

# Analysis of the CPS1 and CPS2 Indices Behavior in a Two-Area Power System Considering Renewable Energy Sources

Paul G. Ruiz Ríos, Juan C. Pérez Calderón, H. Francisco Ruiz Paredes, Life Sr., *Member, IEEE*, J. Horacio Tovar Hernández, Sr., *Member, IEEE*

**Abstract**— Variable renewable energies integration has been a study subject for electric power systems operation. Different operation scenarios require to be analyzed especially in the topics of reliability and electric markets. Within the reliability topic, the North American Electric Reliability Corporation (NERC) developed in 1997 the Control Performance Standards CPS1 and CPS2 that evaluate the behavior of electric frequency and electric power interchange between control areas. These standards evaluate frequency variations and the area control error of an Independent System Operator (ISO) and they establish operation limits for interconnected power systems. In this paper, with the objective to evaluate the behavior of the indices of these standards, the Mexican Baja California system is used as a study case wherein utility scale renewable energies are integrated to the system while taking into account the interconnection to an equivalent of the Western Electricity Coordinating Council (WECC) power system where the system operation is evaluated for a month. The results show that low electric demand and high renewable energies penetration cases may result on violations of both standards, meaning that the reliability of the system would be compromised under those operation circumstances.

**Index Terms**—ACE, Control Performance Standards, Electric Power Systems, Interconnection, Renewables.

## I. INTRODUCCIÓN

Desde hace décadas la NERC (National Electricity Reliability Corporation) regula el desempeño de los diferentes operadores independientes de los sistemas eléctricos (ISO, por sus siglas en inglés) de los sistemas interconectados de la red eléctrica norteamericana, desde Canadá hasta la red de la península de Baja California (BC), México, siendo esta la interconexión que conforma la entidad regional del Western Electricity Coordinating Council (WECC) la cual se encarga de monitorear y hacer que los ISO cumplan los estándares de operación para mantener la confiabilidad del sistema interconectado [1]. En la década de los 60's el rendimiento de las áreas de control era medido a través de los criterios A1 y A2. El criterio A1 especificaba que el Error de Control de Área (ACE, por sus siglas en inglés) tiene que cruzar por cero al

menos una vez cada diez minutos y el criterio A2 especificaba que el promedio de diez minutos del ACE fuera menor que el de un parámetro específico para cada Área de Control (AC) [2]. El ACE puede definirse como la obligación de abastecer energía para satisfacer la demanda local y las pérdidas eléctricas, además del intercambio programado y la participación en el apoyo del control de frecuencia de interconexión [3]. En presencia de generación interna y control primario de frecuencia, el ACE mide el grado en que cada área cumple con su obligación de ofrecer apoyo a la operación de la interconexión [4].

En 1997 se propone reemplazar el acatamiento de los criterios A1 y A2 con el estándar BAL-001-1, el cual, requiere el cumplimiento de los criterios CPS1 y CPS2; de estos el CPS1 contiene una función que calcula los promedios de ACE y desviación de frecuencia de la interconexión y el CPS2 es similar al criterio A2, pero ofrece mayor flexibilidad de cumplimiento, ya que sus cálculos están basados en valores específicos de cada AC [5].

En el 2016 el estándar BAL-001-2 [6] de la NERC reemplazó al BAL-001-1, que es el estándar de los CPS. Este nuevo estándar retiene al CPS1 y reemplaza al CPS2 con el cumplimiento del criterio BAAL (Balancing Authority ACE Limit), definido por valores aún más específicos para cada AC [7], aunque este nuevo criterio no se utiliza como evaluación de la red de BC en México, sino que se usa el BAL-001-MX-0 incluyendo al CPS1 y al CPS2, como se indica en [8, 9]. A la fecha no ha habido actualización acerca de este estándar.

En [10] se analiza el impacto de la generación eólica para los requerimientos de regulación en el sistema de California, pero no se realiza un análisis del comportamiento de los índices CPS1 y CPS2 tras la integración de esta generación. En el mismo trabajo se mencionan otros trabajos realizados sobre análisis del impacto de la generación renovable en la operación de sistemas eléctricos y, de la misma manera, no se menciona algún estudio realizado sobre estos índices.

Cada ISO debe mantener su ACE en cero o lo más cercano a cero para no afectar la operación confiable de la interconexión, por lo que los estándares de confiabilidad que se usan para evaluar los rendimientos de las AC utilizan dentro de sus cálculos los valores del ACE y los valores de las desviaciones de frecuencia. Los CPS establecen límites estadísticos, considerando las magnitudes del ACE, asegurando que la frecuencia de estado estacionario esté limitada alrededor de un valor objetivo. La NERC exige que cada AC al menos cumpla los requisitos mínimos de rendimiento de los CPS [11], con esa

P. G. Ruiz Ríos y J. C. Pérez Calderón, son estudiantes del programa de doctorado y maestría, respectivamente, en el Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica (PGIIE), Instituto Tecnológico de Morelia, México. E-mail: paul.ruiz-rios@proton.me y jcpc.ie@gmail.com

H. F. Ruiz Paredes y J. H. Tovar Hernández son docentes investigadores del Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica (PGIIE), Instituto Tecnológico de Morelia, México. E-mail: hfrui53@yahoo.com.mx y horacio.tovar@yahoo.com

acción se pretende lograr la disminución de los desbalances de frecuencia entre sistemas interconectados ante cambios de carga o de generación.

Con la integración de fuentes de energías renovables variables (FERV) a los sistemas de potencia, se presenta otro desafío en su operación ya que tiene que soportar cambios en la variación de frecuencia causadas por rampas de generación que se puede presentar a su vez durante pérdidas súbitas de generación de FERV, o el caso contrario, cuando estas FERV aumentan su generación también de forma súbita, aunado a esto el comportamiento de una carga variable y de manera continua, siendo las causas de estas variaciones la temperatura, la época del año, las características de la carga, entre otras [12] por lo que se requiere constantemente de acciones de regulación de la potencia generada en las plantas generadoras convencionales para lograr mantener un sistema eléctrico dentro de los estándares de operación mencionados.

La aportación de este trabajo es mostrar la aplicación y evaluación de los índices CPS1 y CPS2 en casos donde exista gran penetración de FERV, para ello se utilizó el sistema eléctrico de potencia equivalente de la Gerencia de Control Regional Baja California del Centro Nacional de Control de Energía en México.

Este trabajo está organizado de la siguiente manera: la sección II contiene la metodología que se usará para para el cálculo de los dos índices CPS, la sección III muestra los casos de estudio que se analizaron, los datos que se utilizaron y una explicación de cómo fue realizada la simulación, la sección IV contiene los resultados que se obtuvieron con las simulaciones realizadas y se incluyen comentarios sobre los resultados que fueron obtenidos y finalmente, en la sección V se muestran las conclusiones que se obtuvieron de este trabajo.

## II. METODOLOGÍA

### A. Error de Control de Área (ACE)

El error de control de área está definido como la diferencia neta entre el intercambio de potencia real actual y el intercambio programado entre dos áreas distintas y se utiliza un componente de frecuencia en su cálculo [13].

Las unidades del ACE son Megawatts (MW) y este representa el cambio requerido en la generación del área para cumplir con su obligación del intercambio programado con otra área con la que el sistema se encuentre interconectado. El ACE se utiliza como señal de activación para realizar cambios en los puntos de ajuste de potencia de referencia y cuando se alcanza el estado estable. Cada ISO intenta reducir su ACE a cero. Cuando todas las áreas en una interconexión hagan esto, la interconexión alcanzará la frecuencia programada del sistema y todos los intercambios de demanda de la red se encontrarán dentro de lo programado [14]. La fórmula para calcular el error de control de área se representa por (1).

$$ACE_i = (IN_a - IN_p) - 10B_i(f_a - f_p) \quad (1)$$

Dónde:

- $IN_a$ , es el intercambio de potencia neta actual.
- $IN_p$ , es el intercambio de potencia neta programado.
- $B_i$ , es la contribución a la respuesta de frecuencia

específico para cada AC.

- $f_a$ , es la frecuencia actual del sistema.
- $f_p$ , es la frecuencia programada del sistema, en el caso del sistema de Baja California esta es de 60 Hertz.

### B. Estándar de Rendimiento de Control 1 (CPS1)

El CPS1 es una medida del rendimiento de control de frecuencia de un área de control de potencia a lo largo de un año. Indica el rendimiento de la frecuencia a largo plazo en la interconexión midiendo la contribución de cada AC. El objetivo subyacente de este estándar es garantizar que el error de control de frecuencia promedio de un minuto sea menos que una constante  $\epsilon_1$  determinada por la NERC [15].

El índice CPS1 evalúa el rendimiento de un AC en la mayoría de las condiciones de funcionamiento normales y define si el rendimiento es satisfactorio para una cantidad determinada de error de frecuencia y asigna a cada AC una porción de la responsabilidad para el control en estado estable de la frecuencia de interconexión. La cantidad de responsabilidad es directamente relacionada a la excitación externa de frecuencia de cada AC.

Durante un periodo de tiempo dado, el promedio de la media de un minuto de la décima del ACE por hora multiplicado por el valor promedio correspondiente al error de frecuencia de las interconexiones de un minuto tiene que ser inferior o igual a un valor constante, como se indica en (2).

$$PROM_{periodo} \left[ \left( \frac{ACE_i}{-10 B_i} \right)_{prom-min} (\Delta f_i)_{prom-min} \right] \leq \epsilon_1^2 \quad (2)$$

Dónde:

- $i$ , es la designación del área de control.
- $PROM_{periodo}$ , es el promedio del periodo a ser analizado.
- $ACE$ , es el error de control de área.
- $B$ , es el valor de la excitación externa de frecuencia.
- $\Delta f$ , es el valor promedio de un minuto del error de frecuencia.
- $\epsilon_1$ , es una constante derivada del límite de frecuencia.

El periodo de evaluación puede ser de un año o de un mes para revisión del subcomité de recursos de la NERC [6].

Para calcular el índice del CPS1 se usa la formula definida en (3)

$$I_{CPS1} = (2 - CF) \times 100 \quad (3)$$

Dónde:

- $I_{CPS1}$ , es el índice del CPS1.
- $CF$ , es el factor de cumplimiento.

El factor de cumplimiento utilizado en (3) se calcula como se indica por (4).

$$CF = \frac{PROM_{periodo} \left[ \left( \frac{ACE_i}{-10 B_i} \right)_{prom-min} (\Delta f_i)_{prom-min} \right]}{\epsilon_1^2} \quad (4)$$

Dicho índice debe de mantenerse sobre el 100%, en el caso contrario, la NERC impone una sanción para diferentes niveles de violación del índice, como se indica en [5].

C. Estándar de Rendimiento de Control 2 (CPS2)

El CPS2 es utilizado para restringir el flujo de potencia no programada a través de enlaces de transmisión tomando en cuenta el ACE de cada área [14] y este se expresa según (5).

$$|PROM_{10\ min}(ACE_i)| \leq L_{10} \tag{5}$$

De (5) se puede expresar el límite  $L_{10}$  cómo (6).

$$L_{10} = 1.65\varepsilon_{10}\sqrt{(-10 B_i)(-10 B_s)} \tag{6}$$

Dónde:

- $PROM_{10\ min}(ACE_i)$ , es el promedio del ACE de cada 10 minutos.
- $B_s$ , es la suma de las contribuciones a la respuesta de frecuencia de cada área que participa en la interconexión.
- $\varepsilon_{10}$ , es el valor RMS del error de frecuencia promediado cada diez minutos a lo largo de un año.

El CPS2 indica que, para un periodo de 10 minutos, el ACE promedio debe ser menor a su límite  $L_{10}$ . Cualquier periodo mayor a ese límite (no importa si es por 1 MW o por 100 MW) es una violación para ese periodo. El CPS2 requiere que no haya violaciones en al menos 90% de los periodos en un mes [14].

Para calcular el índice del CPS2 se utiliza la formula descrita por (7).

$$I_{CPS2} = \frac{N_{1\ mes}(PROM_{10\ minutos}(ACE_i) \leq L_{10})}{N_s} \tag{7}$$

Dónde:

- $N_{1\ mes}$ , es el número de muestras en un intervalo de 10 minutos que cumplen con (5) a lo largo de un mes.
- $N_s$  es el número total de muestras que hay en un intervalo de 10 minutos a lo largo de un mes.

Si el  $I_{CPS2}$  es menor al 90%, la NERC impone una sanción según el nivel de violación del índice, como se describe en [5].

III. CASOS DE ESTUDIO

El sistema eléctrico de potencia a simular está basado en el sistema de Baja California, México el cual se encuentra interconectado a la red eléctrica estadounidense perteneciente a la interconexión occidental que se encuentra bajo autoridad del WECC. Debido a la pertenencia de esta interconexión y el hecho de que Comisión Federal de Electricidad (CFE) sea un miembro participante del mercado eléctrico mayorista de esta interconexión, esta área de control está regida por los estándares de calidad de interconexión emitidos por la NERC. Las simulaciones que se realizaron para este trabajo fueron elaboradas en la plataforma de Matlab®/Simulink.

Para simular el sistema eléctrico de Baja California se modelaron ocho diferentes plantas de generación, cinco de ellas con un modelo dinámico representando las plantas de generación convencionales, una como planta de generación base cuya generación siempre se mantiene al mismo nivel y dos como plantas de generación renovables, una con un perfil de generación solar fotovoltaica (SFV) y otra con un perfil de generación eólica.

El sistema eléctrico estadounidense fue simplificado a una planta de generación la cual ayuda a regular la desviación de

frecuencia del sistema interconectado, su demanda no cambia y lo único que altera la generación que entrega es la desviación de potencia transmitida a través de la línea de enlace.

Los modelos turbina-gobernador de las plantas de generación están basados en el diagrama de bloques de una turbina de gas, cuya representación se puede encontrar en [16]. En este modelo  $T_g$  es la constante de tiempo del gobernador,  $T_t$  es la constante de tiempo de la turbina,  $R$  es la constante de regulación de velocidad del gobernador,  $H$  es la inercia del generador y  $P_{max}$  es la capacidad máxima de generación de la planta. Los datos de estos modelos y del modelo del sistema estadounidense se pueden encontrar en la Tabla I.

Las plantas de generación renovable se simulan como una carga negativa las cuales siempre son despachadas y siempre suministran la generación que tengan disponible al sistema de manera que la generación convencional es la que se tiene que regular para compensar los cambios en la generación renovable.

En cada mes se simulan dos casos en los que la penetración de la generación renovable se modifica, la Tabla II muestra los diferentes valores de generación. La penetración se calcula conforme a (8):

$$\eta = \frac{P_{ren-max} \times 100}{P_{ren-max} + P_{con-tot}} \tag{8}$$

Dónde:

- $\eta$  es la penetración de generación renovable en porcentaje.
- $P_{ren-max}$  es la potencia de generación renovable máxima que teóricamente se puede suministrar para el caso a simular.
- $P_{con-tot}$  es la potencia de generación convencional total del área de control.

TABLA I  
DATOS DE DEMANDA DEL SISTEMA

Nombre de la planta	$T_g$ (s)	$T_t$ (s)	$R$ (%)	$H$ (s)	$P_{max}$ (MW)
Turbogas Mexicali	0.166	0.366	5.23	3.66	62
Presidente Juárez	0.2	0.1	5.38	3.38	1063
La Rosita	0.15	0.05	4.02	5.893	783
La Jovita	2.675	0.71	6.05	4.2	324
Turbogas Tijuana	0.1	0.2	4.58	5.91	345
Sistema Estadounidense	0.4	0.2	5	12	$\infty$

TABLA II  
DATOS DE GENERACIÓN RENOVABLE

Mes a simular	Caso	Generación máxima (MW)	Generación promedio (MW)	Penetración ( $\eta$ ) para cada caso (%)
Agosto	Caso 1 fotovoltaico	995.9	396.3	36.27
	Caso 1 eólico	664.0	103.8	
	Caso 2 fotovoltaico	1991.8	792.5	53.23
	Caso 2 eólico	1327.9	207.5	
Diciembre	Caso 1 fotovoltaico	529.4	124.9	23.23
	Caso 1 eólico	353	62.2	
	Caso 2 fotovoltaico	1058.9	249.8	37.70
	Caso 2 eólico	705.9	124.5	

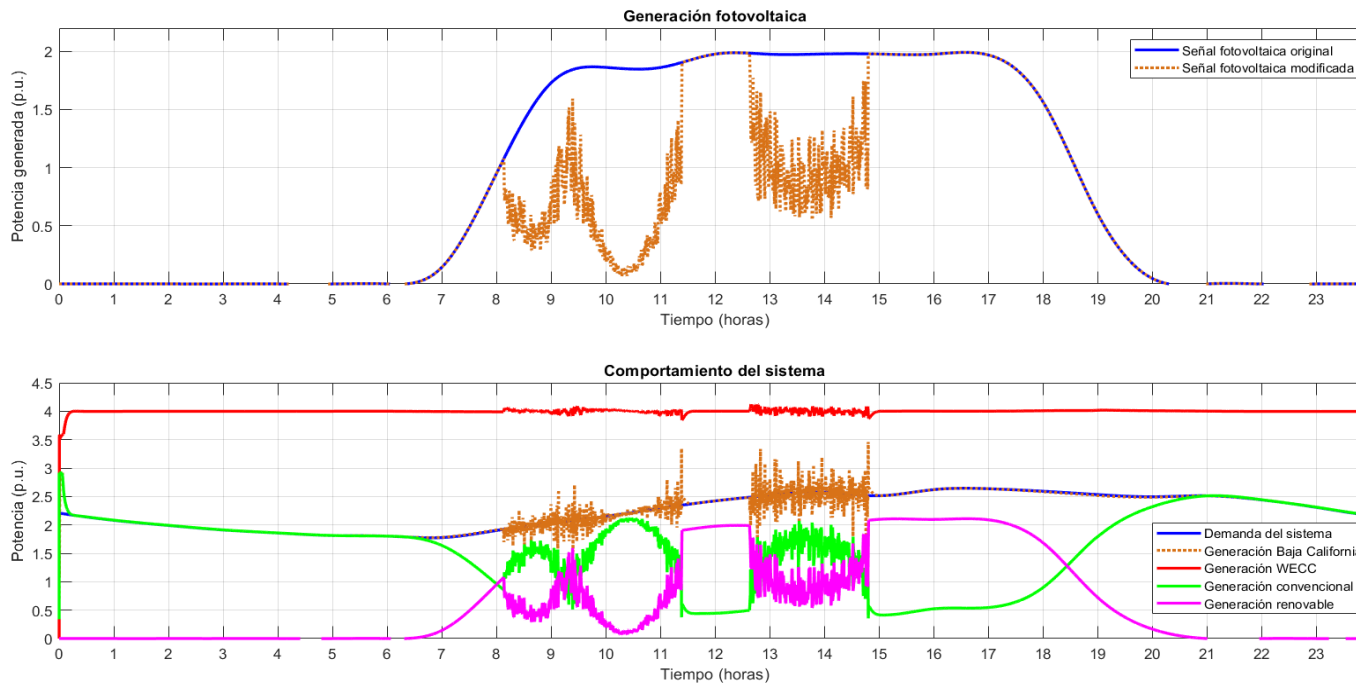


Fig. 1. Comportamiento del sistema tras la pérdida de generación solar fotovoltaica [19].

TABLA III

DATOS DE MODELOS DE PLANTAS DE GENERACIÓN CONVENCIONAL			
Mes a simular	Demanda máxima (MW)	Demanda promedio (MW)	Demanda mínima (MW)
Agosto	2775	2263.1	1551.2
Diciembre	1650.4	1305.7	862.5

Para este trabajo se realizará la simulación de cuatro casos diferentes, dos para el mes de agosto, en el cual, se encuentra el día de demanda máxima para el sistema y dos para el mes de diciembre, en el cual, se encuentra el día de demanda mínima para el sistema, la Tabla III contiene los valores de la demanda máxima, promedio y mínima para el mes de agosto y diciembre.

Se supone para efecto de experimento que la planta de generación SFV percibe una disminución de su potencia entregada al sistema debido a una reducción de irradiancia solar y similarmente esto ocurre para los generadores eólicos cuando se percibe una menor cantidad de flujo de viento en sus álabes. Esto sucede en diferentes momentos del mes. En la Fig. 1 se puede observar el comportamiento anteriormente descrito para un día del mes en el que ocurre una pérdida de generación. En la parte superior de esta figura se puede observar el comportamiento de la señal de generación fotovoltaica, donde la línea azul representa la señal original basada en los datos de [19] y la línea punteada naranja representa dicha señal, pero con modificaciones para reducir y recuperar gradualmente la señal hasta que regresa a su valor original simulando la pérdida de generación.

Los datos de la característica de respuesta de frecuencia  $\beta$  para los sistemas de Baja California y estadounidense son de 21.17 y 21 respectivamente [16]. Los valores de  $\epsilon_1$  y  $\epsilon_{10}$  fueron obtenidos de [17], los valores de  $B_i$  y  $B_s$  de [18], los datos de generación renovable y los perfiles de demanda de [19] y [20], respectivamente.

Una planta de generación es utilizada como generación base, representada por la planta geotermoelectrica de Cerro Prieto, la cual, no interactúa para la regulación primaria o secundaria del sistema y estará entregando 340 MW de generación al sistema durante toda la simulación.

Los valores utilizados para los bloques que representan los modelos generador-carga se muestran en la Tabla IV para el sistema de Baja California y el estadounidense (WECC), de los cuales  $H_{eq}$  es la inercia equivalente del sistema calculada en base a los valores de las inercias de las plantas de generación convencionales y  $D$  es la constante de amortiguamiento de la carga. La constante de sincronización para la línea de enlace tiene un valor de  $1/\pi$ , usándose el mismo valor que se usa en [16] para simplificar el modelado de la línea de enlace.

Los diagramas de bloques del sistema a simular se muestran en las Fig. 2-4. En la Fig. 2 se detalla el diagrama de bloques de la planta de generación Turbogas Mexicali perteneciente al sistema de Baja California y el resto de las plantas de generación convencionales tienen el mismo modelo con los datos correspondientes que se encuentran en la Tabla I.

TABLA IV

DATOS DE BLOQUE GENERADOR-CARGA DEL SISTEMA BC

Sistema	$H_{eq}$ (s)	$D$ (p.u.)
BC	23.667	1
WECC	24	1

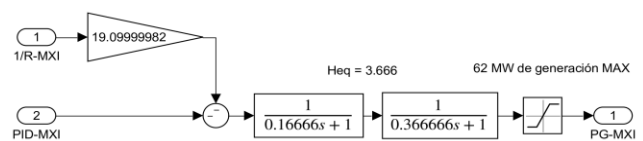


Fig. 2. Diagrama de bloques de la planta de generación Turbogas Mexicali.

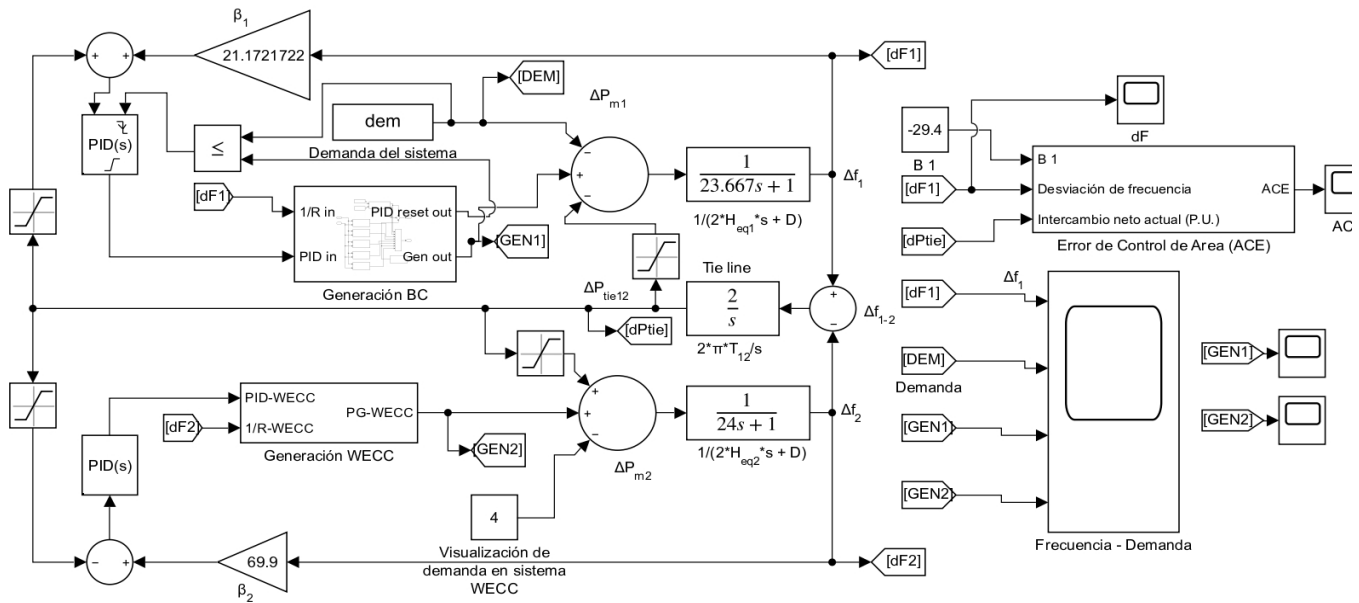


Fig. 3. Diagrama de bloques del sistema multi-área a simular.

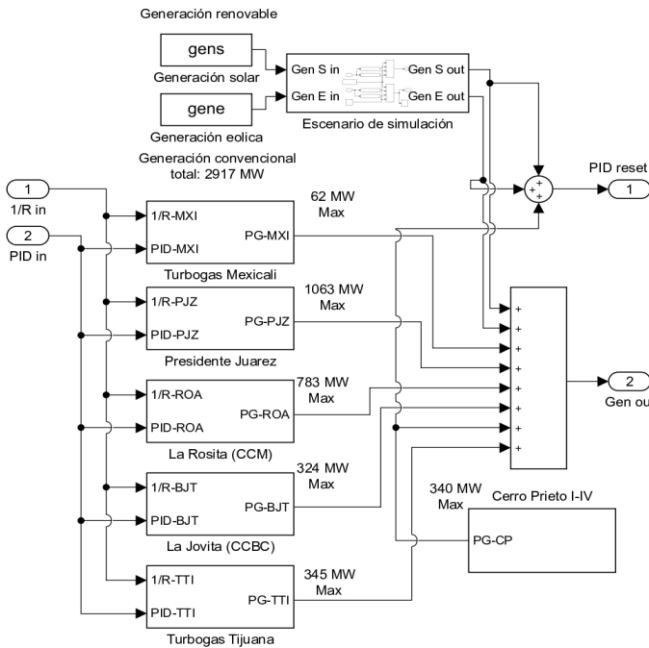


Fig. 4. Diagrama de bloques de las diferentes plantas de generación del sistema.

La Fig. 3 contiene el diagrama de bloques del sistema multi máquinas multi-área, en la parte superior de este se encuentra el sistema de Baja California y en la parte inferior el sistema estadounidense, representando la interconexión al sistema eléctrico occidental que se encuentra regido por la WECC. Finalmente, en la Fig. 4 se muestran los subsistemas de cada planta de generación que integran el sistema eléctrico de Baja California.

#### IV. RESULTADOS

La Tabla V muestra los resultados obtenidos de las simulaciones desglosados para cada caso, mostrando los valores de los índices de los estándares CPS1 y CPS2 y en qué nivel de violación están, si es que se viola algún límite.

Cuando el porcentaje de cumplimiento del índice del CPS1

se encuentra por debajo del 100% el área de control está afectando la desviación frecuencia de la interconexión. Cuando el porcentaje de cumplimiento del índice del CPS2 se encuentra por debajo del 90% el área de control está provocando flujos de potencia activa no programados a través de la línea de enlace con la que se conecta a otras áreas de control.

De los cuatro casos que fueron simulados, solamente el segundo caso del mes de diciembre resultó con violaciones de por lo menos un estándar, la Fig. 5 muestra las gráficas obtenidas por la simulación para este caso.

En esta figura se puede observar cómo en el transcurso del día 24 la desviación de frecuencia llega a su valor máximo de todo el mes, teniendo un valor de 0.0261 p.u., multiplicado por la frecuencia base de 60 Hz resulta en un valor de desviación positiva de frecuencia de 1.566 Hz, esta desviación de frecuencia se mantiene por aproximadamente 9 segundos disminuyéndose a  $5.331 \times 10^{-4}$  p.u. o 0.032 Hz y la desviación de frecuencia se continúa regulando con una tendencia hacia los 0 p.u. de desviación de frecuencia.

Para este caso, la mayor desviación de frecuencia y el error de control de área se encuentran en dos días diferentes, el último de estos datos llega a su valor máximo en el transcurso del día 15 con un valor de 965.2 MW positivos, lo que indica que hubo un excedente de intercambio de generación no programado entre las dos áreas interconectadas.

TABLA V  
RESULTADOS DE SIMULACIÓN

Caso	$I_{CPS1}$ (%)	¿Se viola el índice?	$I_{CPS2}$ (%)	¿Se viola el índice?	Penetración ( $\eta$ ) de energías renovables (%)
Caso 1 de agosto	176.37	No	99.55	No	36.27
Caso 2 de agosto	135.89	No	93.48	No	53.23
Caso 1 de diciembre	141.78	No	99.8	No	23.23
Caso 2 de diciembre	52.54	Si, nivel 4	89.09	Si, nivel 1	37.70

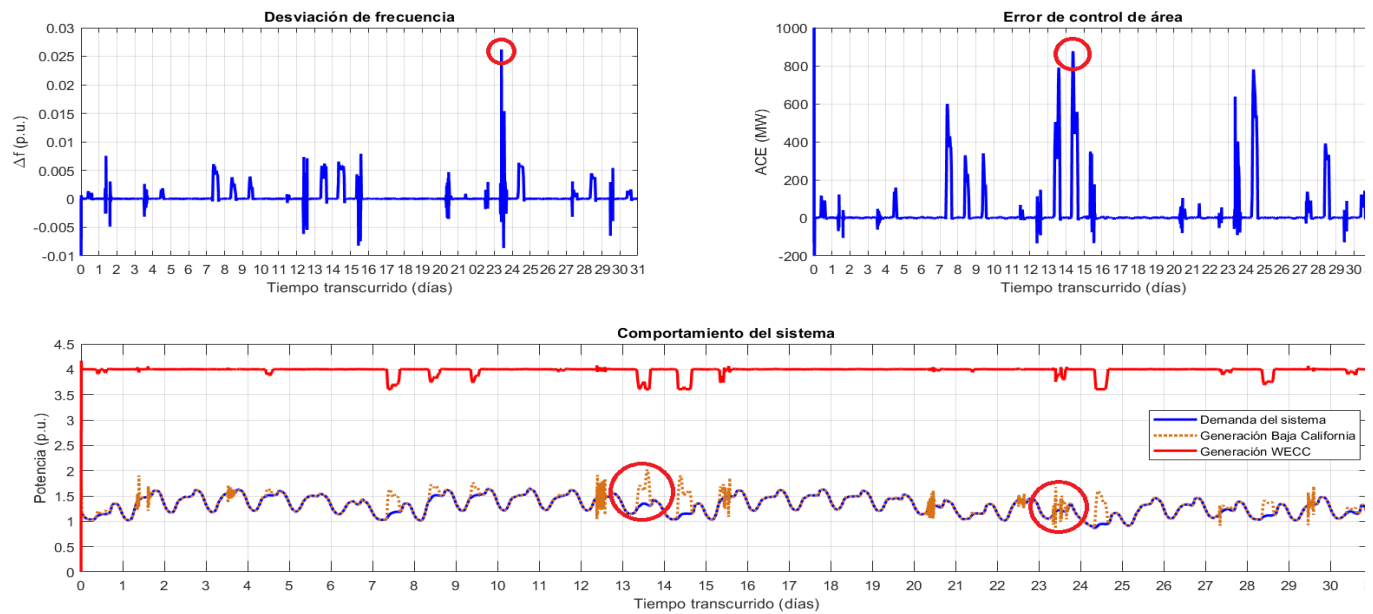


Fig. 5. Gráfica de resultados para el caso 2 del mes de diciembre.

En los días en los que se experimentó pérdida de generación renovable, se puede observar la existencia de oscilaciones en la desviación de frecuencia, pero los efectos más apreciables en el comportamiento de la desviación de frecuencia son los que fueron causados por los superávits de generación renovable, de manera que los excesos de generación tuvieron más impacto.

## V. CONCLUSIONES

En base a los resultados obtenidos con los modelos y datos utilizados se concluyen los siguientes puntos:

- 1) Cuando la pérdida de generación renovable es gradual, esto sucede principalmente con las plantas de generación eólicas, no se llega a provocar una disminución notoria de la frecuencia debido a la acción de control de las plantas convencionales. Mientras que cuando se presenta una pérdida de generación renovable, que tiene un comportamiento variable con tendencia a su disminución, esto sucede principalmente con las plantas de generación fotovoltaicas, causando una desviación de frecuencia que presenta oscilaciones debido al retraso en el tiempo de respuesta del control de las plantas de generación convencionales.
- 2) En los dos casos presentados donde la generación renovable es menor y en el segundo caso presentado del mes de agosto donde la generación renovable es mayor, el sistema eléctrico, la mayor parte del tiempo, se mantiene apoyando la regulación de la frecuencia. Aunque el valor del índice CPS1 no cumple con el valor máximo (200%) este se mantiene por encima del 100%, de manera que, si la generación renovable sufre pérdidas, la red eléctrica puede reponer algunos de estos cambios de generación con sus plantas convencionales sin afectar la operación de los sistemas interconectados.
- 3) El índice del CPS1 llegó al nivel máximo de violación en solo un caso de cuatro analizados, asimismo, con el índice CPS2 se presentó una sola violación en los cuatro casos presentados, ambos sucedieron en el caso con penetración

renovable del 37.7% en el mes de diciembre. De esto se concluye que el principal problema que la integración de generación renovable de gran escala introduce a la operación del sistema eléctrico de Baja California es la posible oscilación de frecuencia que pudiera ocurrir por pérdidas y oscilaciones de generación renovable. Se concluye también que los excesos de generación renovable, aunque no sean deseados, no son de gran magnitud y, a lo largo del mes, no resultan tan comunes y críticos para afectar el índice CPS2.

- 4) La principal estrategia que se pudiera utilizar para atenuar la disminución de cumplimiento de estos índices es integrar sistemas de almacenamiento de energía para compensar las oscilaciones, que entreguen energía almacenada cuando la generación renovable esté disminuyendo por algún efecto climático y que absorban la generación renovable cuando se esté excediendo la necesidad de alimentar la demanda.
- 5) En caso de que la generación renovable llegue a tener un nivel de penetración mucho mayor a las necesidades de la demanda del área de control, la estrategia más simple es acortar la penetración de generación renovable para que no sucedan excesos de generación y/o desviaciones de frecuencia en la red, lo que en la literatura es conocido como energy curtailment (corte de energía), aunque esta es una estrategia de operación no deseada [21].

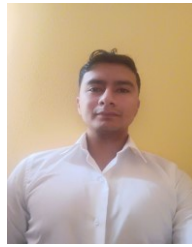
## REFERENCIAS

- [1] "About WECC" WECC – Western Electricity Coordinating Council. <https://www.wecc.org/Pages/home.aspx> (accessed Mar. 22, 2023).
- [2] A. Pappachen and A. P. Fathima, "NERC's control performance standards based Load Frequency Controller for a multi area deregulated power system with ANFIS approach", *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 9, no. 4, pp. 2399–2414, 2018.
- [3] N. Jaleeli and L. S. VanSlyck, "NERC's New Control Performance Standards", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 1092–1099, 1999.
- [4] M. Fekri-Moghadam, "Efficient hydroelectric generation using novel balance schemes". *Ph.D. thesis. Dept. of Elect. and Comp. Eng.*, University of British Columbia, Vancouver, Canada, 2015.

- [5] *Real Power Balancing Control Performance*, NERC standard BAL-001-1, 2013.
- [6] *Real Power Balancing Control Performance*, NERC standard BAL-001-2, 2013.
- [7] Y. Chang, Y. Mu, C. Wang, and W. Li, "Study on the balancing authority Ace Limit Standard of North American Power Grid," *IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, vol. 13, no. 12, pp. 1716–1726, 2018.
- [8] DOF. 2016, Apr. 8, RES/151/2016, Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica. [Online]. Available:
- [9] *Real Power Balancing Control Performance*, NERC standard BAL-001-MX-0, 2013.
- [10] Y. V. Makarov, C. Loutan, J. Ma, and P. de Mello, "Operational impacts of wind generation on California Power Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 1039–1050, 2009.
- [11] Z. Bin-Zahid, "Estimation of Frequency Control Performance Index". *M. S. thesis. Dept. of Elect. and Comp. Eng., Univ. of Manitoba., Winnipeg, Canada*, 2014.
- [12] V. Alvarez, S. Mazuelas, and J. A. Lozano, "Probabilistic load forecasting based on adaptive online learning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3668–3680, Jan. 2021.
- [13] A. Oneal, "A simple method for improving control area performance: area control error (ACE) diversity interchange ADI", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 2, pp. 1071–1076, 1995.
- [14] N. Cohn, "Considerations in the regulation of interconnected Areas", *IEEE Transactions Power Apparatus and Systems*, vol. 86, pp. 1527–1538, 1967.
- [15] NERC, "Balancing and frequency control," NERC Resources Subcommittee, 2011.
- [16] H. Yousef, "Load Frequency Control of Power Systems," in *Power System Load Frequency Control Classical and Adaptive Fuzzy Approaches*, 1st ed. Boca Raton: CRC PRESS, 2017, pp. 7–31.
- [17] "Interconnection Epsilons." NERC. [Online]. Available: <https://www.nerc.com/comm/OC/Pages/RS/Interconnection-Epsilons.aspx>.
- [18] "Frequency Bias Settings." NERC. [Online]. Available: [https://www.nerc.com/comm/OC/BAL0031\\_Supporting\\_Documents\\_20\\_20\\_DL/BAL-003\\_Frequency\\_Bias\\_Settings\\_02Apr19.pdf](https://www.nerc.com/comm/OC/BAL0031_Supporting_Documents_20_20_DL/BAL-003_Frequency_Bias_Settings_02Apr19.pdf).
- [19] "Pronósticos de Generación Intermitente", Cenace.gob.mx. [Online]. Available: [https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/H\\_PronosticosGeP.aspx](https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/H_PronosticosGeP.aspx).
- [20] "Estimación de la Demanda Real del Sistema", Cenace.gob.mx. [Online]. Available: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/EstimacionDemandaReal.aspx>.
- [21] S. Saha, V. J. Sriprasath, M. R. Ashwin, B. Shivram and A. G. Kumar, "Renewable Energy Curtailment Reduction for California," *2021 International Conference on Advances in Electrical, Computing, Communication and Sustainable Technologies (ICAECT)*, Bhilai, India, 2021, pp. 1–7



**Paul Gabriel Ruiz Rios** received his degree in electrical engineering from Instituto Tecnológico de Mexicali, México and his M.Sc. degree in electrical inengineering from Instituto Tecnológico de Morelia, México in 2019 and 2021 respectively. He is currently pursuing his Ph.D. degree from Instituto Tecnológico de Morelia. His research interests are power system stability and analysis of the integration of renewable sources to power systems.



**Juan Carlos Pérez Calderón** received his degree in electrical engineering from Instituto Tecnológico de Morelia, México in 2019. He is currently pursuing his M.Sc. degree from Instituto Tecnológico de Morelia. His research interest is analysis of the integration of renewable sources to power systems.



**Hector Francisco Ruiz Paredes** received his degree in industrial electrical engineering from Instituto Tecnológico de Morelia, México, his M.Sc. degree in electrical engineering from Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, México and his Ph.D. in electrical engineering from the University of Manchester Institute of Science and Technology, U.K. He is a professor-researcher at the Instituto Tecnológico de Morelia, is an IEEE Life Senior Member. His research interests are the control and automation of electrical distribution systems.



**José Horacio Tovar Hernández** received his degree in electrical engineering from Instituto Tecnológico de Morelia, México and his M.Sc. and Ph.D. degree in electrical engineering from Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, México. He is currently pursuing his Ph.D. from Instituto Tecnológico de Morelia. His research interests are power system stability and analysis of the integration of renewable sources to power systems.