

Estudios dinámicos para la conexión de centrales eléctricas renovables en cumplimiento con los requisitos del Código de Red en México

Pérez G. Jesús M.
Barlovento-E2Q de México
Guadalajara, México
jmauricio@barlovento-recursos.com

Martinez L. Miguel
Energy To Quality – E2Q
(Grupo Barlovento)
Madrid, España
mmartinez@energytoquality.com

Eguia L. Pablo
Dep. of Electrical Engineering
University of the Basque Country
Bilbao, Spain
pablo.egua@ehu.eus

Resumen— En el proceso de permisos de conexión de centrales eléctricas, tanto en México como en muchos otros países, es necesario verificar que la tecnología e infraestructura que conforman la planta de generación a conectar, cumplen con los requisitos técnicos del Código de Red vigente. Este documento establece los requerimientos técnicos de diseño y control que deben cumplir las centrales para que su conexión sea segura para la red. Dicha seguridad está enmarcada en criterios de no perturbar a la red en condiciones normales de operación y de contribuir a la recuperación de está en condiciones anormales de operación.

En México, se deben proporcionar al operador (CENACE) los modelos de la planta y sus componentes para que este realice las simulaciones que verifiquen el cumplimiento de dichos requerimientos técnicos. En la medida en que dichos modelos funcionen apropiadamente y estén correctamente parametrizados, es menor el tiempo de respuesta del operador y se supera dicho trámite de manera más eficiente para los intereses del propietario de la central a conectar.

Por tanto, en este trabajo se presenta la metodología para llevar a cabo este proceso de modelación y parametrización de una planta eléctrica renovable y sus componentes, utilizando el software PSSe, en consonancia con los requisitos del Código de Red y del CENACE.

Finalmente, se aplica a un caso práctico y se desarrollan los análisis para facilitar la interpretación de los requisitos.

Dada la complejidad del proceso, se considera importante que se tome en cuenta esta etapa dentro del desarrollo de la metodología de diseño de una central eléctrica, para que el propietario tome en cuenta los requisitos a cumplir, las necesidades de información y colaboración de los fabricantes de equipos, el tiempo involucrado y las afectaciones que puede tener sobre la puesta en servicio de la planta.

Palabras Clave— Código de Red, CENACE, Nuevas Centrales Eléctricas, Energía Renovable, Interconexión al Sistema eléctrico.

I. INTRODUCCIÓN

A. Antecedentes

Actualmente el proceso de aprobación de interconexión de nuevas Centrales Eléctricas (C.E.) entre el promotor y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) puede llevar más tiempo del considerado en el proyecto, ya que se deben verificar los modelos dinámicos de las nuevas C.E. En caso de encontrar algún incumplimiento, el promotor deberá subsanarlo y reenviar nuevamente la información al CENACE, volviéndose repetitivo hasta que se cumplan los requisitos impuestos en esta fase. Por lo que, de haber un estudio o verificación de los modelos preliminar por parte del promotor, las posibilidades de que sus modelos tengan un incumplimiento disminuirían considerablemente, implicando menos tiempo tanto para su proceso de aceptación, como para la planeación del CENACE, logrando una optimización del proceso y volviéndolo más fluido.

De la misma forma y en virtud de la alta penetración que han tenido las energías renovables y las nuevas tecnologías de generación eléctrica en el sistema eléctrico mexicano y; considerando que existe un panorama alentador con el cual habrá una inclusión aún mayor en los próximos años, se ha desarrollado este artículo para desarrollar de manera explícita el proceso de análisis técnico que se utiliza en México para la autorización de la interconexión de nuevas C.E. tomando como base el código de red mexicano en su apartado “Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos Para la Interconexión de Centrales Eléctricas Al Sistema Eléctrico Nacional” [1], el “Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga” [2] y el “Anexo B: Ejemplo de reporte de pruebas a modelos en PSS/e de inversor y controlador de planta instalados en las centrales eléctricas AAA y BBB”. [3]

Se ha realizado el proceso de simulación utilizando el programa PSS/e, el cual es autorizado e implementado por el CENACE para los estudios de la red eléctrica y la incorporación de nuevas centrales eléctricas a la misma.

En colaboración de Barlovento- E2Q México y la Universidad del País Vasco, se analizaron y simularon los requerimientos técnicos de interconexión en el modelo agregado de una C.E. fotovoltaica real cuya potencia es de

82.9MW y estaría localizada al norte del país [4]. Siendo los requerimientos estudiados:

- Requerimientos ante condiciones dinámicas o de falla.
- Requerimientos ante variación de frecuencia.
- Requerimientos de control de tensión y potencia reactiva- Modos de Control de Q (Control de Potencia reactiva, control de Factor de Potencia y control de Tensión).

En este documento se desarrolla una metodología que permite preparar los casos y simulaciones correspondientes, a los requerimientos que solicita el CENACE en nuevas C.E., con el objeto de evaluar la parametrización que se les ha dado y verificar su comportamiento según los requerimientos interpretados en el código de red. [1][3] En cada requerimiento se hará una interpretación de lo solicitado por el CENACE dentro del código de red [1] y el proceso de simulación que se siguió dentro del PSS/e junto con la interpretación de sus resultados.

B. Contexto

En el 2018, México generó 317,278 GWh. El 23.2% se produjo mediante energías limpias. Por otro parte, se puede destacar el incremento de las energías renovables dentro del territorio nacional, por ejemplo, la capacidad instalada de la generación fotovoltaica, que de 25 MW en 2009 pasó a 2 555MW en 2018. [5]. Además, México, dentro de la Ley de Transición Energética (LTE), estableció como objetivo una participación mínima de energías limpias en la generación eléctrica del país del 30% para el 2021 y del 35% para el 2024. [6]. Por lo que es claro que existe un crecimiento exponencial en la implementación de nuevas centrales eléctricas en el país.

Por otra parte, las Centrales Eléctricas en México se clasifican por su potencia y el punto donde se interconectarán, se puede ver la Tabla 1 del Manual regulatorio [1], considerando las de mayor importancia para el Sistema Eléctrico las de Tipo C y D que se muestran en la Tabla 1, ya que son de mayor potencia y con más requerimientos técnicos.

Áreas síncronas	C.E. Tipo C	C.E. Tipo D
Sistema Interconectado Nacional	$10MW \leq P < 30MW$	$P \geq 30MW$

Tabla 1 Adaptación de la Clasificación de una C.E. según su capacidad y área de conexión. [1]

Actualmente, el CENACE debe realizar los estudios de interconexión de las C.E. de conformidad con las siguientes precisiones:

- Estudio indicativo, el cual indicara de manera preliminar las características específicas de la infraestructura requerida para la interconexión de la C.E., tomando como base los criterios mínimos de interconexión.
- Estudio de impacto, éste incluirá las características específicas de la infraestructura requerida para la interconexión de la C.E. que permita cumplir con el criterio mínimo de interconexión. Considerará los análisis en estado estable y estabilidad transitoria, según los requerimientos del código de red.

- Estudio de instalaciones, señalará los costos estimados de las características específicas de la infraestructura requerida de interconexión, las características de los sistemas de medición, subestaciones y actualizaciones o mejoras que se deban realizar para lograrla interconexión de la C.E.

II. REQUERIMIENTOS Y PLANTEAMIENTO DE LOS ESTUDIOS.

El CENACE solicita los modelos digitales de la central eléctrica, su respectivo flujo de potencia y sus librerías correspondientes, estos deberán entregarse en archivos aptos para PSS/e, GE PSLF, EMTP/RV o PSCAD, siendo estos los 4 softwares que llega a utilizar y aceptar el CENACE para la planeación y estudios del SEN. Este documento se ha desarrollado para PSS/e como se mencionó anteriormente. Las especificaciones técnicas varían en función del tipo de C.E., siendo las “C.E. de tipo D” las de mayor exigencia, ya que se refiere a las centrales de 30MW o más en el SIN, como se muestra en la Tabla 1, y, por lo tanto, pueden llegar a tener mayor impacto en la red.

El reporte de las pruebas que se le realizan a los modelos de las Centrales Eléctricas está conformado por:

- Inicialización de los modelos.
- Requerimientos ante condiciones dinámicas.
- Requerimientos ante variación de frecuencia.
- Requerimiento de control de tensión.

A. Modelo de la Central Eléctrica

Para el estudio de una C.E. real y sus simulaciones conforme a lo solicitado por el código de red, de debe trabajar con un modelo de la planta que tome en cuenta la mayor cantidad de componentes. En el caso particular de México, se trabaja con modelos denominados “agregados” de la planta.

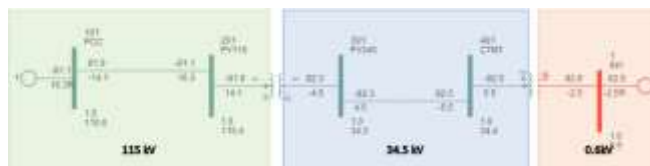


Fig. 1 Diagrama del Modelo Agregado de la C.E. fotovoltaica, separado por niveles de tensión.

La diferencia entre un modelo agregado y un modelo detallado de una C.E. radica en el nivel de detalle que se presenta en los subsistemas que conforman a esta última. El modelo detallado nos mostraría cada componente que conforma a la C.E. que, de ser de gran capacidad, aumentará de forma considerable la complejidad del modelo y el tiempo de análisis. Por otro lado, el modelo agregado, nos permite representar una C.E. como un sistema más sencillo, con menos elementos y componentes equivalentes los cuales darán respuestas semejantes al modelo detallado, con el beneficio de que el tiempo de análisis será mucho menor. El modelo agregado es de gran utilidad cuando se trata de analizar el comportamiento externo de una C.E. El modelo agregado particular empleado en este artículo es el mostrado en la Fig. 1.

B. Herramienta de Simulación Digital

En este artículo se desarrolla la modelación y simulación en la plataforma de software de SIEMENS PSSe versión 34.4.0.

Este software es una herramienta de simulación y análisis para la planeación y operación de sistemas eléctricos. Permite realizar estudios de la red en estado estable y estado dinámico para conocer la respuesta y el comportamiento que se tendrá ante diversos escenarios.

1) Play Back Model (PLB)

Dentro de PSS/e existen diversos modelos de generadores para estudios dinámicos, dependiendo el estudio que se vaya a realizar. Particularmente, para simulaciones dinámicas donde se busca cambiar los niveles de tensión o la señal de frecuencia de un bus, la mejor opción es utilizar un PLB.

Dentro de PSS/e, el nombre con el que se encuentra el modelo es "PLBVFU1". Este modelo actúa como el modelo de un generador. Dentro de su archivo de programación, se especifica el tiempo en segundos, el nivel de tensión en p.u. y la frecuencia en Hz. Esto permitirá modificar el nivel de tensión o la frecuencia de la red según la programación que se le asigne. [7]

III. REQUERIMIENTO Y ESTUDIOS PARA LAS NUEVAS CENTRALES ELÉCTRICAS.

A. Requerimientos ante condiciones dinámicas de falla.

Según se interpreta en el código de red mexicano, una condición dinámica o de falla será aquella circunstancia donde la tensión de la red en el punto de interconexión sufra una variación superior a los límites establecidos, $0.9 \text{ pu} \leq V_{POI} \leq 1.1 \text{ pu}$, pudiendo ser caída de tensión o sobretensión. Fig. 2

El propósito de este requerimiento es por un lado determinar que la C.E. es capaz de mantenerse conectada ante un evento de falla (dentro de los parámetros exigidos por el C.R.) y que por el otro, su respuesta es adecuada para la recuperación del sistema, en los instantes posteriores al despeje de la falla.

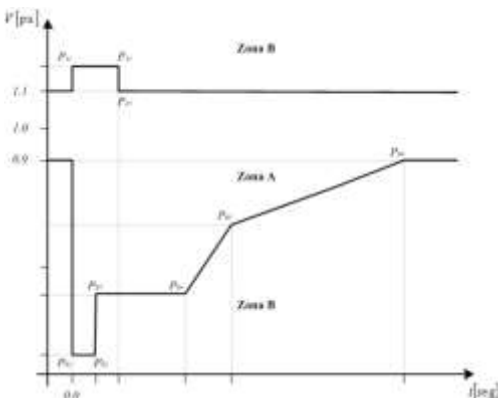


Fig. 2 Respuesta de la C. E. de tipo D ante condiciones dinámicas o de falla. Figura extraída del Código de Red [1]

1) Caída de Tensión

Una caída de tensión o "hueco de tensión" es causado por un incremento brusco en la magnitud de la corriente,

ocasionado típicamente por una falla en el sistema eléctrico o, como resultado de la conexión de una carga o elemento en la red. El hueco de tensión de interés a estudiar es el ocasionado por una falta franca en el punto de interconexión. Por lo anterior, se pueden distinguir dos parámetros que determinarán el estudio de hueco de tensión, el cual será la profundidad del hueco de tensión y la duración de éste.

a) Simulación de Caída de Tensión utilizando PLB

La simulación que se ha de realizar estará conformada por 3 etapas, la primera de ellas será en estado estacionario y sin perturbaciones con un tiempo de duración de $t = 1$ segundo, esto para ver el correcto funcionamiento de la Central Eléctrica. Posteriormente se simulará la falla, la cual, dependiendo sea el caso, "t" tendrá diferentes valores. Por último, se despejará la falta para poder evaluar la actuación de la Central Eléctrica en el periodo de post-falla y determinar si cumple con lo requerido por parte del Código de red. La simulación en total tendrá una duración de $t = 10$ segundos, esto se determina tomando como base las simulaciones que realiza el CENACE. [3].

La primera simulación se realizó con un hueco de tensión programado en la PLB de 450ms, en los cuales dentro de la Fig. 3 se aprecia la tensión y la frecuencia en el punto de interconexión y en la Fig. 4 la respuesta de P y Q. Como solicita el manual de la CRE [1], la C.E. se mantuvo conectada y aportando potencia reactiva para contribuir a la estabilidad del sistema. Cumpliendo con lo solicitado por el manual.

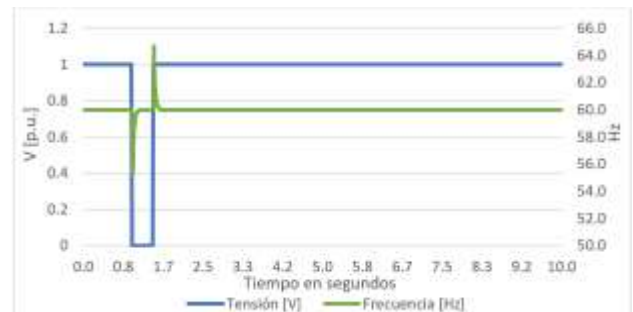


Fig. 3 Tensión en el punto de interconexión utilizando un PLB, con un hueco de tensión de duración de $t=450\text{ms}$.

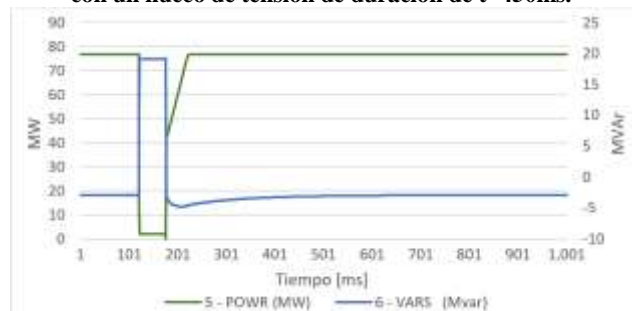


Fig. 4 Respuesta de Potencia Activa y Reactiva del Inversor utilizando una PLB, con hueco de tensión de duración $t=450\text{ms}$.

En la segunda Simulación, se busca comprobar la correcta desconexión de la C.E., por lo que, el hueco de tensión se alarga a una duración de 800ms. En la Fig. 5, se aprecia como la C.E. al llegar al superar su límite de tiempo para soportar un hueco de tensión, se desconecta y deja de aportar P y Q. [5]

Contrastando los resultados con las exigencias de la CRE [1], se aprecia que la C.E. cumpliría satisfactoriamente el primer requerimiento. Sin embargo, al existir otra forma para realizar esta simulación dentro del PSS/e, resulta de interés contrastar los posibles resultados.

Se debe destacar que es importante contar con la parametrización adecuada de los elementos de control, en virtud de que su ajuste permita por una respuesta apropiada en cuanto a cercanía a la realidad y acorde con las exigencias técnicas.

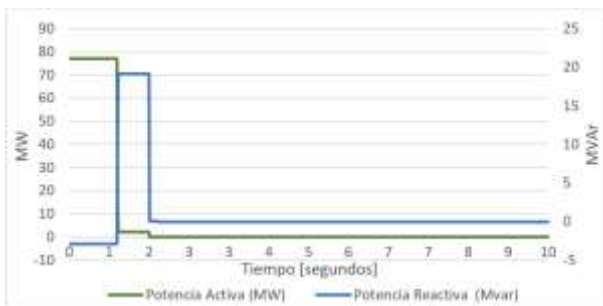


Fig. 5 Respuesta de Potencia Activa y Reactiva del Inversor utilizando una PLB, con hueco de tensión de duración $t=800\text{ms}$.

b) Sobretensión

El código de red mexicano indica que la C.E. deberá permanecer conectada a la red ante una sobretensión de 1.15 p.u. durante 200ms (Fig. 6). La Central Eléctrica deberá mostrar una disminución en el aporte de Potencia Reactiva y en post-falta, deberá recuperar sus valores nominales.[1]

Para la verificación de este requerimiento expuesto en el código de red mexicano, se realizaron dos simulaciones. En la primera, la Central Eléctrica soporta una sobretensión sin desconectarse de la red eléctrica como se observa en la Fig. 7 y la potencia activa prácticamente permanece estable. Una vez despejada la falta, la C.E. regresa a sus valores nominales.



Fig. 6 Tensión en el punto de interconexión con una sobretensión de 50ms.

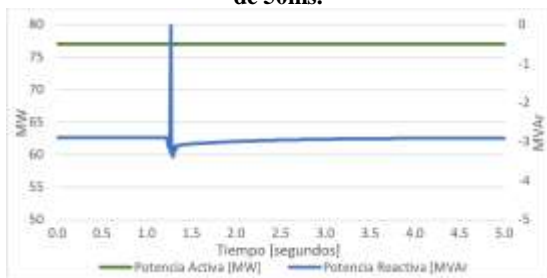


Fig. 7 Respuesta de Potencia Activa y Reactiva del Inversor utilizando una PLB, con un pulso de sobretensión de 50ms

En el segundo caso, se aplicó una sobretensión sostenida de 1.5 p.u. en el punto de interconexión a través del tiempo por lo que dispara las protecciones y se desconecta de la red de forma adecuada [1], como se muestra en la Fig. 8.

Ambas simulaciones se realizaron para 5s, como lo ejemplifica el CENACE.[3]

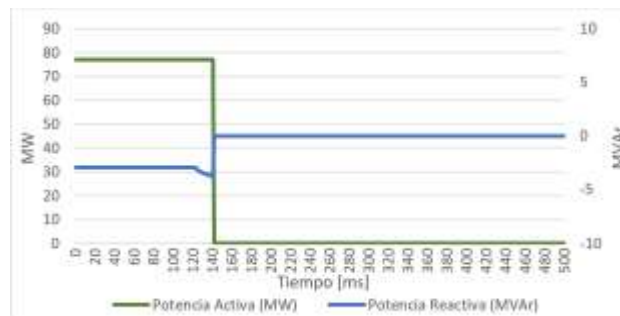


Fig. 8 Potencia activa y reactiva del inversor ante una sobretensión sostenida.

c) Zonas de actuación

Conforme a la parametrización que se le designó al inversor para las simulaciones anteriores y, una vez demostrada su correcta actuación, se puede comprobar la zona de funcionamiento en comparación a lo que exige el código de red [1], como se puede ver en la Fig. 9. Siendo ligeramente más grande el área de funcionamiento que presenta el inversor que el que exige el código de red, por lo que, debería tener un desempeño satisfactorio en la vida real y para la etapa de comprobación del operador.



Fig. 9 Representación gráfica de las áreas de actuación del inversor.

B. Requerimientos ante variaciones de frecuencia.

La frecuencia de un sistema eléctrico de potencia depende del balance entre generación y demanda, no solo en régimen estacionario, sino de manera dinámica con los propios cambios que constantemente suceden en la red. Un cambio en la demanda de la potencia real en algún punto de la red se reflejará a través del sistema como un cambio de frecuencia.[9]. En condiciones de estado estacionario, el total de potencia generada por las centrales eléctricas debe ser igual a las cargas más las pérdidas del sistema como lo expresa la Ecuación 1.

$$P_{Gen} = P_{Cargas} + P_{Pérdidas}$$

Ecuación 1 Balance de Potencias.

En la vida real, el perfil de variación de la “P_{Carga}” es continuo y, por tanto, la frecuencia está en constante cambio. Lo importante es que dicho cambio esté dentro de un rango que no ponga en riesgo la seguridad operativa del SEP, es por esto, que el código de red mexicano establece los requerimientos de interconexión ante variaciones de frecuencia, buscando minimizar los repentinos desajustes en el SEN y salvaguardar la fiabilidad del suministro eléctrico. El Código de Red establece estos rangos dentro de la Tabla 2 del Manual Regulatorio [1]. Las C.E deberá contar con un control sobre la potencia activa el cual deberá activarse ante una condición de alta frecuencia, a partir de 60.2Hz y de baja frecuencia, a partir de 59.8Hz. Es decir, deberá tener la capacidad de modificar el aporte de potencia activa a la red en función de la variación de la frecuencia en el punto de interconexión, con una capacidad de regulación entre el 3% y el 8%; y esta respuesta deberá de activarse en un tiempo menor a los 2 segundos [1].

El control primario se puede apreciar de forma gráfica en la Fig. 10, el cual deberá contar con una banda muerta de respuesta a la frecuencia y, ante un aumento en la frecuencia nominal de la red, la potencia activa de la C.E. deberá disminuir mientras que, ante una disminución de la frecuencia nominal de la red, la potencia de la C.E. deberá aumentar. Los parámetros que debe seguir la C.E. están expresados en la Tabla 2.

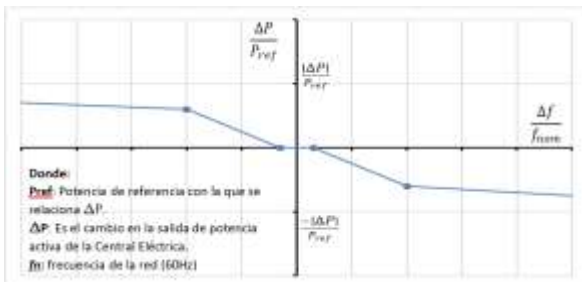


Fig. 10 Control primario de frecuencia de la Central Eléctrica. Figurada recuperada del Código de Red. [1]

Parámetros	Rangos
Intervalo de potencia activa en relación con la potencia de referencia	$\frac{ \Delta P }{P_{ref}}$ 3-10%
Insensibilidad propia del control de respuesta a la frecuencia.	$ \Delta f $ 5-15mHz
	$\frac{ \Delta f }{f_{nom}}$ 0.008-0.025%
Banda muerta de respuesta a la frecuencia	± 30 mHz
Característica de regulación	3-8%

Tabla 2 Parámetros de activación de la respuesta de la potencia activa a la frecuencia resultantes de un cambio en el paso de frecuencia. Tabla recuperada del Código de Red mexicano. [1]

La simulación que se ha realizado está basada en el ejemplo del CENACE [3], comprobando subfrecuencia y sobrefrecuencia. Se hizo la simulación de la C.E., al 100%,80% y 60% de su potencia nominal, comprobando que la C.E. pueda aumentar el aporte. En estos requerimientos se

parametrizaron y comprobaron las protecciones contra sobrefrecuencia y subfrecuencia, las rampas de respuesta ante sobrefrecuencia y las rampas de respuesta ante subfrecuencia.

1) Comprobación de protecciones.

Se realizaron dos simulaciones con la potencia nominal de la C.E. La primera se muestra en la Fig. 11, se realizó programando dentro de la PLB un incremento constante den la frecuencia después de 10 segundos de condiciones nominales, de 60Hz hasta 65.5HZ a lo largo de 990 segundos. Se muestra claramente como, por la parametrización dada al PPC y al Inversor, la C.E. se desconecta al superar los 62.4Hz.

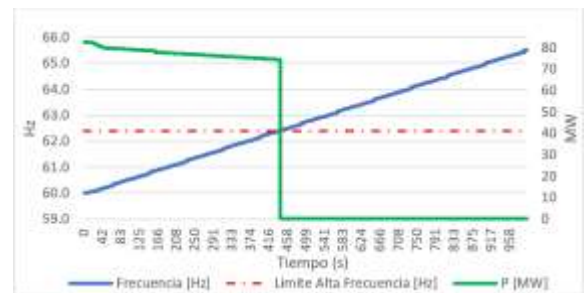


Fig. 11 Prueba de desconexión de la C.E. ante alta frecuencia.

Igualmente se programó la fuente PLB un decremento constante en la frecuencia después de 10 segundos de condiciones nominales, de 60Hz hasta 50.5Hz a lo largo de 990 segundos. Y se demostró como, por la parametrización dada al PPC y al Inversor, la C.E. se desconecta al disminuir más de los 57.0Hz. En ambas simulaciones, la actuación de la C.E. sería aceptable según los criterios expuestos por el CENACE en el código de red [1][3].

2) Respuesta ante sobrefrecuencia.

En la Fig. 12 se observa cómo se caracterizó la frecuencia de la PLB para producir diferentes incrementos a lo largo de la simulación de 60 s, iniciando en 60Hz y terminando en 60.5Hz. Por su parte la C.E. se simuló iniciando al 60% de su potencia nominal y se muestra cómo efectúa los cambios de consigna en P, a favor de contribuir a la estabilidad de la red. Los resultados de las simulaciones al 80% y 100% de su potencia nominal tienen prácticamente el mismo comportamiento [4]. Esta información fue trabajada en una hoja de cálculo para generar la curva P-f.

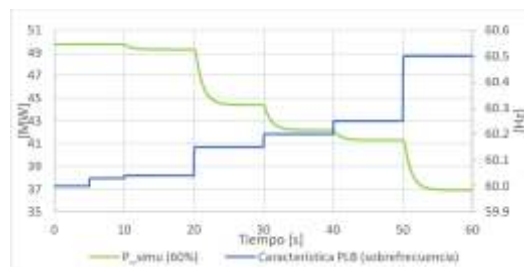


Fig. 12 Respuesta de P(t) y f(t) con la C.E. al 60% para sobrefrecuencia

La parametrización de la C.E. para su control P-f, fue realizada dentro del modelo dinámico del PPC. Y evaluado según la característica de regulación solicitada por el CENACE en la Ecuación 2. Por su parte la curva P-f de la C.E. al 60% de su capacidad nominal para sobrefrecuencia se muestra en la

Fig. 13 y se compara con las dos pendientes de control que solicita el CENACE [1]. Las respuestas que se obtienen con la C.E. al 80% y 100% de su capacidad nominal son prácticamente iguales. [4]

$$\frac{\left(\frac{|f_1 - f_2|}{f_{ref}}\right)}{\left(\frac{|P_1 - P_2|}{P_{nom}}\right)} \cdot 100 = 3 - 8\%$$

Ecuación 2 Característica de Regulación solicitada por el CENACE.

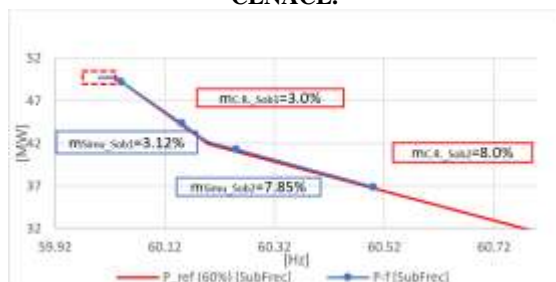


Fig. 13 Respuesta P-f, con la C.E. al 60% para sobrefrecuencia.

3) Respuesta ante subfrecuencia.

En la Fig. 14 se observa la simulación de los decrementos en la simulación de 60 s, iniciando en 60Hz y terminando en 59.5Hz. Por su parte la C.E. se simuló iniciando al 60% de su potencia nominal. Aquí es importante mencionar que en la simulación al 100% de su potencia nominal, la respuesta se vería limitada, ya que no podría aumentar su aporte de potencia.

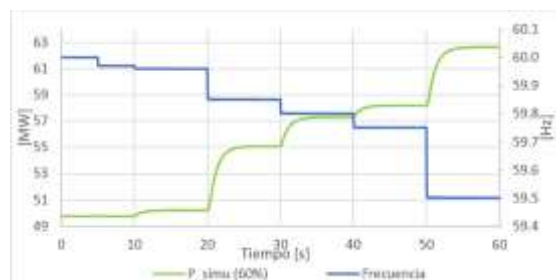


Fig. 14 Respuesta de P(t) y f(t) con la C.E. al 60% para subfrecuencia.

La parametrización de la C.E. para su control P-f, fue realizada dentro del modelo dinámico del PPC. Y evaluado según la característica de regulación solicitada por el CENACE en la Ecuación 2. Por su parte la curva P-f de la C.E. al 60% de su capacidad nominal para subfrecuencia se muestra en la Fig. 15 y se compara con las dos pendientes de control solicitadas [1]. Las respuestas que se obtienen con la C.E. al 80% de su capacidad nominal son prácticamente iguales. [4]

C. Requerimiento de control de tensión y potencia reactiva.

Dado que el Sistema Eléctrico está en constante cambio y la tensión del sistema se encuentra estrechamente relacionada con la demanda de potencia reactiva en el mismo, es de suma importancia que las Centrales Eléctricas tengan la capacidad de modificar su aportación de potencia reactiva a favor de contribuir a la estabilidad y seguridad del SEN siguiendo los parámetros que pudiese indicar el CENACE según su planeación o contingencias.

La C.E. debe contar con tres tipos de control de tensión y potencia reactiva, dichos modos actuarán directamente sobre el consumo o aporte de la potencia reactiva de la C.E. y se conocen como:

- Control de Potencia Reactiva (Q)
- Control de Factor de Potencia (F.P.)
- Control de Tensión (V)

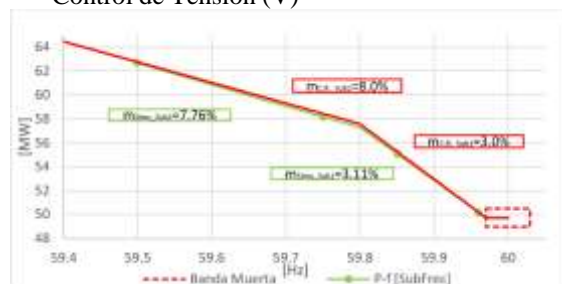


Fig. 15 Respuesta P-f, con la C.E. al 60% para subfrecuencia.

Independientemente del modo de control, ante el cambio de consigna en la C.E. asíncrona, debe de lograrse el 90% de la consigna dentro de un tiempo $t1 \leq 3$ s, y debe ubicarse en el valor especificado en un tiempo $t2 \leq 5$ s con una tolerancia de consigna en estado estable la cual varía conforme al modo de control de potencia reactiva [1].

1) Control de Potencia Reactiva (Q)

El código de red señala que se debe alcanzar el 90% de la consigna en un tiempo inferior a 3s, y ubicarse en el valor especificado en un tiempo máximo de 5s, con una tolerancia en estado estable no mayor a 2%. Para verificar el correcto funcionamiento del modo de control de potencia reactiva de la central eléctrica se realizan cambios de consigna de la potencia reactiva de +/- 27.353 MVar, el cual equivale al aporte solicitado por el CENACE de +/- 0.33 p.u. y se comprueba en la Ecuación 3.

$$Rango = \frac{Q}{P_{Max}}; \frac{27.353MVar}{82.9MVar} = 0.33$$

Ecuación 3 Rango=Q/P_Max.[1]

Para verificar el control de potencia reactiva, se simuló 45 s, a partir de t=5s, se realizaron cambios en la consigna de Q, de 27.35MVar hasta -27.35MVar, como se puede observar en la Fig. 16, esto para verificar que la C.E. tenga la capacidad de aportar y consumir Q en beneficio de la red y cumpliendo lo solicitado por el CENACE. En este modo de control, se trabajó con la C.E. al 100% de su potencia nominal, para corroborar su desempeño en su capacidad de aporte y consumo de Q.

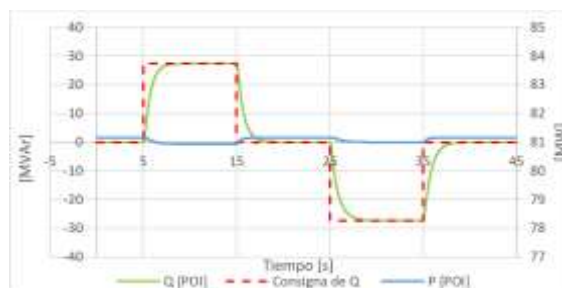


Fig. 16 Respuesta de la C.E. ante el cambio de consigna de Q en el POI.

Dado que la C.E. alcanza el 90% de la consigna dada y cumple con los tiempos expuestos en el código de red y cuyo análisis detallado se puede encontrar en el trabajo de Simulaciones Digitales [4]. Se consideraría que la respuesta es satisfactoria.

2) Control de Factor de Potencia

En el modo de control de factor de potencia, el código de red establece que la Central asíncrona debe controlar el factor de potencia automáticamente dentro del rango de potencia reactiva requerida, teniendo el objetivo alcanzar el 90% de la consigna solicitada por el CENACE en un tiempo igual o inferior a 3s, y ubicarse en el valor de la consigna especificado en un tiempo máximo de 5s, con una tolerancia en estado estable de hasta un 0.1%. De igual forma, el código de red mexicano indica que las centrales eléctricas asíncronas deben tener la capacidad de trabajar con un factor de potencia de 0.95, en atraso y en adelante. [1][3]

Para verificar el control de factor de potencia, se simuló 45 s, a partir de t=5s, se realizaron cambios en la consigna de F.P., de 1 hasta 0.95 en adelante y en atraso, como se puede observar en la Fig. 17 donde se muestra la respuesta de la C.E. ante los cambios de consigna del factor de potencia del punto de interconexión, podemos apreciar que cuando el factor de potencia es en adelante, la C.E. consume Q, y cuando el factor de potencia es en atraso, la C.E. aporta Q.

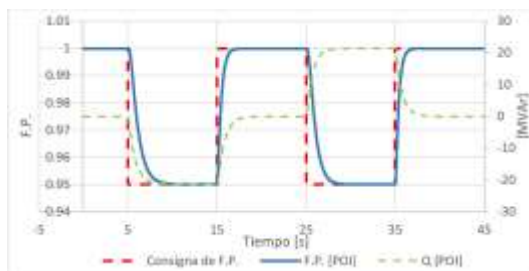


Fig. 17 Respuesta de la C.E. ante el cambio de consigna de F.P. en el POI.

Dado que la C.E. alcanza el 90% de la consigna dada y cumple con los tiempos expuestos en el código de red y cuyo análisis detallado se puede encontrar en el trabajo de Simulaciones Digitales [4]. Se consideraría que la respuesta es satisfactoria y podría ser apta según necesidades del CENACE.

3) Control de Tensión

En el modo de control de Tensión, el código de red establece que, la C.E. asíncrona deberá contribuir al control automático de la tensión de al menos 0.95 a 1.05 p.u., debiendo alcanzar el 90% de la consigna en un tiempo inferior a 3 segundos y ubicarse en el valor especificado en la consigna en un tiempo máximo de 5 segundos, con una tolerancia en estado estable de +/- 0.5%. Al igual que los controles pasados, la simulación consta de 45s, los primeros 5s trabaja en condiciones nominales y, posteriormente se realizan los cambios de consigna en la tensión, como se aprecia en la Fig. 18.

Si bien, el valor de la tensión no alcanza el requerimiento explícito del manual regulatorio, referente a un control en la tensión del punto de interconexión de 0.95 a 1.05 p.u. [1], sí

cumple con el requerimiento del +/- 0.33 p.u. de su potencia nominal como reactiva e inclusive, aporta más, superando los 30 MVar. Se puede justificar técnicamente que la C.E. no tiene la potencia necesaria para influir sobre la tensión eléctrica del punto de interconexión, pero sí cumple con los requerimientos ya que su actuación es correcta ante los cambios de consigna.

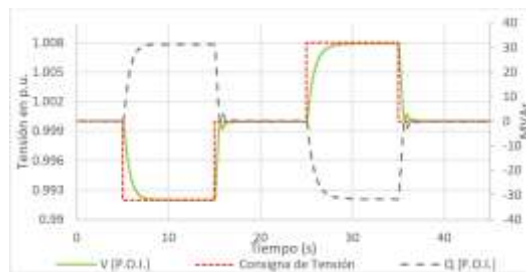


Fig. 18 Respuesta de la C.E. ante el cambio de consigna de V en el POI.

IV. CONCLUSIONES

La parametrización de los modelos dinámicos de la C.E. se debe realizar por el promotor para satisfacer y cumplir los requerimientos del CENACE en función de salvaguardar la seguridad e integridad del Sistema Eléctrico Nacional. Por lo tanto, seguir la metodología expuesta para un estudio previo de requerimientos técnicos, podría optimizar el proceso de aprobación y puesta en marcha de plantas de generación eléctrica, ya que se disminuye el riesgo de que CENACE no encuentre apto el modelo o la parametrización y se tenga que entrar en un proceso de continua retroalimentación entre el CENACE y el promotor.

Con este planteamiento, el promotor volvería más rápido sus procesos y solicitudes de interconexión a la red para nuevas C.E. y el CENACE tendría que invertir menos tiempo en una constante retroalimentación para indicar incumplimientos en los modelos dinámicos que se fuesen diagnosticando en el proceso de revisión.

V. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional. Comisión Reguladora de Energía (CRE) Gobierno de México, 2016, DOF 08/04/2016, Tercera Sección..
- [2] Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. Secretaría de Energía (SENER) Gobierno de México, 2018, DOF 09/02/2018, Segunda Sección.
- [3] ANEXO B: EJEMPLO DE REPORTE DE PRUEBAS A MODELOS EN PSS-E DE INVERSOR Y CONTROLADOR DE PLANTA INSTALADOS EN LAS CENTRALES ELÉCTRICAS AAA y BBB, Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), agosto 2018.
- [4] Jesús M. Pérez "Simulaciones Digitales para Verificación de Cumplimiento del Código de Red Mexicano." T.F.M., Universidad del País Vasco, Bilbao, España.
- [5] PRODESEN 2019 - 2033, "Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista.
- [6] Camara de Diputados del H. Congreso de la Union, "Ley de Transición Energética," Universal (Mexico City, Mexico : 1916), Dic 24, 2015.
- [7] Siemens Industry, "PSS®E 34.4 Model Library April 2018," 2018.
- [8] Siemens Industry, "PSS®E 34.2," Program Op. Manual, April, 2018.
- [9] Hassan Bevrani, Robust Power System Frequency Control. Springer, 2008

