

## **ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA CONSIDERANDO DIFERENTES PORCENTAJES DE INYECCIÓN DE ENERGÍA EÓLICA**

Rodríguez Rivera Omar  
Universidad Nacional Autónoma de México  
Instituto de Energías Renovables (IER) Posgrado  
Privada Xochicalco S/N Temixco, 62580. Morelos México  
Tel.7772674402  
[orr@ier.unam.mx](mailto:orr@ier.unam.mx)

Hernández Mayoral Emmanuel  
Universidad Nacional Autónoma de México  
Instituto de Energías Renovables (IER) Posgrado  
Privada Xochicalco S/N Temixco, 62580. Morelos México  
Tel.7773620090 Ext. 38021  
[embema@ier.unam.mx](mailto:embema@ier.unam.mx)

Jiménez Román Christian René  
Universidad Nacional Autónoma de México  
Instituto de Energías Renovables (IER) Posgrado  
Privada Xochicalco S/N Temixco, 62580. Morelos México  
Tel.9613875637  
[crjiro@ier.unam.mx](mailto:crjiro@ier.unam.mx)

Dueñas Reyes Efraín  
Universidad del Istmo  
División de estudios de posgrado  
Ciudad Universitaria S/N, Barrio Santa Cruz,  
Sto. Domingo Tehuantepec, Oaxaca, México  
Tel.2721563590  
[edr@ier.unam.mx](mailto:edr@ier.unam.mx)

Mendoza Santos Edwin Fernando  
Instituto Tecnológico de Celaya  
Ingeniería Electrónica  
Av. Tecnológico, Fovisste, Celaya, Guanajuato, México  
Tel.4612516343  
[d2003001@itcelaya.edu.mx](mailto:d2003001@itcelaya.edu.mx)

Martínez Reyes Gregorio  
Universidad del Istmo  
División de estudios de posgrado  
Ciudad Universitaria S/N, Barrio Santa Cruz,  
Sto. Domingo Tehuantepec, Oaxaca, México  
Tel.9711130702  
[mrg.23@hotmail.com](mailto:mrg.23@hotmail.com)

## RESUMEN.

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP's) son claves para el desarrollo y progreso de una nación, sin embargo, la inclusión de la energía eólica, como fuente primaria para la generación, replantea los conceptos fundamentales que derivan en nuevos análisis a los SEP's para validar la estabilidad del sistema con dos tipos de generación coexistiendo, es decir la convencional y la eólica. En este estudio se realiza un análisis de estabilidad transitoria en un SEP ante diferentes porcentajes de inyección eólica considerando al Tiempo Crítico de Liberación de Falla (TCLF) como indicador de la estabilidad transitoria. Los escenarios propuestos, permiten efectuar una evaluación del comportamiento dinámico de la red eléctrica ante una falla trifásica con una integración de energía eólica mediante aerogeneradores basados en DFIG (Doubly-fed Induction Generator), evaluando la estabilidad del SEP, ante una inyección del 30% y 40% de la producción de energía.

**Palabras Clave:** estabilidad transitoria, sistemas eléctricos de potencia, energía eólica, DFIG.

## ABSTRACT.

Electric Power Systems (EPS) are key to the development and progress of a nation, however, the inclusion of wind energy, as a primary source for generation, rethinks the fundamental concepts that lead to new analyzes of EPS to validate stability; with two types of generation coexisting, that is, conventional and wind energy. In this study, a transient stability analysis is carried out in an EPS before different percentages of wind energy injection considering the Critical Time of Failure (CTF) as an indicator of transient stability. The proposed scenarios allow an evaluation of the dynamic behavior of the electrical network in the event of a three-phase fault with an integration of wind energy, using variable speed wind turbines, DFIG (Doubly-fed Induction Generator), evaluating the stability of the EPS, with an injection of 30% and 40% of energy production.

**Keywords:** transient stability, electric power system, wind energy, DFIG.

## 1. INTRODUCCIÓN

La confiabilidad en un SEP es de suma importancia, por lo tanto, es necesario que cumpla con ciertos criterios o normas de calidad con respecto a la frecuencia y al voltaje. Lo dicho hasta aquí supone que la confiabilidad de un SEP está directamente relacionada con la estabilidad. La estabilidad se define como el atributo del sistema, o parte de él, que le permite desarrollar en sus elementos fuerzas restauradoras, iguales o mayores que las fuerzas perturbadoras, que permiten establecer un estado de equilibrio entre los elementos [1]. Mantener la estabilidad en un sistema, significa conservar el sincronismo entre varias máquinas generadoras. Lo interesante de este estudio se presenta cuando ocurre una perturbación bajo una condición de demanda estable. Posteriormente ante tal evento, se reajustan los ángulos de voltaje de las máquinas síncronas. Si el sistema desarrolla la habilidad de mantener el equilibrio entre la generación y la demanda, esto nos da como resultado una nueva condición de operación en estado estable [2]. De igual forma, cuando un sistema mantiene su estabilidad, permite suministrar

a la demanda un nivel de voltaje y frecuencia constantes en todo momento, lo cual no es fácil. De hecho, conforme se van interconectando cada vez más sistemas, la tendencia es que se haga complejo [4].

Inicialmente, los SEP's clasificaban a la energía eólica como pequeñas unidades generadoras, por lo que, ante una perturbación proveniente del sistema, las unidades salían de operación para no interponerse con la recuperación de este [3]. Sin embargo, ahora con un alto porcentaje de inyección eólica, se deben de replantear las estrategias a seguir ante perturbaciones, ya que, si opta por las metodologías anteriores, provocaría un desprendimiento masivo de generación o hueco de tensión, contribuyendo a la inestabilidad [5-7]. Por tal motivo, en este estudio se pretende realizar un análisis en estabilidad transitoria ante diferentes porcentajes de inyección de energía eólica el cual proporcionará información importante ante situaciones de falla en donde los TCLF desempeñan un papel importante para los operadores de los SEP's, los cuales con la información adecuada podrán ser capaces de incrementar considerablemente el porcentaje de inyección al SEP sin comprometer la confiabilidad y seguridad operativa.

## 2. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA CON INYECCIÓN DE ENERGÍA EÓLICA.

La mayoría de la potencia eléctrica, usada en los sistemas eléctricos, es generada mediante las máquinas síncronas. Como antes se ha mencionado, para realizar un análisis en estabilidad transitoria en un SEP es de suma importancia conocer las propiedades mecánicas como también eléctricas de los generadores síncronos, ya que después de una perturbación en el sistema, las máquinas deben de ajustar los ángulos de potencia para cumplir las nuevas condiciones de transferencia. El problema de estabilidad implica el estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes a los SEP's. La salida de la potencia de los generadores síncronos varía a medida que oscilan los rotores.

### 2.1. Ecuación de oscilación

La dinámica de los generadores síncronos tiene como relación a los sistemas en rotación. La naturaleza de una perturbación es oscilatoria. Por lo que, si el sistema permanece en estado estable, es por el amortiguamiento de dichas oscilaciones. El objetivo principal de este estudio es el comportamiento del ángulo de la máquina síncrona.

La energía cinética de un cuerpo en movimiento de rotación está dada mediante la siguiente expresión:

$$E.C. = \frac{1}{2} J \omega^2$$

Donde  $\omega$  está en radianes por segundo (rad/s),  $J$  es el momento de inercia en  $J-s^2/rad^2$ . De acuerdo con esto, el momento angular  $M$ , está definido por la siguiente ecuación:

$$M = J\omega \left[ \frac{J-s}{rad} \right]$$

Cuando  $M$  se calcula a partir de  $J\omega$ , con el valor  $\omega$  de la velocidad síncrona de la máquina, se le llama constante de inercia, la cual  $M$  depende del tamaño y tipo de máquina. Cabe mencionar que cuando intervienen varias máquinas en un cierto punto, se deben considerar como una sola. La constante de inercia  $M$  de la máquina equivalente es la suma de todas las constantes de inercia que la conforman.

Cualquier diferencia entre el par mecánico y el par electromagnético de una máquina síncrona, causa una aceleración o desaceleración. Considerando que se deben de despreciar el par causado por el rozamiento mecánico, del aire y las pérdidas en el núcleo de la máquina. Con esto  $T_s$  representa el par mecánico (en la flecha) y  $T_e$ , el par electromagnético. Los valores se consideran positivos para un generador, con el par mecánico en la entrada y en la salida el par eléctrico. Por lo tanto, el par que originará la aceleración de la máquina está dado mediante la siguiente ecuación:

$$T_a = T_s - T_e$$

Donde  $T_a$  será positivo, remarcando la aceleración cuando el par mecánico es mayor que el par electromagnético. Para la potencia de aceleración ocupa la misma expresión, solo haciendo sustitución del par por la potencia obteniendo la siguiente expresión:

$$P_a = P_s - P_e$$

Dado que la posición angular  $\theta$ , está en función de la aceleración, y esta varía con el tiempo, es conveniente medir la posición angular en referencia a un eje que gire a velocidad síncrona. Para este caso el desplazamiento angular,  $\delta$ , en grados eléctricos a partir del eje de referencia que gira en sincronismo. Por lo tanto, la ecuación de oscilación es la siguiente:

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_s - P_e$$

Donde el ángulo para una máquina conectada a un bus infinito es el ángulo de par utilizado en la ecuación. Esto es, dado que el ángulo es la diferencia entre el ángulo interior de la máquina y el ángulo del sistema giratorio síncrono de referencia, que, en este caso, es el bus infinito. El momento angular  $M$  de una máquina,

no es constante, ya que la velocidad de la máquina no difiere mucho de la velocidad de sincronismo a menos que sobrepase el límite de estabilidad. La potencia en la flecha de la máquina  $P_s$  se considera constante para la resolución de la ecuación.

Por lo tanto, para realizar un análisis de estabilidad transitoria, es necesario resolver la ecuación de oscilación, la cual describe el comportamiento de las oscilaciones electromecánicas. Cabe

mencionar que por cada máquina que conforma el SEP, debe de tener su propia ecuación de oscilación. La solución de esta ecuación da a  $\delta$  como función del tiempo, y la gráfica se conoce como curva de oscilación.

## 2.2. Modelo de la red eléctrica

Para el análisis de estabilidad transitoria se propone un SEP basado en el modelo de la IEEE utilizando la plataforma de MATLAB-Simulink® [8], el cual considera 3 generadores síncronos, cargas estáticas, líneas de transmisión, transformadores, etc. Posteriormente, uno de los generadores síncronos será sustituido por una granja eólica utilizando aerogeneradores DFIG (Doubly-fed Induction Generator) el cual se considera generador de velocidad variable. Este tipo de turbina eólica cuenta con un control en el sistema pitch. El lado del rotor del generador está conectado a un convertidor electrónico de potencia (RSC, Rotor side converter) y el estator se conecta directamente a la red eléctrica mediante el convertidor del lado de la red (GSC, Grid side converter). Estos dos convertidores controlan la potencia activa y reactiva del generador DFIG, usando técnicas de control vectorial [9].

El principal beneficio del DFIG, es que ofrece un controlador de potencia real y reactiva independientes, muy parecido a un generador síncrono normal, aunque puede funcionar de forma asíncrona. La industria ha producido y madurado las ideas de control orientado al campo vectorial sobre las máquinas de inducción. Usando estas técnicas de control, los componentes que proporcionan el par de este flujo de rotor, se pueden crear para responder lo suficientemente rápido como para que la máquina permanezca bajo control, incluso durante la duración de perturbaciones significativas de la red. En la Figura 1 se muestra el esquema de la turbina eólica DFIG conectada a la red eléctrica.

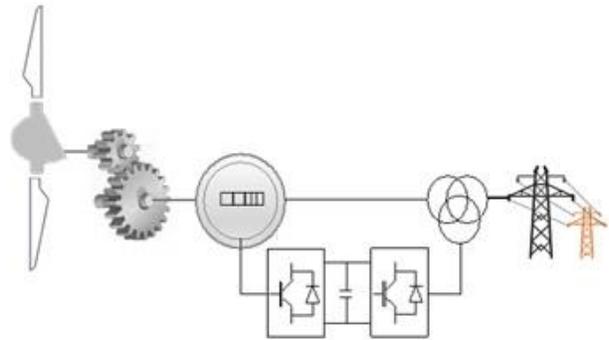


Figura 1: DFIG conectado a la red eléctrica

El modelo de la red eléctrica propuesta permite obtener información sobre el comportamiento dinámico de un SEP, en especial los ángulos de carga de los generadores síncronos, ante una falla en una de las líneas de transmisión y con ello obtener

los TCLF y así determinar si el sistema compromete su estabilidad ante diferentes porcentajes de inyección de energía eólica.

En la Figura 2 se muestra el modelo de la red eléctrica propuesta para este estudio. El modelo representa una red trifásica, la cual por medio de sus tres generadores produce una potencia activa de 320 MW, con un consumo de 315 MW por sus tres cargas estáticas. Así mismo se simula una falla trifásica simétrica en la línea de transmisión 5-7, con una duración de 5 ciclos (0.0833 s).

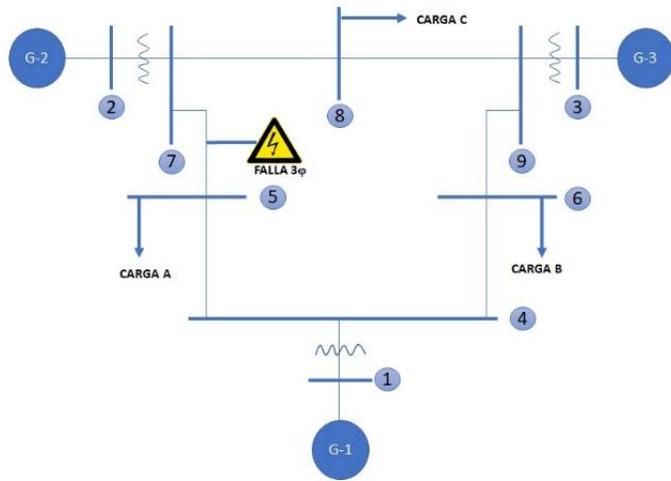


Figura 2: Modelo de la red eléctrica propuesta.

Para la realización de este estudio se modifican los parámetros de la potencia activa de los generadores síncronos, esto con el fin de obtener dos porcentajes, uno del 30% y otro del 40 %, de los 320 MW generados por el sistema propuesto para posteriormente sustituir al generador síncrono por una Granja Eólica, conformada por aerogeneradores DFIG, para el estudio de estabilidad transitoria.

### 3. CASOS DE ESTUDIO

#### 3.1. Escenario 1

En este escenario, para el análisis de estabilidad transitoria, se aplica una falla trifásica simétrica en la línea de transmisión 5-7 en el modelo del SEP propuesto. Por otra parte, la potencia de salida de cada uno de los generadores de la red eléctrica, así como también sus voltajes, están definidos en la Tabla 1.

Tabla 1: Potencia activa y voltaje de la red eléctrica propuesta para el escenario 1.

Generador	Barra	Voltaje (kV)	Potencia (MW)
Síncrono	1	16.50	94.34
Síncrono	2	18	135
DFIG	3	0.58	90

Ahora, se sustituye el generador síncrono 3 por una granja eólica con 60 aerogeneradores de 1.5 MW tipo DFIG. En la Figura 3, se muestra el modelo de la red eléctrica propuesta con las características descritas anteriormente

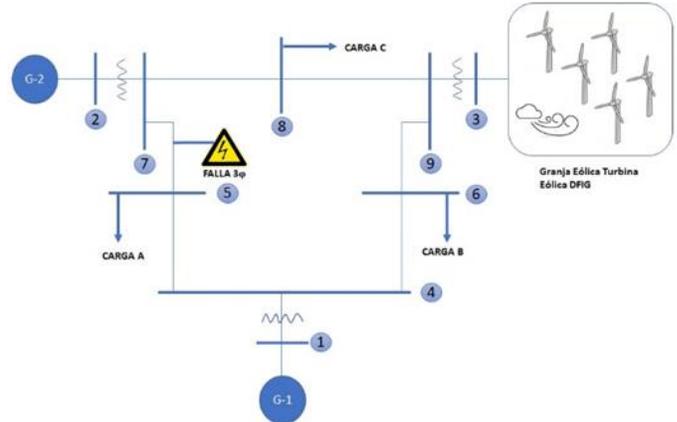


Figura 3: Modelo de la red eléctrica propuesta considerando una granja eólica con turbinas DFIG's considerando una inyección de energía eólica del 30%

Para dar inicio al análisis de estabilidad transitoria se aplica una falla trifásica, cuando el sistema se encuentra estable, con una duración de 15 ciclos (0.250 s). En la Figura 4 se muestra los ángulos de carga para los generadores 1 y 2 en grados eléctricos, en la cual se puede observar que después de la perturbación se presentan oscilaciones sin embargo el sistema logra mantener su estabilidad. Así mismo, en la Figura 5, se aprecia la potencia de salida en pu de la granja eólica de 90 MW, con una entrega de potencia en 1.2 pu al sistema. En ambas figuras el periodo de evaluación para el estudio de estabilidad comprende 10 s.

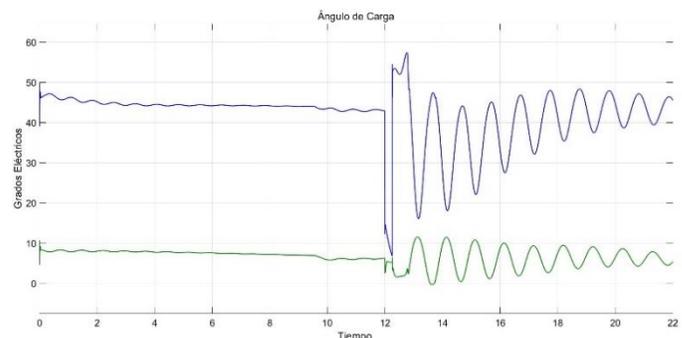


Figura 4: Ángulo de carga del generador 1 y 2 con falla de 15 ciclos.

Para obtener el TCLF, se analiza el SEP ahora con una duración de falla de 16 ciclos (0.267 s). En la Figura 6 se aprecian los ángulos de carga de los generadores 1 y 2 con oscilaciones de gran magnitud como resultado de un sistema

inestable. Así mis-mo, la potencia en p.u. de la granja eólica de 90 MW, presenta grandes variaciones en su entrega como se muestra en la Figura 7. Para una falla en la línea de transmisión 5-7, con una generación de 135 MW por parte de la máquina 2, es de 15 ciclos. Se define que, la red eléctrica propuesta, se vuelve confiable ante perturbación; con una inyección del 30% de energía eólica con turbinas tipo DFIG.

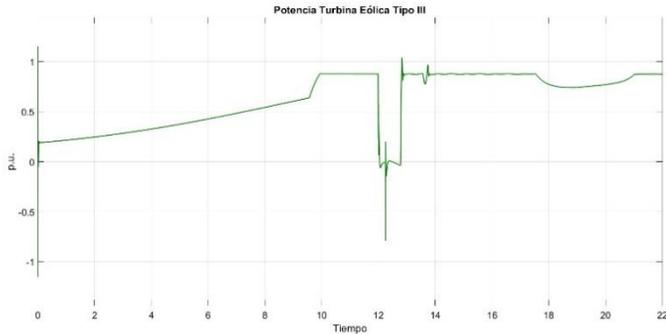


Figura 5: Potencia en p.u. del aerogenerador DFIG con una falla de duración igual a 15 ciclos.

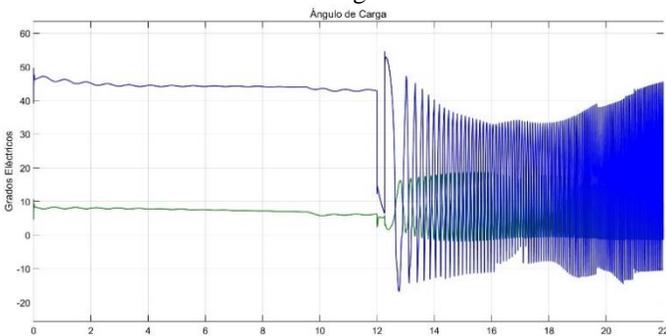


Figura 6: Ángulo de carga del generador 1 y 2 con una falla de duración igual a 16 ciclos.

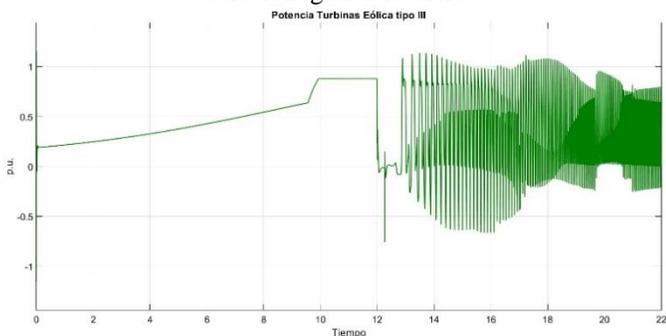


Figura 7: Potencia en p.u. del aerogenerador DFIG con una falla de duración de 16 ciclos.

Cabe mencionar que la electrónica de potencia que se emplea en este tipo de turbina eólica juega un papel importante ya que regula el voltaje en la interconexión con el sistema, logrando aumentar la estabilidad.

### 3.2. Escenario 2

En esta sección se realiza un análisis de estabilidad transitoria, con una falla trifásica simétrica en la línea de transmisión 6-9 en el SEP propuesto. Por otra parte, la potencia de salida de cada uno de los generadores, así como también sus voltajes están definidos en la Tabla 2. La potencia de salida del generador 2 de 135 MW, se sustituye por una granja eólica constituida por 90 aerogeneradores de 1.5 MW tipo DFIG, representando el 40% de la inyección de energía al sistema. En la Figura 8 se muestra la red eléctrica propuesta con las características previas descritas.

Tabla 2: Potencia activa y voltaje de la red eléctrica propuesta para el escenario 2.

Generador	Barra	Voltaje (kV)	Potencia (MW)
Síncrono	1	16.5	94.34
DFIG	2	0.58	135
Síncrono	3	13.8	90

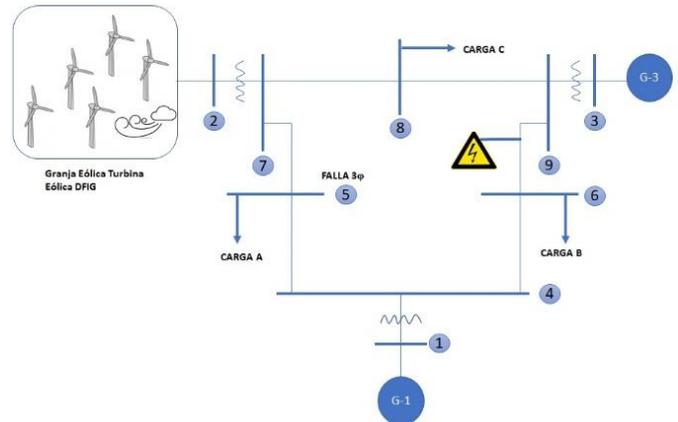


Figura 8: Modelo de la red eléctrica propuesta considerando una granja eólica con turbinas DFIG's considerando una inyección de energía eólica del 40%

Para este caso se aplica una falla trifásica, con el objetivo de obtener el TCLF, que en este caso fue de 13 ciclos. Esto se puede apreciar en la Figura 9 con los ángulos de carga de los generadores 1 y 3 presentando oscilaciones de gran magnitud, como resultado de un sistema inestable. Así mismo, la potencia en p.u. de la granja eólica de 135 MW, presenta grandes variaciones en su entrega, como se muestra en la Figura 10.

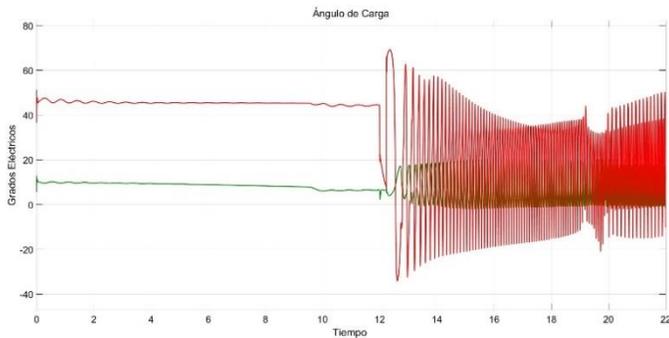


Figura 9: Ángulo de carga del generador 1 y 3 con una falla de duración igual a 14 ciclos.

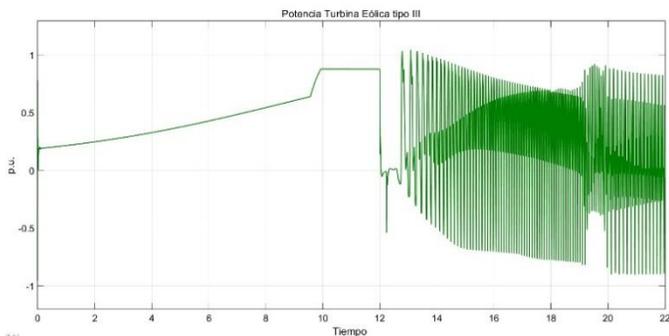


Figura 10: Potencia en p.u. de la granja eólica DFIG con falla una falla de duración igual a 14 ciclos.

En este caso de estudio se puede apreciar que el TCLF es de 13 ciclos, 2 ciclos menos en comparación con el escenario 1. Esto se debe a la ubicación de la falla en la línea de transmisión 6-9 y al aumento inyección de energía eólica a 40 %. Considerando lo anterior podemos inferir en que, a partir de este punto, conforme se va incrementando la inyección de energía eólica, el TCLF decrece comprometiendo la estabilidad del sistema.

#### 4. CONCLUSIONES

Por lo tanto, podemos concluir que, el mejor escenario evaluado consiste en una inyección del 30% de energía eólica, con turbinas tipo DFIG, la cual no compromete la estabilidad, al modelo de la red eléctrica propuesta. Sin embargo, a pesar de que este tipo de turbinas no contribuyen a la inestabilidad transitoria, se puede suponer que, con una alta inyección de energía eólica, se disminuye la inercia. Esto es porque, conforme se va sustituyendo a los generadores síncronos por granjas eólicas, las cuales tienen una baja inercia en comparación a las máquinas síncronas, se reduce la inercia en el sistema, provocando un aumento en el ángulo de oscilación durante el dominio del tiempo ante una perturbación, lo cual hace al sistema inestable o, en otras palabras, lo debilita ante una perturbación en el SEP. La carencia de inercia proveniente por una alta inyección de energía eólica se puede compensar mediante dispositivos de alma-cenamamiento u otros controles que proveen de inercia al sistema, logrando aumentar la estabilidad.

#### 5. REFERENCIAS

- [1] Stevenson D, Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, McGRAW-HILL, 1965, Madrid España.
- [2] Villarrubia M, Ingeniería de la Energía Eólica, Alfaomega, 2013, México, D. F
- [3] Harper E, Introducción al análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia, Limusa, 1975, México, D. F
- [4] Kundur, P, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1993, Palo Alto, California
- [5] Aouda A..High Renewable Energy Penetration Impact on Voltage and Transient Stability. Jordan Journal of Electrical Engineering, 2020, 3, 75-85.
- [6] A. M. Amin, M. M. A. Mahfouz and E. B. Youssef., Dynamic disturbance of wind farm connected to 14 bus network. 2010 1st International Nuclear and Renewable Energy Conference (INREC), Amman, 2010, pp. 1-6, doi: 10.1109/INREC.2010.5462591.
- [7] D. Gautam, V. Vittal and T. Harbour. Impact of Increased Penetration of DFIG-Based Wind Turbine Generators on Transient and Small Signal Stability of Power Systems, in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 3, pp. 1426-1434, Aug. 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2021234.
- [8] Jaikumar Pettikkattil (2021). IEEE 9 Bus (<https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/45936-ieee-9-bus>), MATLAB Central File Exchange. Retrieved May 30, 2021.
- [9] Sumathi, S., Ashok Kumar, L. y Surekha, P. (2015). Solar PV and Wind Energy Conversion Systems. Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-14941-7>.