- Comparación de Valores Estimados en los Dos Sistemas.
- Comparación de Mediciones Erróneas Detectadas por los Dos Estimadores.

PALABRAS CLAVE: Estimador de Estado, Sistema de Gestión de Energía (EMS).

1. INTRODUCCIÓN

La Corporación CENACE, se encuentra actualmente en el proceso de modernización de su Sistema de Gestión de Energía (EMS), con este motivo el sistema actual denominado SPIDER de ABB Suecia, será reemplazado por el sistema NETWORK MANAGER de ABB USA.

Una de las funciones principales que representa el núcleo fundamental de las funciones de análisis de red del sistema NETWORK MANAGER es el Estimador de Estado.

La función de estimación de estado obtiene el estado más probable del sistema de potencia (voltajes, ángulos, potencias activas, reactivas de los elementos de la red, valores de taps con y sin carga de transformadores) utilizando las mediciones existentes en la red y tomando en cuenta la precisión de las mismas y mediante la aplicación de propiedades de probabilidad y estadística, lo que permite detectar, identificar, eliminar y reemplazar mediciones erróneas y proporcionar al ingeniero de operaciones del sistema de potencia, datos confiables para la coordinación, supervisión y operación del SNI.

Es necesario anotar, que los estimadores de SPIDER y NETWORK MANAGER utilizan el método de mínimos cuadrados ponderados.

2. PRINCIPIO TEÓRICO

Las cantidades medidas al ser relacionadas con su valor verdadero necesitan la adición de un valor conocido como error. Lo anterior, se lo puede expresar con la siguiente fórmula matemática:

$$z = z_{\text{verdadero}} + e \quad (1)$$

Donde z es el valor medido, $z_{\text{verdadero}}$ es el valor verdadero de la cantidad medida y e es el error o residual.

$z_{\text{verdadero}}$ es calculado en términos de los parámetros de la red y las leyes para circuitos eléctricos tales como: Ley de Ohm y Leyes de Kirchoff.

$$z_{\text{verdadero}} = h(x) \quad (2)$$

Donde $h(x)$ es la función no lineal de los valores a estimar y x es la variable de estado (voltajes y ángulos de todas las barras).

Como se mencionó antes, no es posible determinar exactamente el valor verdadero de las variables de estado, pero se puede determinar su valor estimado \hat{x} .

Nota: Las cantidades que tienen sobrepuesto el símbolo “^” se refieren a las variables estimadas.

Cada término de la suma de los cuadrados es multiplicado por su respectivo factor de ponderación, de esta forma se obtiene la función objetivo J , cuya relación matemática es:

$$J(\hat{x}) = \sum_{j=1}^m w_j \hat{e}_j^2 \quad (3)$$

Donde w es el factor de ponderación, m es el número de mediciones y \hat{e} es el error estimado.

El factor de ponderación es el término que relaciona a la precisión de las mediciones, puesto que es el inverso de la varianza (σ^2) de las mediciones.

$J(\hat{x})$ representa un resultado general de todas las mediciones. Su valor puede ser usado para detectar la presencia de datos erróneos, por esta razón también se la conoce como Función de Error.

Escribiendo la ecuación de la función objetivo en forma matricial:

$$J(\hat{x}) = [z - h(\hat{x})]^T W [z - h(\hat{x})]$$

Donde $h(\hat{x})$ es el vector de valores calculados y W es la matriz diagonal que contiene los valores de factores de ponderación de las mediciones.

$[\bullet]^T$: Significa que la matriz en cuestión es transpuesta.

Para encontrar el valor mínimo de J se deriva con respecto a la variable de estado y se iguala a cero. Realizando operaciones y despejando se tiene:

$$\frac{\partial h(\hat{x})^T}{\partial x} W (z - h(\hat{x})) = 0$$

La derivada de la función $h(\hat{x})$ es la matriz Jacobiana de la estimación de estado, denotada como H.

$$\Rightarrow H^T W (z - h(\hat{x})) = 0$$

Para encontrar los mejores estimados de las variables de estado, se necesita linealizar el modelo alrededor de un punto inicial, esto se lo hace por el mismo procedimiento que el de flujos de potencia, es decir por el método Newton-Raphson.

Introduciendo la linealización de la función $h(\hat{x})$ en la última ecuación, se tiene:

$$x^{(k+1)} - x^{(k)} = (H^T W H)^{-1} H^T W [z - h(x^{(k)})]$$

En la convergencia, el vector solución $x^{(k+1)}$ corresponde a los estimados de los mínimos cuadrados ponderados de las variables de estado.

Al término $(H^T W H)$ se lo conoce como matriz de Ganancia G , esta matriz debe ser invertida para así obtener la solución.

Con el método de mínimos cuadrados ponderados se consigue unos valores estimados correctos de los valores verdaderos con la mínima varianza, siempre y cuando no existan mediciones erróneas presentes.

2.1. Detección e Identificación de Datos Erróneos

La detección de datos erróneos se realiza utilizando la función de error $J(\hat{x})$, que tiene una distribución denominada Chi-Cuadrado $X^2_{k,\alpha}$, la misma depende de los grados de libertad k y el nivel de significancia α . Los grados de libertad k es la diferencia entre el número de mediciones y el número de variables de estado. El nivel de significancia da el grado de certeza

para que una hipótesis sea verdadera. La hipótesis que se debe plantear es: "No existen datos erróneos en la función de objetivo $J(\hat{x})$ ".

La identificación de datos erróneos se realiza mediante la utilización de los residuales normalizados.

2.2. Errores Normalizados

Se basa en la comparación de todos los errores \hat{e} encontrados en las mediciones, pero debido a que la naturaleza de cada error es diferente, no se puede utilizar una comparación directa. Por lo tanto, se requiere que los errores sean comparados en las mismas bases, entonces surge una propiedad estadística que ya fue enunciada anteriormente, la cual es la normalización de una variable gaussiana, esto se logra, restando al error su valor esperado y al resultado dividirlo para su desviación estándar. El valor esperado de \hat{e} es cero y el valor de la varianza:

$$\sigma^2_{\hat{e}} = R - H G^{-1} H^T = R'$$

Para la identificación de datos erróneos se compara los

errores normalizados de todas las mediciones, si $|\hat{e}_n|$ es el más grande de todos los errores normalizados, entonces se considera como medición errónea y por lo tanto es eliminado.

Existen otros métodos que se basan en el cálculo de las varianzas los errores estimados, mediciones y valores estimados que consiguen identificar mediciones erróneas con mayor precisión que pueden ser consultados en la bibliografía de referencia del presente documento.

2.3. Conceptos Adicionales

2.3.1. Inyecciones Cero

En una barra en donde solamente están conectadas líneas de transmisión y/o transformadores **sin generación, ni compensación, ni carga**, es conocida como inyección cero. Aquí no se requieren equipos de medición para reconocer que la magnitud de potencia activa y reactiva total inyectada a la barra es cero. Su tratamiento se hace importante en el proceso de estimación de estado, puesto que si se tiene un valor nulo en inyección de potencia y se sabe con certeza que así ocurre, el estimador debe darnos un valor de cero exacto, caso contrario el error cometido en este punto puede ser significativo.

2.3.2. Pseudomediciones

Son mediciones ficticias utilizadas con el único propósito de mejorar la observabilidad del SEP. Se añaden al sistema en el caso de que un número limitado de mediciones se encuentren temporalmente

fuera de servicio, o cuando no es posible reponer algún equipo de medición.

Se utiliza como pseudomediciones, valores pronosticados de cargas, datos históricos de un día tipo similar, valores programados, etc.

3. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS FUNCIONES DE ESTIMACIÓN DE ESTADO DE LOS SISTEMAS SPIDER Y NETWORK MANAGER

Como fue mencionado anteriormente la función de estimación de estado es el núcleo de las funciones de análisis de red de un sistema EMS, puesto que sirve como entrada para el resto de funciones tales como Análisis de Contingencias, Flujo de Potencia del Operador y Flujo Óptimo de Potencia y es la puerta de entrada para obtener un caso de estudio.

Adicionalmente, el Control Automático de Generación AGC, utiliza como una de las opciones de medición de intercambio de potencia activa las obtenidas por el estimador de estado, para el caso que no se disponga de mediciones telemedidas.

Se ha descubierto mediante la investigación de los algoritmos de estimación de estado, que se usan actualmente en el ámbito mundial, que la sintonización de un estimador de estado de tiempo real, independientemente de su proveedor, tiene una parametrización y unos prerrequisitos muy similares y que la variación consiste en las aproximaciones que usan los algoritmos, los métodos de solución y las interfaces de usuario.

En base a lo anterior se ha tomado como punto de referencia los datos proporcionados por el estimador de estado del sistema SPIDER para la validación de la información del estimador de NETWORK MANAGER y dentro de este ámbito se ha planteado realizar un análisis comparativo de otras características, tales como elementos de la modelación, interfaz de usuario, entre otros.

3.1. Interfaz Humano-Máquina

En todos los análisis comparativos que se realicen en adelante, a menos que se diga lo contrario, se refiere exclusivamente al estimador de estado de los dos sistemas EMS del CENACE.

3.1.1. Despliegue de Ejecución Sistema SPIDER

Se muestran todas las funciones de análisis de red con la siguiente información:

- Estado de la Última Ejecución (si hubo o no errores).
- Estado de Ejecución, si se Encuentra Activa y las Fechas de Inicio y Fin de Ejecución.
- Diagrama de Secuencia de Ejecución.

- Cuadro de Activación/Desactivación de las Funciones.
- Resumen de las 20 Últimas Ejecuciones.

3.1.2. Despliegue de Ejecución Sistema NETWORK MANAGER

Contiene los puntos señalados en el ítem anterior y además: Diagramas tabulares para configuración de tiempos de ejecución de funciones de aplicación y de tiempos de retardo para el caso de fallas, tanto en tiempo real como para los casos de estudio.

3.1.3. Despliegue de Sintonización de Parámetros de estimador de SPIDER

Se presentan tres despliegues de parámetros: Dos despliegues para parámetros numéricos y uno para activar/desactivar opciones del estimador de estado.

3.1.4. Despliegue de Sintonización de Parámetros de estimador de NETWORK MANAGER

En NETWORK MANAGER se presentan 4 conjuntos de despliegues para la sintonización de parámetros:

- Sintonización Global.
- Sintonización de Valores Almacenados.
- Datos de Diagnósticos de Convergencia.
- Sintonización de Equipos.

Cada conjunto de parámetros a su vez tiene un subconjunto de despliegues cada uno con varias opciones para la sintonización de los parámetros, lo que totalizan más de 30 despliegues y más de 500 parámetros para sintonizar entre valores numéricos y banderas para activar/desactivar opciones para la ejecución del estimador de estado.

3.1.5. Despliegue de Presentación de Resultados Sistema SPIDER

En el sistema SPIDER se tienen dos formas de presentación de resultados:

- En los diagramas unifilares utilizando la opción de valores calculados, se presentan valores estimados de voltajes y potencias activas y reactivas en todos los elementos del sistema. No se presentan ángulos en las barras.
- En despliegues especiales en donde se presentan los voltajes y ángulos de cada barra del sistema.

3.1.6. Despliegue de Presentación de Resultados Sistema NETWORK MANAGER

- En los diagramas unifilares utilizando la opción "Modo de Funciones de Aplicación", se presentan valores estimados de voltajes y potencias activas y

reactivas en todos los elementos del sistema. No se presentan ángulos en las barras.

- Se presentan 30 despliegues tabulares en los que se presentan los resultados agrupados por tipos de elementos, por ejemplo (líneas, transformadores, etc.), por áreas (Ecuador, Colombia y Perú), por equipos que han sobrepasados sus límites, etc. En cada despliegue a más de presentar los valores estimados, presenta los valores medidos y otros valores útiles para el ingeniero de operaciones, tales como límites de equipos, pérdidas, generación, etc.

3.2. Modelación de los Equipos del SNI

Para obtener resultados del estimador de estado válidos y con grado de confianza alto, no solamente se necesita una sintonización adecuada de parámetros, sino también una modelación lo más cercana a la realidad de los equipos del SNI.

Para el estimador de estado es necesario realizar la modelación de generadores, líneas, transformadores, cargas, compensadores sincrónicos, capacitores y reactores.

En general, en los dos sistemas se realiza la modelación de parámetros de equipos de la misma manera, excepto para el caso de transformadores, razón por la cual se realiza un análisis más detallado de éste último.

En el caso del sistema NETWORK MANAGER se tiene la posibilidad de modelar equipos adicionales que no es posible en el sistema SPIDER, tales como:

- Generadores de Ciclo Combinado.
- Transformadores con Intercambiador de Fase (Phase Shifter).
- Líneas DC.
- Líneas de Transmisión Equivalentes de Interconexiones (Flow Gates).

3.2.1. Modelación de Transformadores en el Sistema SPIDER

En el sistema SPIDER, se tienen dos tipos de transformadores:

1. Transformadores de Dos Devanados.
2. Transformadores de Tres Devanados.

En los dos casos, el transformador puede incluir tap/LTC, pero solamente en un devanado.

En el caso de incluir LTC se modela la variación de taps como una línea recta, es decir, solamente se incluye el punto inicial del tap con su reactancia y nivel de voltaje y el punto final de la misma forma.

3.2.2. Modelación de Transformadores en el Sistema NETWORK MANAGER

Se utilizan únicamente transformadores de dos devanados con la posibilidad de incluir tap/LTC en uno de los devanados.

Para el caso de transformadores de tres devanados se realiza el arreglo de tres transformadores de dos devanados con una barra ficticia interna común al cual se conectan los secundarios de los tres transformadores. El primario de cada transformador de dos devanados tendrá el valor nominal de voltaje correspondiente al transformador de tres devanados. La barra ficticia puede tener cualquier valor de voltaje, en el caso del sistema NETWORK MANAGER se ha establecido en el valor de 1 kV.

Mediante el arreglo de tres transformadores de dos devanados, se tiene la capacidad de modelar transformadores de tres devanados con variación de tap/LTC en cada devanado.

Para el caso de puntos de taps o LTCs se pueden modelar punto por punto el valor de tap y voltaje correspondiente. Se dispone de 11 tipos de curvas diferentes, cada curva puede ser asignada a uno o más transformadores. Se espera incrementar el número de curvas a 20.

3.3. Datos de Entrada de los Estimadores

Como datos de entrada para cualquier función de estimación de estado se listan los siguientes:

- Mediciones de Voltaje de Barras.
- Mediciones de Potencia Activa y Reactiva de Generadores, Transformadores, Líneas Cargas, Interconexiones.
- Potencia Reactiva de Reactores, Capacitores, Compensadores Sincrónicos.
- Mediciones de Ttaps y LTCs.
- Información de la Topología de Red.
- Precisión de Inyecciones Cero (Mediciones Perfectas).
- Pseudomediciones.
- Precisión de los Equipos de Medición Utilizados.

De los datos presentados, los más críticos son los tres últimos, razón por la que se tratan en mayor detalle a continuación:

3.3.1. Precisión de Inyecciones Cero en Sistema SPIDER

En el sistema SPIDER existe un campo dentro de los parámetros del estimador de estado en el cual se ingresa un valor único de varianza para todas las mediciones utilizadas como inyecciones cero.

El principal problema encontrado es su manejo matemático, puesto que es un valor muy pequeño que al ser invertido y multiplicado puede convertirse en un valor muy grande, que dificultaría el procesamiento y tiempo de resolución.

3.3.2. Precisión de Inyecciones Cero en Sistema NETWORK MANAGER

En el sistema NETWORK MANAGER, para evitar los problemas en el manejo matemático, en lugar de asignar un valor de precisión de medición, se utiliza restricciones de igualdad para un proceso de optimización.

Adicionalmente, como se utiliza algoritmos desacoplados para la estimación de potencia activa y reactiva, en el caso de que una barra esté conectada a un capacitor, reactor o compensador sincrónico, se considerará solamente a la potencia activa como inyección cero.

3.3.3. Pseudomediciones en el Sistema SPIDER

Se utilizan los valores dados por la función de pronóstico de carga en barras, no existen pseudomediciones para voltajes, ni potencias de generación.

Se incluye un parámetro que determina la precisión de las pseudomediciones.

3.3.4. Pseudomediciones en el Sistema NETWORK MANAGER

El estimador de estado utiliza los datos provenientes de la función de adaptación de parámetros, esta función se basa en los datos programados de:

- Voltajes en Barras Reguladas por Generadores, Transformadores con LTC y Compensadores Sincrónicos.
- Potencias Programadas de Generación y Carga.
- Valores Históricos de Taps, LTCs y Estados de Seccionadores e Interruptores

La función de adaptación de parámetros actualiza los valores programados arriba enunciados, mediante los resultados válidos del estimador de estado que son recolectados por estación, período dentro del día y día tipo. En todos los casos los datos pueden provenir de áreas internas o externas (interconexiones internacionales).

Se deben incluir los valores de desviación estándar en forma individual para cada medición o un valor en forma grupal o general.

3.4. Comparación de Mediciones Erróneas Identificadas por los Dos Estimadores

Antes de analizar las mediciones erróneas, es conveniente listar las principales diferencias existentes entre los estimadores de estado de los dos sistemas.

3.4.1. Diferencias entre Estimadores de los Dos Sistemas

- En SPIDER no es posible modelar transformadores con tap y LTC, esto introduce un error considerable en la modelación, puesto que existen 23 transformadores en el SNI con la característica anotada.
- En sistema NETWORK MANAGER se dispone de enlace de comunicación con otro centro de control, que posibilita modelar el sistema colombiano a nivel de 230 kV, además se ha incluido la posición Azogues en la subestación Cuenca, que por razones de limitación en la base de datos, no pudo ser modelado en el Sistema SPIDER.
- El estimador de estado de NETWORK MANAGER tiene la posibilidad de estimar taps y LTCs.
- En NETWORK MANAGER se dispone de la característica de detección de anomalías en equipos (líneas, transformadores, generadores, etc) que permite una detección más rápida de problemas en modelación y mediciones.
- En NETWORK MANAGER existen mayor cantidad de parámetros de sintonización que permiten realizar un ajuste más fino de la solución global del estimador, aunque se necesita un conocimiento especializado de la funcionalidad.
- En SPIDER a los ingresos manuales manuales de mediciones se los trata como mediciones con errores 10 veces mayor al valor telemedido, mientras que en NETWORK MANAGER a los ingresos manuales se los trata como mediciones con alta precisión, esta característica lo hace débil ante pérdida de telemedición, puesto que las mediciones manuales pierden su precisión con el pasar del tiempo debido a la dinámica del SEP.

3.4.2. Metodología

Para realizar la comparación de los estimadores de los dos sistemas se realizaron los siguientes pasos:

- Sintonización de Estimador de Estado de NETWORK MANAGER (obtención de un caso válido).
- Utilizando como referencia los datos obtenidos por el estimador de estado de SPIDER, se encontraron errores en la modelación de NETWORK MANAGER, como por ejemplo asignación errónea de mediciones, conexión errónea de barras, errores en el ingreso de parámetros de equipos, entre otros.
- Una vez obtenidos resultados coherentes en el estimador de NETWORK MANAGER, se procedió a modelar la parte sur de Colombia hasta subestación San Bernardino a nivel de 230 kV y posición Azogues 69 kV en subestación Cuenca.

- Se afinó la sintonización de parámetros en NETWORK MANAGER, para obtener soluciones más confiables y precisas del estimador de estado.
- Todas las mediciones erróneas identificadas por los dos estimadores fueron contrastadas, en unos casos con el personal de subestación y en otros con personal de sistema remoto de CENACE movilizado a campo.

Con los estimadores de los dos sistemas afinados, se realizó un análisis de las mediciones erróneas para los diferentes tipos de demandas, encontrándose en general las siguientes mediciones erróneas.

TABLA 1: Mediciones Erróneas SPIDER

DPER 13.8 BP	V.BARRA
ESME 69 BP	V.BARRA
PASC 69 BP	V.BARRA
SROS 46 BP	V.BARRA
SALI 138 BP	V.BARRA
PASC 230 MOLI1	P.LINEA
PORT 69 BP	V.BARRA
BABA 138 BP	V.BARRA
VICE 138 BP	V.BARRA
VICE 46 BP	V.BARRA
TULC 138 BP	V.BARRA
MULA 69 BP	V.BARRA
PASC 230 ATT	P.TRAFO
PASC 230 ATT	Q.TRAFO
PASC 69 CERV	P.TRAFO
IBAR 69 BP	V.BARRA
MILA 69 BP	V.BARRA
CUEN 69 CUEN1	P.CARGA
CUEN 69 CUEN2	P.CARGA
CUEN 69 LIMO	P.CARGA
TRIN 69 BP	V.BARRA
DCER 69 BP	V.BARRA
SROS 138 ATU	P.TRAFO
SROS 138 ATU	Q.TRAFO

TABLA 2: Medición Erróneas NETWORK MANAGER

DPER 13U3BAR	V.BARRA
PASC 69 BP	V.BARRA
PASC 230 ATT	P.TRAFO
PASC 230 ATT	Q.TRAFO
SALI 138 BP	V.BARRA
SROS 46TPBAR	V.BARRA
JAMO 230 BRRA2	V.BARRA
SBER 230 BRRA2	V.BARRA
SROS 138 SELV2	P.CARGA
SROS 138 TPTRP	P.CARGA
VICE 46 BP	V.BARRA
PASC 230MOLI2	P.LINEA
PASC 230MOLI1	P.LINEA

Se han resaltado las mediciones erróneas que coinciden para los dos estimadores.

3.4.3. Análisis de los Resultados

Para el análisis se han clasificado en mediciones coincidentes y no coincidentes.

3.4.3.1. Mediciones No Coincidentes

- **Mediciones de Voltaje**

Todas las mediciones erróneas de voltaje del sistema SPIDER corresponden a barras conectadas a transformadores con LTC, por lo que se establece como problema de modelación.

Para el caso de sistema NETWORK MANAGER las mediciones corresponden al sistema colombiano, no modelado en SPIDER, la causa de su invalidación fue la convención diferente de Ecuador y Colombia para el tratamiento de capacitores y reactores. En el caso de Ecuador se considera positiva a la potencia reactiva inyectada por un capacitor y negativa a la de un reactor. Se cambió de signo a la medición recibida por ICCP desde Colombia para corregir el problema.

- **Mediciones de Potencias en Cargas**

Como fue mencionado anteriormente, en sistema SPIDER no se encuentra modelada la posición Azogues, causa para la invalidación de mediciones en la subestación Cuenca correspondiente a cargas.

Para el caso de las mediciones detectadas en subestación Santa Rosa por NETWORK MANAGER, fueron consideradas como erróneas por una asignación equivocada de las mediciones de carga consideradas como mediciones de transformador. En este problema se pudo constatar las facilidades que presta el sistema NETWORK MANAGER para el análisis de problemas, puesto que se dispone de amplia información que puede ser exportada a una hoja de Excel.

- **Mediciones de Potencia en Transformadores**

En subestación Santa Rosa se identificó a las mediciones de potencia activa y reactiva como erróneas, lo cual no es correcto, aunque si existió un problema de signo en las mediciones de potencia a nivel de 46 kV de los transformadores TRP y TRN de la mencionada subestación.

3.4.3.2. Mediciones Coincidentes

- **Mediciones de Voltaje**

Se puede apreciar en NETWORK MANAGER una reducción notable de mediciones de voltaje erróneas, sin embargo, todavía existen algunas, cuya causa principal ha sido la falta de información relacionada principalmente con las impedancias para los diferentes taps de LTCs de transformadores.

- **Mediciones de Potencia en Transformadores**

Se identificaron como erróneas a las mediciones de potencia activa y reactiva del transformador ATT de la subestación Pascuales, lo cual es correcto, debido a que se detectó un problema en el transductor de la posición ATT.

- **Mediciones de Potencia en Líneas**

Se encontraron como erróneas las mediciones de potencia de las dos líneas Pascuales Molino. Los estimadores de los sistemas presentan valores similares que difieren de los valores medidos, según los estudios realizados, aparentemente el problema se debe a parámetros erróneos de la línea Pascuales Molino, en lo relacionado a su longitud. Se pedirá la revisión de este parámetro.

4. CONCLUSIONES

- Dado que el estimador de estado de NETWORK MANAGER tiene la posibilidad de estimar taps y LTCs, es necesario la implementación de mediciones de LTCs en todos los transformadores del SNI y la inclusión de mediciones de potencia activa y reactiva en el lado de alta de los transformadores (que en la mayoría no existen) para incrementar la redundancia y obtener una mejor estimación, además se facilitará el cálculo de datos faltantes debido a la falta de información de transformadores.
- La variedad de pseudomediciones disponibles en el estimador de estado serán confiables después de 9 semanas de ejecución continua del estimador, para acortar este tiempo, se deben incluir en la base de datos información de 9 semanas atrás de curvas horarias de carga y de generación del sistema, así como los valores más probables de taps de LTCs.
- Al momento, el estimador de estado de NETWORK MANAGER, se presenta débil ante la pérdida de información telemetrada, esto se debe a que se considera a mediciones manuales con alta precisión y no se posee pseudomediciones confiables por falta de ejecución continua del estimador de estado, este problema será resuelto con la inclusión de pseudomediciones confiables y la inclusión de cálculos en base a mediciones de subestaciones vecinas.

- A pesar de que el estimador de NETWORK MANAGER no ha entrado en operación comercial y no ha tenido una ejecución continua, ha presentado resultados precisos y ha ayudado a la detección de mediciones erróneas, problemas de modelación y de parámetros del sistema.

- El estimador de estado de NETWORK MANAGER tiene la posibilidad de manejar áreas internas y externas, lo que facilita la inclusión de fracciones de red de países con los cuales se pueden tener interconexiones eléctricas, como es el caso de Colombia y Ecuador.

5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] ASCHMONEIT F.; PETERSON N.; ADRIAN C.; State Estimation with Equality Constraints, Power Industry Computer Applications Conference, 1977.
- [2] ASEA BROWN BOVERI; Network Applications Course, Septiembre 2004.
- [3] ASEA BROWN BOVERI; System Design Documents, State Estimator.
- [4] ASEA BROWN BOVERI; State Estimation Tuning Guide.
- [5] RIVERA Gabriel; Tesis "Procedimientos para Operación y Mantenimiento del Estimador de Estado del CENACE", Julio de 1999.



Gabriel P. Rivera G.-

Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 1999. Realizó su tesis de pregrado en la sintonización de la función de estimación de estado del sistema SPIDER. Fue integrante del grupo de Proyecto de actualización del Sistema EMS del CENACE y del grupo de Desarrollo en Fábrica del Sistema NETWORK MANAGER.

Actualmente está encargado de la administración de las Funciones de Aplicación del Sistema NETWORK MANAGER de la Corporación CENACE.