

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*



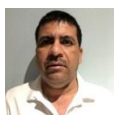
Luis Diego Pérez Villarreal

Centro Nacional de Control de la Energía del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Costa Rica
dperezv@ice.go.cr



Óscar Sánchez Salazar

Centro Nacional de Control de la Energía del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Costa Rica
osanchezsa@ice.go.cr



Rolando Sancho Chaves

Centro Nacional de Control de la Energía del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Costa Rica
rsancho@ice.go.cr

Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas

Resumen

En el siguiente artículo se detalla el desarrollo de una metodología de cálculo para determinar la constante de inercia de la red eléctrica centroamericana, con el fin de poder utilizarla en simulaciones dinámicas desde un enfoque de capacitación y operación de sistemas eléctricos de potencia para el Centro Nacional de Control de Energía y aspectos técnicos de estabilidad del sistema. La metodología se basó en el análisis de perturbaciones significativas en la red que estimulan transitorios de frecuencia del sistema (pérdida de generación, disparo de carga) bajo un enfoque más determinista. Mediante el software de simulación *Power System Simulator for Engineering* se realizaron simulaciones dinámicas en

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

el Sistema Eléctrico Regional donde se provocaron eventos con un impacto significativo en su estabilidad; con estas simulaciones se obtuvieron los datos necesarios para aplicar una metodología de cálculo según un enfoque de perturbación significativa al aprovechar la relación lineal que tiene la respuesta inercial de un sistema de potencia con la desviación de potencia integrada y el desplazamiento de la frecuencia según su tasa de cambio, además de la variación de potencia a través del límite de área.

Palabras clave: Sistema Eléctrico Regional (SER), Ente Operador Regional (EOR), Sistema Eléctrico Nacional (SEN), Sistema Eléctrico Mexicano (SEM), Sala de Entrenamiento de Operadores (OTS), Tasa de Cambio de Frecuencia Eléctrica (RoCoF).

Abstract

The following article details the development of a calculation methodology to determine the inertia constant of the Central American electrical network, to be able to use it in dynamic simulations from a training and operation approach of electrical power systems for the National Center Energy Control and technical aspects of system stability. The methodology was based on the analysis of significant disturbances in the network that stimulate system frequency transients (loss of generation, load tripping) under a more deterministic approach. Using the Power System Simulator for Engineering software, dynamic simulations were conducted in the Regional Electric System where events with a significant impact on its stability were caused. With these simulations, the necessary data were obtained to apply a calculation methodology under a significant perturbation approach by taking advantage of the linear relationship that the inertial response of a power system has with the integrated power deviation and the frequency



Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

displacement according to its la rate of change, plus power variation across area boundary.

Keywords: Regional Electric System (RES), Regional Operator Entity (ROE), National Electric System (NES), Mexican Electric System (MES), Operator Training Room (OTS), Rate of Change of Electricity Frequency (RoCoF).

Introducción

Los efectos negativos de un cambio climático inminente hacen que los países desarrollen, implementen e incorporen nuevas fuentes renovables a sus sistemas eléctricos de potencia. La reducción de fuentes emisoras de gases de efecto invernadero es una consigna mundial adoptada en la actualidad por países desarrollados. El auge más prominente lo tienen actualmente las energías fotovoltaicas y eólicas. A nivel técnico y operativo, estas fuentes, incorporan el uso de inversores para su conexión a la red, lo cual impacta directamente en la capacidad de amortiguamiento ante oscilaciones de potencia en los sistemas al no aportar respuesta inercial. Esta incorporación de electrónica de potencia es solo una pieza del rompecabezas que afecta directamente la respuesta ante desequilibrios.

Los efectos del mercado eléctrico regional, la búsqueda de un mayor trasiego de energía entre áreas, los cambios y extensiones en la topología del Sistema Eléctrico Regional, sumado a fenómenos meteorológicos cada vez más difíciles, generan la necesidad de conocer el estado de salud del sistema en cierto instante de tiempo, para con ello poder brindarle a los operadores de los centros de control, herramientas que les permitan y

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

faciliten la toma de decisiones ante estados de emergencia. El cálculo de niveles de inercia de una red eléctrica brinda un panorama del estado de salud o robustez que posea ante contingencias en la misma.

Además, se hace indispensable que el Centro de Control Eléctrico cuente con herramientas de simulación que les permita a los operadores del sistema, enfrentar los tres estados de operación: operación normal, operación de emergencia y operación de restablecimiento, con el objetivo de grabar patrones de reacción que les permitan un correcto actuar en situaciones de emergencia. En dichas condiciones operativas es indispensable contar con un área de capacitación que posea un simulador para cumplir tres objetivos:

1. Enfrentar al operador a condiciones de variabilidad del recurso energético en condiciones normales de operación.
2. Enfrentar al operador a condiciones de emergencia con eventos severos en la red de transmisión y generación ya que se presentan con poca frecuencia en la operación en tiempo real. De esta forma se les puede grabar los patrones de reacción para que no sean sorprendidos en la operación diaria.
3. Enfrentar al operador eventos que se produzcan en un país vecino para que desarrollen patrones de repuesta que les hagan minimizar el impacto en Costa Rica.

Para lograr el objetivo de enfrentar a los operadores del Sistema Eléctrico con lo estados operativos del sistema de potencia, el Instituto Costarricense de Electricidad cuenta con el área de capacitación que, por medio del simulador SCADA/OTS (*Supervisory Control and Data Acquisition/Operador Training Simulator*) les permita realizar dicho cometido. Este simulador le

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

muestra al operador los elementos del sistema en forma equivalente a como se los muestra el sistema SCADA/EMS (*Supervisory Control and Data Acquisition/Energy Management System*) con el que operan en tiempo real.

Sin embargo, el simulador contiene únicamente la red de transmisión nacional, debido a que el sistema SCADA/EMS abarca hasta las subestaciones de interconexión con Nicaragua y Panamá. Por lo tanto, no se tiene ni la red eléctrica de los países vecinos ni la respuesta inercial de Centroamérica. Por esta razón, con el simulador es posible enfrentar al operador del SEN eventos de variabilidad de recursos de generación en operación normal y a eventos de emergencia en la red de transmisión nacional, pero se dificulta la representación de eventos de emergencia, ya sea por pérdida de carga o pérdida de generación en países vecinos.

Para alcanzar esta representación se requiere calcular un equivalente inercial que matemáticamente dé la respuesta inercial de Centroamérica para agregarlo al simulador OTS y con ello recrear de una forma más realista eventos ocurridos y posibles, mediante las simulaciones que sean necesarias. Esto con el objetivo de crear en los operadores del sistema una memoria de respuesta a un estado de emergencia basado en entrenamientos especializados en sala OTS y la repetición de estos, cuando ocurran contingencias en países vecinos.

La operación del Sistema Eléctrico Nacional y en general la operación de sistemas eléctricos de potencia, es una actividad muy delicada y de ésta depende la actividad económica de un país ya que es uno de los pilares fundamentales para garantizar la confiabilidad del servicio eléctrico. El

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

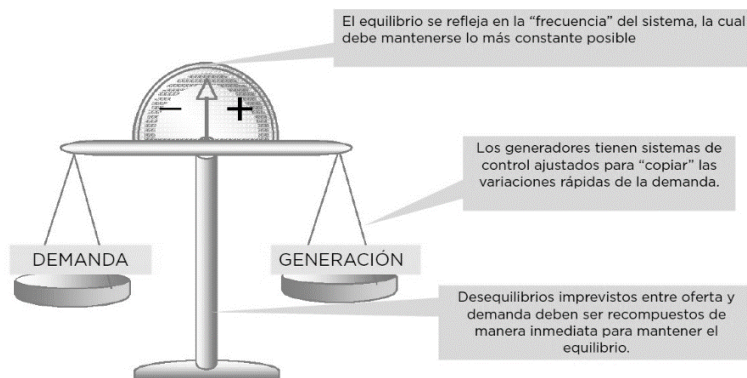
desempeño satisfactorio de la operación del sistema eléctrico depende mantener controlas las variables fundamentales; voltaje y la frecuencia.

El éxito del control de voltaje depende de contar con reservas de potencia reactiva de los generadores del sistema y se ve influenciado, principalmente, por la cargabilidad de las líneas de transmisión.

En lo que respecta al control de frecuencia en forma muy simplificada se resume con la imagen mostrada en la Figura 1, donde se representa esta actividad como un balance de potencia entre la carga demandada por los centros de consumo y la generación total del sistema para mantener la frecuencia del sistema eléctrico en un valor preestablecido de 60 Hz para nuestro país. Por lo tanto, el objetivo fundamental de la operación de un sistema eléctrico de potencia es mantener el balance carga-generación, con la reserva de potencia necesaria para hacerle frente a imprevistos que afecten el balance.

Figura N.º 1

Balance Demanda/Generación



Nota: la fuente de la figura es de *Lopetegui (2019)*.

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

Marco referencial

En el siguiente apartado, se muestran algunos estudios relacionados con el cálculo de equivalentes inerciales en sistemas eléctricos interconectados, a nivel internacional, además, de un estudio sobre el impacto directo en la incursión de fuentes renovables no convencionales que no aportan inercia y las bases teóricas de mayor relevancia para el desarrollo de la metodología de cálculo de los equivalentes inerciales del sistema eléctrico centroamericano, costarricense y panameño.

Estado del arte

En el 2013 el Nordic Analysis Group (NAG) publicó un informe llamado, Future System Inertia junto a una segunda versión del documento aprobado por el grupo Regional Group Nordic (RGN). El proyecto tuvo un alcance para establecer un proceso sistemático con el fin de estudiar las perturbaciones de frecuencia y la inercia, también se estudió la armonización de frecuencia y la inercia, además, se logró implementar el cálculo para la estimación de la inercia en tiempo real y un estudio sobre el impacto de los cambios futuros en la producción y el consumo en la inercia. (Future System Inertia, 2013), (Future System Inertia 2, 2020), (Inertia and Rate of Change of Frequency, 2020).

Informe PCO-02-2015 sobre el impacto de la generación renovable forzada en la regulación de frecuencia, "Análisis de la problemática y propuesta de soluciones" (Sánchez Salazar, Retana Gonzáles, & Murillo Gonzáles, 2015).

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

Algunos otros estudios se mencionan a continuación: "Estudio de respuesta de frecuencia de la interconexión occidental de EE.UU bajo penetraciones de generación fotovoltaica extra alta (Tan, Zhan, Usted, Liu, & Liu, 2018), *"Inertia Estimation Based on Observed Electromechanical Oscillation Response for Power Systems"* (Guowei Cai, 2019), *"Real-time PMU-based Power System Inertia Monitoring Considering Dinamic Equivalents"*, (dynamic, 2019), "Modelo uninodal para el análisis de la respuesta de la frecuencia en sistemas eléctricos de potencia", (Lima Rodríguez & Nin Iewdiukow, 2019) y *"On-Line Estimation Assessment of Power Systems Inertia with High Penetration of Renewable Generation"* donde, con el objetivo de predecir condiciones críticas de los sistemas de potencia eléctrica, se realizó un análisis de los datos reales de la red de transmisión italiana, (Allella, Chiodo, Giannuzzi, Lauria, & Mottola, 2020).

Contextualización

El desafío de la operación del sistema eléctrico de potencia es mantener el balance carga-generación los diferentes estados a los que puede ser sometido el sistema eléctrico. Estos estados operativos se pueden generalizar en tres completamente correlacionados, los cuales requieren de personal altamente especializado en la operación del sistema eléctrico para obtener un desempeño adecuado que garantice la seguridad y calidad del control de voltaje y el control de frecuencia. Estos tres estados operativos fundamentales y la correlación entre ellos se muestran en la Figura 2 se describen a continuación:

1. Operación normal: en este estado el sistema eléctrico está completamente armado, o bien hay elementos de generación y transmisión desconectados en forma programada con anterioridad, de

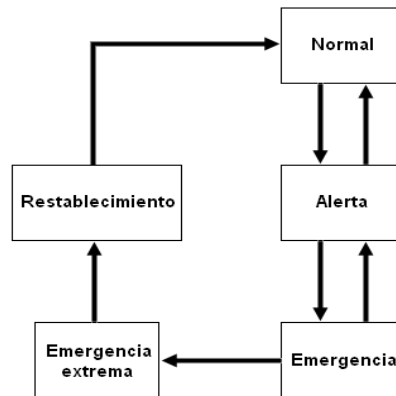
Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

manera que no hay sorpresa para el operador del sistema eléctrico. Aquí, el éxito para operar en esta condición se basa en la correcta aplicación de procedimientos operativos sin estrés excesivo ya que toda la actividad que se ejecuta fue previamente programada. En todo momento se mantiene el balance carga – generación y el control de voltaje.

2. Operación de emergencia: este estado se presenta cuando la operación del sistema eléctrico se separa del estado normal de operación, se desconectan elementos del sistema de potencia (generación y transmisión) en forma no programada, por lo tanto, se puede perder el balance carga-generación y el control de voltaje. Este es el estado operativo de mayor dificultad donde los operadores del sistema eléctrico responden al evento por reacción utilizado el subconsciente (lo que tenga grabado en el subconsciente) ya que no hay tiempo de pensar y preparar la solución a la medida del problema que se presente.
3. Operación en estado de restablecimiento: en esta condición operativa ocurre después de la emergencia, el sistema eléctrico ha perdido elementos de transmisión y generación, por lo tanto, la operación se realiza con un sistema de potencia diferente al que se opera regularmente, es un sistema más débil. El objetivo de operación en este estado es regresar el sistema a un nuevo estado de operación normal donde opere en forma segura al cumplir con un correcto control de voltaje y frecuencia.

Figura N.º 2

Estados de operación del sistema de potencia



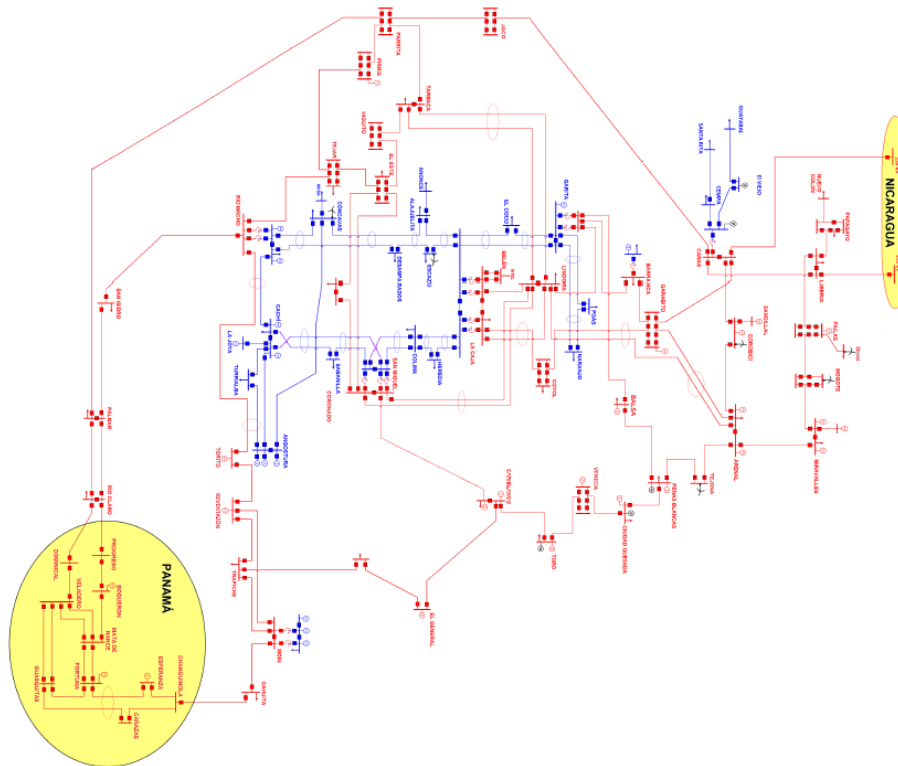
Nota: la fuente de la figura es de Sancho (1998).

Particularmente, Costa Rica cuenta con un sistema eléctrico muy robusto con una red de transmisión muy mallada, con mucha redundancia de la red transmisión (Figura 3) que minimiza el impacto en condiciones de emergencia, contabilizando una salida total del sistema cada diez años. En lo que respecta a la generación, el país cuenta con una matriz energética que combina fuentes energéticas renovables convencionales, no convencionales y combustibles fósiles, lo cual se vuelve un reto cada vez más complejo, por la variabilidad del recurso que se convierte en un imprevisto más.

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

Figura N.º 3

Diagrama del sistema eléctrico de Costa Rica, donde el color rojo representa el sistema eléctrico con niveles de tensión de 230 kv y el azul los 138kv



Nota: la fuente de la figura es de elaboración propia.

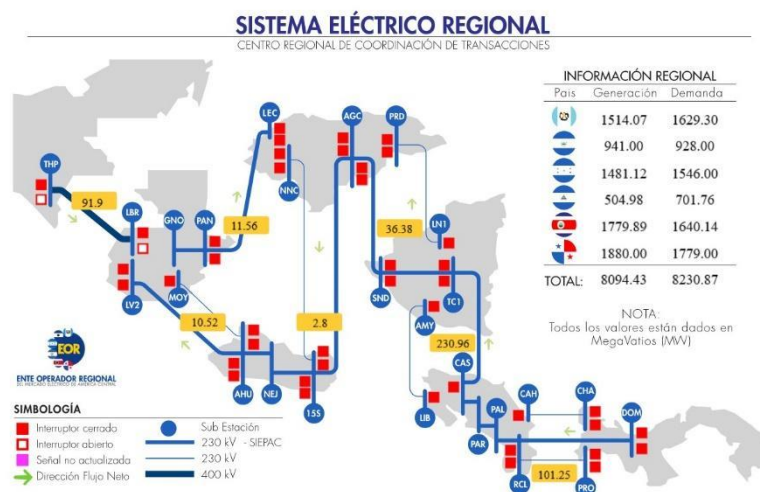
Adicionalmente, el sistema eléctrico forma parte del Sistema Interconectado Regional (SER) que conecta eléctricamente los seis países de América Central. Por lo tanto, Costa Rica se conecta eléctricamente con Nicaragua a través de dos líneas de interconexión y con Panamá a través de tres líneas de interconexión. Por otra parte, Centroamérica también se conecta eléctricamente al Sistema Eléctrico Mexicano (SEM), tal como se muestra en la Figura 4. La conexión con México es el mayor desafío operativo debido a que la capacidad del México es cinco veces mayor que la capacidad de América Central por lo tanto la dinámica del sistema

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

interconectado la domina o impone México. Esto causa que, los operadores del SEN deban hacerles frente a eventos en países vecinos que muchas veces provocan la separación de México, por lo tanto, pasan de operar un sistema muy fuerte cuando estamos conectados al Sistema Eléctrico Mexicano (aproximadamente 42 GVA) a operar un sistema muy débil que puede oscilar entre 2 y 8 GVA dependiendo de la cantidad de islas que se formen en el SER.

Figura N.º 4

Diagrama del sistema eléctrico regional (SER)



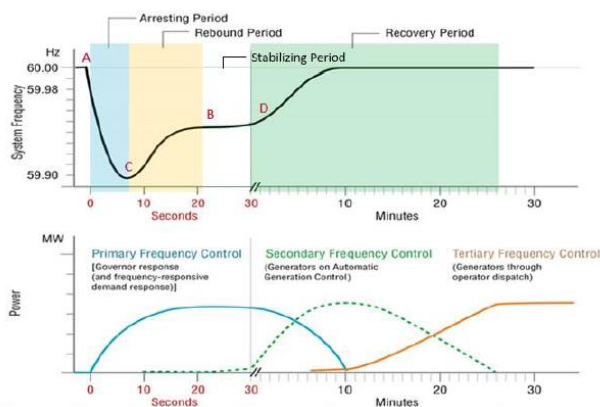
Nota: la fuente de la figura es de EOR (2021).

En la Figura 5, se resumen los tiempos de respuesta dinámica de un sistema eléctrico de potencia, desde que ocurre una condición de emergencia hasta que se logra un nuevo estado de operación normal.

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

Figura N.º 5

Tiempos de respuesta de un sistema eléctrico



Nota: la fuente de la figura es de Sancho (2019).

Sistema Eléctrico Nacional

Costa Rica cuenta con una matriz energética bajo un modelo sostenible privilegiado a nivel mundial proveniente de recursos hídricos, geotérmicos, eólicos, solares y de biomasa, junto a un porcentaje mínimo de generación térmica, que funciona como respaldo o seguro energético instalado, con el que se compensa energía en épocas de recursos limitados como en estación de verano. Se puede decir que el país posee una matriz energética diversificada la cual se complementa estacionalmente tomando como base la generación hidroeléctrica y eólica. En época seca, los caudales de los ríos se reducen por debajo del promedio, mientras en época lluviosa sucede lo contrario. Por otro lado, el recurso eólico aumenta en época seca mientras que, en invierno su aporte disminuye. El SEN cuenta con un sistema longitudinal de alta generación en zona norte y un centro de carga localizado en valle central, el cual, se conecta en zona norte con Nicaragua y al sur con Panamá, como se observa en la Figura 6.

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

Figura N.º 6

Diagrama unifilar del SEN y sus interconexiones Norte y Sur



Nota la fuente de la figura es de Sancho (2019).

Sistema Eléctrico Regional (SER)

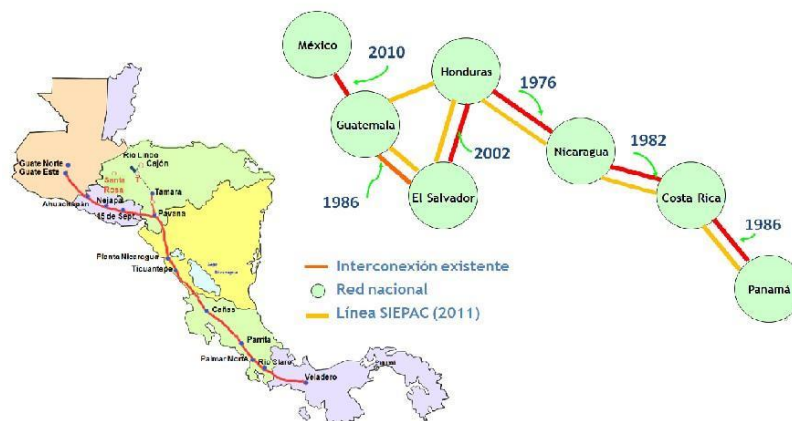
Con el fin de lograr el desarrollo y bienestar de la población del istmo, bajo el proceso de integración centroamericana, los presidentes de Guatemala, Honduras, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica y Panamá impulsaron el proyecto llamado "Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)". Para el mes de diciembre de 1996, se suscribe el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, ratificado por los poderes legislativos de los seis países (EOR, 2021). El Mercado Eléctrico Regional (MER) trae consigo la creación de una institucionalidad sobre la cual trabajará el proyecto SIEPAC, por medio de la Unidad Ejecutora del Proyecto (SIEPAC), la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), la Empresa Propietaria de la Red (EPR) y el Ente Operador Regional (EOR,

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

Consejo director del MER (CD MER). El Servicio de Administración Comercial del MER fue asumido en su totalidad por el Ente Operador Regional (EOR). En la Figura 7 se muestra la distribución del MER y una línea de tiempo de las interconexiones existentes y SIEPAC.

Figura N.º 7

Sistema Eléctrico Regional



Nota: la fuente de la figura es de CRIE (2021).

Respuesta eléctrica de un SEP

Durante la respuesta eléctrica establece el equilibrio de potencia, aportes de los generadores y cambios de trasiego en las líneas de transmisión. Los aportes de potencia de los generadores dependen de las características eléctricas de éstos y de la distancia eléctrica al punto de falla. Se puede definir como una respuesta natural del sistema.

Respuesta inercial: generador síncrono

El periodo de respuesta inercial es menor a 2 segundos, es un periodo transitorio y se presenta cuando ocurre un desbalance en la frecuencia del sistema. Esta respuesta se mide en el punto donde se presenta la primera oscilación del estado de emergencia. El desbalance de potencia se compensa por energía cinética acumulada en los rotores de los generadores, por lo tanto, conforme mayor se la cantidad de generadores (mayor capacidad en MVA del sistema) mayor será la respuesta inercial del sistema.

La variación de la frecuencia del sistema depende de la inercia de los generadores (una medida de la resistencia del rotor a la aceleración) y distancia eléctrica con respecto al punto de la falla. El desbalance de potencia se compensa por energía cinética del generador y la potencia mecánica no varía. La definición de inercia deriva de la segunda ley de Newton, donde se indica que el cambio de movimiento es proporcional a la fuerza del motivo impreso y tiene lugar a lo largo de la línea recta por la que se imprime esa fuerza, (Newton, 1686).

$$F = m * a = m * \frac{dv}{dt}$$

Ecuación 1, segunda ley de Newton. Fuente: (Newton, 1686)

$$T_{mec}(t) - T_{eléct}(t) = J * \frac{d\omega}{dt}$$

Ecuación 2, representación del par resultante para determinación del momento de inercia. Fuente: (Kundur, *Power System Stability and Control*, 1994).

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

En un generador, la diferencia del $T_{mec}(t) - T_{eléc}(t)$, representa el equilibrio entre el par mecánico ejercido por un primotor sobre la masa giratoria y el par eléctrico que depende directamente de la potencia de intercambio en el sistema. Si $T_{mec}(t) - T_{eléc}(t)$ presentan una igualdad, no se ejerce desviación en la velocidad angular, por el contrario, si difiere de cero, se presentará una aceleración o desaceleración en el generador sincrónico. De la Ecuación 2, se puede despejar el momento de inercia J ($kg \cdot m^2$), lo cual se reduce a que J es proporcional al desequilibrio entre el $T_{mec}(t)$ y el $T_{eléc}(t)$ e inversamente proporcional al gradiente de velocidad $d\omega/dt$, como se observa en la siguiente expresión:

$$J = \frac{T_{mec} - T_{eléc}}{\frac{d\omega}{dt}}$$

Ecuación 3, momento de inercia [$kg \cdot m^2$]. Fuente (*RoCoF, 2020*).

De igual forma, el momento de inercia se puede derivar desde la perspectiva de la energía cinética de masas en rotación, como se expresa:

$$E_{kin} = \frac{1}{2} * J * \omega^2$$

Ecuación 4, energía cinética rotacional [Julio]. Fuente: (*RoCoF, 2020*).

La E_{kin} varía si se presenta una variación en la potencia del sistema o se presentase un desequilibrio. Por ende, se puede igualar el desequilibrio de la potencia mecánica y la potencia activa del sistema, con la desviación en la velocidad respecto al tiempo,

$$P_{mec}(t) - P_{eléc}(t) = \frac{dE_{kin}}{dt}$$

Ecuación 5, relación del desequilibrio de la P_{mec} y $P_{eléc}$ respecto a la velocidad angular w . Fuente: (*RoCoF, 2020*).

$$P_{mec}(t) - P_{eléc}(t) = J * \omega * \frac{d\omega}{dt}$$

Ecuación 6, relación del desequilibrio de la P_{mec} y $P_{eléct}$ respecto a la velocidad angular w . Fuente: (RoCoF, 2020).

Según el desarrollo anterior, se puede definir una constante de inercia H (s), como la energía cinética (E_{kin}) en watts-segundos a velocidad nominal dividida entre los VA_{base} , como se muestra a continuación según (Kundur, Power System Stability and Control, 1994).

$$H = \frac{E_{kin}}{S_{base}} = \frac{J * \omega_0^2}{2 * S_{base}}$$

Ecuación 7, relación de la energía cinética con la potencia base del sistema. Fuente: (Kundur, Power System Stability and Control, 1994).

En este caso, la inercia se convierte en una constante de tiempo H (s), para poder realizar un análisis del sistema de potencia adecuadamente, por lo cual se define H , como la energía cinética de las masas giratorias del sistema y la potencia nominal S (MVA) de las unidades de generación sincrónicas. Para gestionar las cantidades, se muestra la relación en p.u para la Ecuación 7.

$$P_{mec}(t) - P_{eléct}(t) = 2 * H * \frac{d\omega}{dt}$$

Ecuación 8, constante de inercia en valores por unidad (pu). Fuente: (Kundur, 1994).

Cuando se tiene una cantidad N de máquinas rotativas en un sistema de potencia eléctrica, siguiendo el análisis descrito con anterioridad para su equivalente de generador sincrónico unitario, la H_{sync} se puede definir como el producto de la $\sum_i^N H_i$ por $S_{G,i}$, entre $\sum_i^N S_{G,i}$:

$$H_{sync} = \frac{\sum_i^N H_i * S_{G,i}}{\sum_i^N S_{G,i}}$$

Ecuación 9, constante de inercia (s) para N cantidad de generadores sincrónicos. Fuente: (RoCoF, 2020).

Los elementos rotatorios de un generador almacenan energía inercial y se puede definir la inercia de un generador como la resistencia que este ejerce a cambios en su velocidad de rotación. La energía inercial depende de la masa, el diámetro y la velocidad de rotación del generador.

Tasa de cambio de frecuencia (RoCoF)

La tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) es la derivada temporal de la frecuencia del sistema eléctrico (df/dt): es una cantidad importante que califica la robustez de una red eléctrica justo después de un desequilibrio de potencia en el sistema, es decir, la desconexión de un generador/el disparo de la carga, antes de la acción de cualquier control. El RoCoF se calcula como sigue:

$$|RoCoF|_{t=0^+} = \frac{\Delta P_{imbalance}}{P_{LOAD}} * \frac{f_0}{2H}$$

Ecuación 10, tasa de cambio de frecuencia. Fuente: (RoCoF, 2020).

Es importante definir como se calcula la tasa de cambio en la frecuencia RoCoF para el estudio en mención, debido a que un enfoque erróneo en calcular el RoCoF puede dar lugar a evaluaciones erróneas o a malentendidos; en la Figura 8 se tiene un ejemplo del efecto de la selección de filtros en la evaluación del RoCoF: para el "evaluador 1" el RoCoF en color marrón alcanza picos en torno a +/- 2 Hz/s; para el "evaluador 2" las mismas grabaciones muestran un RoCoF que no supera los +/- 0,2 Hz/s.

Figura N.º 8

Gráfica para un RoCoF filtrado y sin filtrar

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*



Nota: la fuente de la figura es de *ENTSOE (2020)*.

Software de simulación, bases de datos extensiones DYR y SAV de PSS/E

Para el desarrollo del artículo en cuestión se hizo necesario el uso de diferentes software y extensiones de archivos de bases de datos, los cuales se mencionan a continuación: PSS/E 34.2.0 que es un software de análisis y planificación de transmisión de alto rendimiento y las bases de datos dinámicas y de flujos de carga PSS/E, extensión. DYR y .SAV. El PSS/E es un software de simulación de sistemas de potencia que utiliza bases de datos de parámetros que modelan matemáticamente los elementos del sistema. Permite simular la dinámica completa desde el estado estacionario, el estado transitorio y el nuevo estado estacionario

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

Metodología

A continuación, se detalla la metodología utilizada para el desarrollo del cálculo de los equivalentes inerciales en cuestión, con una secuencia que detalla la investigación, la selección del modelo, desarrollo de la metodología y la simulación realizada.

Investigación para el desarrollo de una metodología de cálculo de equivalentes inerciales del sistema eléctrico centroamericano para uso en simulaciones dinámicas

En apartados anteriores se muestran diferentes modelos matemáticos para determinar equivalentes inerciales en sistemas de potencia con áreas interconectadas. Actualmente existen dos panoramas en el Sistema Eléctrico Regional (SER): uno es de alta inercia y el otro es de baja inercia. Un estado de alta inercia del SER se puede definir con México interconectado al sistema, en este caso, el sistema eléctrico mexicano es quien controla la frecuencia del SER al tener una capacidad de generación instalada y demanda mucho más alta que el de la sumatoria de los países aguas abajo pertenecientes al SER. Un escenario de baja inercia ocurre cuando México no se encuentra conectado al SER, ya sea por un mantenimiento o por una desconexión producto de algún evento, (Villarreal, 2022).

Selección del modelo de cálculo off-line para obtención de equivalentes inerciales

La selección final del modelo a utilizar fue un proceso evolutivo el cual paso de un cálculo con variables de eventos reales utilizando los PMU de las

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

interconexiones del SER, a un ambiente controlado en el software PSS/E utilizando las bases de datos dinámicas y de flujos de potencia suministradas por el Ente Operador Regional. Las consideraciones más importantes en la escogencia de dicho modelo, obedecen a las siguientes interrogantes: ¿qué información se necesita para el desarrollo de la metodología a escoger?, ¿qué información de la necesaria, se puede obtener por medio del CENCE, del EOR o de cada país que conforma el SER de forma rápida y eficiente?, ¿es información crítica o confidencial para la empresa, ente o país?, ¿cuál modelo se acopla a una matriz energética renovable y dinámica ante los recursos naturales presentes en el SER?, (Villarreal, 2022).

En el informe (*Inertia and Rate of Change of Frequency*, 2020), se indican ciertas metodologías disponibles para la medición de la inercia y a continuación se describe las seleccionadas como base para el cálculo:

1. Control en línea con un enfoque de perturbación significativa: producto de disparos, maniobras de generación o el comportamiento en la carga de las líneas del sistema eléctrico se provocan transitorios de frecuencia, estos transitorios están influidos por la inercia del sistema al momento del evento, por ende, es posible calcular la inercia (*Inertia and Rate of Change of Frequency*, 2020). Utilizando el software de simulación de sistemas de potencia, *Power System Simulator of Energy* (PSS/E) se puede integrar las desviaciones de potencia entre el tiempo t_0 de la perturbación y un tiempo t que, según literatura para sistemas de potencia con áreas interconectadas de gran tamaño, ronda intervalos de hasta los 500 [ms].

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

En la etapa de respuesta inercial, la desviación de potencia integrada y el desplazamiento de la frecuencia están relacionados linealmente, por ende, si se calcula la tasa de cambio de frecuencia (pendiente RoCoF), se obtienen los flujos de potencia neta en las interconexiones norte/sur del país y los respectivos tiempos t_0 de la perturbación y el intervalo definido como tiempo t de 200 [ms] es posible el cálculo de inercia. En la Ecuación 11 se logra apreciar la linealidad y dependencia entre variables,

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P_{imbalance}}{P_{LOAD}} * \frac{f_0}{2H}$$

Ecuación 11, relación entre RoCoF y la variación de potencia del límite de área. Fuente: (*Inertia and Rate of Change of Frequency, 2020*).

$$\Delta f = \frac{1}{H * P_{LOAD}} * \frac{f_0}{2} * \int_{t_0}^t \Delta P_{imbalance} * dt$$

Ecuación 12, integración a ambos lados de la relación entre RoCoF y la variación de potencia del límite de área. Fuente: (*Inertia and Rate of Change of Frequency, 2020*).

2. Control y previsión de la inercia fuera de línea: esta metodología involucra la combinación de generación del sistema, sus respectivas constantes de inercia y los factores de carga de cada tecnología de generación, lo que se pretende es realizar un análisis inercia/energía cinética al tomar en cuenta el estado actual del sistema para con ello poder comparar los datos experimentales obtenidos por medio de simulaciones en PSS/E, con los resultados obtenidos mediante Ecuación 9.

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

El modelo de cálculo seleccionado para este proyecto involucra el control bajo un enfoque de perturbación significativa, pero con un análisis fuera de línea. Por medio de las bases de datos dinámicas y de flujos de potencia en PSS/E, donde cada agente del sistema ingreso los modelos matemáticos de los elementos de la red (generación y transporte), se puede aplicar un modelo de cálculo similar al descrito en V, corriendo las simulaciones en un ambiente controlado de laboratorio digital por medio del software PSS/E.

Esta selección obedece a los datos que se pueden obtener sin la necesidad de solicitarle a cada país que conforma el SER, información delicada o crítica que considerasen, respetando la confidencialidad y seguridad de la información. Como a nivel centroamericano no se tiene un estudio formal de respuesta inercial del SER y de cada país que lo conforma, se hace necesario establecer un camino que brinde valores conservadores de equivalentes inerciales en las interconexiones, y estos se puedan tomar como punta de lanza para complementar un estudio completo del tema, es decir, se tomaran dichas constantes de inercia como las nominales calculándolas por medio de Ecuación 9.

Desarrollo de metodología de cálculo con un enfoque de perturbación significativa fuera de línea

El desarrollo de la metodología de cálculo se enfoca en perturbaciones en la red que provoquen el disparo de la interconexión con México, al igual que el disparo directo de la interconexión México-SER, al contar con la facilidad que el laboratorio PSS/E ofrece a nivel de simulaciones del SER.

Se establece una metodología basada en el siguiente desarrollo:

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

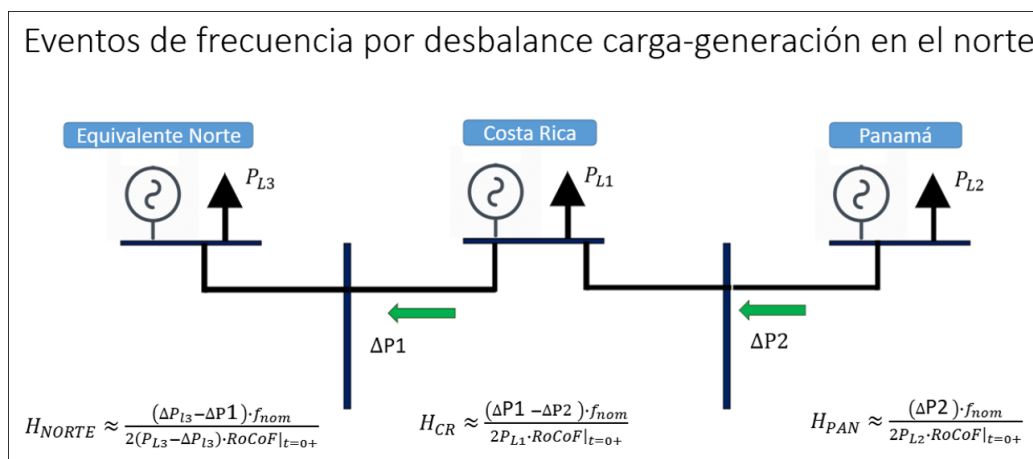
1. Se solicita al departamento de operación del sistema, CENCE una base de datos actualizada para simulaciones dinámicas y de flujos de potencia en PSS/E. El CENCE proporciona la base de datos del evento del 09 de junio del 2021, estudiado por el EOR.
2. Con base en el desarrollo establecido por European Association for the Cooperation of Transmission System Operator of Electricity (ENTSOE) para determinación de inercia por medio de perturbaciones significativas, se confecciona un borrador o plantilla de cálculo por medio de Microsoft Excel.
3. Se confecciona un programa en Java y HTLM para el ordenamiento de la base de datos dinámica (extensión DYR) según la librería de modelos PSS/E 34.2.0, específicamente para modelos matemáticos de unidades de generación, con el fin de que se exporten dichas bases de datos a un formato CSV y se incluya en la plantilla de cálculo de Excel.
4. Se realizan simulaciones en PSS/E utilizando las bases de datos proporcionadas para el evento del 09 de junio del 2021 y se extraen los datos pertinentes para el análisis y su posterior ingreso a plantilla de Excel.
5. Se calculan equivalentes inerciales por país, equivalente inercial total del SER en base a las unidades en línea y potencia de la carga (bases de datos para evento ocurrido el 09 de junio del 2021), además de un valor de inercia total del SER donde se incluyen todas las unidades fuera de línea con su respectiva demanda. Dichos equivalentes se calculan por medio de la Ecuación 9 y se toman como la base teórica de inercia, siguiendo metodología establecida en (Kundur, 1994).
6. Se confeccionan equivalentes topológicos que simulen 3 bloques o áreas, dejando a Panamá, Costa Rica y el bloque norte (sin México interconectado) con un generador equivalente cada uno, como se aprecia

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

en la *Figura 9*. Además, se muestran las ecuaciones utilizadas para cada bloque, las cuales derivan de Ecuación 11 y Ecuación 12.

Figura N.º 9

Diagrama de áreas de división del SER utilizada, junto a su análisis de flujos de intercambios desde una perspectiva de la tasa de cambio en la frecuencia



Nota: la fuente de la figura es de elaboración propia.

Se procede a realizar equivalentes por área deseada a nivel de PSS/E, tal como se ilustra en la *Figura 11* y *Figura 10* dejando a Costa Rica con dos generadores equivalentes en la frontera norte, simulando los bloques del sistema eléctrico de Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua, propiamente en las líneas de transmisión 230kV Liberia-Amayo y Cañas-Ticuantepe. Estas dos barras están unidas por medio de un lazo en ST Masaya. La *Figura 10* muestra los equivalentes a nivel topológico.

7. Para realizar el análisis (ver *Figura 12*) se debe conocer el estado estable del SER antes de realizar las simulaciones de disparos en la interconexión con México y para ello se debe extraer del PSS/E la matriz de flujos de

potencia en las interconexiones. El flujo de potencia de intercambio entre frontera México-Guatemala es alrededor de 241MW hacia el SER.

8. Con todo el análisis descrito hasta el momento, se ingresan los parámetros descritos en la sección 5.2-1 en la plantilla de Excel y se obtienen los resultados de equivalentes inerciales tomados como teóricos o nominales para cada país, para el SER completo (todas las unidades en línea) con México y sin él conectado al SER, además de realizar una discriminación tomando como base las unidades en línea según la base de flujos de potencia y dinámica utilizada. Para obtener los resultados experimentales (laboratorio PSS/E) de la inercia equivalente, se realizan simulaciones con las unidades en línea para la base de datos en mención, obteniendo flujos de potencia en un tiempo [s] $t_{t=0+}$ inicial y un tiempo t para un intervalo definido de 200ms desde el momento de la contingencia simulada. Esto permite calcular la tasa de cambio en la frecuencia (RoCoF) en los primeros instantes del evento.
9. Corroborados los resultados anteriores a nivel del laboratorio PSS/E, se procede a ingresar los equivalentes inerciales calculados por medio de la plantilla de Excel en el simulador PSS/E y se recrea la perturbación en estudio. Con ello se puede controlar y repartir inercias iguales a cada generador equivalente, partiendo del hecho de que también se utilice la mitad de la potencia de la $\sum_i^N S_{G,i}$ de los generadores síncronos en línea de cada país.
10. Se realiza un análisis y estudio gráfico de las respuestas inerciales obtenidas mediante la comprobación en PSS/E, validando así los resultados obtenidos:

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

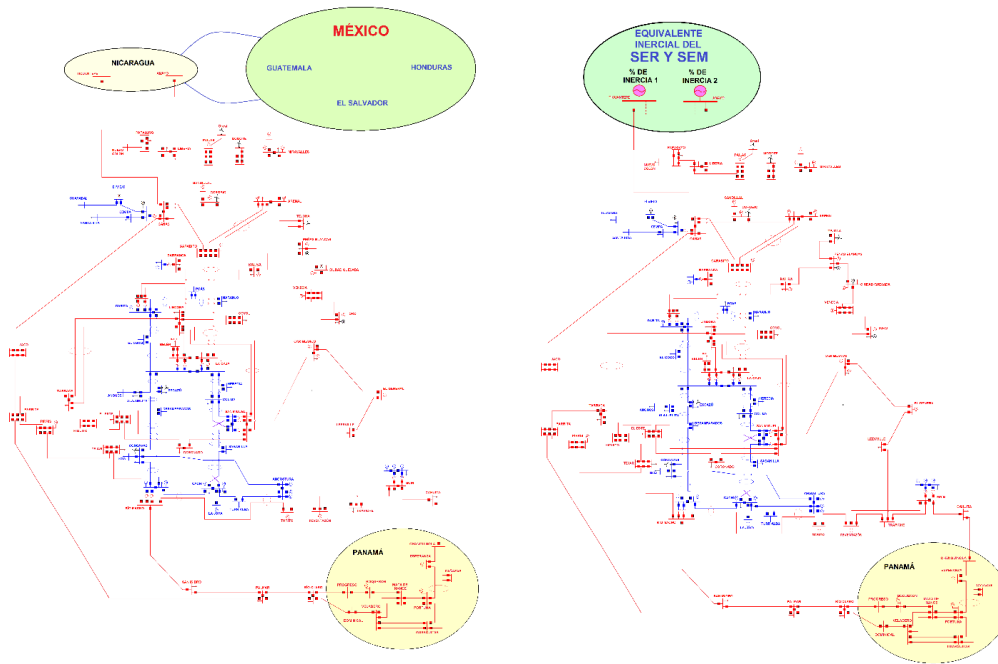


Figura N.º 12

Matriz de flujos de intercambio por área del SER, archivos de demanda máxima

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      WED, SEP 14 2022 10:33
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR              AREA
DEMANDA MAXIMA                                       INTERCHANGE

```

TO AREA:	1	2	3	4	5	6	7	8
FROM AREA	*							
1	*	112	51					-241
GUATEMALA	*	14	-15					13
2	*	-112	73					
EL SALVADOR	*	-14	-17					
3	*	-51	-73	124				
HONDURAS	*	15	17	-32				
4	*		-124		-0			
NICARAGU	*		32		15			
5	*			0		-0		
COSTA RI	*			-15		-11		
6	*				0		47	
PANAMA	*				11		-11	
7	*					-47		
ACANAL	*					11		
8	*	241						
MEXICO	*	-13						

Nota: la fuente de la figura es de *Software PSS/E* versión 34.

Simulaciones y análisis de eventos de frecuencia en un ambiente controlado PSS/E

Por medio del procedimiento descrito en el apartado 5.3 se procede a realizar simulaciones en PSS/E para obtener y validar los equivalentes inerciales del bloque norte (sin México interconectado), Costa Rica y el bloque sur (Panamá).

El evento se basa en el disparo de la interconexión México-Guatemala y comprende los flujos de potencia en las interconexiones de los países mostrados en la Figura 12, correspondientes a un programa normal de transacciones de energía, formulado por los departamentos pertinentes en cada país, formalizados por el EOR bajo un mercado eléctrico regional, (Villarreal, 2022).

Al momento de realizar el disparo de la interconexión México-Guatemala, se tenía un trasiego de potencia de +241MW desde México hacia el SER. Esto hace que, producto de la contingencia simulada, se tenga un déficit de generación de -241MW en el SER, los cuales se deben de complementar con la respuesta de cada país para estabilizar la frecuencia del sistema. Durante el intervalo de tiempo en estudio, 200 [ms], la respuesta eléctrica e inercial actúan en compensación de dicho faltante de generación, donde cada país va a aportar en la recuperación de la frecuencia del sistema en proporción al equivalente inercial propio, (Villarreal, 2022).

Resultados

A continuación, se muestran los datos y resultados obtenidos en la simulación realizada.

1 Inercia teórica (SER), tanto la total como la de las unidades en línea según la base de datos PSS/E proporcionada por el CENCE: en la Tabla 1 se muestran los resultados obtenidos de la sumatoria del producto de las constantes de inercia de todos los modelos de generadores ingresados a la base de datos PSS/E del SER por la potencia aparente de cada uno. También se calcula la sumatoria de la potencia aparente de todos los generadores del SER. Con estos dos valores se obtiene una constante de inercia que corresponde a la H del SER completo (con México interconectado, ver Ecuación 9). En la Tabla 2 se realizan los mismos cálculos descritos anteriormente, pero para las unidades en línea de la base de datos PSS/E suministrada por el CENCE para el evento del 9 de junio, 2021, (Villarreal, 2022).

Tabla N.º 1

Equivalente inercial del SER completo ($T_{eórica}$)

Sistema Centroamericano Completo	Resultados
	245129.73
$\sum H_i * S_{G,i}$	5
$\sum S_{G,i}$	61947.450
Inercia Total H (s)	3.957

Nota: la fuente es de elaboración propia.

Tabla N.º 2

Equivalente inercial del SER en línea ($T_{eórica}$)

Sistema Centroamericano en línea	Resultados
$\sum H_i * SG_{,i}$	224192.00
$\sum S G_{,i}$	3
Inertia Total H (s)	53177.460
	4.216

Nota: la fuente es de elaboración propia.

- 2 Inercia teórica por país, tanto la total como la de las unidades en línea según la base de datos PSS/E proporcionada por el CENCE: en la Tabla 3 se muestran los resultados obtenidos para la H [s] por país del SER completo, realizando el cálculo de la misma forma descrita en punto 1 del apartado VI. Los resultados de la Tabla 4 se calculan de la misma forma descrita, pero utilizando las unidades en línea según la base de datos PSS/E proporcionada por CENCE, (Villarreal, 2022).

Tabla N.º 3

Valores teóricos de H [s] por país del SER completo

Inercia (H) por País Total	
País	Inercia H (s)
COSTA RICA	3.5679
EL SALVADOR	3.1568

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

GUATEMALA	2.3848
HONDURAS	1.7336
MEXICO	4.4800
NICARAGU	2.3462
PANAMA	3.2667

Nota: la fuente es de elaboración propia.

Tabla N.º 4

Valores teóricos de H [s] por país de las unidades en línea para la base de datos del 09 de junio, 2021

Inercia (H) por país en operación	
País	Inercia H (s)
COSTA RICA	3.8570
EL SALVADOR	4.0728
GUATEMALA	2.8950
HONDURAS	2.0802
MEXICO	4.4800
NICARAGU	2.8181
PANAMA	3.1684

Nota: la fuente es de elaboración propia.

- 3 Intervalo de tiempo [s] en estudio para los primeros instantes de realizada la perturbación en estudio simulada en PSS (T_1 , T_2 , P_1 y P_2) y las respectivas variables necesarias para el cálculo de RoCoF Δ Tiempo y Δ de Potencia [MW]: La Tabla 5 muestra el intervalo de tiempo utilizado para la tasa de cambio en la frecuencia y flujos de P en frontera

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

Norte y Sur de Costa Rica respectivamente para un T_1 (instante inicial de la contingencia) y un T_2 , 200 [ms] posterior a la simulación del evento en estudio. La Tabla 6 muestra los valores utilizados para el cálculo de RoCoF, Δ Tiempo [s] y Δ de Potencia [MW] necesarios para el desarrollo de resultados experimentales (ver Tabla 7).

Tabla N.º 5

Intervalo de tiempo para cálculo de RoCoF.

Intervalo de tiempo RoCoF (ms)
0.2

Nota: la fuente es de elaboración propia.

Tabla N.º 6

Flujo neto de P en frontera Norte y Sur de Costa Rica en T_1 (inicial o instante de la perturbación) y un T_2 para cálculo de RoCoF

EQU I	T_1 (s)	T_2 (s)	DELTA TIEMP O (s)	P_1 (MW)	P_2 (MW)	DELTA POTENCIA (MW)	Pendien te (MW/s)	RoC oF
NOR TE	30.3 00	30.49 9	0.1999	23.191 2	64.07 32	40.88191	204.51 18	0.12 6

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

SUR	30.300	30.499	0.1999	-6.8561	-22.8589	-16.00281	-80.0540
-----	--------	--------	--------	---------	----------	-----------	----------

Nota: la fuente es de elaboración propia.

- 4 Resultados experimentales de H [s], energía de respuesta inercial de los primeros 200 [ms] y demanda y demanda donde se discrimina la generación distribuida a nivel de las líneas de distribución por país: para estos resultados se utiliza la metodología planteada para determinar la inercia bajo el método de perturbación significativa, ver 5.3, según la analogía mostrada en la [Figura 9](#).

Tabla N.º 7

Valores experimentales de H [s] y energía de respuesta inercial para Costa Rica, bloque Sur (Panamá) y bloque Norte (sin México)

Costa Rica Inercia (MWs)	Costa Rica Demanda (MW)	Costa Rica Inercia (s)	Panamá Inercia (MWs)	Panamá Demanda (MW)	Panamá Inercia (s)	Equivalente Norte Inercia (MWs)	Equivalente Norte Demanda (MW)	Equivalente Norte Inercia (s)
5935.6	1535.7	3.865	3817.9	1578.4	2.419	47266.5	4792.3	9.395

Nota: la fuente es de elaboración propia.

- 5 Resultados experimentales de la respuesta inercial del bloque norte en estudio ingresados a PSS/E (Guatemala + El Salvador + Honduras +

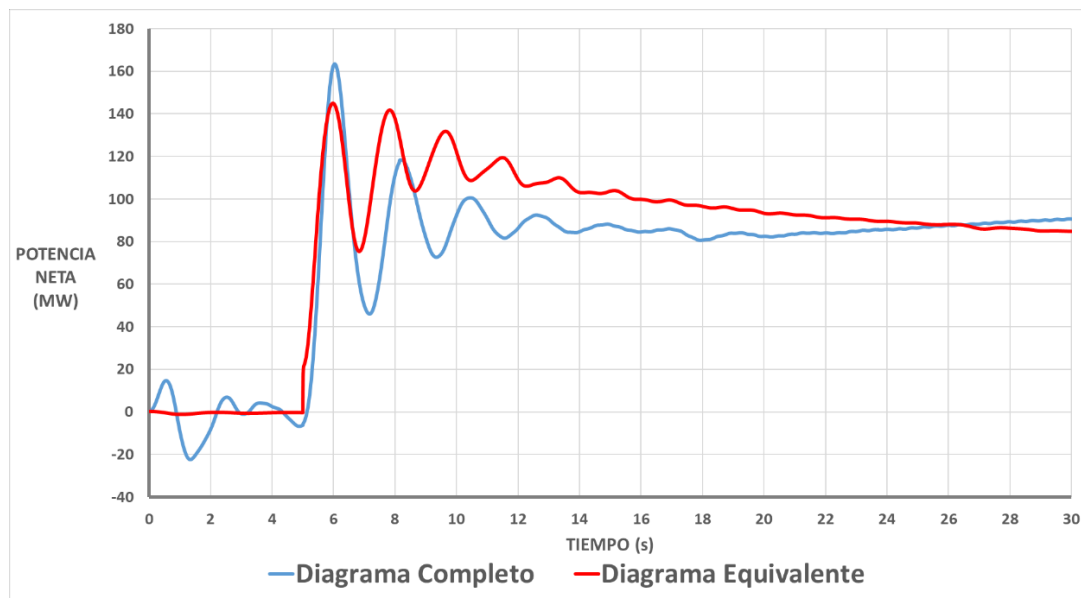
Nicaragua): según el equivalente topológico confeccionado para el desarrollo de la simulación en estudio (ver equivalentes *Figura 11* y *Figura 10*) se realiza una simulación del disparo de la interconexión México y Guatemala, con un trasiego de 240 [MW] hacia el SER. Dicha simulación genera un flujo de potencia neta [MW] en frontera norte de Costa Rica como se logra apreciar en la línea azul de la gráfica en *Figura 13*, donde se llega a valores superiores de los +160 [MW]. Posteriormente se toma el valor experimental de H [s] para el equivalente Norte, calculado por medio de la metodología aplicada (ver *Tabla 7*), y se distribuye de forma equitativa para los dos generadores equivalentes (ver *Figura 10*) según topología utilizada, asumiendo impedancias equivalentes equitativas para las dos líneas de transmisión en frontera norte y un ajuste en la constante de amortiguamiento de cada unidad. Dichos valores de inercia (H) se ingresan a la base de datos dinámica del PSS/E para 09 de junio, 2021 y se simula el mismo evento.

Al sustituir los valores de las constantes de inercia de los generadores equivalentes del bloque norte, se obtiene una tendencia gráfica como la que se visualiza por la línea sólida color rojo de la *Figura 13*, donde el comportamiento, a pesar de presentar una diferencia, se ajusta muy bien a la respuesta inercial real del sistema en estudio. La *Figura 14* muestra el mismo análisis descrito anteriormente, pero visto desde las dos interconexiones en frontera norte de Costa Rica. Se logra apreciar los flujos de potencia que trasiegan las líneas de transmisión, 230 [kV] Cañas-Ticuantepé y Liberia-Amayo, tanto para el SER completo como para la simulación donde se incluya el equivalente inercial.

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

Figura N.º 13

Comparación de la respuesta inercial del SER medida en el flujo neto las interconexiones con Nicaragua, cuando se dispara la interconexión México-Guatemala con un flujo hacia Guatemala de 240MW.

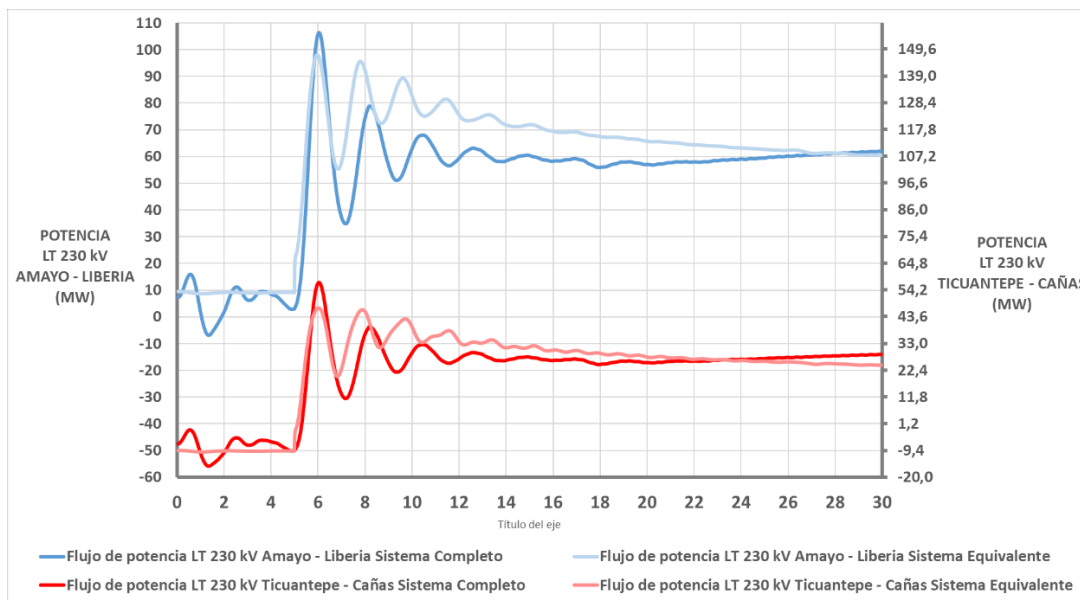


Nota: la fuente de la imagen es de elaboración propia.

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

Figura N.º 14

Comparación de la respuesta inercial del SER medida en las interconexiones con Nicaragua (Cañas-Ticuantepe y Liberia-Amayo), ante disparo de interconexión México-Guatemala con un flujo hacia Guatemala de 240MW.



Nota: la fuente de la figura es de elaboración propia.

En la tabla 8, se muestra en forma numérica el porcentaje de error de los flujos de potencia entre Nicaragua y Costa Rica, simulando el SER completo con Costa Rica conectado al equivalente inercial de la parte Norte del SER (ver *Figura 11* y *Figura 10*). En esta tabla, se observa que el error es de un 11 % cuando se compara el flujo de potencia neto, pero cuando se calcula el flujo de potencia por las interconexiones separadas los porcentajes de error son muy diferentes 17 % y 7 %. Esto ocurre porque la metodología calcula un único valor de inercia equivalente y posteriormente por prueba error se separa en 2 equivalente repartiendo la inercia con un porcentaje modelado en una máquina equivalente en Ticuantepe y otra en Amayo. Por

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

lo tanto, es posible hacer equivalentes los porcentajes de error realizando un ajuste fino de la repartición de inercia en cada una de las máquinas equivalentes.

Tabla N.º 8

Comparación de resultados del flujo de potencia inercial en las interconexiones Nicaragua-Costa Rica.

Intercambio de Potencia de Nicaragua hacia Costa Rica	Sistema completo	Sistema equivalente	Porcentaje de error (%)
	Potencia (MW)	Potencia (MW)	
Flujo neto (Nicaragua - Costa Rica)	162	144	11
Flujo de potencia Ticuantepe - Cañas	57	47	17
Flujo de potencia Amayo - Liberia	105	97	7

Nota: la fuente de la tabla es de elaboración propia.

Los datos arrojados por ambas simulaciones, demuestran una dinámica de cómo se comporta el Sistema Eléctrico Regional (SER) ante el disparo de la interconexión México-Guatemala con un trasiego de potencia al SER de +240MW, utilizando solamente la bases de datos de flujos de potencia y bases de datos dinámicas de PSS/E, contrarrestado contra la simulación del mismo evento en cuestión, pero modelado bajo la respuesta de dos

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

generadores equivalentes en frontera norte de Costa Rica a los que se les distribuyó la inercia calculada por la metodología en partes equivalentes.

Los resultados obtenidos en los flujos de potencia por frontera norte de Costa Rica, no superan el 17 % de error entre la simulación del evento en el Sistema Eléctrico Regional y la simulación del mismo utilizando el equivalente inercial calculado, lo cual, se considera un porcentaje de error bajo a sabiendas de una posible reducción en el mismo afinando detalles topológicos y de obtención de datos por medio de las unidades de medición fasorial presentes en cada frontera del Mercado Eléctrico Regional

Conclusiones

1. El artículo establece una metodología que sirve como base para un estudio con un alcance mayor, al llevar el análisis, hasta la recuperación de la frecuencia a valores nominales posterior a la respuesta de los operadores del sistema.
2. Con los resultados obtenidos, se puede concluir que con la metodología mostrada en el documento se puede obtener un equivalente inercial que simule el comportamiento dinámico del sistema eléctrico centroamericano en el bloque norte estudiado.
3. Realizar las simulaciones bajo un ambiente controlado de PSS/E permitió determinar los datos iniciales donde la concavidad de la gráfica de depresión en la frecuencia del Sistema Eléctrico Regional no abarcara un área de importancia respecto a la pendiente de la tasa de cambio en la frecuencia, lo que permitió obtener valores menores a un 17 % en el porcentaje de error de flujos de potencia en frontera norte de Costa Rica.

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

4. Se determinó la necesidad de confeccionar estructuras topologías que faciliten en análisis de la metodología de cálculo por medio de generadores equivalentes en frontera norte de Costa Rica, (ver Figura 11 y Figura 10).
5. Se vislumbró la necesidad en la construcción de un software capaz de ordenar las bases de datos dinámicas y de flujos de potencia que permitan el análisis de datos para la metodología (ver apartado 5.3) en cuestión.
6. Se logró determinar un intervalo de tiempo para el cálculo de la tasa de cambio en la frecuencia del Sistema Eléctrico Regional, al utilizar como base la constante de inercia teórica de las unidades en línea y el punto inicial de la contingencia que arrojara valores de constantes de inercia experimentales, similares a os valores teóricos, siendo como resultado un margen de tiempo de alrededor de 200 [ms].
7. La principal conclusión del estudio es que se valida la metodología y hay certeza de que se puede dar el paso, con mucha confianza, de obtener la inercia equivalente del SER a partir de mediciones reales de la frecuencia. La validación se dio en un ambiente controlado con simulación en PSS/E donde se definieron las variables críticas para utilizar la metodología.

Recomendaciones

- Es recomendable simular una serie de eventos, en base a los más recurrentes de la carpeta compartida sobre contingencias del Sistema Eléctrico Regional (SER), con el fin de crear una estadística y poder establecer tendencias de comportamiento del SER en base a datos

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

almacenados en las unidades de medición fasorial ubicadas en cada frontera de interconexión.

- Para obtener la respuesta deseada a nivel de simulación (respuesta inercial, repuesta de gobernadores y el nuevo estado estacionario) se recomienda continuar con el análisis de las diferentes dinámicas antes de llegar al estado estable del sistema, como se indica en la Figura 5. En este análisis también se debe incluir el equivalente eléctrico con el objetivo de obtener una respuesta representativa del voltaje en el punto de red donde se ubique el equivalente.
- Se recomienda realizar una actualización en las bases de datos PSS/E de flujos de potencia y bases de datos PSS/E dinámicas por cada país que conforma el SER, para con ello contar con el modelado matemático más reciente.
- Se insta al Ente Operador Regional, realizar un levantamiento de información sobre los valores de constantes de inercia ingresadas a las bases de datos, mencionadas en el punto nueve del presente apartado, para los modelos de generadores según su fabricante, con el fin de poder contar con los valores actualizados que permitan realizar simulaciones dinámicas que representen el comportamiento del Sistema Eléctrico Regional en tiempo real de forma más precisa.
- Se recomienda utilizar la metodología utilizando los datos de las unidades de medición fasorial de cada frontera por país que conforma el Sistema Eléctrico Regional.

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

Referencias

Allella, F., Chiodo, E., Giannuzzi, G. M., Lauria, D., & Mottola, F. (2020, Marzo 20). *IEEE Xplore*. Opgehaald van On-line estimation assessment of power systems inertia with high penetration of renewable generation: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9049426>

CENCE. (2021, 04 03). *CENCE Web Grupo ICE*. Opgehaald van Centro Nacional de Control de Energía: <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3008>

CENCE. (2022, junio 09). *Centro Nacional de Control de Energía*. Opgehaald van Sitio Oficial CENCE: <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/>

CRIE. (2021, Abril 05). *Comisión Regional de Interconexión Eléctrica*. Opgehaald van <https://crie.org.gt/>

dynamic, R. R.-t.-b. (2019). *Google Académico*. Opgehaald van Scholar Google: https://scholar.google.com/scholar?hl=es&as_sdt=0%2C5&q=REAL-TIME+PMUBASED+POWER+SYSTEM+INERTIA+MONITORING+CONSIDERING+DYNAMIC+EQUIVALENTS&btnG=

ENTSOE. (2013, Diciembre 18). *European Network of Transmission System Operators for Electricity*. Opgehaald van Future System Inertia. European Network of Transmission System Operators for Electricity: <https://www.entsoe.eu/publications/systemoperations-reports/>

ENTSOE. (2020, Diciembre 18). *European Network of Transmission System Operators for Electricity*. Opgehaald van Future System Inertia 2, European Network of Transmission System Operators for Electricity: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/>

EOR. (2021, Abril 05). *Ente Operador Regional*. Opgehaald van <https://www.enteoperador.org/>

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

EOR. (2021, Abril 05). *Ente Operador Regional*. Opgehaald van Ente Operador Regional: <https://www.enteoperador.org/>

EPRI. (2009, Julio 27). *Instituto de Investigación de Energía Eléctrica*. Opgehaald van Instituto de Investigación de Energía Eléctrica: <https://www.epri.com/research/products/000000000001016042>

Future System Inertia 2, 2. (2020). *European Network of Transmission System Operators for Electricity*. Opgehaald van ENTSO-E: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/>

Future System Inertia, R. (2013). *European Network of Transmission System Operators for Electricity*. Opgehaald van entsoe: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/>

Gómez Expósito, A. (2002). Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica. In A. Abur, F. Alvarado L., C. Bel Álvarez, C. Cañizares, J. Pidre Cidrás, A. J. Navarro Conejo, J. García Usaola, *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica* (pp. 217-458). Madrid: McGrawHill.

Guowei Cai, P. (2019, Mayo 01). *IEEE*. Opgehaald van IEEE Xplore: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8703783>

Hernández, R. (2014). *Metodología de la Investigación*. México DF: Mc Graw Hill.

Inertia and Rate of Change of Frequency. (2020, Abril 16 de diciembre). *Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad*. Opgehaald van ENTSO-E: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/>

Kundur, P. (1994). Power System Stability and Control. In P. Kundur, *Power System Stability and Control* (pp. 581-626). New York: McGraw-Hill.

Kundur, P. (1994). Power System Stability and Control. In P. Kundur, *Power System Stability and Control* (pp. 128-138). New York: McGrawHill.

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

Lima Rodríguez, J., & Nin Iewdiukow, I. (2019, Diciembre 20). *Universidad de la república de Uruguay*. Opgehaald van Modelo unimodal para el análisis de la respuesta de la frecuencia en sistemas eléctricos de potencia: 2019

Lopetegui, G. (2019). *Acerca del evento eléctrico del 16 de junio*. Montevideo: Gobierno de Uruguay.

Martín, J. (1987). *Diseño de Subestaciones Eléctricas*. México: Mc Graw Hill.

MINAE. (2015). *Plan Nacional de Energía 2015-2030*. San José: Gobierno de La República, Costa Rica.

NERC. (2015). *Reliability Guideline: Primary Frequency Control*. Atlanta & Washington: NERC.

Newton, I. (1686). *Philosophiae Naturalis Principia Mathematica*. Londres: S. PEPYS, REG. SOC. PRAESES.

RoCoF. (2020, Diciembre 18). *European Network of Transmission System Operators for Electricity*. Opgehaald van Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF): <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/>

Sánchez Salazar, O., Retana Gonzáles, J., & Murillo Gonzáles, R. (2015). *Informe PCO-02-2015*. San José, Costa Rica: CENCE, Coordinación de la Operación.

Sancho, I. (2019). *Curso de Control de Frecuencia*. Heredia: CENCE.

SEP, M.(2019, Diciembre 20). *Google Académico*. Opgehaald van Scholar Google:

https://scholar.google.com/scholar?hl=es&as_sdt=0%2C5&q=Modelo+unimodal+para+el+an%C3%A1lisis+de+la+respuesta+de+la+frecuencia+en+sistemas+el%C3%A9ctricos+de+potencia&btnG=

Stevenson, W. y Grainger, J. (1996). *Análisis de Sistemas de Potencia*. Naucalpan de Juárez, Edo. de México: McGRAW-HILL.

Pérez, L., Sánchez, O. y Sancho, R. *Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas*

Tan, J., Zhan, Y., Usted, S., Liu, Y., & Liu, Y. (2018, Agosto 05). *IEEE Xplore*. Opgehaald van Estudio de respuesta de frecuencia de la interconexión occidental de EE. UU. bajo penetraciones de generación fotovoltaica extra altas: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8586163/authors#authors>

Villarreal, L. (2022, Octubre 30). *Equivalente Inercial. Determinación de equivalentes inerciales del sistema eléctrico interconectado al norte y sur de Costa Rica para el sistema SCADA/OTS (Operator Training Simulator) del CENCE*. Puntarenas, Puntarenas, Costa Rica: UTN.

World Energy Council. (2013). Opgehaald van World Energy Perspective: Cost of Energy Technologies. Londres: World Energy Council (WEC): <https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-trilemma-2013-time-to-get-real-a-the-case-for-sustainable-energy-investment>