

Validation and Identification of Generation Plants Models Using Disturbance Records from Phasor Measurement Units, Practical Application Paute – Molino Power Plant

Validación e Identificación de Modelos de Centrales de Generación Empleando Registros de Perturbaciones de Unidades de Medición Fasorial, Aplicación Práctica Central Paute - Molino

W.A. Vargas

P.X. Verdugo

Operador Nacional de Electricidad - CENACE, Quito, Ecuador
E-mail: wvargas@cenace.org.ec; pverdugo@cenace.org.ec

Abstract

The planning and operation of power systems are commonly based on a series of analyzes that include the use of dynamic and steady state simulations. In this sense, modeling a power system with adequate detail is a fundamental requirement for applications that rely on an accurate prediction of the dynamic response of the system, such as, for example, the design and evaluation of systemic protection schemes (SPS), area separation schemes, tuning of power system stabilizers (PSS), among others. On this basis, it is logical to ask: if the models are unable to represent, within an acceptable margin of error, the phenomena observed in the SEP, how can we rely on the results of studies carried out based on these models? Considering the extreme importance of having a properly validated model, the objective of this work is to develop a computational tool and to structure a methodology for the Power Plant Model Validation (PPMV), and for the identification of their main control systems parameters using the software-in-the-loop (SIL) functionality implemented through the mean-variance mapping optimization (MVMO) heuristic algorithm in DIgSILENT PowerFactory, which allows comparing the results of the simulations with records obtained from phasor measurement units (PMUs), of events or disturbances occurred in a power system.

Index terms— Parameter Identification, Automatic Voltage Regulator, Model Validation, DIgSILENT, Paute - Molino, MVMO.

Resumen

La planificación y operación de los sistemas de potencia son comúnmente basadas en una serie de análisis que comprenden el uso de simulaciones dinámicas y en estado estacionario. En este sentido, modelar un sistema de potencia con un adecuado detalle es un requerimiento fundamental para las aplicaciones que se basan en una predicción precisa de la respuesta dinámica del sistema, como, por ejemplo, el diseño y evaluación de esquemas de protección sistémica (SPS), esquemas de separación de áreas, la sintonización de estabilizadores de sistemas de potencias (PSS), entre otros. Sobre esta base, resulta lógico preguntarse: si los modelos no representan, dentro de un margen de error aceptable, los fenómenos observados en el SEP, ¿cómo podemos confiar en los resultados de los estudios ejecutados con base en estos modelos? Considerando la extrema importancia de disponer de un modelo adecuadamente validado, el objetivo de este trabajo es desarrollar una herramienta computacional y estructurar una metodología para la Validación e Identificación de los modelos de Centrales Eléctricas (PPMV, por sus siglas en inglés), y de sus principales sistemas de control utilizando la funcionalidad software-in-the-loop (SIL) implementada mediante el algoritmo heurístico de optimización de mapeo media-varianza (MVMO, por sus siglas en inglés) en DIgSILENT PowerFactory, el cual permite comparar los resultados de las simulaciones con registros obtenidos de unidades de medición fasorial (PMUs, por sus siglas en inglés), de eventos o perturbaciones ocurridos en un sistema de potencia.

Palabras clave— Identificación Paramétrica, Regulador Automático de Voltaje, Validación de Modelos, DIgSILENT, Paute - Molino, MVMO

Recibido: 30-10-2019, Aprobado tras revisión: 17-01-2020

Forma sugerida de citación: Vargas, W.; Verdugo, P. (2020). "Validación e Identificación de Modelos de Centrales de Generación Empleando Registros de Perturbaciones de Unidades de Medición Fasorial, Aplicación Práctica Central Paute – Molino". Revista Técnica "energía". No. 16, Issue II, Pp. 50-59

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

© 2020 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

La planificación y operación de un Sistema de Potencia se basan en una serie de análisis relacionados con simulaciones del comportamiento del sistema en estado estacionario y dinámico. En este tipo de estudios, el comportamiento real del sistema de potencia es pronosticado mediante el uso de simulaciones basadas en software. Para este propósito, los diversos componentes físicos del sistema deben modelarse adecuadamente para representar con precisión el comportamiento real del sistema de potencia [1].

El propósito de la validación del modelo es comprender los fenómenos subyacentes del sistema de potencia para que estos puedan ser representados adecuadamente en la realización de estudios. El objetivo final es contar con un modelo de sistema total que pueda predecir razonablemente el resultado de un evento; sin embargo, para lograr esto, se necesita tener componentes individuales del modelo del sistema que también sean válidos. El proceso de validación del modelo y la eventual "validez" del modelo requieren un "juicio de ingeniería" en lugar de basarse en un simple proceso de prueba y error del modelo determinado por ciertos criterios rígidos. Esto se debe a que cualquier actividad de modelado requiere ciertas suposiciones y compromisos, que solo pueden determinarse mediante una comprensión profunda del proceso que se está modelando y el propósito para el cual se utilizará el modelo.

Mientras que los modelos para algunos componentes individuales del sistema de potencia (por ejemplo, centrales eléctricas, transformadores, etc.) se validan regularmente, el modelo completo del sistema de potencia interconectado generalmente no se obtiene a través de un proceso de validación sistemática del modelo real. La validación de los modelos de componentes individuales y los datos asociados, en primer lugar, seguido de una extensión a la validación del modelo en todo el sistema, es una progresión lógica. En resumen, el proceso de validación implica confirmar que la respuesta simulada (ya sea para un componente o el sistema de potencia general) a una perturbación se corresponde razonablemente con la respuesta medida con una perturbación similar [2].

Modelar el sistema de potencia con suficiente detalle es un requisito básico principalmente para aquellas aplicaciones que se basan en una predicción precisa de la respuesta dinámica del sistema, como el diseño de estrategias de protección o esquemas de control. Por ejemplo, la sintonización de los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) requiere un modelado lo suficientemente preciso de, al menos, la representación Generador – Barra Infinita (SMIB, por sus siglas en inglés) simplificada [3]. En este modelo simplificado, con el fin de obtener toda la información necesaria para ejecutar el proceso de una forma satisfactoria, el generador, su regulador automático de voltaje (AVR), e

inclusivo los componentes que representen el sistema de excitación del generador, y su regulador de velocidad se deben modelar adecuadamente para satisfacer restricciones de precisión mínimas.

La herramienta y la metodología de validación de modelos de centrales de generación desarrollada en este trabajo toma en consideración las recomendaciones señaladas por la Corporación de la Confiabilidad Eléctrica de América del Norte (NERC, por sus siglas en inglés) en el documento "Reliability Guideline Power Plant Dynamic Model Verification Using PMUs" [4].

Sobre la base de estas recomendaciones de validación de modelos de Centrales Eléctricas, tras un proceso de investigación adecuadamente estructurado y fundamentado, se desarrolló una herramienta en PowerFactory de DIGSILENT para reproducir eventos previamente registrados por algún equipo de supervisión de perturbaciones (playbacks), como una PMU, con el propósito de determinar si los modelos ingresados en las bases de datos utilizadas para los diferentes estudios realizados por las áreas de planificación y operación de CENACE y CELEC EP presentan una fiabilidad aceptable o si estos necesitan ser revalidados.

Precisamente, con el amplio despliegue de unidades de medición fasorial, a nivel mundial, ahora es posible usar datos de alta velocidad, sincronizados en el tiempo, de las condiciones operativas de la red (voltaje, corriente, frecuencia y ángulos de fase) para validar y calibrar modelos operativos de varios activos de la red. La validación de modelos a través de sincrofasores resulta ser ahora mucho más productiva ya que la prueba y mejora del modelo utilizando información real en línea es más precisa y, a menudo, más económica que la prueba de activos tradicional [5].

El proceso de revalidación contempla el empleo de otra herramienta que efectúa la identificación paramétrica de los componentes del modelo de la central eléctrica (turbina – generador, regulador de voltaje, regulador de velocidad y estabilizador de sistemas de potencia) a través del Algoritmo de Optimización de Mapeo Media-Varianza (MVMO, por sus siglas en inglés). El mismo realiza, dentro de un proceso heurístico, una comparación entre los resultados de la potencias activa (P) y reactiva (Q) de las simulaciones, obtenidas mediante el modelo de playback (inyección de voltaje y frecuencia en el punto de conexión de la central - POC) con los registros obtenidos de P y Q a través de la PMU, ver Figura 1.

Actualmente los entes reguladores de los sistemas eléctricos, a nivel mundial, han hecho énfasis sobre la extrema importancia de la validación de los modelos de los sistemas eléctricos y han dispuesto que los operadores del sistema (ISO, por sus siglas en inglés) obliguen a los propietarios de las centrales de generación a obtener una certificación, cada cinco años,

en la cual se indique que el modelo eléctrico de sus generadores y de sus respectivos sistemas de control fueron sometidos a un proceso de validación y, de no ser el caso, a efectuar la identificación del mismo para obtener este aval y poder, únicamente de esta manera, seguir siendo parte de la operación del sistema de potencia [6], ver Figura 2.

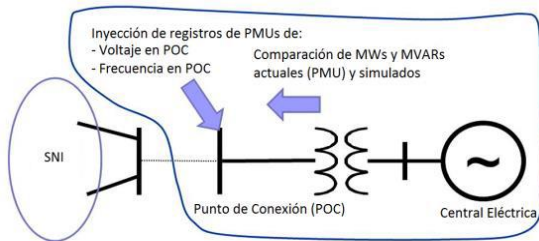


Figura 1: Diagrama de Validación de Modelos Centrales Eléctricas

Los modelos incorporados en las bases de datos utilizadas en los estudios del Sistema Nacional Interconectado (SNI) actualmente contienen únicamente la información técnica proporcionada en manuales, que en la mayoría de los casos resulta escasa e insuficiente, por lo cual, estos modelos difícilmente llegan a representar con precisión la respuesta real de los elementos del sistema de potencia.

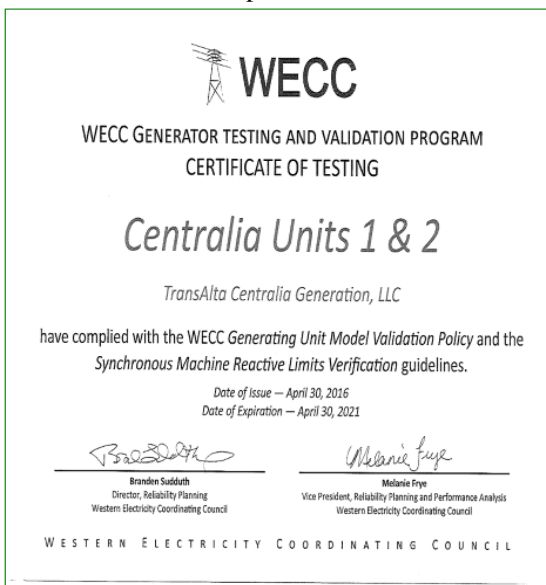


Figura 2: Ejemplo certificado emitido por WECC que una central cumplió con el PPMV

Como se ha mencionado ya, el no disponer de modelos adecuadamente validados puede representar un incremento considerable en los costos de operación y, en el peor escenario, una operación insegura, poco confiable e inclusive potencialmente peligrosa. En este sentido, una estrategia adecuadamente estructurada de validación de modelos, permitirá innegablemente, y sólo dentro de una instancia inicial, obtener una confianza importante en los estudios realizados para garantizar una correcta operación del SNI, con considerables ahorros económicos.

El objetivo último de la propuesta plasmada en este trabajo de investigación consiste en proporcionar el sustento para la estructuración de una herramienta y un proceso de validación e identificación de los modelos empleados en las bases de datos de PowerFactory, utilizadas en la realización de estudios eléctricos para la planificación y operación del SNI, y con esto, alcanzar cuantiosos beneficios técnicos y económicos para el país.

En consideración con la trascendental importancia de contar con un modelo fiable de centrales de generación se desarrolló una herramienta en PowerFactory que permite validar o validar/identificar el modelo dinámico de una central eléctrica y de sus componentes. Cabe indicar que programas computacionales como PSSE de Siemens, PSLF de General Electric, o PowerWorld Simulator de PowerWorld Corporation, disponen de una herramienta para la validación de modelos; sin embargo, no cuentan con un proceso de identificación o calibración de los mismos, como tal, lo cual realza aún más la contribución presentada en este trabajo.

Este documento está organizado de la siguiente manera: la Sección 2 presenta conceptos generales relacionados con la validación de modelos de sistemas de potencia y el fundamento teórico del algoritmo de optimización MVMO. En la Sección 3 se describe la metodología de identificación de parámetros propuesta. La Sección 4 contiene la aplicación de la propuesta para estimar los parámetros de una central de generación eléctrica y de sus principales componentes (regulador de voltaje, regulador de velocidad y estabilizador de sistemas de potencia). Finalmente, las conclusiones y recomendaciones se resumen en la Sección 5.

2. VALIDACIÓN DE MODELOS EN SISTEMAS DE POTENCIA

Los criterios utilizados dentro de la planificación y operación de sistemas eléctricos de potencia son basadas, en casi todos los casos, en resultados de simulaciones. Las simulaciones se basan en modelos de sistema de potencia para predecir el funcionamiento del sistema ante posibles eventos.

Por su parte, la toma de decisiones en tiempo real es directamente dependiente de las predicciones del comportamiento real del sistema, que se obtienen a partir de simulaciones computacionales. En este sentido, un modelo adecuado del sistema garantizará simulaciones lo suficientemente precisas, y, por lo tanto, una toma de decisiones conveniente con respecto a las acciones de control [1].

Para este propósito, los diversos componentes físicos de los sistemas deben ser modelados con suficiente detalle y precisión, según el fenómeno a analizar y su correspondiente período de evolución.

La validación de los modelos matemáticos de los diferentes componentes de un sistema eléctrico de potencia, toman un papel fundamental a raíz de los eventos suscitados en julio y agosto de 1996 en el sistema interconectado occidental de Estados Unidos operado por el Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste (WECC, por sus siglas en inglés). Estos eventos derivaron en un disturbio complejo que incluía colapso de voltaje, oscilaciones de potencia no amortiguadas y pérdidas de generación [2]. El problema se debió a que los técnicos de la WECC determinaron mediante análisis previos basados en simulaciones, empleando los modelos de planificación existentes, que ante la ocurrencia de cualquier tipo de contingencia el sistema de potencia respondería de forma adecuada, mientras que, ante los eventos reales, el sistema presentó severas condiciones de inestabilidad, lo que finalmente derivó en un colapso y fuertes desconexiones de carga, tal como se aprecia en la Figura 3.

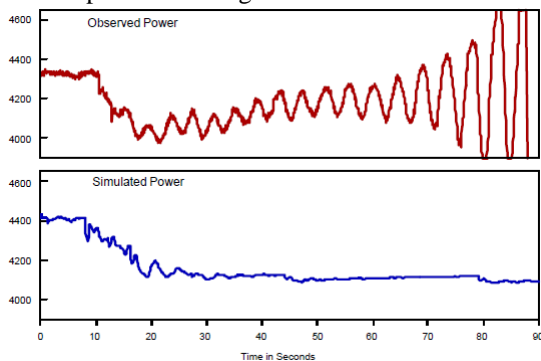


Figura 3: Comparación de la respuesta observada y la real en el evento del 10 de agosto, 1996 en la red de la WECC [2]

La construcción del modelo de flujo de potencia inicial, para realizar los análisis en estado estacionario, tardó casi un año y seis meses adicionales de trabajo fueron requeridos para que en los estudios de validación la respuesta de los modelos coincidiera con lo evidenciado en la perturbación que ocurrió en realidad [2].

La importancia del modelado de los componentes de un SEP, se resalta en la Figura 4. El círculo en línea punteada denominado "Power system model" (Modelo del sistema de potencia) representa el desempeño del sistema de potencia adquirido a partir de simulaciones dinámicas matemáticas basadas en software. El círculo en línea continua etiquetado como "Actual power system" (Sistema de potencia real) representa el comportamiento real del sistema. El área sombreada interseca denota la parte del modelo que representa con precisión el comportamiento real del sistema. De forma ideal, ambos círculos deberían superponerse por completo, indicando de esta forma que el modelo del sistema representa inequívocamente al sistema real [1].

En la práctica, el área sombreada tiene que ser lo más grande posible. En este sentido, es extremadamente necesario validar el modelo del sistema para asegurar que los resultados lograrán representar el

comportamiento del sistema con suficiente exactitud. Este hecho adquiere particular importancia principalmente cuando los resultados se utilizan para orientar la sintonización y la respuesta de acciones de control, como, por ejemplo, la sintonización de reguladores, la sintonización de estabilizadores de sistemas de potencia (PSS), la implementación de esquemas de protección (SPS), entre otros, considerando que el éxito de estos procedimientos será extremadamente dependiente de una representación del sistema suficientemente adecuada.

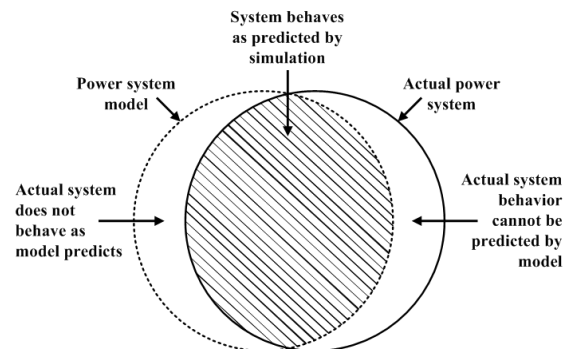


Figura 4: Comportamiento del modelo del sistema en comparación con el comportamiento real del sistema [1]

Actualmente, la única forma confiable de validar la precisión de los modelos de las centrales eléctricas en línea es mediante el uso de datos de dispositivos de medición de perturbaciones de alta resolución, que a su vez actúan como una prueba recurrente para asegurar que la respuesta del modelo a los eventos del sistema coincida con la respuesta real de la central eléctrica. Por lo tanto, la verificación del modelo basado en el monitoreo en línea que utiliza datos de medición sincronizados se usa como una verificación binaria ("sí / no") que el modelo está funcionando como se espera.

El monitoreo en línea de los modelos proporciona un medio económico y eficiente para asegurar que el modelo sea preciso. Desde la perspectiva del Planificador de la transmisión, el monitoreo en línea de la fiabilidad de los modelos proporciona una verificación rápida de que el modelo responde como lo hacen los elementos físicamente; de existir alguna diferencia, ésta puede ser utilizada para solicitar al propietario del generador una corrección del modelo.

Debido a la compleja naturaleza de la dinámica del sistema de potencia, el problema de optimización inmerso en la identificación paramétrica de modelos dinámicos posee un panorama discontinuo, multimodal y no-convexo que no podría ser manejado exitosamente por varios de los algoritmos de optimización heurística existentes, ya que su desempeño de búsqueda es sensible a una configuración apropiada de parámetros, lo que implica un alto riesgo de convergencia prematura y estancamiento local [7], [8].

Para sobreponer estos inconvenientes, este trabajo bosqueja una técnica general de identificación de

parámetros en el dominio del tiempo basada en el optimizador heurístico MVMO, que es particularmente adecuado para resolver este tipo de tareas. Este método utiliza mediciones de señales obtenidas a partir de eventos registrados en el WAMS de CENACE como señales de referencia lo que permite alcanzar altos niveles de confianza en los modelos simplificados subyacentes, y asegura una estimación precisa de los parámetros que forman parte de los componentes dinámicos.

El método de identificación paramétrica propuesto comienza con la definición de los modelos dinámicos que representan adecuadamente el componente específico del sistema (AVR, HVDC, parques eólicos, GOVs, equivalentes dinámicos, etc.). Luego, se define una conjetura inicial de los parámetros a ser identificados. Dentro de una siguiente etapa, se realizan simulaciones en el dominio del tiempo para un conjunto predefinido de perturbaciones (registros obtenidos de PMUs durante contingencias o mediciones de pruebas específicas en campo) que hayan ocurrido en el sistema. Posteriormente, se selecciona un conjunto de señales eléctricas, que son comparadas con las señales de referencia medidas, correspondientes a los eventos mencionados. Luego, la función objetivo para la identificación de parámetros es estructurada y el problema de optimización subyacente se resuelve a través del algoritmo de optimización MVMO.

El procedimiento de identificación paramétrica es resumido esquemáticamente en la Figura 5. Considerando la diferencia entre las señales de referencia medidas y las señales seleccionadas de las simulaciones dinámicas, la identificación paramétrica, concebida como un problema de optimización, puede ser formulado de la siguiente forma:

Minimizar:

$$OF = \sum_{np=1}^p \alpha_{np} \int_0^{\tau} g(t) dt \quad (1)$$

$$g(t) = w_1 [y_1(t) - y_{1ref}(t)]^2 + \dots \dots + w_n [y_n(t) - y_{nref}(t)]^2 \quad (2)$$

Sujeto a:

$$\mathbf{x}_{j-min} \leq \mathbf{x}_j \leq \mathbf{x}_{j-max} \quad (3)$$

donde $y_n(t)$ y $y_{nref}(t)$ denotan las n -ésimas señales eléctricas de referencia medidas, w_n representa el n -ésimo factor de peso de la señal, τ es el período de simulación, p es el número de perturbaciones o pruebas de campo, α_{np} es el np -ésimo factor de peso de las perturbaciones, y \mathbf{x}_j constituye los parámetros del modelo. Adicionalmente, cualquier restricción adicional puede ser incluida en el modelo, de ser necesario [7].

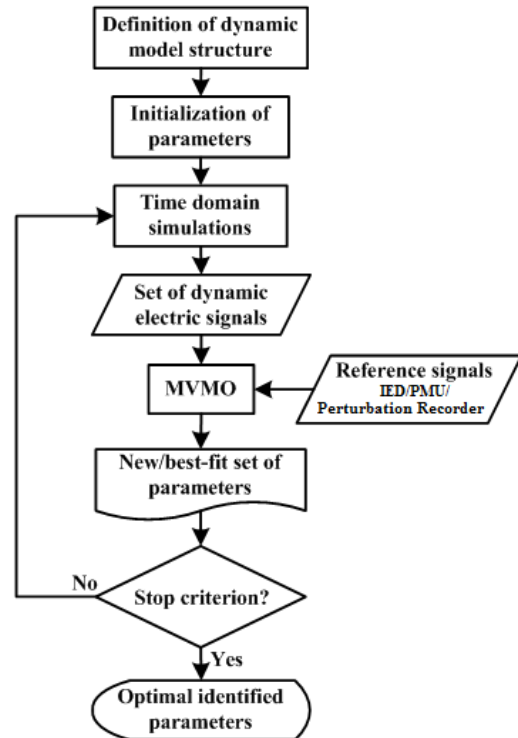


Figura 5: Marco referencial del método de identificación propuesto

3. DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA DESARROLLADA

La Figura 6 es un diagrama de flujo del proceso de identificación y/o validación de los modelos dinámicos de una central eléctrica, mediante eventos registrados por PMUs. La herramienta desarrollada para el proceso de validación/identificación fue implementada en PowerFactory mediante el lenguaje de programación DPL (DIGSILENT Programming Language).

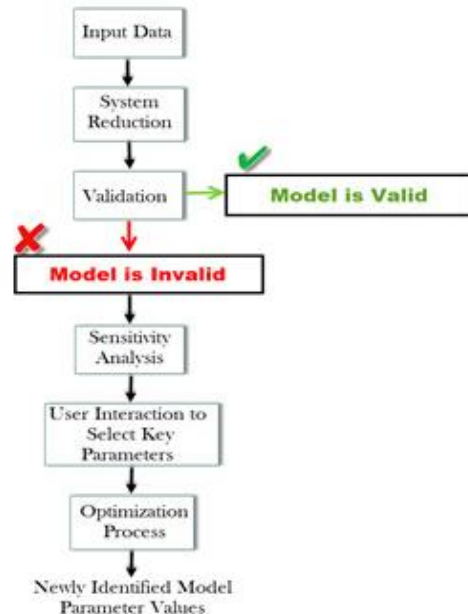


Figura 6: Diagrama de flujo proceso de validación/identificación [9]



Dentro del proceso de validación de modelos propuesto debe considerarse:

1. Datos de entrada:
 - a. Datos de Voltaje (V), Frecuencia (f), Potencia activa (P) y reactiva (Q) de los eventos registrados por la PMU en la barra frontera de la central a validar. En formato ElmFile de PowerFactory.
 - b. Modelo dinámico disponible de la central o determinado según el tipo de central y la información suministrada por el fabricante. En formato ElmComp de PowerFactory.

2. Sistema reducido que consta de: barra frontera (barra donde está ubicada la PMU), generador, transformador (dependiendo de si la PMU está instalada en el lado de alto voltaje del mismo) y una fuente de voltaje AC (Elemento de PowerFactory que se encargará de realizar el Playback de voltaje y frecuencia en la barra frontera acorde a los valores registrados en los eventos). Este sistema reducido es ajustado automáticamente para que las condiciones iniciales de los modelos se ajusten a los valores de los registros.

3. Una vez inicializado el modelo se realiza el Playback y se compara la P y Q resultantes (calculadas) con las medidas por la PMU. Si en la validación se obtiene un error cuadrático medio (MSE, por sus siglas en inglés) tanto como para P y Q numéricamente aceptable, se considera que el modelo es válido.

4. En el caso de que los MSE de P y Q no sean aceptables, los parámetros del modelo inicial son considerados no válidos y se efectúa un análisis de sensibilidad de los parámetros de cada uno de los componentes del modelo dinámico de la unidad (generador, gobernador, AVR, PSS).

5. El encargado del proceso determinará, en base al análisis de sensibilidad, cuáles son los parámetros más influyentes en el MSE de P y Q para el proceso de optimización.

6. Mediante el algoritmo heurístico MVMO programado en DPL, se efectúa un proceso de optimización de parámetros minimizando la suma de MSE de P y Q, para cada evento a considerar.

7. Finalmente se obtienen los nuevos valores de los parámetros del modelo identificado, el mismo que se considera como validado.

4. APLICACIÓN DE LA PROPUESTA Y RESULTADOS

Con el propósito de verificar la efectividad de la herramienta de validación de modelos propuesta, se utilizó el modelo presentado por la North American SynchroPhasor Initiative (NASPI) en “Model Verification Tools Technical Workshop Playback

Session Guidebook”. El mismo consiste de un generador con turbina a gas de 230 MW y considera los siguientes modelos:

- GENROU: Maquina Sincrónica
- AC1A: Sistema de Excitación
- GGOV1: Turbina – Gobernador
- PSS2A: Estabilizador de Sistemas de Potencia de doble entrada

En la Figura 7 se presenta la inicialización del modelo para el Playback de Voltaje y Frecuencia. Por su parte, en la Figura 8 se exhibe el archivo con el evento registrado por la PMU en formato ElmFile de PowerFactory, donde, en la primera línea (número cuatro (‘4’), en el archivo), se indica el número de variables medidas, sin considerar el registro correspondiente al tiempo.

Dentro de la primera y segunda columnas se encuentran los registros de Potencia Activa y Reactiva, respectivamente; en la tercera columna los registros de Voltaje y finalmente en la cuarta columna se presentan los datos medidos para la Frecuencia. Las variables Voltaje y Frecuencia son utilizadas para que el elemento ElmVac incorpore estas señales en la barra frontera y se logre, de esta forma, replicar el evento (Señales de entrada). Las columnas uno y dos (potencia activa y reactiva) servirán para validar el modelo, al comparar las mediciones de estas variables con los resultados obtenidos del playback o simulación (Señales de salida).

Para emplear la herramienta desarrollada para la validación de modelos de centrales eléctricas se define previamente, para cada uno de los eventos a considerar, las máscaras de DPL (ElmDpl), en Power Factory, tal como se muestra en la Figura 9, con los datos de la ubicación y nombre del archivo con los registros de la PMU que se utilizaron dentro del proceso de identificación, los valores de voltaje y de potencia activa y reactiva, con el fin de ajustar automáticamente y de la manera más adecuada posible las condiciones iniciales del modelo al archivo de registros que fue originalmente estructurado.

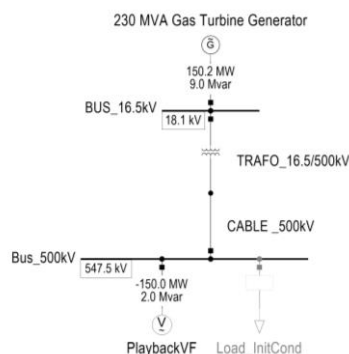


Figura 7: Inicialización modelo de prueba NASPI

Para la validación de este modelo se dispone de solo un evento proporcionado por la NASPI, el incorporar



más eventos registrados para la validación de un modelo implica que la precisión del modelo se incremente y sea más confiable. La herramienta desarrollada permite la incorporación modular de un número ilimitado de eventos, cabe indicar que el tiempo de registro de cada evento son independientes, y dependerá de la dinámica presentada en cada uno.

Partiendo de las condiciones iniciales planteadas por NASPI, en su Workshop; es decir, considerando los parámetros sin validar (por defecto) de los modelos incorporados, tal como se observa en la Figura 10, existe una notable diferencia entre los valores obtenidos a partir de mediciones y de simulación para P (líneas roja y verde) y Q (líneas azul y magenta), de forma correspondiente. En este sentido, se evidencia la necesidad de validar los modelos, realizando una identificación de parámetros adecuada.

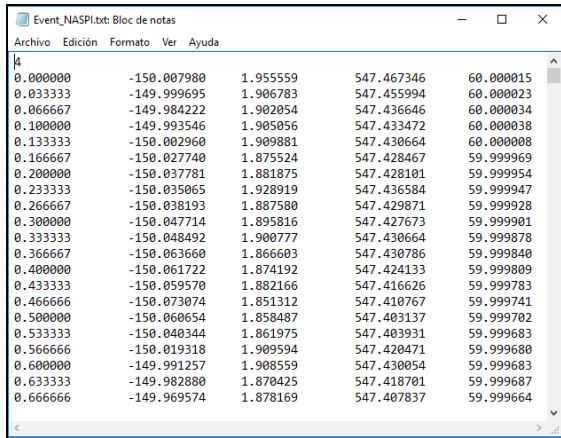


Figura 8: Archivo de evento para validación Modelo NASPI en texto en formato ElmFile

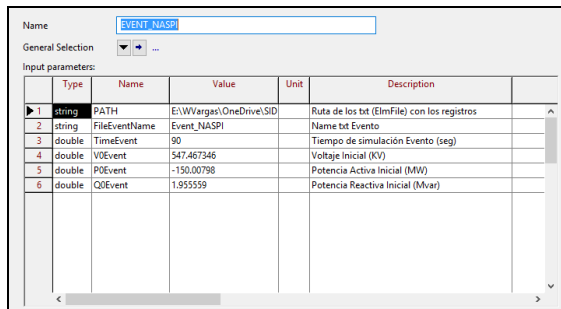


Figura 9: Máscara de DPL con datos de ubicación de archivo de evento y condiciones iniciales

De forma complementaria, a través de sensibilidades, se verificó qué parámetros presentan una mayor influencia en la respuesta de los modelos, dicha influencia se verifica de forma manual para cada parámetro, variando el valor inicial en un 10% y se cuantifica la función objetivo, posteriormente se realiza un ranking de mayor a menor de la función objetivo y se determina los parámetros más sensibles. Sobre esta base, como se muestra en la Figura 11, se define una máscara, dentro de la cual debe incluirse el número de iteraciones a realizarse y los “frames” de los parámetros

que deben ser modificados para que la respuesta simulada sea lo más parecida posible a la señal medida en campo.

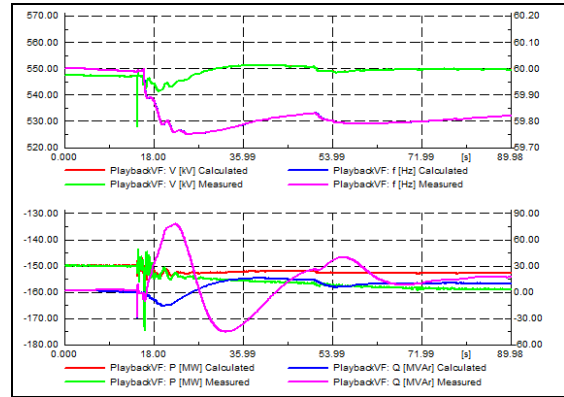


Figura 10: Comparación de P y Q ante playback de V y F con parámetros iniciales en los modelos

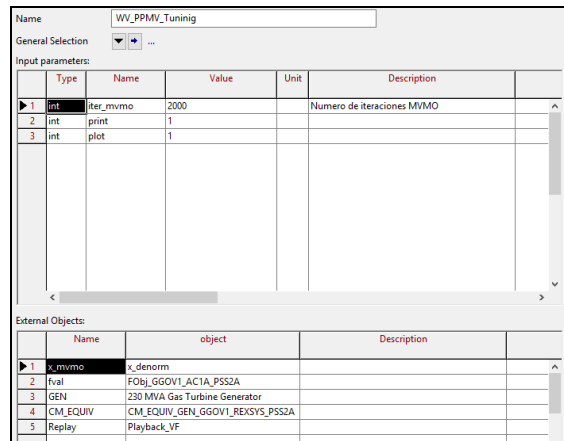


Figura 11: Máscara de DPL con parámetros del MVMO y de los modelos a identificar

Tras efectuar la modificación de los parámetros más “sensibles”, como resultado del proceso de identificación, dentro del generador, regulador de voltaje, regulador de velocidad y estabilizador de sistemas de potencia, se obtienen las respuestas de P (color rojo) y Q (color azul) exhibidas en la Figura 12. Es claramente apreciable que estos resultados, obtenidos a partir de simulaciones, se asemejan considerablemente a los registros obtenidos a partir de mediciones (líneas verde y magenta, para cada caso).

Dentro de un criterio de evaluación técnico adecuado, resulta necesaria una cuantificación, más allá de la clara evidencia visual, de la diferencia existente entre las respuestas medidas a través de registradores y de las calculadas a partir de las simulaciones. En este sentido, dentro de la Tabla 1, se presenta el cálculo del MSE, considerando parámetros por defecto y los validados a través de la metodología propuesta.

Es necesario mencionar que no existe un criterio definido en la literatura para considerar aceptable o no el valor del MSE; simplemente, y hasta que se establezca una regulación al respecto, reconoceremos



que el MSE debe ser tan cercano a cero (0) como sea posible.

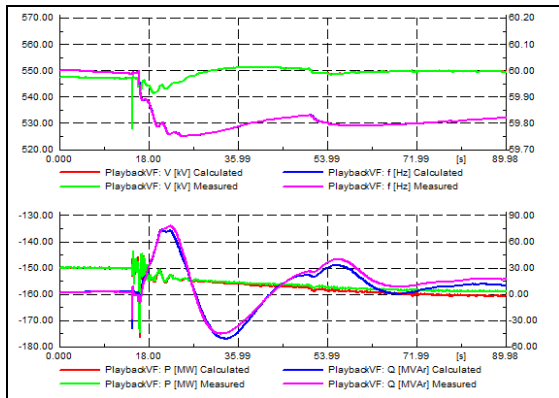


Figura 12: Comparación de P y Q ante playback de V y F con parámetros identificados en los modelos

Tabla 1: Errores Cuadráticos Medios de las señales de Potencia Activa y Reactiva para el modelo NASPI

Parámetros Modelo	Error Cuadrático Medio (MSE)		
	MSE-P	MSE-Q	MSE-Total
No Validados	0.18%	17.82%	18.00%
Identificado/validado	0.01%	0.50%	0.52%

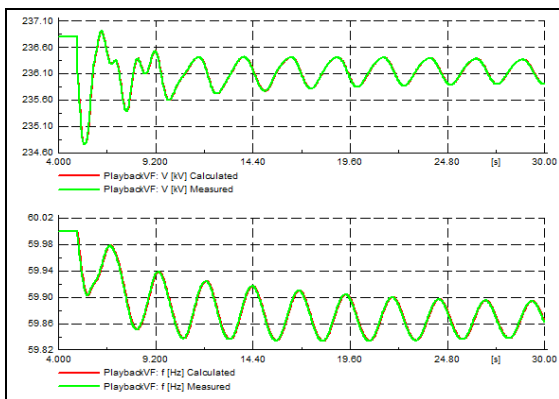


Figura 13: Playback de Voltaje y Frecuencia Evento 1 SNI

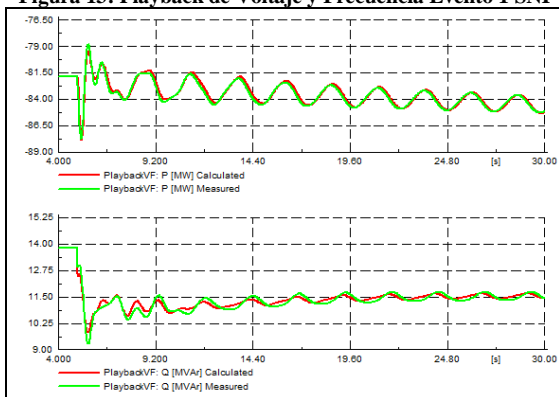


Figura 14: Potencia Activa y Reactiva medidas y calculadas del Evento 1 SNI

Con el fin de mostrar las bondades de la metodología propuesta, un proceso de validación de modelos fue aplicado dentro del Sistema Nacional

Interconectado (SNI) ecuatoriano, para una unidad de la fase C de la central de generación Paute – Molino, una de las más grandes y representativas del país, considerando en el proceso de Playback (Figura 13 y Figura 15, de forma respectiva) el disparo de generación en el sistema (Evento 1) y la salida de servicio intempestiva de una línea de transmisión de doble circuito (Evento 2). Los resultados obtenidos a través de la aplicación de la metodología propuesta se muestran en la Figura 14 y en la Figura 16.

Adicionalmente, una vez validado el modelo a través de los ensayos realizados, se efectuaron pruebas adicionales, con el fin de verificar la efectividad de la metodología propuesta. La relevancia de estas pruebas radica en que, para estos casos, se busca validar la respuesta dinámica del generador y de sus componentes, tras la ocurrencia de un evento interno, a diferencia de lo presentado anteriormente.

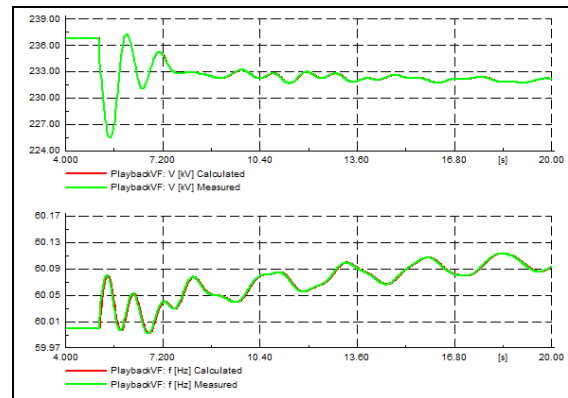


Figura 15: Playback de Voltaje y Frecuencia Evento 2 SNI

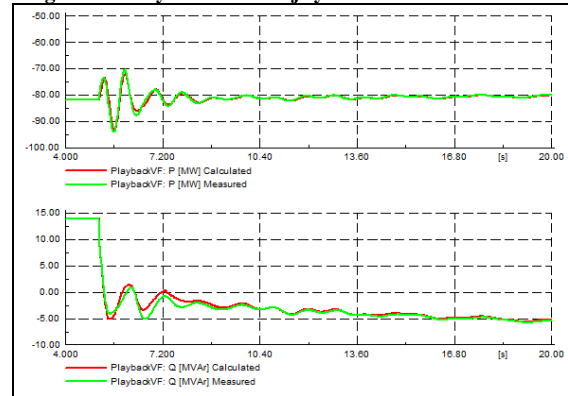


Figura 16: Potencia Activa y Reactiva medidas y calculadas del Evento 2 SNI

Dicho esto, en la Figura 17 se presenta la respuesta de la potencia reactiva del generador ante una perturbación simulada en el voltaje de referencia de la máquina. Por su parte, considerando un sentido de correspondencia, en la Figura 18 se muestra la respuesta de la potencia activa del generador, ante un cambio en la velocidad de la máquina.

Como se puede apreciar, en ambos casos, las diferencias entre las señales medidas y simuladas son mínimas, por lo cual resulta factible concluir que el



proceso de validación de este modelo (generador y reguladores) se efectuó de forma satisfactoria.

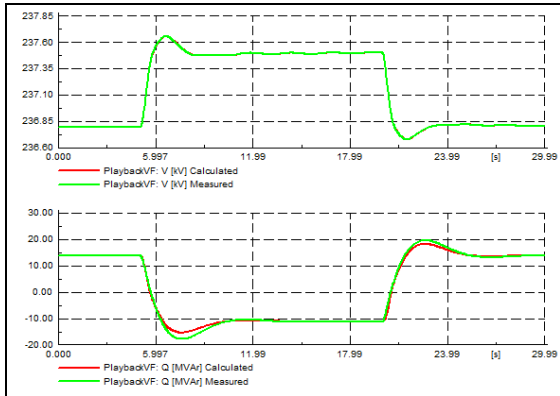


Figura 17: Respuesta de Potencia Reactiva ante una señal de paso de 3% en el Vref

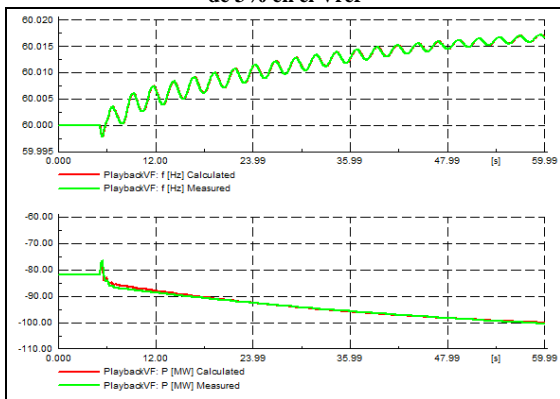


Figura 18: Respuesta de Potencia Activa ante una señal de paso de 1% en el Wref

Cabe señalar que la metodología propuesta puede aplicarse también en los casos en los que se dispone de información escasa, mediante la incorporación y validación de modelos genéricos.

En la Figura 19 se visualiza en el aplicativo WAMS de CENACE los datos de Voltaje, Frecuencia, Potencia Activa y Reactiva registrados ante una perturbación en el voltaje de referencia en una de las unidades de la fase C y registradas por la PMU instalada para las pruebas.



Figura 19: Evento registrado por el WAMS del CENACE para la identificación de los modelos de las unidades de la Central Paute – Molino.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El proceso de identificación paramétrica presentado en este trabajo fue inicialmente estructurado con el objetivo obligatorio de contar con modelos que puedan representar fielmente la respuesta dinámica de una central de generación en un sistema de potencia, un hito considerado de fundamental valor ya que el disponer de modelos de sistemas de control adecuadamente validados permitirá innegablemente optimizar los análisis, realizados diariamente, para garantizar la operación segura y confiable del SNI. En este sentido, el objetivo fundamental de esta propuesta consiste en proporcionar el sustento para la estructuración de un proceso de validación de los modelos empleados en las bases de datos de PowerFactory, utilizadas en la realización de análisis eléctricos para la operación del sistema ecuatoriano.

El creciente despliegue de PMUs que recopilan datos de sincrofasores precisos y de alta velocidad está transformando la práctica de la validación de modelos de centrales eléctricas y está permitiendo mejoras drásticas en la precisión del proceso de modelación. Sobre esta base, la validación de modelos se ha convertido en una gran historia de éxito que demuestra el valor de la tecnología de sincrofasores.

En este trabajo se presenta y se ratifica la eficacia de una metodología de validación e identificación de modelos dinámicos en centrales eléctricas empleando registros de eventos obtenidos por las PMUs disponibles en las unidades de generación para cumplir con las recomendaciones de la NERC. La propuesta se basa en el desarrollo de una herramienta en PowerFactory que permite replicar eventos reales registrados por las PMUs mediante Playbacks de voltaje y frecuencia en el POC y determinar por medio de la interpretación del MSE si el modelo se considera válido o no; de no ser válido, mediante una herramienta de optimización que emplea el algoritmo heurístico de optimización de mapeo media-varianza (MVMO, por sus siglas en inglés) se logra identificar los nuevos parámetros de los diferentes componentes que forman el modelo, a través de los cuales el modelo sí es válido.

La metodología propuesta utiliza la potencialidad de la simulación software-in-the-loop – SIL para comparar los resultados obtenidos a partir de perturbaciones registradas en el WAMS de CENACE, con aquellos resultantes de simulaciones. Adicionalmente, el trabajo incluye la implementación práctica de la metodología utilizando los lenguajes de programación y simulación de PowerFactory DiGSILENT Programming Language (DPL) y DiGSILENT Simulation Language (DSL).

La metodología y herramienta desarrollada en PowerFactory fue aplicada para identificar los parámetros de una central de generación de turbina a gas, proporcionada por la NASPI, para testear las diferentes herramientas de validación de modelos, así

como de una unidad de la fase C de la Central Hidroeléctrica Paute – Molino, obteniéndose en ambos casos valores excepcionales de MSE, con lo cual se puede considerar la validez de los modelos identificados.

Con base en los resultados obtenidos a partir de ensayos adicionales, se verificó que, dentro de un proceso de identificación paramétrica, disponer del modelo exacto (diagramas de bloque y funciones de transferencia) de un sistema de control es siempre recomendable y preferible, pero no indispensable, considerando que la respuesta dinámica de modelos genéricos permite representar de forma adecuada la dinámica de un sistema de control real (conocido).

Se recomienda el empleo de esta metodología para realizar la identificación de parámetros de sistemas de control de unidades de generación, como un paso previo indispensable a la realización de análisis y estudios especializados, como sintonización de PSS, diseño de esquemas de acción remedial (RAS, por sus siglas ingles), diseño de elementos de compensación dinámica de reactivos, interconexiones binacionales y/o regionales, entre otros.

Se recomienda seguir las buenas prácticas profesionales de la WECC e incluir dentro del código de red (Grid Code) del sistema eléctrico ecuatoriano el requerimiento de que las diferentes centrales del Ecuador certifiquen los modelos dinámicos de sus diferentes unidades como requisito indispensable para ser despachadas. Haciendo énfasis que la única forma de garantizar la validez y de mantener un adecuado grado de confianza en los estudios y análisis que se realicen para la operación y planificación del sistema eléctrico ecuatoriano, y de sus interconexiones, es contar con modelos certificados de los elementos más importantes del mismo.

AGRADECIMIENTOS

Hacemos extenso un cordial agradecimiento a los funcionarios de CELEC EP HIDROPAUTE quienes participaron de forma activa en la ejecución de las pruebas en las unidades de la central Paute – Molino, viabilizando la ejecución de este trabajo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CIGRE Task Force, “Analysis and Control of Power System Oscillations”, Study Committee 38, final report, December 1996.
- [2] NERC Model Validation Task Force of the Transmission Issues Subcommittee, “Power System Model Validation”, pp. 1–53, December, 2010.
- [3] P. Verdugo, J. Cepeda, A. De La Torre and K. Paucar, “Testbed for PSS Tuning Using Synchrophasor Measurements and a Real-Time Digital Simulator”, 2017 IEEE PES Conference on

Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT-LA), Quito, Ecuador, September, 2017.

- [4] North American Electric Reliability Corporation, “Reliability Guideline Power Plant Dynamic Model Verification using PMUs” no. September, 2018.
- [5] CIGRE US National Committee, "Model Validation Using Synchrophasor Data - A Synchrophasor Success Story", 2014.
- [6] J. Eto, S. Yang, et al, “Improving Reliability Through Better Models”, April, 2014.
- [7] J. Cepeda, J. Rueda, and I. Erlich, “Identification of Dynamic Equivalents based on Heuristic Optimization for Smart Grid Applications”, IEEE World Congress on Computational Intelligence, Brisbane, Australia, June, 2012.
- [8] K. Lee, and M. El-Sharkawi, "Modern heuristic optimization techniques", John Wiley & Sons, New York, 2008”
- [9] Electric Power Group, "Maximizing Use of Synchrophasor Technology for Everyday Tasks", Webinar, 2017.



Walter Alberto Vargas.- Nació en Guayaquil en 1984. Recibió sus títulos de Ingeniero en Electricidad especialización Potencia en la Escuela Superior Politécnica del Litoral en el 2007 y el de Máster en Sistemas de Energía Eléctrica en la Universidad de Sevilla en el 2013. Entre 2010 y el 2017 trabajó en la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP) – Transelectric Paralelamente se desempeñó como profesor en la Escuela Politécnica Nacional. Actualmente trabaja como especialista de Investigación y Desarrollo de CELEC EP – Coca Codo Sinclair, en el Operador Nacional de Electricidad CENACE.



Pablo Xavier Verdugo.- Nació en Quito en 1987. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2012. Entre el 2011 y el 2015 desempeñó sus funciones en el Área de Planeamiento Eléctrico del Operador Nacional de Electricidad CENACE. A partir del 2016, trabaja en el desarrollo de estudios y análisis especializados en la Subgerencia de Investigación y Desarrollo de CENACE.