



Análisis de Curvas PV y QV en Flujos de Potencia para Estabilidad en SEP mediante la Integración de Energía Eólica

Analysis of PV and QV Curves in Power Flows for Stability in SEP through the Integration of Wind Power

Freire Armando Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga - Ecuador, armando.freire2833@utc.edu.ec

Arias Fernando Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga - Ecuador, fernando.arias6251@utc.edu.ec

HISTORIAL DE ARTÍCULO

Recepción: 07/11/2023
Recibido tras revisión: 04/04/2024
Aprobación: 01/05/2024
Publicación: 15/06/2024

KEY WORDS

Power System, Power Factory digsilent12 bars, PV curves, QV curves.

PALABRAS CLAVE

Sistema de potencia, Power Factory digsilent, 12 barras, curvas PV, curvas QV

ABSTRACT

This document shows a power flow case study called “Generic 12-Bus Test System for Wind Power Integration Studies” which is replicated using PowerFactory Digsilent software, in order to have the power flow as close as possible to the case study. At the end of the power flow study, PV (Power-Voltage) and PQ (Active Power - Reactive Power) curve studies are performed in order to analyze the stability of the SEP electrical system. The PV study evaluates the relationship between active power and voltage of the electrical power system and the PQ study evaluates the relationship between active and reactive power in the system. The studies carried out allow to identify which are the strongest and weakest bars of the system in case of n-1 contingencies, allowing to establish safe operating limits that can operate the electrical power system complying with the values of active and reactive power without affecting the voltage stability in the network, as a result, the worst case scenario of the system under study is presented and the recommendations that can be implemented to counteract the problem.

RESUMEN

El presente documento muestra un caso de estudio de flujo de potencia denominado “Sistema de pruebas de 12 barras para estudios de integración de la energía eólica” del cual se procede a replicar mediante el software Power Factory Digsilent, de manera de contar con el flujo de potencia lo más cercano al caso de estudio, al concluir el estudio de flujo de potencia se procede a realizar estudios de curvas PV (Potencia-Voltaje) y PQ (Potencia activa – Potencia Reactiva) para analizar la estabilidad del sistema eléctrico del SEP. En el estudio PV se permite evaluar la relación entre potencia activa y el voltaje del sistema eléctrico de potencia y en el estudio PQ se evalúa la relación entre potencia activa y reactiva en el sistema. Los estudios realizados permiten identificar cuáles son las barras del sistema más fuertes y débiles ante contingencias n-1, permitiendo establecer límites de operación seguros que puede operar el sistema eléctrico de potencia cumpliendo los valores de potencia activa y reactiva sin afectar la estabilidad de voltaje en la red, como resultado se presenta el peor de los escenarios del sistema de estudio y que recomendaciones se puede implementar para contrarrestar el problema.

1. INTRODUCCIÓN

Existe una preocupación inmensa para la Ingeniería Eléctrica debido a la desafiante demanda de energía eléctrica que exige cada vez más y más la entrega de cantidades crecientes de energía de una manera segura, limpia y económica; y el aprovechamiento que se debe dar a la misma en cada proceso ya sea de generación, transmisión, distribución o

consumo, cada vez apuntan a que el sistema de potencia se caracterice por ser una red inteligente, donde los atributos en el sistema eléctrico sean la auto reparación de perturbaciones, opere con resiliencia frente a ataques físicos entre otros, sobre todo proporcione energía eléctrica confiable y de alta calidad de una manera sostenible y amigable al medio ambiente; el diseño del sistema eléctrico debe basarse en el control automático y no en una lenta

respuesta de operadores humanos para predecir el rendimiento de sistemas complejos como en la búsqueda de herramientas cada vez más poderosas de análisis y síntesis [1].

Un gran sistema de potencia con sus numerosas máquinas, líneas y cargas en consecuencias las constantes de tiempo permiten concentrarse en elementos claves que afectan al transitorio, la complejidad del modelo depende del tipo de transitorio, las cargas y sus características, los parámetros de las máquinas síncronas, los sistemas de excitación, la turbina mecánica y el regulador de velocidad son componentes del sistema eléctrico que influyen en los pares eléctricos y mecánicos, como la red antes, durante y después de un transitorio [2].

Los mercados eléctricos y su liberación han obligado a las redes eléctricas a operar más cerca de sus límites de capacidad de carga, el principal problema radica en la estabilidad de tensión que “reside en mantener la tensión de la red en niveles aceptables que garanticen su operación estable y su buen funcionamiento para los usuarios conectados” [3], debido a la importancia en la funcionalidad en el sistema de potencia que opera bajo una carga constante y en algún momento existen perturbaciones provocando reajuste de los ángulos de tensión en las máquinas síncronas [4].

La Agencia Internacional de Energía (AIE) en su análisis estima que para el año 2040 el desarrollo económico y el crecimiento poblacional en el mundo tiene una estrecha relación con la demanda energética y considera un crecimiento de 25 % de la energía necesaria estos años [5], los recursos energéticos se ven relacionados con el crecimiento de la población, esto hace que cada vez exista un aumento en las cargas conectadas al sistema eléctrico, al mismo tiempo estas cargas se ven compensadas con generación distribuida mediante instalaciones más pequeñas de las señales convencionales pero situadas próximas a las cargas [6].

Pero la penetración de energía eólica al sistema eléctrico de potencia genera una problemática debido al carácter aleatorio del viento; en este tema nuevos retos se plantean como el control de energía eólica y la operación estable del sistema, a través de una buena ejecución de los sistemas de potencia existentes tanto para el planeamiento y expansión futura en concordancia con la penetración de energía eólica, con funciones tales como la

amortiguación del sistema de potencia, control de voltaje secundario o respuesta inercial [7].

Para estudiar el impacto que tiene la integración de energía eólica al sistema de potencia fueron propuestas algunas variantes encontradas en la literatura. En [8] ilustra el impacto que tiene la integración de un parque eólico al sistema eléctrico y asegura que esto conduce al análisis de régimen estacionario y análisis de régimen dinámico e infiere que los sistemas pequeños y medianos están relacionados con el mantenimiento de la tensión y la frecuencia.

En [9] abordan las inquietudes sobre el impacto de la variabilidad y la incertidumbre de la energía eólica y la confiabilidad con el sistema eléctrico y el refuerzo de la red, concluyen que la alta integración de energía eólica al sistema tiene repercusiones que deben ser tratados mediante una interconexión adecuada entre centrales eólicas, integración de generación, planificación de transmisión, y operación del sistema y mercado.

En [10] analiza la estabilidad de tensión en estado estacionario y en régimen transitorio mediante la conexión de generadores eólicos de velocidad fija y velocidad variable, según resultados arrojados el sistema se vuelve más inestable a medida que van ingresando estos generadores a la red y se vuelve más estable si los parques eólicos están distribuidos en varios puntos de la red que si están concentrados en un mismo punto.

Mientras que [11] define la importancia del estudio de estabilidad de sistemas presentando condiciones de respuesta ante una falla o perturbación y asegura que las fuentes de energía no convencionales como la energía eólica y fotovoltaica no poseen inercia por lo que desarrolla un modelo de simulación de estabilidad de frecuencia mediante el software DIgSILENT Power Factory obteniendo como resultado el comportamiento de frecuencia ante una falla del sistema.

En [12] los autores estudian la identificación óptima para el ingreso de generación eólica y fotovoltaica desde el punto de vista de análisis de estabilidad en pequeña señal, desarrollando un programa de simulación entre el software DIgSILENT Power Factory y Paython, con el fin de incrementar la seguridad en el sistema de potencia.

El análisis en estabilidad de voltaje determina medidas que evitan el colapso de tensión incrementando la estabilidad del sistema de potencia, es por ello la importancia de mantener la estabilidad de tensión ante la ocurrencia de fallas a medida que aumenta la penetración de energía eólica al sistema ya que el disparo de aerogeneradores provoca perturbaciones locales que contribuyen a la amplificación de una falla encaminando al colapso de tensión al sistema.

La intención del trabajo se manifiesta a través de la integración de energía eólica al sistema eléctrico de potencia mediante el sistema genérico de prueba de 12 barras, a través de una simulación en software Power Factory Digsilent el objetivo principal es ver el comportamiento del sistema de energía y la estabilidad del sistema eléctrico del SEP mediante el análisis de las curvas PV (Potencia-Voltaje) y PQ (Potencia activa – Potencia Reactiva, el propósito radica en analizar cuáles son las barras del sistema más fuertes y débiles ante contingencias n-1.

2. FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 Aspectos generales por la integración de generación eólica a los sistemas eléctricos de potencia

El punto de acoplamiento común (PCC) o conexión entre los sistemas eléctricos de potencia y los parques eólicos deben mantener los parámetros del sistema dentro de los límites establecidos, bajo normas y regulaciones de la calidad de energía. Se deben estar consciente de las afectaciones del sistema a medida que se integran la generación eólica, afectaciones dependientes de la fortaleza del sistema eléctrico de potencia y de la tecnología del aerogenerador [13].

2.1.1 Debilidad del sistema eléctrico de potencia

La debilidad del sistema eléctrico en aerogeneradores se puede analizar mediante dos criterios fundamentales como son [14]; relación entre la reactancia y resistencia equivalente (X/R); relación de potencia de corto circuito o Short Circuit Ratio (SCR).

2.1.2 Estabilidad de tensión al sistema eléctrico por la integración de energía eólica

Estabilidad de tensión refiere a la destreza que tiene el sistema de potencia para conservar la tensión constante en condiciones normales o de emergencia, luego de una perturbación en los diferentes nodos de una red, si ocurre una perturbación como un cambio en las condiciones del sistema o el incremento en la demanda disminuye la tensión de forma progresiva e incontrolada como por ejemplo la incapacidad del sistema para compensar las variaciones de potencia reactiva, el sistema eléctrico de potencia se vuelve crítico cuando la demanda es máxima y las tensiones en los nodos alcanzan un valor mínimo y cuando la demanda es mínima siendo las tensiones máximas [2].

La regulación de la tensión tiene una relación directa con la compensación de potencia reactiva, siendo los aerogeneradores de velocidad fija o los de velocidad variable los que consumen potencia reactiva, volviéndose un aspecto importante al instante que se integran los parques eólicos a la red, también reduce transferencia de potencia por las líneas de transmisión y distribución lo cual reduce pérdidas de potencia activa si el nivel de penetración de generación eólica a la red se incrementa pérdidas por las líneas hasta llegar a un cambio del perfil de tensión reduciendo la tensión en los nodos hasta llegar a valores por debajo de límites establecidos en la normativas[15].

Los efectos indeseados en el sistema eléctrico provocan caídas bruscas de la tensión, ante esto los aerogeneradores deben mantenerse conectados luego de la perturbación y tener la capacidad de sobrepasar la caída de tensión [16].

Para el estudio de la turbina eólica ante perturbaciones tiene que ver el tipo de tecnología utilizada como para aerogeneradores de velocidad fija la caída de tensión limita la capacidad del generador de inducción a inyectar potencia a la red teniendo una alta corriente debido al bajo valor de la tensión el generador soporta estos niveles de corriente en un periodo corto tiempo sin que la máquina sufra daños, no obstante el desequilibrio de la potencia eléctrica y mecánica permite la aceleración llegando al punto del aerogenerador no pueda desacelerar y retornar a la velocidad de trabajo antes del disturbio donde actúen las protecciones desconectando a la turbina eólica de la red, siendo dependiente de la duración

de la falla, potencia nominal e inercia del generador. Lo que no pasa con el generador eólico de velocidad variable que es más tolerante ante falla ya que puede variar la velocidad debido a que el rotor de la turbina emplea como almacenador de energía cinética que es directamente proporcional a la inercia y al cuadrado de la velocidad del rotor [17].

2.2 Estabilidad de Voltaje en los Sistemas Eléctricos de Potencia

La inestabilidad de voltaje proviene del intento de cargas dinámicas para restaurar el consumo de potencia más allá de la capacidad combinada del sistema de generación y transmisión.

2.2.1 Análisis en estado estable

La intensidad del campo magnético y la corriente de excitación resultante no son sinusoidales en estado estacionario, debido a la curva no lineal, sin embargo, una vez alcanzado el estado estacionario aplicación de la tensión continua, las corrientes y los enlaces de ambos devanados se convierten en los mismos, el circuito secundario está abierto, y la inductancia del punto de accionamiento, que es la relación de flujo del primario [18].

Una máquina de inducción trifásica con resistencia de rotor constante el deslizamiento del motor con una frecuencia angular nominal y una velocidad del rotor en radianes eléctricos, define que todos los transitorios eléctricos han alcanzado el estado estacionario. Sin embargo, hay que tener en cuenta que el motor no está necesariamente en estado estacionario mecánico, y por lo tanto el deslizamiento del motor puede variar [19].

Cuando el generador está proporcionando potencia activa a la red, el ángulo del rotor δ será mayor que el ángulo de la tensión del bus terminal θ [20].

2.2.2 Estabilidad de tensión

Según la IEEE/CIGRÉ en el año 2004 definió a la estabilidad de voltaje como: “La capacidad de un sistema de energía eléctrica, para una potencia inicial dada condición de funcionamiento, para recuperar un estado de equilibrio operativo después de ser sometido a una perturbación física, con la mayoría de las variables del sistema acotadas de modo que prácticamente todo el sistema permanece intacto” [1].

La inestabilidad de tensión produce por el intento de la dinámica de carga para reintegrar la energía

sobrepasando el sistema combinado de generación y transmisión [19].

La inestabilidad dinámica de tensión está condicionada por la carga, esto ha contribuido a grandes apagones, aunque no sea la única causa suele manifestarse en cuestión de 5-10 segundos [20], [19].

2.2.3 Curvas PV

Las curvas PV de la red y de la carga son las características de equilibrio de la dinámica del sistema, donde se determina las soluciones reales de voltaje a medida que se incrementa la potencia real de la carga a un factor de potencia constante [19], como vemos en las Eqs. 1 y 2.

$$P_{max} = \frac{\cos \theta}{2(1 + \sin \theta)} \quad (1)$$

$$V_{crit} = \frac{E}{\sqrt{2}\sqrt{1 + \sin \theta}} \quad (2)$$

Donde:

P_{max} : Es la potencia máxima del sistema.

V_{crit} : Es el voltaje crítico.

Las curvas de factor de potencia unitario pueden obtenerse a partir de los perfiles de tensión y potencia, para calcular las curvas PV es más conveniente describir como una ecuación cuadrática para P [21], como muestra la Fig. 1.

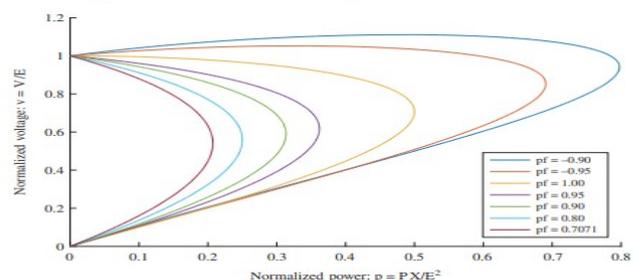
$$p = \frac{-v^2 \tan \theta \mp v \sqrt{1 + \tan^2 \theta - v^2}}{1 + \tan^2 \theta} \quad (3)$$

La solución general viene dada por la Eq. 4.

$$p^2(1 + \tan^2 \theta) + 2 \tan \theta v^2 p + v^2 = 0 \quad (4)$$

Figura 1.

Curvas PV para varios factores de potencia
Fuente: [22].



2.2.4 Curvas QV

Las curvas PV no son la única proyección de la misma manera podemos proyectar los meridianos sobre el plano QV obteniendo así las curvas QV, considerado las curvas QV corresponden a una potencia activa constante P.

Una curva VQ expresa la relación entre el reactivo y una barra determinada y la tensión en esa misma barra, el sistema no puede operar sin que inyecte potencia reactiva, estas ayudan a determinar la cantidad de compensación shunt para restaurar el punto de operación o el voltaje deseado [19].

$$P = \frac{-E * V}{X} \operatorname{sen}\theta \quad (5)$$

$$Q - Q_c = \frac{-V^2}{X} + \frac{E * V}{X} \operatorname{sen}\theta \quad (6)$$

Dónde:

P: Es la potencia activa conocida como potencia real su unidad es el vatio (W).

Q: Es la potencia reactiva su unidad es el (Var).

Las curvas QV es una característica de la red y de la carga, la carga debe ser representada adecuadamente a través de su característica de estado estable.

2.2.5 Estabilidad Angular

Estabilidad del ángulo del rotor: la capacidad de las máquinas síncronas de un sistema eléctrico interconectado de permanecer en sincronismo después de ser sometidas a una perturbación [1].

La estabilidad del ángulo del rotor del generador, ya sea en forma de oscilaciones electromecánicas no amortiguadas o en forma de aceleración monótona del rotor, en forma de aceleración monótona del rotor que conduce a la pérdida de sincronismo, el primer tipo de inestabilidad se debe a la falta de par de amortiguación, y el segundo a la falta de par de sincronización, suele durar unos cuantos segundos [19].

Consiste en resolver la ecuación de oscilación para encontrar la posición angular del rotor de la máquina como una función del tiempo. Donde T es el torque neto o la suma algebraica de todos los torques.

2.2.6 Estabilidad de frecuencia

Estabilidad de la frecuencia: es la capacidad de un sistema eléctrico para mantener la frecuencia estable después de una perturbación severa del

sistema que provoca un desequilibrio importante entre la generación y la carga [1].

2.2.7 Estabilidad Transitoria

El período de oscilación mecánica de una máquina durante una perturbación es del orden de 1 segundo, y el comportamiento de la máquina durante el primer cuarto de período suele ser suficiente para mostrar si el sistema es estable o inestable [18].

Cuando el sistema sufre un disturbio severo involucrando rápidos cambios se denomina estabilidad transitoria o de grandes perturbaciones, hay que evaluar el comportamiento del sistema para un conjunto de perturbaciones específicas, las reactancias transitorias del generador [19].

El modelo se basa en las siguientes suposiciones:

1. La máquina funciona en condiciones de secuencia positiva trifásica equilibrada de secuencia positiva.
2. La excitación de la máquina es constante.
3. Las pérdidas de la máquina, la saturación y la saliencia se desprecian.

En estabilidad transitoria, se pueden utilizar modelos detallados para representar las excitaciones, las pérdidas, la saturación y la saliencia. Sin embargo, el modelo simplificado reduce la complejidad del modelo [1].

Las trayectorias de fase de los ángulos y velocidades del rotor de la máquina de los rotores de la máquina para la importancia de los puntos de equilibrio estables e inestables determinan la estabilidad transitoria, la función de energía tendría que tener en cuenta el impacto del equipo de control y los modelos de carga en la función de energía potencial, y los métodos directos calcularían el punto de equilibrio inestable [21].

La capacidad para controlar la potencia reactiva para regular las tensiones del bus, puede aplicarse para mejorar la estabilidad transitoria, se utilizan modelos clásicos para representar máquinas, que se suponen idénticas, y la reactancia X está formada por las reactancias de la línea de transmisión, las reactancias del transformador y las reactancias transitorias de eje directo de la máquina, entonces tenemos voltajes de las máquinas, la curva P de transferencia sin compensación en derivación.

2.2.8 Estabilidad Oscilatoria

Para el caso de inestabilidad de tensión oscilatoria de corta duración consideramos un sistema que consiste en un generador síncrono que alimenta un motor de inducción trifásico aislado, el par mecánico del motor se considera constante, es bien sabido que un punto de equilibrio estable puede volverse inestable tras una variación de los parámetros, este tipo de inestabilidad oscilatoria se asocia en los sistemas no lineales con la bifurcación, el comportamiento oscilatorio del sistema generador-motor se debe a la interacción de dos procesos de restablecimiento de la carga que actúan en la misma escala temporal. Una inestabilidad oscilatoria a corto plazo, suele deberse a ajustes incorrectos de los equipos de control, como los AVR del generador [19].

Una vez que se inicia una oscilación en modo electromecánico, puede observarse en muchas señales incluyendo la frecuencia, la magnitud y el ángulo de la tensión del bus, y los flujos de potencia activa en líneas de transmisión. La frecuencia oscilatoria y la relación de amortiguamiento pueden calcularse utilizando métodos de análisis modal.

El flujo de energía en la línea disparada se dispersará a las líneas paralelas, haciendo de la frecuencia de bus medida, ángulo de tensión y los valores de la magnitud de la corriente cambien bruscamente al inicio de la avería [20].

2.3 CASO DE ESTUDIO

El sistema de prueba genérico está basado en un pequeño sistema de energía aislado con cuatro áreas importantes, el área 1 es la mayor área de generación de energía térmica y las cargas son industriales residenciales, el área 2 abastece con generación de energía hidráulica dominante y su carga ocupa una pequeña cantidad de área rural, el área 3 está alimentada mediante generación de energía térmica y su consumo es una carga fuertemente industrial, mientras en el área 4 su generación es mediante la integración de recursos eólicos y está conectado básicamente en la barra 5, ver figura 1 de [7].

Tabla 1.

Datos del sistema genérico de 12 barras

Cálculo de valores Base					
Sbase =	100		MVA		
Vbase	230		kV		
=					
Zbase	529,00	Ω		V_{base}^2/S_{base}	
=					
Ybase	0,00189	Ω		$1/Z_{base}$	
=					
Vnom	230		kV		
=					
Cálculo de líneas					
Secuencia 1 y 2					
Barra inicial	Barra final	Distancia (km)	R(Ω /km)	X(Ω /km)	Bsh (μ S/km)
1	2	100	0,0598	0,4760	3,4739
1	6	300	0,0598	0,4760	3,4739
2	5	400	0,0599	0,4760	3,4740
3	4	100	0,0302	0,2381	6,9471
4	5	150	0,0600	0,4761	3,4745
4	6	300	0,0598	0,4760	3,4739
7	8	600	0,0140	0,1517	10,3507

A continuación de acuerdo al artículo en [7], "Sistema de pruebas de 12 barras para estudios de integración de la energía eólica", se procede a realizar el análisis del sistema de potencia mediante los parámetros presentados en el texto se ejecuta la implementación en el software de simulación Digsilent PowerFactory.

En la figura 2 se observa el diseño de red del sistema eléctrico de potencia comprendida por 4 generadores, 12 barras, 4 transformadores cada uno de diferente capacidad, 2 autotransformadores, 6 cargas, líneas de transmisión, componentes con características establecidas sus valores y distancias expuestas en la tabla 1, además el voltaje en las barras cumple el código de red al tener un $\pm 5\%$ de variación de su voltaje nominal.

Luego de haber modelado el sistema e ingresado todos los parámetros, se efectuó el cálculo de flujo, en la figura 3 se observa el corrido del flujo de potencia, la resolución del sistema de flujo y su iteración en 5 pasos, como vemos el sistema en 5 intentos de Newton Raphson ya logró converger sin ninguna advertencia dando como resultado, valores con mínimo de error en sus barras, además del mensaje que muestra mediante elementos azules indicando que la máquina de referencia es G1 y que se encuentra conectado a la barra 9.

Figura 2.
Flujo de potencia “Generic 12-Bus Test System for Wind Power Integration Studies”

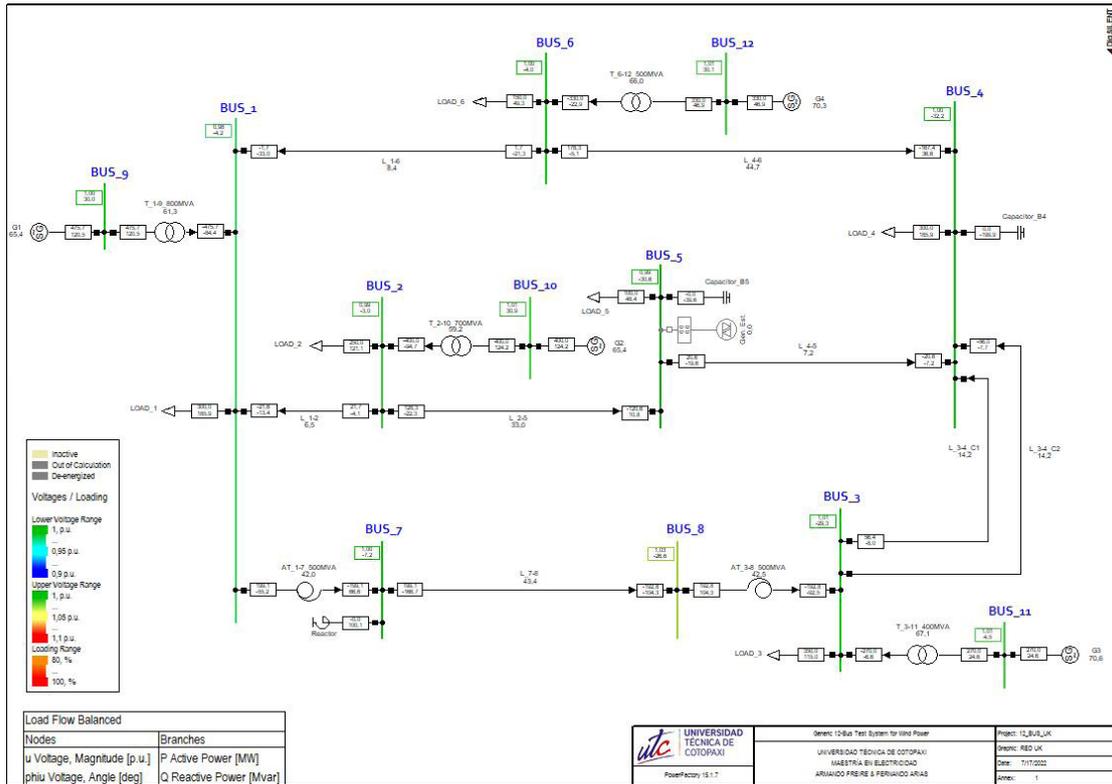
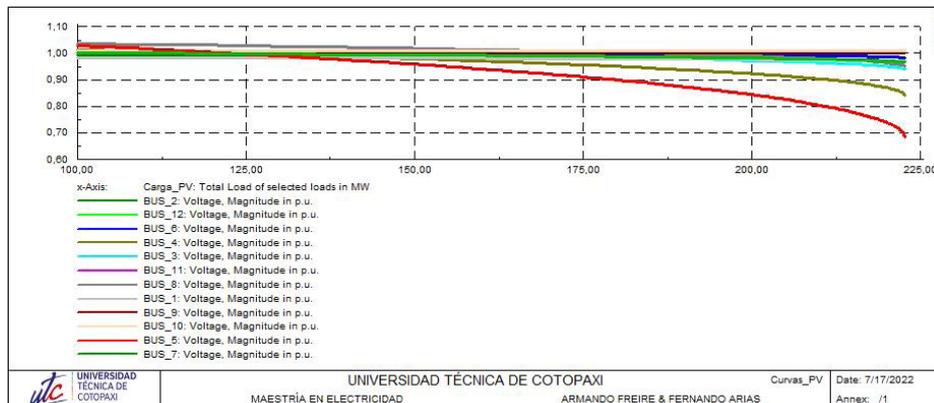


Figura 3.
Reporte de control de flujo de potencia “Generic 12-Bus Test System for Wind Power Integration Studies”

```

DigSI/info - Element 'G1' is local reference in separated area of 'BUS_9'
DigSI/info - Calculating load flow...
DigSI/info - Start Newton-Raphson Algorithm...
DigSI/info - load flow iteration: 1
DigSI/info - load flow iteration: 2
DigSI/info - load flow iteration: 3
DigSI/info - load flow iteration: 4
DigSI/info - load flow iteration: 5
DigSI/info - Newton-Raphson converged with 5 iterations.
DigSI/info - Load flow calculation successful.
DigSI/info - Report of Control Condition for Relevant Controllers
DigSI/info - Control conditions for all controllers of interest are fulfilled.
    
```

Figura 4.
Curvas PV “Generic 12-Bus Test System for Wind Power Integration Studies”



3. DISCUSIÓN Y RESULTADOS

3.1 Determinación de las curvas PV en todas las barras del SEP y determinación de la barra más débil

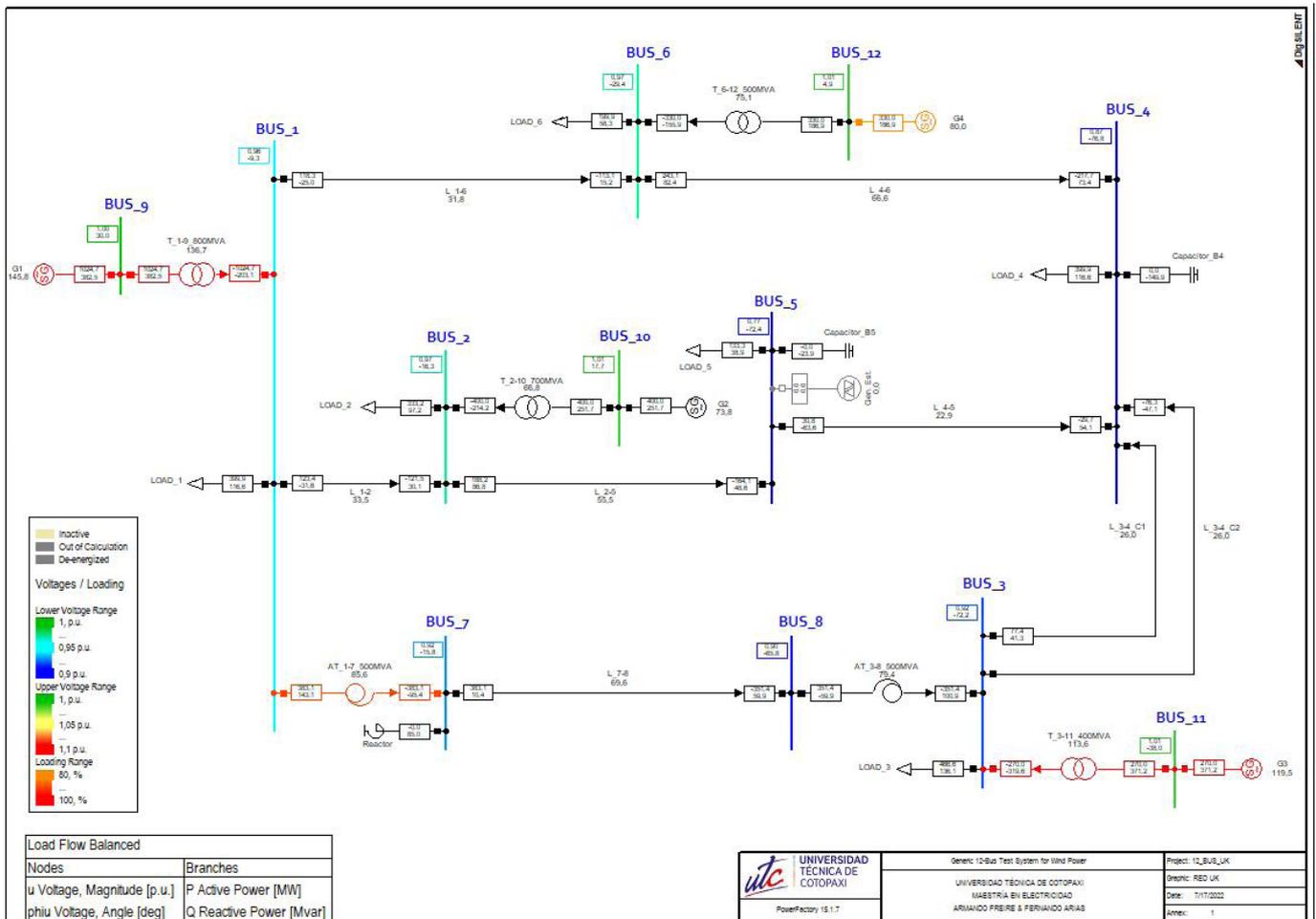
Se realiza la ejecución de las curvas PV para todas las barras del sistema eléctrico de potencia con el fin de poder identificar cual es la barra más débil del sistema.

En la figura 4. se identifica las curvas PV de todas las barras del sistema eléctrico de potencia en estudio, exponiendo como resultado a la barra 5 identificada como la barra más crítica del sistema, ya que tiene la mayor tasa de declinación en el voltaje y a medida que se incrementa la potencia se puede observar que decae el voltaje al realizar el estudio de potencia con respecto al voltaje seteados en 0,96 p.u.

En la Fig. 5 se observa, que la barra del SEP identificada como bus_5 es la más débil al llegar a un valor de 0,77 p.u. en su voltaje en esta barra con respecto a todas las barras, se procede a realizar el análisis solo para la barra más crítica identificada en la corrida de flujo como bus_5, para una mejor visualización en la Fig. 6 (Anexo Figura.6) se observa el comportamiento de la curva PV de la barra 5.

En la Fig. 6, se observa la curva del comportamiento de voltaje, curva PV que permite saber cuanto carga puede llegar a tener hasta llegar a la potencia máxima, esto muestra en 3 escenarios el primero dispuesto en la carga con 100,20 MW al tener un voltaje de 1 p.u., el segundo como mínimo de 151,10 MW y mantener un voltaje en barra de 0,96 p.u. y el último lo máximo que puede alcanzar de potencia activa 222,60 MW pero sin cumplir el código de red establecido, valores que sirven para saber cuanto carga se puede poner en la barra sin sobrecarga.

Figura 5.
Barra más debil del SEP “Generic 12-Bus Test System for Wind Power Integration Studies”



3.2 Determinación del margen de potencia reactiva mediante las curvas QV

Para la barra más débil conocida como la barra 5 del SEP conectamos un generador estático de 200 MVA que despache 200 MW debido a la potencia activa consumida en la carga que va de 100 a 200 MW y aplicamos el script de curvas QV sobre la barra 5 y su carga en las cuales se obtiene las siguientes curvas QV en pasos de 20 MW (Anexo Figura.7).

En la figura 7 muestra las curvas QV donde se tiene los márgenes de potencia reactiva y 6 curvas desde 100 MW en saltos de 20 hasta 200 MW, donde el punto de inestabilidad y los voltajes corresponden con las curvas PV, este valor indica que para llegar con el voltaje a 1 pu, se necesita inyectar un banco de aproximadamente 141 Mvar para pasar los 200 MW.

3.3 Respecto al modelo 12-bus Genérico, se requiere que se desagregue cada máquina de acuerdo a lo que señala en el paiper base

En la figura 8 (Anexo Figura.8) se observa el modelo desagregado de SEP donde el circuito equivalente pasa a desagregarse con la condición que la máxima potencia sea igual a la suma de todas las máquinas.

3.4 Realizar una falla trifásica en la línea que conecta a las barras B7 y B8 al 5 % de distancia desde la subestación B8, para determinar el tiempo crítico de despeje de falla

En la imagen de la figura 9 (Anexo Figura.9) se observa una estabilidad transitoria predominante por el generador 3 que alcanza hasta un tiempo crítico de 600 ms.

En el modelo desagregado de la figura 8 se requiere realizar la desconexión en el elemento de maniobra para la salida de las línea 7-8 (Anexo Figura.10).

En la figura 10 se observa en las barras 7 y 8, círculos señalados con color rojo que muestran la desconexión de la línea que une las barras 7-8. La imagen de la figura 11 (Anexo Figura.10) muestra el ángulo del rotor de los generadores del sistema, destacando en generador 3 de un sistema estable pasa a la inestabilidad transitoria pasado los 660 ms, ya que al ingresar el AVR al sistema se vuelve

inestable, la estabilidad transitoria necesita altas ganancias de AVR para que sostenga durante el corto circuito y no provoque inestabilidad al sistema.

3.5 Graficar las curvas de los ángulos, potencia activa, reactiva y velocidad de las máquinas correspondientes al punto 2, voltajes de barra, potencia activa y reactiva por las líneas y frecuencias del sistema en Hz

En la figura 12 presenta las gráficas de curva de ángulos, en (a), el generador 3 se observa que existe una transferencia de potencia grande en un tiempo de 7 ms donde no pierde sincronismo para regresar a su nuevo ángulo, en (b) se observa como oscila la potencia activa de cada una de las máquinas donde a 4,48 ms alcanza 207,27 MW, en (c) observamos que durante el cortocircuito muestra potencia reactiva a un tiempo de 2 ms alcanza un valor de 269, 28 Mvar, en (d) muestra en su gráfica que después de 2 ms sube la velocidad de las máquinas hasta 10 ms alcanzando un valor de 1,15 pu, en (e) observamos como cae la magnitud de voltaje en el momento del corto circuito y luego de un tiempo se recupera, en (f) y (g) se observa la gráfica del comportamiento tanto de potencias activas como reactivas de las líneas de todo el sistema de transmisión, en (h) se observa que la frecuencia en las barras se disparan a medida que se crea el evento de cortocircuito.

3.6 Realizar un evento que implique la salida de uno de los generadores del grupo de dos generadores Como se observa en la figura 13 (Anexo Figura.13), se ejecuta la salida del generador G3_2 que se encuentra anclado a la barra 11 del modelo desagregado del sistema de potencia y se requiere presentar como resultado principal la respuesta de frecuencia del sistema como se observa en la figura 14 (Anexo Figura.14).

En la figura 14 se observa que la frecuencia en las barras del sistema se mantiene hasta 2 ms, luego decae en todo el sistema hasta llegar a un valor 49,39 Hz lo que tiende a restablecer y sube nuevamente hasta llegar a un valor de 49,77 Hz dependiendo de la forma del tamaño de la máquina, cada máquina tiene su propia respuesta de frecuencia natural, la frecuencia de una máquina va hacer diferente a la frecuencia de oscilación de otra, hasta que las fuerzas de amortiguamiento hagan que aquellas oscilaciones decaigan.

3.7 Mostrar las variables de salida: voltajes en barra, potencias a través de las líneas de transmisión, potencia de generadores, ángulos de las máquinas, potencia mecánica de las máquinas

En la figura 15 (Anexo Figura.14) con la implementación del sistemas de control, reguladores automáticos de voltaje reguladores de velocidad, estabilizadores de potencia, presentan la gráfica de curvas de variable de salida, en (a) se observa que el voltaje en barras comienza a oscilar hasta que disminuye la oscilación y se amortigua; en (b) se observa las curvas de la potencia reactiva en las L/T donde empieza a oscilar y luego disminuye regresando a su estado normal ; en (c) se observa la potencia activa de secuencia positiva de todas las L/T; en (d) se observa la potencia en los generadores; en (e) se observa los ángulos del rotor de las máquinas; en (f) las curvas de las potencias mecánicas en las turbina de los generadores.

3.8 Análisis del caso de estudio

El caso de estudio “Sistema de pruebas de 12 barras para estudios de integración de la energía eólica” presenta ser un caso robusto de un SEP al contar con condiciones estables de generación y carga al mantener sus voltajes cercanos a su valor nominal en estado estable, pero al ser sometido a contingencia n-1 se obtuvo que la línea de transmisión 7-8 es la más débil del SEP debido a que fuera del sistema ya no converge, como recomendación para los parámetros de las líneas de transmisión a nivel de 230 kV utilizar los valores de la línea 2-5 para todas las líneas a ese nivel de voltaje y observaremos que tendremos un mejor valor cercano a los valores del artículo.

Para determinar el margen de potencia reactiva de la barra 5 se implementó un generador estático de 200 MVA, el cual servirá en la simulación de determinar la cantidad de potencia reactiva necesaria para compensar en la barra y no disminuir el voltaje al incremento de carga, este proceso presenta una inyección de potencia activa de 100 a 200 MW en pasos de 20 MW donde se evidencia que se necesita una compensación 140 MVA_r en la barra para tener valores de voltaje en 1 p.u.

Hay que detallar que, al ser un sistema robusto, se presenta una barra débil al correr curvas PV en la

barra 5 que tiene baja carga en el SEP, en esta barra se evidencia que alcanza subir su carga hasta 222 MW antes de aproximarse al colapso, pero en condiciones de operación vemos que en este caso solo podemos aumentar hasta los 150 MW manteniendo nuestro perfil de voltaje mayor al 0,96 p.u., cabe señalar que la barra 4 le sigue como barra débil y las demás barras se encuentran por encima de lo establecido, como resultado estas barras son débiles al incremento de carga para lo cual se recomienda el aumento de banco de capacitores o la alimentación de otro circuito más a la barra para la robustez del SEP .

Al implementar eventos de cortocircuito, despeje y apertura de falla en la línea 7 y 8 que representa mayores problemas por la salida de esta línea, dado como resultado un tiempo crítico de 600 ms para que sea estable el sistema sin entrar al colapso después de este tiempo en el estado dinámico se observa el aporte por parte de la planta de generación número 3 de potencia reactiva en el momento de falla y luego un aporte de potencia activa al estabilizar el sistema luego de la perturbación, debido a la pérdida de esta línea del sistema los voltajes en las barras caen y son más notorias en la parte sur del SEP finalmente una frecuencia que aumenta y es diferente hasta hacer alcanzar la estabilidad.

La implementación del uso de controladores reguladores automáticos de voltaje y gobernadores ayudaron a mejorar la estabilidad aportando amortiguamiento necesario para posibles fallas o contingencias del sistema, para el estudio se realizó la salida del segundo generador de la planta de generación número 3 dando como resultado la estabilidad del sistema en toda la generación ,estabilizando una frecuencia mediante inercia de los generadores y los AVR hasta una caída de los 50 Hz a 49,4 Hz y por medio de las entradas de los gobernadores ayudaron al sistema a establecer en 49,7 Hz por medio del aporte de potencia mecánica del gobernador restante de la planta del generador 3.

El sistema de prueba que respalda el estudio de energía eólica que contribuye al sistema como es el caso de la barra 5 se pudo observar que es relativamente débil, sometiéndose a límites de estabilidad el sistema presenta ser estable en condiciones de estado estacionario manteniéndose dentro de los límites de $\pm 5 \%$ de los valores nominales.

4. CONCLUSIONES

En el sistema de pruebas de 12 barras con escenarios de integración de energía eólica al sistema eléctrico de potencia, se realiza la simulación en el software Power Factory Digsilent donde se presenta los datos con precisión para lograr características reales, el mismo que demostró ser un caso robusto en condiciones normales de generación y carga, pero al ser sometido a contingencia n-1 se verifica principalmente que la línea 7-8 es la más débil del SEP.

Al correr curvas PV en la barra 5 que es la que abarca la integración de energía eólica y tiene baja carga, presenta ser una barra débil ya que alcanza a subir su carga hasta 222 MW antes de aproximarse al colapso, pero en condiciones de operación vemos que en este caso solo podemos aumentar hasta los 150 MW manteniendo el perfil de voltaje mayor al 0,96 p.u.

Al implementar el generador estático de 200 MVA ayudó a determinar la cantidad de potencia reactiva necesario para compensar en la barra 5 y no disminuir el voltaje al incremento de la carga, además de permitir la simulación de curvas QV.

Para la integración de generación eólica se necesita de la robustez de la red para permitir conocer cuanta potencia se puede colocar de generación y carga, analizar modelos dinámicos siendo necesario saber la robustez con valores de cortocircuito en los puntos de la red, se seleccionó contingencias y ciertos eventos que logren mantener en oscilación a las máquinas interconectadas sin perder el sincronismo.

REFERENCIAS

- [1] J. Duncan, J. Thomas and S. Mulukutla “Power System Analysis & Design”, 6^{ta} Edition, (Boston USA 2015). [Online]. Available: [https://elcom-hu.com/Subjects/Electrical/Elective-Power/analysis/power-system-analysis-book%20\(5th-ed\).pdf](https://elcom-hu.com/Subjects/Electrical/Elective-Power/analysis/power-system-analysis-book%20(5th-ed).pdf)
- [2] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, McGraw Hill, 1994, ISBN 0-07-035958-x. [Online]. Available: <https://powerunit-ju.com/wp-content/uploads/2018/01/Power-System-Stability-and-Control-by-Prabha-Kundur.pdf>
- [3] Saldaña E. y García L. “Estudio y análisis de estabilidad de tensión para un sistema de generación distribuida en una red de media”, Tesis, Universidad la Salle, Facultad de Ingeniería, Bogotá. 2009. [Online]. Available: https://ciencia.lasalle.edu.co/cgi/viewcontent.cgi?article=1548&context=ing_electrica
- [4] P.M. Anderson, A.A. Fouad “Power System Control and Stability”, 2^{da} Edition, (IEEE, USA, 2003). [Online]. Available: https://www.academia.edu/34885349/Power_Systems_Control_and_Stability_2nd_Ed_by_P_M_Anderson_a_a_Fouad_pdf
- [5] International Energy Agency. World Energy Outlook 2018. France, November 2018. [Online]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/77ecf96c-5f4b-4d0d-9d93-d81b938217cb/World_Energy_Outlook_2018.pdf
- [6] A. Levy, D. Messina y R. Contreras Lisperguer, “Definiciones del sector eléctrico para la incorporación de las energías renovables variables y la integración regional en América Latina y el Caribe”, (CEPAL), 2021 [Online]. Available: <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/46120321-fd1d-4b75-a24a-b3b-92c7e880b/content>
- [7] A. Adamczyk, A. Mufit, O. Göksu, T. Remus and I. Florin, “Generic 12-Bus Test System for Wind Power Integration Studies”, IEEE, Lille, France, 2013. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6634758>
- [8] J. Medina Patrón “Análisis de sistemas eléctricos ante la integración de parques eólicos. Aplicación al caso de las Islas Canarias”, Tesis doctoral, Universidad de las Palmas, 1997. [Online]. Available: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/tesis?codigo=103314>
- [9] H. Holttinen, P. Meibom, A. Orths and F. Van. Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power, IEA WIND, 2009. [Online]. Available: <https://iea-wind.org/wp-content/uploads/2021/08/T268.pdf>
- [10] A. Santos M. Castro J. Bosa. “La integración de la energía eólica a los sistemas eléctricos de potencia: Estudio de caso en la Isla de la Juventud, 2013. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/307630937_La_integracion_de_la_energia_eolica_a_los_sistemas_electricos_de_potencia_estudio_de_caso_en_la_Isla_de_la_Juventud
- [11] P. Sánchez. Estabilidad de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia considerando generación no inercial. Universidad Politécnica Salesiana, Quito, 2020. [Online]. Available: <https://dspace.>

- ups.edu.ec/handle/123456789/18394
- [12] R. Gallegos and J. Rivera, “Ubicación Óptima de Generación Fotovoltaica y Eólica con Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal para la Integración a un Sistema de Potencia”. Thesis, Universidad del Litoral, Guayaquil, 2021. [Online]. Available: <https://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/56825>
- [13] Thomas Ackermann. Wind Power in Power System. John Wiley & Sons, Ltd. New York 2005. [Online]. Available: https://library.unitediversity.coop/Energy/Wind/wind_power_in_power_systems.pdf
- [14] B. Pokharel, and G. Wenzhong. Mitigation of Disturbances in DFIG-based Wind Farm Connected to Weak Distribution System Using STATCOM. 2010. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5619587>
- [15] H. Le, and S. Santoso. Analysis of Voltage Stability and Optimal Wind Power Penetration Limits for a Non-Radial Network with an Energy Storage System. Power Engineering Society General Meeting, 2007. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4275501>
- [16] J. Kabouris and F. Kanellos. Impacts of Large-Scale Wind Penetration on Designing and Operation of Electric Power Systems. IEEE transactions on sustainable energy, vol. 1, no. 2, July 2010. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5466194>
- [17] C. Abbey, and G. Joos. Effect of Low Voltage Ride Through (LVRT) Characteristic on Voltage Stability. IEEE 2005. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1489659>
- [18] E. W. Kimbar, “Power System Stability”, Volume III, Synchronous Machines, USA, 1956. [Online]. Available: https://www.academia.edu/44370153/POWER_SYSTEM_STABILITY_Volume_III_Synchronous_machines
- [19] V. C. Thierry, V. Costas, “Voltage Stability of Electric Power System” Bunco, 1980. [Online]. Available: <https://www.amazon.com/Voltage-Stability-Electric-Systems-Electronics/dp/0387755357>
- [20] Peter W. Sauer and M. A. Pai, “Power System Dynamics and Stability”, Second Edition, 2018. [Online]. Available: https://books.google.com.ec/books?id=bDEtDwAAQBAJ&printsec=frontcover&hl=es&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false
- [21] J.H. Chow, Juan J. Sanchez-Gasca, “Power System Modeling, Computation, and Control”, edition first USA 2020. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/book/8958793> Anexos

ANEXOS

Figura 6.
Curvas PV de la barra 5 del SEP

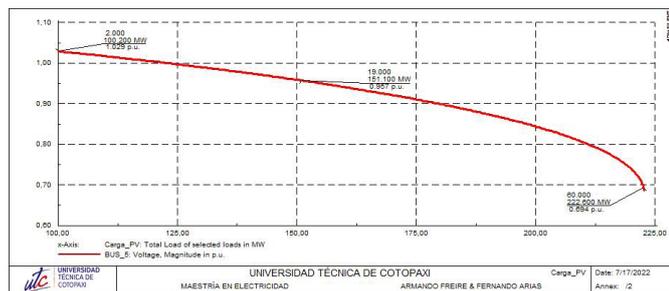


Figura 7.
Curvas QV barra 5 “Generic 12-Bus Test System for Wind Power Integration Studies”

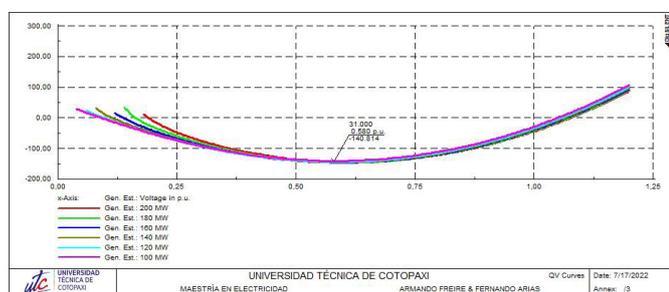


Figura 8.
Modelo desagregado “Generic 12-Bus Test System for Wind Power Integration Studies”

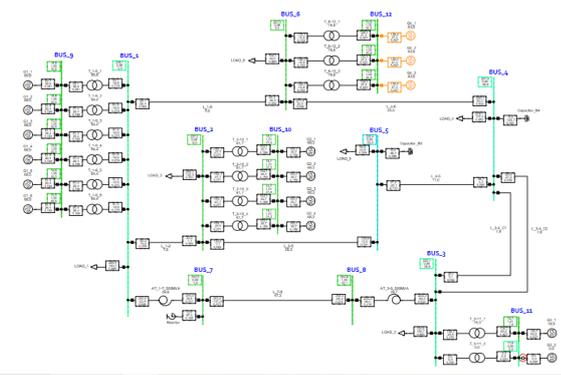


Figura 9.
Tiempo crítico con respecto a la velocidad angular.

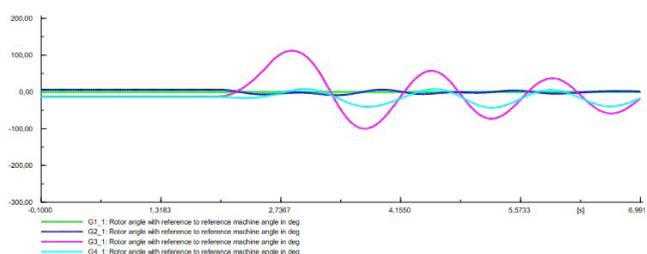


Figura 10.
Salida de la línea 7-8 “Generic 12-Bus Test System for Wind Power Integration Studies.”

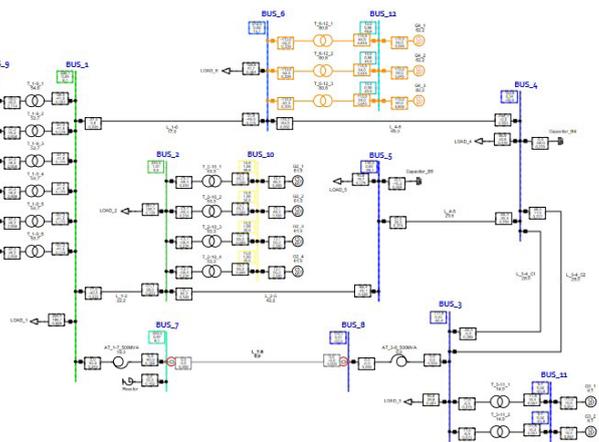


Figura 11.
Angulo del rotor generación 3 inestable.

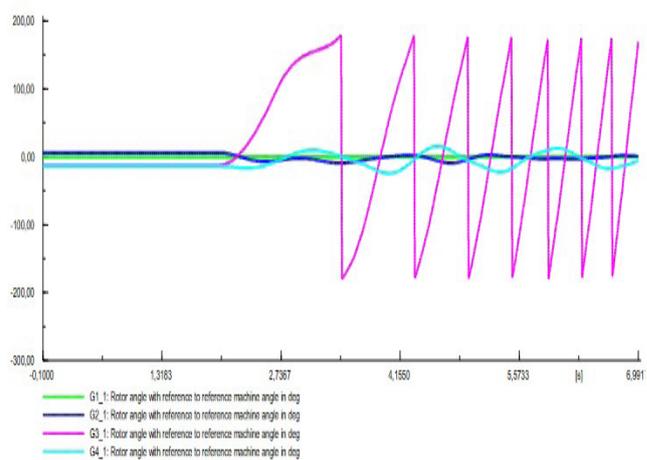
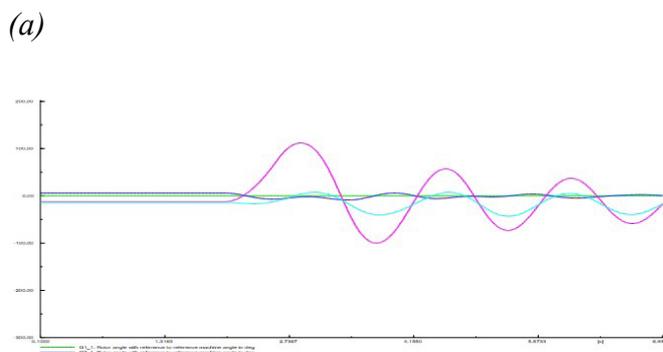


Figura 12.
Resultados: (a) Curvas de ángulos del rotor; (b) Potencia activa del generador; (c) Potencia reactiva del generador; (d) Velocidad; (e) Voltajes; (f) Potencia activa del L/T; (g) Potencia reactiva del L/T; (h) Frecuencia.



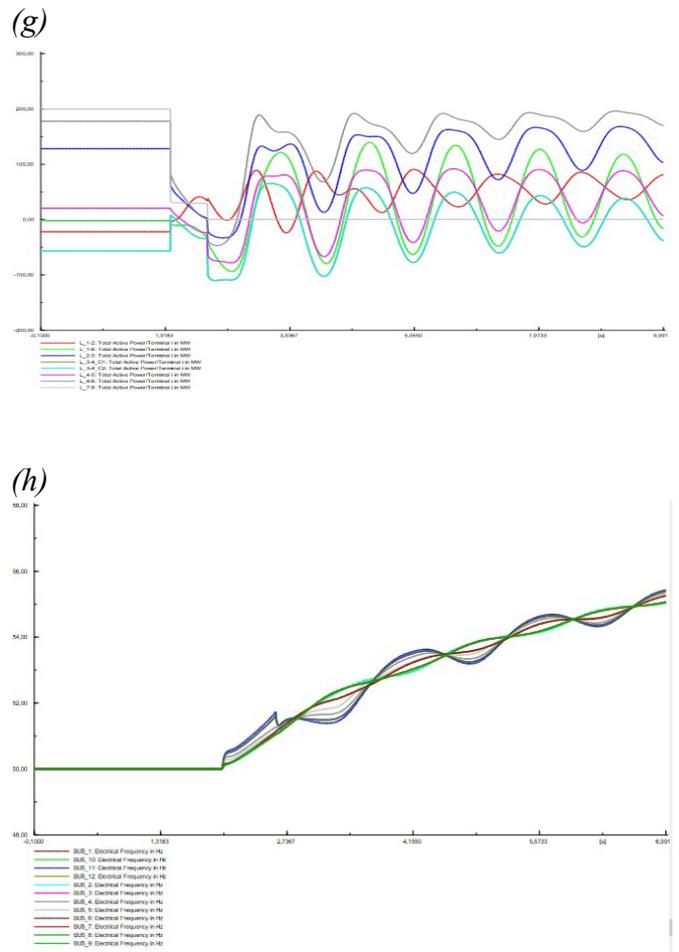
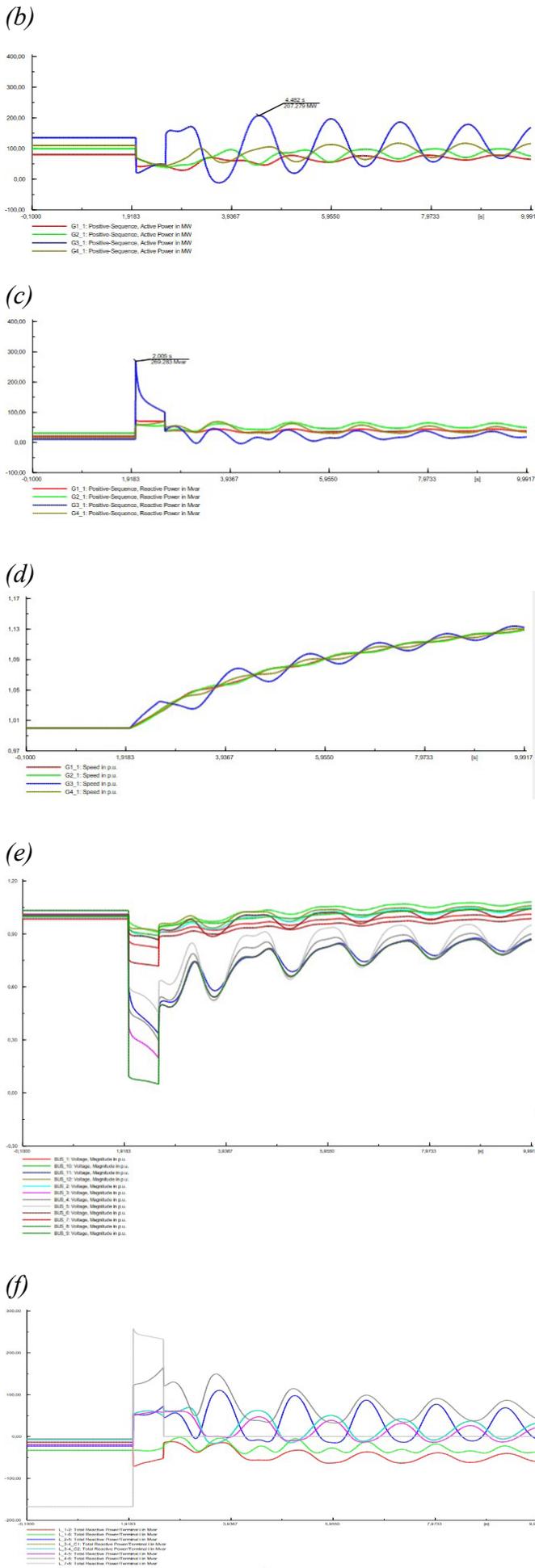


Figura 13.
Salida del segundo generador de la planta número 3.

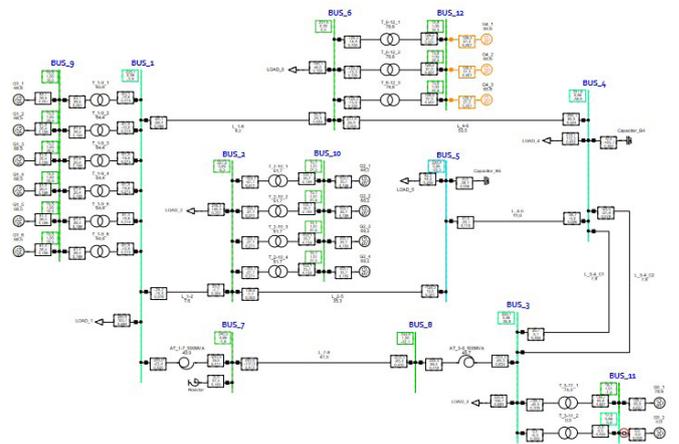


Figura 14.
Respuesta de frecuencia del SEP.

Figura 15.

Resultados: (a) Voltaje en barras; (b) Potencia activa en L/T; (c) Potencia reactiva L/T; (d) Potencia en los generadores; (e) Ángulos de las máquinas; (f) Potencias mecánicas.

