

# UCUENCA

## Universidad de Cuenca

Facultad de Ingeniería

Carrera de Electricidad

### **Análisis de la estabilidad de ángulo de un sistema de suministro de energía eléctrica con la incorporación de las energías renovables**

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico


#### **Autores:**

Hugo David López Bernal

Joselyn Paulina Lozano Altamirano

#### **Director:**

Juan Bautista Sanango Fernández

ORCID:  0000-0002-3654-6134

**Cuenca, Ecuador**

2023-26-07

## Resumen

La estabilidad es una parte importante dentro de los estudios que se realizan a los Sistemas Energéticos debido a la importancia de conocer si el sistema es capaz de regresar a sus condiciones de equilibrio después de haber ocurrido una perturbación, siendo el objetivo del análisis el observar si se pierde el sincronismo en la red en este modelo multimáquina. Mientras más generadores, líneas, cargas, controladores de velocidad, reguladores de voltaje ingresan al sistema, la complejidad del mismo aumenta y por ende un estudio de estabilidad se vuelve complicado de realizar con modelos matemáticos sencillos, utilizando para el efecto herramientas computacionales.

La creciente inserción de las energías renovables tales como parques eólicos o centrales fotovoltaicas en los sistemas de transmisión, subtransmisión y/o distribución conlleva a cuestionar si la respuesta del sistema ante fallas se ve modificada y cuál sería el grado de afección que tendría el mismo.

En el presente artículo se da a conocer el análisis de estabilidad de ángulo en un sistema de suministro de energía eléctrica, se modela el sistema en análisis con cada uno de sus elementos y características, este modelo de sistema tiene la particularidad de ser modificado con la incorporación de las energías renovables; se centra en la simulación de contingencias que permita analizar al sistema de subtransmisión cuando no se ha incorporado fuentes de energía renovable en las barras de la red; y luego utilizando las mismas contingencias observar el comportamiento del sistema eléctrico cuando en algunas barras del sistema se han incorporado fuentes de energía renovable.

*Palabras clave:* sistemas de suministro de energía eléctrica, modos de oscilación, balance de potencia, contingencias.



El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Cuenca ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por la propiedad intelectual y los derechos de autor.

**Repositorio Institucional:** <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

### Abstract

Stability is an important part of the studies that are carried out on Energy Systems due to the importance of knowing if the system is capable of returning to its equilibrium conditions after a disturbance has occurred, the objective of the analysis being to observe if network synchronism is lost in this multimachine model. The more generators, lines, loads, speed controllers, and voltage regulators enter the system, the complexity of the system increases and therefore a stability study becomes complicated to carry out with simple mathematical models, using computational tools for this purpose.

The increasing insertion of renewable energies such as wind farms or photovoltaic plants in transmission, subtransmission and/or distribution systems leads to questioning whether the system's response to failures is modified and what degree of affect it would have.

In this article, the analysis of angle stability in an electric power supply system is disclosed, the system under analysis is modeled with each of its elements and characteristics, this system model has the particularity of being modified with the incorporation of renewable energies; it focuses on the simulation of contingencies that allows the subtransmission system to be analyzed when renewable energy sources have not been incorporated into the network bars; and then, using the same contingencies, observe the behavior of the electrical system when renewable energy sources have been incorporated in some bars of the system.

*Keywords: Stability, Electric Power Supply Systems, oscillation modes, power balance, contingencies.*



El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Cuenca ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por la propiedad intelectual y los derechos de autor.

Repositorio Institucional: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

## Índice de Contenido

Resumen .....	2
Abstract .....	3
Introducción.....	9
La Máquina Síncrona .....	10
Modelo de máquina síncrona para estabilidad	10
Ecuación de Oscilación	10
Conceptos de Estabilidad.....	13
Estabilidad de Ángulo.	13
Estabilidad de pequeña señal. ....	13
Estabilidad transitoria. ....	14
Conceptos Fundamentales de Estabilidad de Sistemas Dinámicos	14
Análisis Modal.....	15
Sistemas de generación fotovoltaico y eólico en el SSEE. ....	17
Sistemas fotovoltaicos	17
Sistemas eólicos	17
Metodología .....	19
Modelo del sistema de suministro de energía eléctrica.	19
Diagrama Unifilar .....	19
Centrales Eléctricas .....	20
Sistemas de Control de las Máquinas. ....	20
AGC: .....	20
AVR: .....	22
Modelo SSEE con la incorporación de energías renovables	23
Modelo de la Central Fotovoltaica .....	24
Modelo de la Central Eólica .....	24
Simulación y Análisis.....	26
Análisis Modal	26
Caso 1: Desconexión de las barras con mayor demanda.	27
Desconexión de la barra S/E 05 el Arenal. ....	27
Caso 2: Desconexión S/E 07 Ricaurte	34

# UCUENCA

	5
Caso 3: Desconexión de las líneas con mayor flujo de potencia.	38
Desconexión de las líneas S/E 03 Monay- S/E Rayoloma. ....	38
Caso 4: Desconexión de la Barra con mayor generación	42
Desconexión de la barra S/E Ocaña .....	42
Conclusiones .....	49
Recomendaciones .....	50
Referencias .....	51
Anexos .....	53
Anexo A: Datos de las centrales	53
Anexo B: Flujos de Potencia del SSEE en su estado normal de operación	54
Anexo C. Perfiles de Voltaje y Frecuencia para las contingencias.	57
Anexo D. Resultados del análisis de la contingencia, desconexión de las barras infinitas.	61

## Índice de Figuras

Figura 1. Modelo equivalente de la máquina síncrona .....	10
Figura 2. Valores Propios (Gallardo C & Andagoya D, 2014) .....	16
Figura 3. Topología Equivalente de una estación fotovoltaica .....	17
Figura 4. Generador Asíncrono con interfaz de convertidor completo .....	18
Figura 5. Diagrama Unifilar del Sistema .....	19
Figura 6. Diagrama del AGC para la turbina hidráulica .....	20
Figura 7. Diagrama del AGC para la máquina térmica .....	21
Figura 8. AVR para una máquina hidráulica .....	22
Figura 9. AVR para una máquina térmica .....	23
Figura 10. Diagrama Unifilar de los diferentes parques fotovoltaicos .....	24
Figura 11. Diagrama Unifilar de los parques eólicos .....	25
Figura 12. Diagrama Unifilar con la incorporación de las energías renovables .....	25
Figura 13. Eigenvalores del sistema sin fuentes renovables .....	26
Figura 14. Eigenvalores con fuentes renovables .....	27
Figura 15. Desconexión de la carga de la S/E 05 .....	28
Figura 16. Perfil de Voltaje en los terminales de los generadores, desconexión de la barra S/E 05 el Arenal (a) sin energías renovables (b) con energías renovables .....	29
Figura 17. Perfil de Voltaje de los Generadores Eólicos y Paneles Fotovoltaicos, barra S/E 05 el Arenal .....	30
Figura 18. Angulo del rotor de los generadore, barra S/E 05 el Arenal (a) sin energías renovables, (b) con energías renovables .....	31
Figura 19. Variación de la frecuencia, barra S/E 05 el Arenal (a) sin energías renovables, (b) con energías renovables .....	32
Figura 20. Variación de la frecuencia en los generadores eólicos y los paneles fotovoltaicos, S/E 05 el Arenal .....	33
Figura 21. Potencia Activa en terminales de los Generadores, barra S/E el Arenal (a) Sin energías renovables (b) Con energías renovables .....	34
Figura 22. Desconexión de la Barra S/E 07 .....	35
Figura 23. Angulo del rotor de los generadores, barra S/E 07 Ricaurte (a) sin energías renovables, (b) con energías renovables .....	36
Figura 24. Frecuencia en los generadores, barra S/E 07 Ricaurte (a) sin energías renovables (b) con energías renovables .....	37
Figura 25. Variación de frecuencia de los generadores eólicas y paneles fotovoltaicos, barra S/E 07 Ricaurte .....	38
Figura 26. Falla en las líneas S/E 03 Monay_Rayoloma .....	39
Figura 27. Variación del ángulo del rotor de las máquinas, líneas S/E 03 Monay – Rayoloma (a) sin energías renovables (b) con energías renovables .....	40
Figura 28. Variación de frecuencia para los diferentes generadores, líneas S/E 03 Monay-Rayoloma (a) sin energías renovables (b) con energías renovables .....	41
Figura 29. Variación de frecuencia en los generadores eólicos y paneles fotovoltaicos, líneas S/E 03 Monay-Rayoloma .....	42
Figura 30. Falla en la barra de Ocaña .....	43
Figura 31. Perfil de Voltaje en los generadores eólicos y fotovoltaicos, barra S/E Ocaña .....	44
Figura 32. Variación del ángulo del rotor en los generadores síncronos barra S/E Ocaña con (a) sin energías renovables (b) con energías renovables .....	45

Figura 33. Variación de Frecuencia en los generadores síncronos barra S/E Ocaña (a) sin energías renovables (b) con energías renovables, barra S/E Ocaña .....	46
Figura 34. Frecuencia de los generadores eólicos y centrales fotovoltaicas, barra Saucay. ....	47
Figura 35. Perfil de Voltaje en los generadores (a) sin energías renovables (b) con energías renovables, líneas S/E 03 Monay-S/E Rayoloma. ....	57
Figura 36. Perfil de Voltaje en los generadores barra S/E Ocaña (a) sin energías renovables (b) con energías renovables .....	58
Figura 37. Variación de frecuencia de las centrales renovables, desconexión S/E Rayoloma .....	59
Figura 38. Variación de frecuencia de los generadores síncronos, desconexión S/E Sinincay con fuentes renovables .....	59
Figura 39. Variación de frecuencia de las centrales renovables, desconexión S/E Sinincay .....	60
Figura 40. Eigenvalores con la desconexión de las barras S/E Sinincay y Rayoloma .....	61
Figura 41. Frecuencia con la desconexión de las barras S/E Sinincay y Rayoloma .....	61

## Índice de Tablas

Tabla 1. Parámetros del AGC Hidráulica .....	21
Tabla 2. Parámetros del AGC para una máquina térmica.....	21
Tabla 3. Parámetros del AVR para una Hidráulica.....	22
Tabla 4. Parámetros del AVR para una máquina térmica .....	23
Tabla A5. Datos de las variables para la simulación RMS de las diferentes centrales .....	53
Tabla 6B. Flujos de Potencia en las diferentes líneas sin la incorporación de fuentes renovables.....	54
Tabla 7B. Continuación de los Flujos de Potencia sin la incorporación de renovables.....	55
Tabla 8B. Voltajes en las Barras .....	56



## Introducción

Uno de los objetivos que persigue el sistema de suministro de energía eléctrica (SSEE) es la expansión de sus redes, mediante la planificación de la inserción de unidades de generación, (actualmente de carácter renovable), líneas de transmisión, transformadores, etc. Esta modificación de la topología tiene su fundamento en el incremento de demanda que con un déficit de generación puede producir desabastecimiento de energía tanto a sus consumidores residenciales, comerciales e industriales de una determinada región.

El estudio de estabilidad permite al operador del sistema tomar los correctivos necesarios cuando se presenten contingencias que puedan afectar la operación normal del sistema de suministro de energía. Para las Empresas que brindan servicio eléctrico es de vital importancia que, frente a las perturbaciones de cualquier naturaleza, la desconexión de carga sea la última alternativa en la toma de decisiones que permiten al sistema seguir operando de manera normal, y que pocos usuarios se vean afectados durante el tiempo que dure la contingencia.

Un estudio de estabilidad permite obtener la información del SSEE necesaria para conocer la capacidad del sistema de regresar a su condición normal de operación después de una contingencia; esto es, conocer si las máquinas continúan en sincronismo, los voltajes en las barras se encuentran en sus límites de operación, los flujos de potencia no sobrepasan la cargabilidad de las líneas, entre otros.

En los sistemas convencionales de energía eléctrica el estudio de estabilidad de mayor interés es la estabilidad de ángulo, siendo el tipo de generación predominante centrales hidráulicas y centrales térmicas basadas en el uso de combustibles fósiles. Con el aumento significativo de la demanda, los SSEE deben cambiar su infraestructura eléctrica, permitiendo la incorporación de las energías renovables, tales como, eólica, solar, geotérmica, etc. Este nuevo paradigma conlleva a que los estudios de estabilidad sean reformulados y permitan conocer la incidencia de estos nuevos tipos de centrales en la respuesta del SSEE ante una contingencia.

Los resultados obtenidos del estudio de estabilidad permiten establecer el estado de operación del SSEE después de una contingencia, para establecer las acciones preventivas que se realiza al sistema para regresar a su equilibrio incorporando las nuevas fuentes de energía.

## La Máquina Síncrona

### Modelo de máquina síncrona para estabilidad

Una breve descripción de las características de la máquina síncrona permite comprender el problema de la estabilidad en los sistemas de suministro de energía eléctrica, la manera de interconectarlas y su sincronismo. Entender el modelo preciso de: su dinámica, el proceso de conversión de energía mecánica en eléctrica y la funcionalidad del rotor cuya velocidad está vinculada con la frecuencia de la red, son de importancia fundamental para dicho estudio (Carlos et al., n.d.), (Wildi et al., n.d.) (Jesus, n.d.).

La máquina síncrona está conformada por dos devanados: el devanado de campo que genera el campo magnético que se induce en el devanado de armadura para producir el voltaje en sus terminales. La construcción del devanado del rotor o de campo permite clasificar a las máquinas en polos salientes, usados para bajas velocidades y rotor cilíndrico para altas velocidades (Stephen, n.d.).

En la Figura 1 se observa el circuito equivalente de una máquina síncrona, utilizada para los estudios de estabilidad (Duncan & Mulukutla, n.d.).

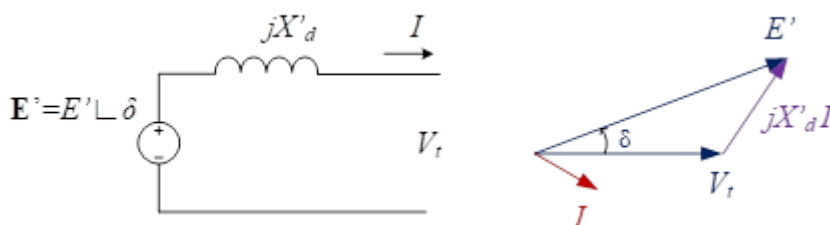


Figura 1. Modelo equivalente de la máquina síncrona

La potencia y el torque entregados por la máquina en terminales de la misma se presenta en las ecuaciones (1) y (2), que definen la estabilidad en estado estable.

$$P = \frac{E' V_t}{X_d} \text{sen } \delta \tag{1}$$

$$\tau = \frac{V_t E_f}{\omega \text{sen} X_d} \text{sen } \delta \tag{2}$$

En las ecuaciones (1) y (2) se observa que la  $P_{\text{máx}}$  y el  $\tau_{\text{máx}}$  se obtienen a un ángulo  $\delta = 90^\circ$ ; si se incrementa el torque más allá de ese valor, la máquina perderá el sincronismo.

### Ecuación de Oscilación

La ecuación de oscilación (3) permite determinar la dinámica del rotor en estudios de estabilidad.

$$J \alpha_m(t) = \tau_m(t) - \tau_e(t) = \tau_a(t) \quad (3)$$

- $J$ : Momento de inercia total de las masas en movimiento,  $[kg \cdot m^2]$ .
- $\alpha_m$ : Aceleración angular del rotor,  $[rad/s^2]$ .
- $\tau_m$ : Torque mecánico suministrado por el primotor menos los torques de retardo junto con las pérdidas mecánicas,  $[N \cdot m]$ .
- $\tau_e$ : Torque eléctrico que suministra toda la potencia eléctrica trifásica de salida del generador, sumada las pérdidas eléctricas,  $[N \cdot m]$ .
- $\tau_a$ : Torque neto acelerante,  $[N \cdot m]$ .

La aceleración y velocidad angular del rotor están dadas por las ecuaciones (4) y (5) respectivamente.

$$\alpha_m(t) = \frac{d\omega_m(t)}{dt} = \frac{d^2\theta_m(t)}{dt^2} \quad (4)$$

$$\omega_m(t) = \frac{d\theta_m(t)}{dt} \quad (5)$$

- $\omega_m$ : Velocidad angular del rotor,  $[rad/s]$ .
- $\theta_m$ : Posición angular del rotor con respecto al eje estacionario,  $[rad]$ .

En estado estable  $\tau_m = \tau_e$ ,  $\tau_a = 0$ , la aceleración angular es cero obteniendo una velocidad síncrona.

Si  $\tau_m > \tau_e$ ,  $\tau_a > 0$ , la aceleración es positiva.

Si  $\tau_m < \tau_e$ , la velocidad del rotor disminuye.

El ángulo del rotor con respecto a un eje de referencia de rotación síncrono se define con la ecuación:

$$\theta_m(t) = \omega_{sin}t + \delta_m(t) \quad (6)$$

Donde:

$\omega_{sin}$ : Velocidad angular síncrona del rotor, [rad/s].

$\delta_m$ : Posición angular del rotor con respecto al eje de rotación sincronizado de referencia, [rad].

La ecuación (7) expresa la dinámica de la máquina en términos el ángulo del rotor.

$$J \frac{d^2 \theta_m(t)}{dt^2} = J \frac{d^2 \delta_m(t)}{dt^2} = \tau_m(t) - \tau_e(t) = \tau_a(t) \quad (7)$$

Es conveniente trabajar con potencia en lugar de par y en por unidad en lugar de los valores reales, por esa razón se multiplica a la ecuación (7) por  $\omega_m(t)$  y se divide para la potencia nominal trifásica en VA del generador. El resultado de esta operación es la ecuación (8).

$$\frac{J \omega_m(t)}{S_{nominal}} \frac{d^2 \delta_m(t)}{dt^2} = \frac{p_m - p_e}{S_{nominal}} = p_{m, pu}(t) - p_{e, pu}(t) = p_{a, pu}(t) \quad (8)$$

$p_{m, pu}$ : Potencia mecánica suministrada por el primotor menos las pérdidas mecánicas en por unidad.

$p_{e, pu}$ : Potencia eléctrica del generador más las pérdidas eléctricas en por unidad.

Si se incorpora la constante de inercia, ecuación (9) de la máquina síncrona, se modifica la ecuación de oscilación obteniendo la ecuación (10).

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_{sin}^2}{S_{nominal}} \left[ \frac{\text{Julios}}{\text{VA}} \text{ por unidad de segundos} \right] \quad (9)$$

$$\frac{2H}{\omega_{sin}} \omega_{pu}(t) \frac{d^2 \delta_m(t)}{dt^2} = p_{m, pu}(t) - p_{e, pu}(t) = p_{a, pu}(t) \quad (10)$$

### Conceptos de Estabilidad

La estabilidad de un sistema de suministro de energía eléctrica es la propiedad del sistema para recuperar su estado de equilibrio después de un disturbio. La inestabilidad se puede manifestar de diferentes maneras dependiendo de la configuración del sistema y el modo de operación (Kundur, n.d.).

Si la perturbación no involucra un cambio en la potencia, las máquinas deben regresar a su estado de equilibrio; mientras que cuando existe una descompensación entre la potencia de la carga suplida debido a una variación en la potencia de la misma, en la generación o en las condiciones de la red, se establece un nuevo estado de operación (Javier Arcos Guerrón Iván Santiago Flores Gómez, 2013).

La pérdida de estabilidad tiene como consecuencia el incremento en las oscilaciones electromagnéticas que afectan variables mecánicas en los ejes de las máquinas tales como: la velocidad, torque, ángulo y también las variables eléctricas de potencia activa y reactiva, ángulos de los voltajes y la frecuencia (Cevallos Pasquel Benigno Rafael, 2013).

#### **Estabilidad de Ángulo.**

La estabilidad de ángulo se define como la capacidad del sistema para superar contingencias sin romper el sincronismo entre las máquinas y alcanzar una nueva condición de estado estacionario con suficiente amortiguación (Anderson & Fouad, 2003).

Las pérdidas del sincronismo pueden ocurrir entre una máquina o grupo de máquinas, y cuando esto ocurre se produce grandes fluctuaciones de potencia de salida, corriente y voltaje que provocan la actuación de protecciones que desconectan la máquina de todo el sistema.

La estabilidad de ángulo utiliza como principio equilibrar los niveles entre el torque electromagnético y mecánico de cada máquina síncrona en el sistema.

Por conveniencia en el análisis es útil caracterizar la estabilidad del ángulo del rotor en términos de las siguientes dos subcategorías:

1. Estabilidad de pequeña señal.
2. Estabilidad transitoria.

#### **Estabilidad de pequeña señal.**

La estabilidad de pequeña señal se define como la capacidad del sistema para soportar pequeñas perturbaciones con suficiente amortiguación. Estas perturbaciones ocurren de manera continua en el sistema debido a los cambios tanto en la generación como en la carga y son consideradas suficientemente pequeñas para la linealización y el respectivo análisis (Kundur, n.d.).

La inestabilidad puede llevar a un aumento constante del ángulo rotórico del generador por falta de torque sincronizante, si este torque es pequeño o negativo produce una inestabilidad no oscilatoria; o genera oscilaciones del rotor debido al incremento de la amplitud por la falta de suficiente torque de amortiguamiento, dando como resultado la inestabilidad oscilatoria.

En los sistemas de energía eléctrica prácticos de hoy en día, la estabilidad de la pequeña señal es en gran medida un problema de amortiguación insuficiente de las oscilaciones. El marco de tiempo de interés en los estudios de estabilidad de pequeña señal es del orden de 10 a 20 segundos después de una perturbación.

La inestabilidad oscilatoria tiene diferentes modos de operación:

Modos locales: oscilaciones de generadores localizados en una pequeña región del sistema de potencia.

Modos entre áreas: balance de muchas máquinas en una parte del sistema respecto a otras máquinas en otras áreas.

Modos de control: relación entre las unidades generadoras y los controles.

Modos torsionales: hace relación a los componentes rotacionales del sistema eje turbina-generador.

### ***Estabilidad transitoria.***

Es la estabilidad de ángulo de rotor de grandes perturbaciones que define la capacidad de los generadores para mantener el sincronismo cuando están sujetos a perturbaciones graves, como cortocircuitos o interrupciones de las principales líneas de transmisión. Las no linealidades del sistema gobiernan la respuesta del mismo y las linealizaciones de ecuaciones no funcionan, lo que requiere herramientas de análisis a corto plazo (Gómez -Exposito Antonio et al., 2009). En grandes SSEE, la inestabilidad transitoria no siempre ocurre en la primera oscilación asociada a un solo modo; puede resultar de una desviación máxima causada por la superposición de varios modos de oscilación. El tiempo de interés en este tipo de estudio generalmente se limita entre 3 a 5 segundos después de la perturbación (L. GRIGSBY LEONARD, n.d.).

### **Conceptos Fundamentales de Estabilidad de Sistemas Dinámicos**

El análisis de estabilidad del sistema de potencia utiliza modelos con un conjunto de ecuaciones diferenciales y algebraicas como lo indican las expresiones (11) y (12) (L. GRIGSBY LEONARD, n.d.) y (Lerm et al., 2001).

$$\dot{x} = f(x, y, u) \quad (11)$$

$$\varphi = g(x, y, u) \quad (12)$$

donde  $\dot{x}$  representa a las variables de entrada del sistema y  $\varphi$  representa a las variables de salida.

La estabilidad de SSEE se analiza a fondo en (Kundur, n.d.), donde se plantea que si se puede garantizar que (12) no es singular a lo largo de las trayectorias del sistema de interés; el comportamiento del sistema a lo largo de estas trayectorias es principalmente determinado por los valores propios de la matriz jacobiana (Lerm et al., 2001).

Las características dinámicas locales del sistema pueden analizarse utilizando los valores propios de la matriz jacobiana. Este tipo de estudios generalmente se realizan para mejorar la amortiguación de oscilaciones del sistema y lo más recientemente, para analizar problemas de colapso de tensión.

Para el análisis de estabilidad de pequeña señal se pueden utilizar el método de análisis modal.

### **Análisis Modal**

Mediante este análisis se establece características dinámicas del SSEE como: la frecuencia de resonancia, modos de oscilación y amortiguamiento. Cada modo de oscilación está representado por un número complejo  $\lambda$  y se expresa según (13).

$$\lambda = \sigma \pm j\omega = \zeta\omega_n \pm j\omega_n \quad (13)$$

La parte real es el valor del amortiguamiento del modo oscilante y la parte imaginaria expresa la velocidad angular del modo de oscilación.

El valor de  $\zeta$  entrega el porcentaje de disminución de la amplitud del modo de oscilación del sistema y viene definido por (14) y  $\omega_n$  es la frecuencia natural de oscilación.

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sigma^2 + \omega^2} \quad (14)$$

La Figura 2 presenta los valores propios del SSEE en el plano complejo de donde se obtiene la información para los estudios de estabilidad.

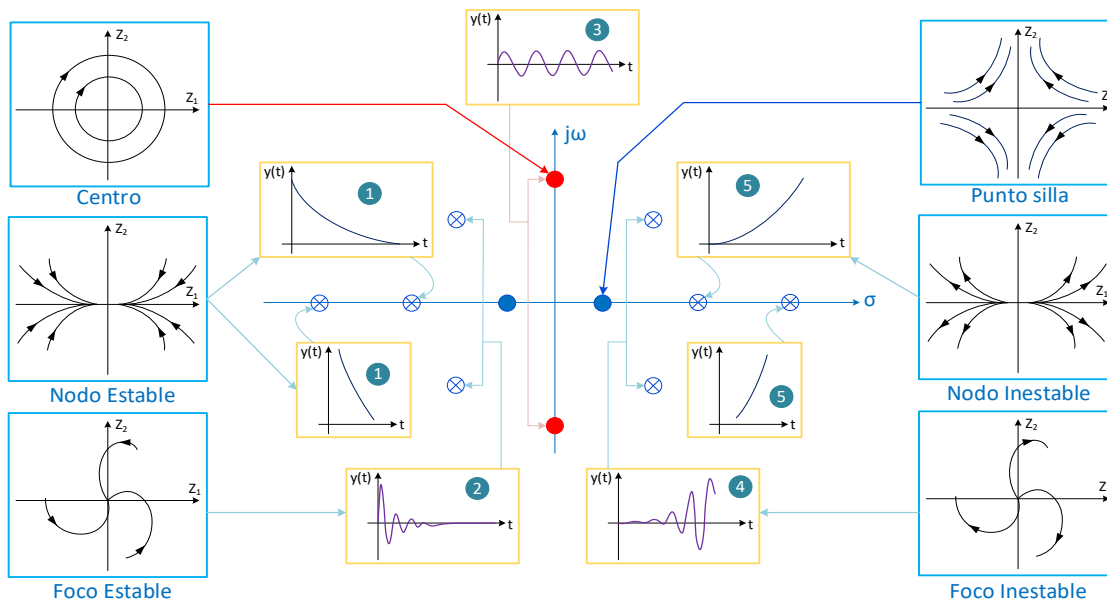


Figura 2. Valores Propios (Gallardo C & Andagoya D, 2014)

La estabilidad de un sistema puede ser clasificada según la ubicación de sus valores propios en el plano complejo, los valores ubicados en el semiplano izquierdo brindan al sistema una respuesta estable y los de la parte derecha brindan inestabilidad, por lo tanto, son analizados de la siguiente manera.

- $\omega = 0, \sigma < 0$ ; respuesta unidireccional amortiguada
- $\omega \neq 0, \sigma < 0$ ; respuesta oscilatoria amortiguada
- $\omega \neq 0, \sigma = 0$ ; respuesta oscilatoria de amplitud constante
- $\omega \neq 0, \sigma > 0$ ; respuesta oscilatoria con oscilaciones crecientes sin límite
- $\omega = 0, \sigma > 0$ ; respuesta unidireccional monótonamente creciente.

Los valores negativos de la parte real indican oscilaciones que se amortiguan en el tiempo y valores positivos, reflejan oscilaciones que se incrementan en amplitud en el transcurso del tiempo.

Se dice que un SSEE es estable en pequeña señal si todos los modos electromecánicos presentan un porcentaje de amortiguación superior al 5% cuando opera en condición normal y un valor del 3% cuando se presenta un disturbio.



### Sistemas de generación fotovoltaico y eólico en el SSEE.

Los operadores de redes de transmisión y distribución enfrentan el desafío de una penetración cada vez mayor de la generación renovable, tales como, turbinas eólicas y sistemas fotovoltaicos. Para un estudio de estabilidad del sistema de suministro de energía eléctrica los operadores necesitan modelos de simulación apropiados que incluyan funcionalidades específicas; el desarrollo de estos modelos es un acto de equilibrio entre la precisión y el tiempo de simulación.

La incorporación de las energías renovables conlleva a que instituciones técnicas como el Consejo de Coordinación de Electricidad Occidental (WECC) de los EEUU, trabajen cada día para establecer modelos genéricos de este tipo de centrales para estudios de estabilidad en los sistemas de suministro de energía eléctrica (Lammert Gustav et al., 2016).

#### Sistemas fotovoltaicos

El modelo de generación fotovoltaico conectado a la red incluye una matriz fotovoltaica que convierte la “energía lumínica del sol” en energía eléctrica, un inversor que convierte la CC en AC, el mismo que se conecta a la red a través de un transformador y por último los sistemas de control (Qu et al., 2013).

Una topología equivalente de la estación fotovoltaica se muestra en la Figura 3. (cp.2013)

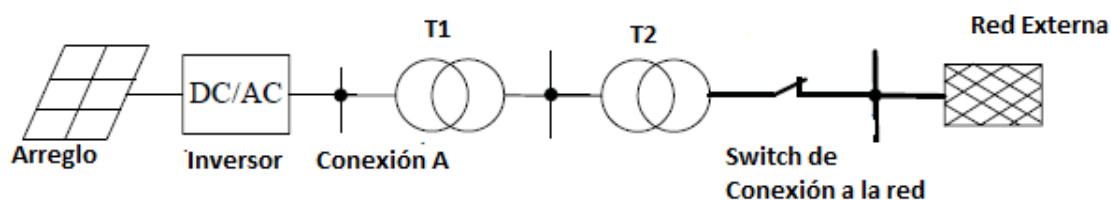


Figura 3. Topología Equivalente de una estación fotovoltaica

Este documento se centra en los modelos de sistemas fotovoltaicos genéricos proporcionados por WECC REMTF. Este tipo de modelo presenta especificaciones detalladas de los sistemas fotovoltaicos dinámicos para simulaciones en el dominio del tiempo. Este modelo consiste en tres partes: el Convertidor de Energía Renovable (REGC\_A), cuya característica es que tiene entradas de corriente activa y reactiva; el Modelo de Control Eléctrico de Energías Renovables (REEC\_B), con entradas de referencia de potencia activa y reactiva; y el Modelo de Control de Plantas de Energía Renovable (REPC\_A), este modelo tiene entradas de referencia de voltaje y voltaje medio regulado a nivel de planta (Sánchez Oñate Paúl Santiago & Barrera Singaña Carlos Andrés, 2020).

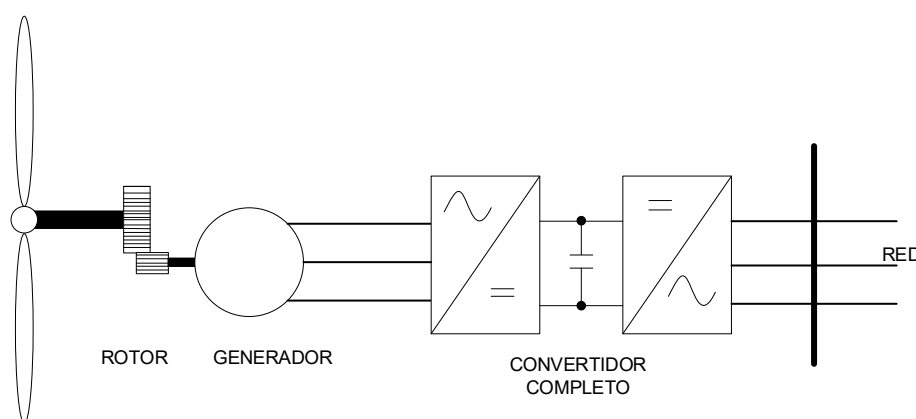
La validación de los modelos de sistemas fotovoltaicos genéricos WECC implementados en DlgSILENT PowerFactory se llevó a cabo con la herramienta escrita de Validación de modelos de energía renovable (REMV) de EPRI (Lammert Gustav et al., 2016).

#### Sistemas eólicos

Los desarrollos tecnológicos permiten hoy la incorporación de turbinas eólicas que aprovechan el recurso renovable del viento; en este contexto la industria eólica plantea nuevos retos para su integración al SSEE. Por lo tanto, los operadores del sistema

actualmente analizan la estabilidad agregando esta nueva fuente de energía, no solo para planificar las actividades de operación de la red y asegurar la continuidad del suministro eléctrico, sino también para evaluar el impacto de la nueva capacidad eólica instalada (Villena-Ruiz et al., 2020).

Considerando que estos generadores no tienen el mismo comportamiento que los generadores síncronos en cuanto a inercia, respuesta de frecuencia y control de voltaje, es importante abordar modelos ya estandarizados para la simulación, siendo uno de estos modelos el “Generador Asíncrono con interfaz de convertidor completo”, cuyo diagrama se observa en la Figura 4. Los generadores eólicos que se conectan a la red a través de un convertidor completo se pueden modelar como generadores estáticos ya que el comportamiento de un parque eólico visto desde el lado de la red está determinado por los convertidores; dependiendo de las señales que se conecten al generador estático, éste utiliza el modelo de fuente de corriente o el de fuente de voltaje (Vera Enrique & Arcos Hugo, 2016).



*Figura 4. Generador Asíncrono con interfaz de convertidor completo*

El Consejo de Coordinación de Electricidad Occidental (WECC) de los EEUU, ha presentado modelos de aerogeneradores Tipo 4 con características dinámicas para análisis de estabilidad del sistema de potencia. El generador asíncrono Tipo 4 lideran actualmente la tecnología eólica ya que el uso del convertidor completo aísla el comportamiento mecánico de la red y gracias al uso de la electrónica de potencia se puede controlar la potencia reactiva.

WECC creó dos modelos de turbinas Tipo 4 de acuerdo con la configuración del inversor. Si el inversor está conectado al enlace DC no se requiere el comportamiento aerodinámico y mecánico en el modelo, para ello se utiliza el Tipo 4B, pero si no tiene el inversor conectado a un enlace DC debe tener un modelo mecánico de dos masas para representar las oscilaciones de potencia post falla y es de Tipo 4A. En este documento se trabaja con el aerogenerador Tipo 4B propio del software PowerFactory validada por “Renewable Energy Model Validation” (REMV) que consta de tres partes principales: modelo de generador/convertidor, modelo de control eléctrico y modelo de control de planta simple (González Juan C. et al., n.d.).

## Metodología

### Modelo del sistema de suministro de energía eléctrica.

El modelo eléctrico se basa en la red de Subtransmisión y Distribución de la empresa EERCS, y de Centrales de Generación de la empresa ELECAUSTRO, las mismas que forman parte del sector eléctrico del austro ecuatoriano. En este análisis existen dos barras de acoplamiento con el sistema nacional interconectado ubicadas en las subestaciones Rayoloma y Sinincay.

El anillo de subtransmisión se encuentra constituido por 42 líneas a 138 kV, 69 kV y 22 kV, además consta de 5 barras a 138 kV, 24 barras a 69 kV, y barras de carga y generación a niveles de voltaje menores o iguales a 22 kV. Forman parte del sistema 43 transformadores de potencia con diferente relación de transformación siendo la relación de 22/69 kV predominante, y por último se tiene las 17 máquinas síncronas distribuidas en las diferentes centrales de generación.

### Diagrama Unifilar

Para cumplir uno de los objetivos del trabajo, se implementa el sistema de Subtransmisión usando modelos detallados de sus elementos con los datos obtenidos en el proceso de investigación. En la Figura 5 se observa el diagrama unifilar del SSEE objeto de estudio.

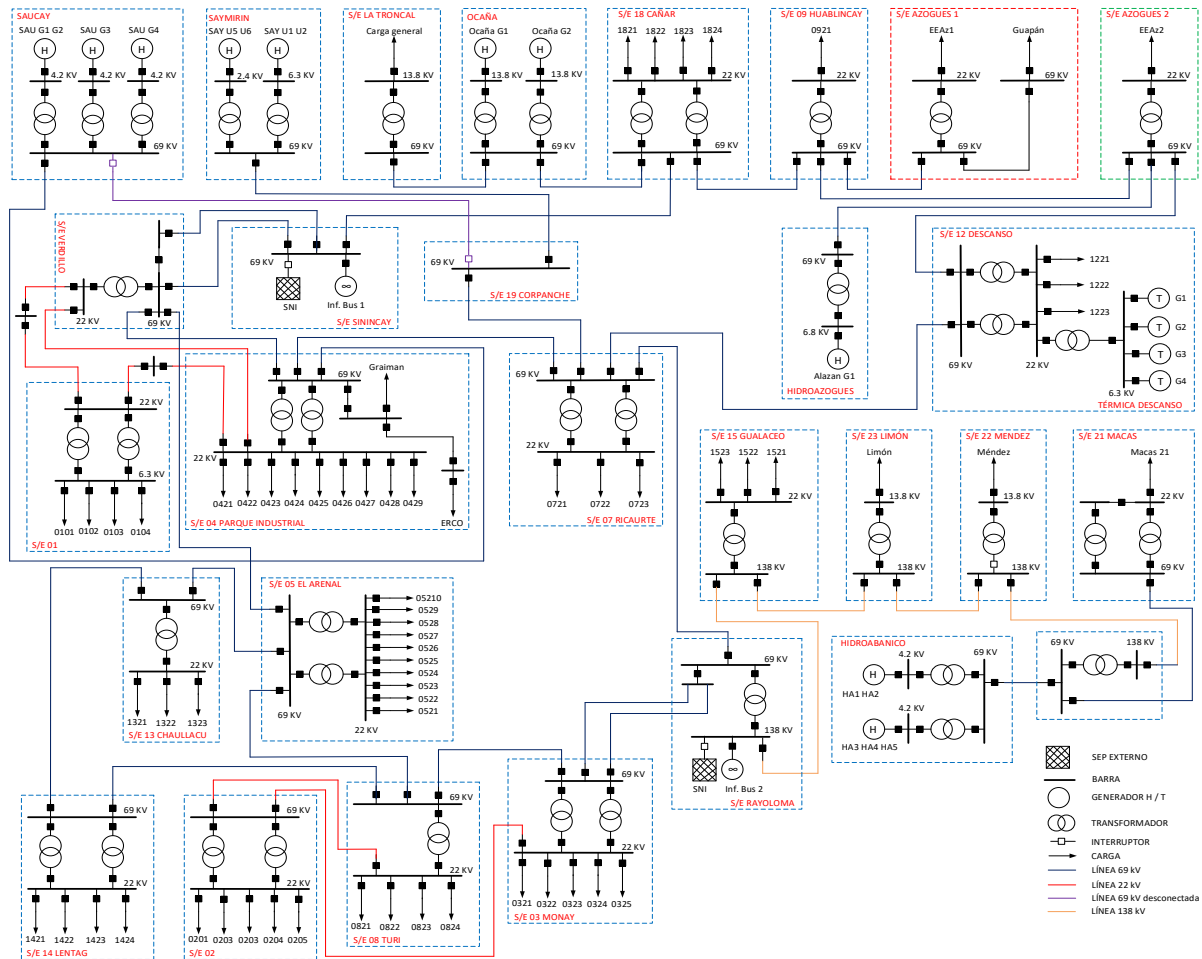


Figura 5. Diagrama Unifilar del Sistema

## Centrales Eléctricas

Para el caso de estudio se tienen 6 centrales distribuidas en diferentes barras del sistema eléctrico. Las máquinas eléctricas son de tipo trifásicas de polos salientes; el detalle de cada unidad que conforma el sistema de energía eléctrica se observa en la tabla A.1 del anexo A.

### Sistemas de Control de las Máquinas.

Los sistemas de control en una máquina síncrona son los encargados de mantener la frecuencia, el voltaje, potencia activa y reactiva en los valores adecuados de operación del sistema, actuando principalmente en la excitación del generador y en la velocidad del primotor.

Los principales sistemas de control de la máquina síncrona son:

- Regulador automático de voltaje AVR (Automatic Voltage Regulator).
- Regulador de velocidad AGC (Automatic Generator Control) (Governor).

En el modelo del sistema, los generadores poseen sus respectivos sistemas de excitación y de regulación de velocidad, los cuales mantienen a las unidades en sincronismo y en operación estable. Los controles que son utilizados son de acuerdo a “System Models for Power Factory Stability Studies” tanto para una central hidráulica como para una central térmica.

### AGC:

El Gobernador es uno de los principales sistemas de control de una máquina síncrona cuya función es actuar directamente sobre el suministro de la fuente de energía, la acción del regulador permite controlar la potencia activa de la máquina mediante el control de la velocidad del primotor.

Las Figuras 6 y 7 muestran el diagrama del gobernador actuando sobre las unidades de generación hidráulicas y térmicas, y en las tablas 1 y 2 los datos de los mismos.

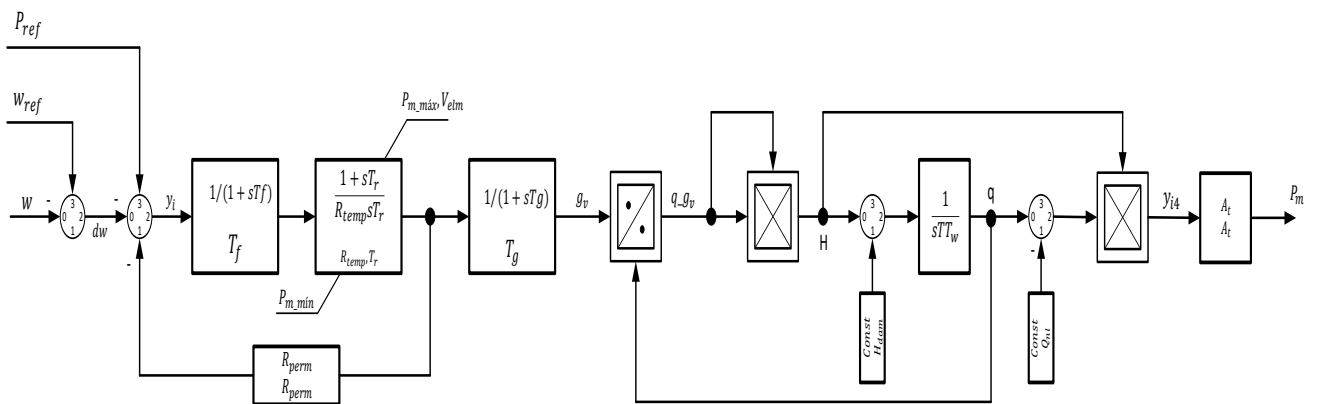


Figura 6. Diagrama del AGC para la turbina hidráulica

Tabla 1. Parámetros del AGC Hidráulica

Parámetros	Valores
$R_{perm}$ Caída Permanente [p.u]	0,04
$T_f$ Constante de Tiempo [s]	0,05
$R_{Temp}$ Caída Temporal [p.u]	0,5
$T_r$ Constante de Tiempo de Lavado [s]	10
$T_g$ Constante de Tiempo del Servo [s]	0,5
$T_w$ Constante de Tiempo de Inercia	1
$H_{dam}$ Turbina [p.u]	1
$Q_{nl}$ Caudal sin carga [p.u]	0,08
$A_t$ Ganancia de la Turbina [p.u]	1,2
$p_{m\_min}$ Mínima Potencia de Salida [p.u]	0
$p_{m\_máx}$ Máxima Potencia de Salida [p.u]	1
$V_{elm}$ Máxima Velocidad [p.u/s]	0,2

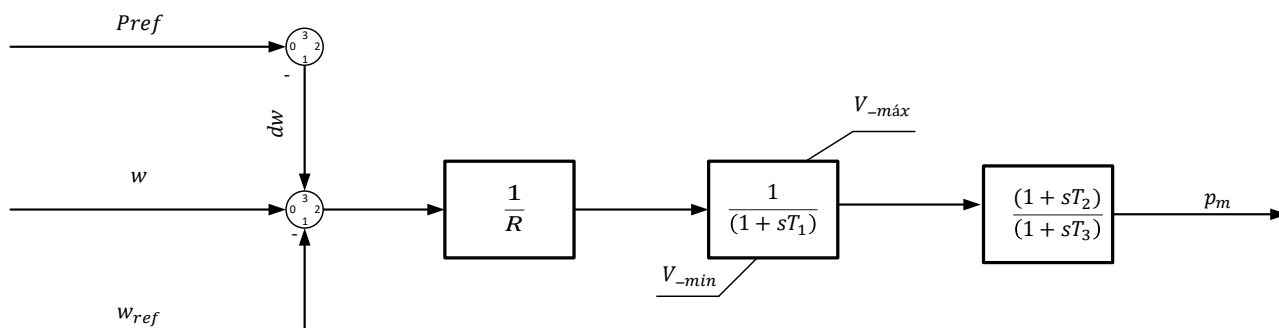


Figura 7. Diagrama del AGC para la máquina térmica

Tabla 2. Parámetros del AGC para una máquina térmica

Parámetros	Valores
$R$ Caída permanente [p.u]	0,05
$T_1$ Constante de Tiempo del Recipiente de Vapor [s]	0,5
$T_2$ Constante de tiempo del numerador del bloque T2/T3 [s]	2,5
$T_3$ Constante de tiempo del recalentador [s]	10
$V_{min}$ Valor mínimo válvula [p.u]	0
$V_{max}$ Valor máximo válvula [p.u]	1

## AVR:

Es el sistema de control que proporciona la regulación del voltaje terminal de la máquina a la que está conectado, siendo un elemento clave en la operación continua del sistema eléctrico de potencia. Su calibración responderá a cumplir criterios de niveles máximos y mínimos que garanticen un funcionamiento correcto. Si se excede dichos valores en el devanado de campo podría presentarse problemas como fatiga por calentamiento (Dudgeon et al., 2007).

En las Figuras 8 y 9 se observa los AVR para las máquinas hidráulicas y térmicas propias de las librerías del Digsilent, y en las tablas 3 y 4 se presentan los parámetros de cada AVR.

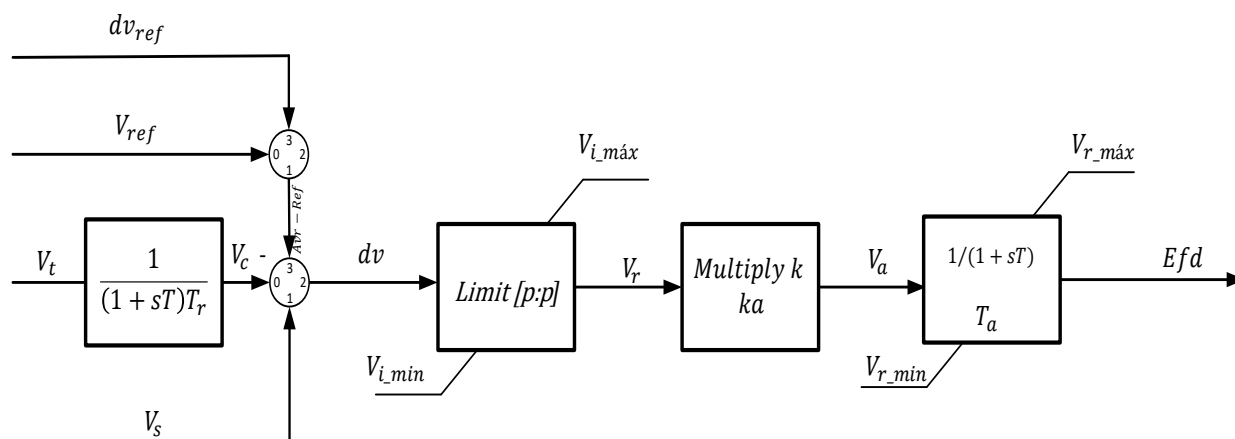


Figura 8. AVR para una máquina hidráulica

Tabla 3. Parámetros del AVR para una Hidráulica

Parámetros	Valores
$T_r$ Retardo de Medición [s]	0,02
$K_a$ Ganancia de controlador [p.u]	25
$T_a$ Constante del tiempo del controlador [s]	0,05
$V_{i\_min}$ Entrada mínima del controlador [p.u]	-0,5
$V_{r\_min}$ Salida mínima del excitador [p.u]	-4
$V_{i\_máx}$ Entrada máxima del controlador [p.u]	0,5
$V_{r\_máx}$ Salida máxima del excitador [p.u]	4

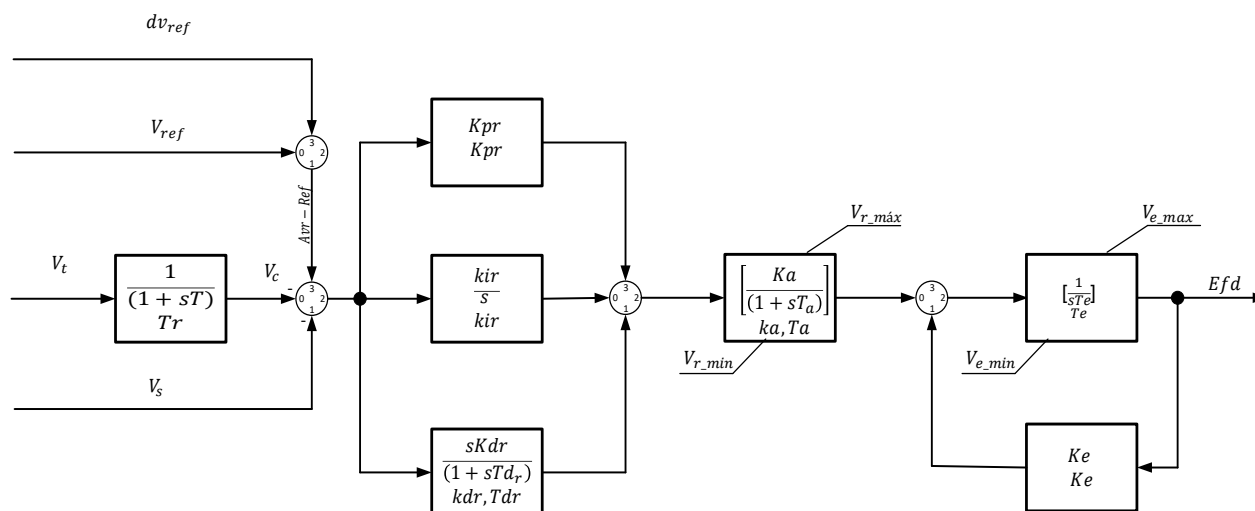


Figura 9. AVR para una máquina térmica

Tabla 4. Parámetros del AVR para una máquina térmica

Parámetros	Valores
$T_r$ Retardo de medición [s]	0,02
$K_{pr}$ Ganancia del regulador proporcional de voltaje [p.u]	20
$k_{ir}$ Ganancia del regulador integral de voltaje [p.u./s]	5
$k_{dr}$ Ganancia del regulador diferencial de voltaje [p.u]	10
$T_{dr}$ Constante de tiempo de retardo del canal derivado de PID [s]	0,1
$K_a$ Ganancia del puente rectificador [p.u]	1
$T_a$ Constante de tiempo del puente rectificador [s]	0,1
$K_e$ Constante proporcional del campo excitador [p.u]	1
$T_e$ Constante de tiempo del campo excitador [s]	1,2
$V_{r\_min}$ Entrada mínima del controlador [p.u]	0
$V_{e\_min}$ Salida mínima del excitador [p.u]	0
$V_{r\_máx}$ Entrada máxima del controlador [p.u]	6
$V_{e\_máx}$ Salida máxima del excitador [p.u]	6

### Modelo SSEE con la incorporación de energías renovables

La incorporación de las energías renovables se basa en suponer que existe un gran potencial de recursos renovables que pueden ser aprovechados, tales como viento y sol en la región donde se planifica incorporar generación eléctrica. Las fuentes no convencionales de energía deben permitir desplazar a aquellas centrales térmicas que se encuentren en la misma región

para mitigar la contaminación del medio ambiente, siendo el objetivo analizar cómo esta tecnología afecta la estabilidad de un SSEE.

### Modelo de la Central Fotovoltaica

El modelo se basa en tres parques fotovoltaicos conectados a diferentes barras del SSEE. El primer parque se conecta a la barra de 69 kV de la S/E 08 con una potencia de 25 MVA, la segunda central se conecta en la barra de la S/E 12 el Descanso a 69 kV con una potencia de 25 MVA y el último conjunto fotovoltaico se conecta a la barra de la S/E la Troncal de 69 kV con una potencia de 25 MVA, cuyo diagrama se muestra en la Figura 10.

La potencia de la central fotovoltaica se considera con un criterio de demanda, así por ejemplo, la carga en la subestación la Troncal es de 19MW y se incorpora a la central para que tome toda la carga, entonces el mínimo valor de potencia instalada debe ser de 19 MW; considerando criterios de reserva una opción podría ser los 25 MVA. En realidad, la potencia de la central no es limitante en el análisis, pero si permite observar la dinámica del sistema a diferentes potencias.

El modelo de generación fotovoltaica se incorpora del mismo DIgSILENT/PowerFactory, el cual está compuesto por los paneles fotovoltaicos, un transformador elevador por el cual se conecta a la red, inversores y el sistema de control; el modelo no presenta el rendimiento de ningún inversor en particular, solo indica las características de respuesta transitoria ante fallas y los límites de salida de la generación fotovoltaica (Qu et al., 2013).

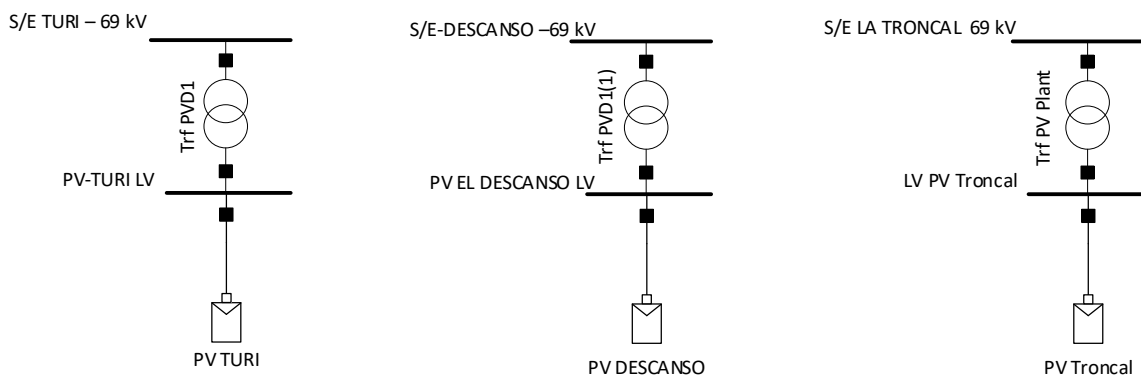


Figura 10. Diagrama Unifilar de los diferentes parques fotovoltaicos

### Modelo de la Central Eólica

Para observar el efecto de los parques eólicos en la estabilidad del sistema se colocan tres plantas eólicas en diferentes barras del SSEE, el primer parque está ubicado en la barra de la S/E 18 Cañar a 69 kV con una potencia de 40 MVA con un arreglo de 20 unidades de 2 MVA cada una, el segundo grupo se encuentra conectado a la barra de la S/E 14 de Lentag a 69 kV con una potencia de 50 MVA y un arreglo de 25 unidades de 2 MVA y el último se conecta a la barra de la S/E Azogues 2 con 30 MVA de potencia y un arreglo de 15 unidades de 2 MVA cada una; el diagrama de cada central eólica se observa en la Figura 11.

El modelo de la central eólica se incorpora de las librerías DIgSILENT/PowerFactory; el cual está construido por aerogeneradores, convertidores, transformadores y el sistema de control.



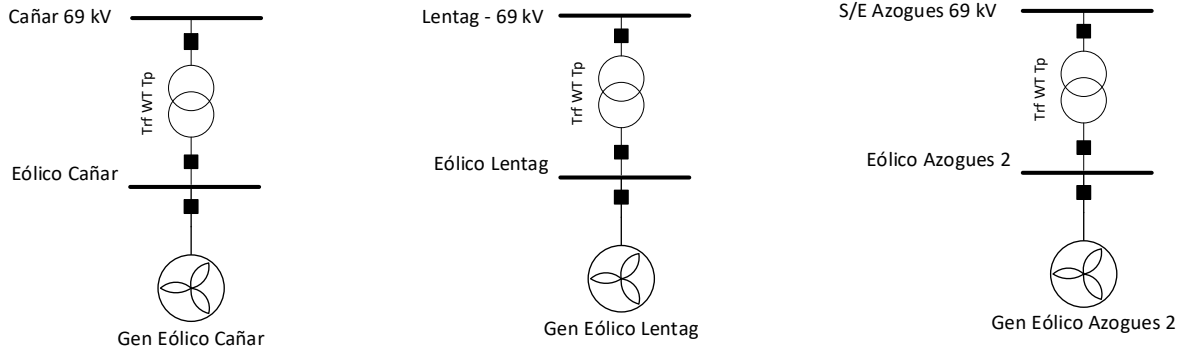


Figura 11. Diagrama Unifilar de los parques eólicos

En la Figura 12 se presenta el Diagrama Unifilar del SSEE con la incorporación de las energías renovables.

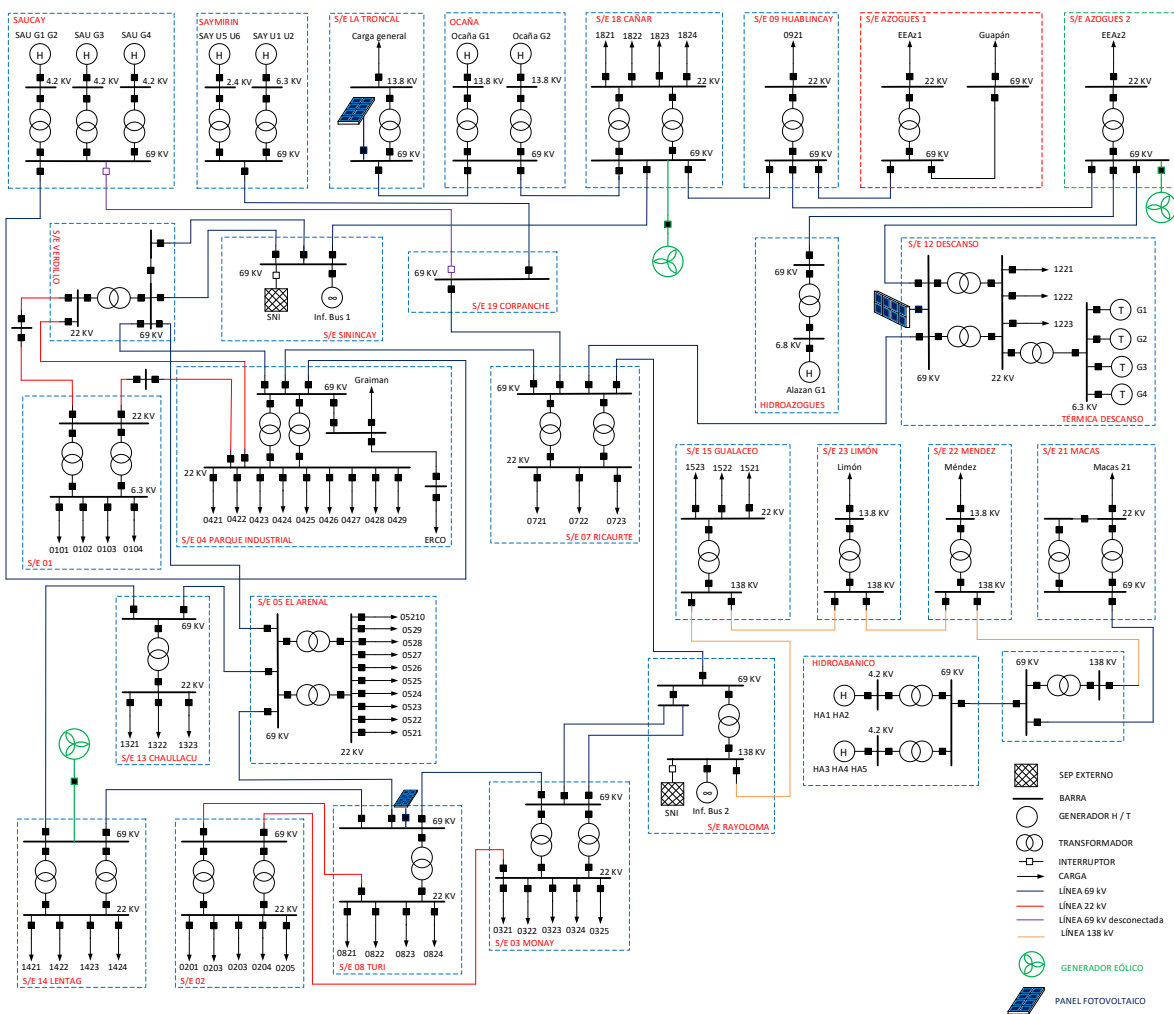


Figura 12. Diagrama Unifilar con la incorporación de las energías renovables.

### Simulación y Análisis

Con el modelo del sistema eléctrico descrito en el apartado anterior en estado normal de operación, se realiza una serie de simulaciones utilizando el paquete “System Models for Power Factory Stability Studies”. Se establece el caso base cuyos principales resultados tales como: flujos de potencia, cargabilidad de las líneas, voltajes en las barras, potencia activa y reactiva se presenta en el anexo B.

Se pueden realizar diversas contingencias para el sistema de suministro de energía, pero se realiza el análisis de estabilidad para un número determinado de contingencias basado en una lista de prioridades:

- Salida de unidades de generación más grande.
- Desconexión de barras con mayor demanda.
- Desconexión de líneas con mayor flujo de potencia.

### Análisis Modal

La respuesta natural de un sistema depende de las características de sus componentes y lo que se ve reflejado en los valores característicos que dependen entre otras cosas de las constantes de las máquinas, parámetros de los controladores, factores de amortiguamiento, etc. El sistema de subtransmisión en estudio presente en la Figura 13 permite obtener los valores característicos para las respuestas naturales y modos de oscilación del sistema eléctrico.

Todos los eigenvalores se encuentran ubicados en el semiplano izquierdo y distribuidos a lo largo del eje real negativo y muy cercanos al eje imaginario. El modo más lejano es el 126 que corresponde a la barra de la central Saucay, mientras que el modo cercano al eje imaginario corresponde a las unidades del Descanso; en general el sistema es estable.

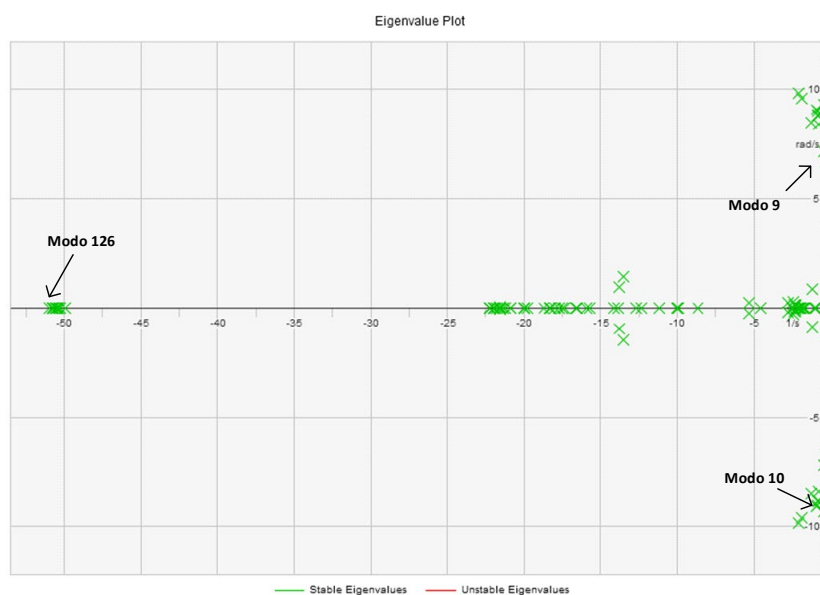


Figura 13. Eigenvalores del sistema sin fuentes renovables

Con la incorporación de las centrales eólicas y fotovoltaicas, el sistema continúa siendo estable según la Figura 14. En este caso el modo más alejado corresponde al modo 202 del generador eólico conectado a la barra de la S/E Azogues, mientras que los modos más cercanos al eje imaginario corresponden al modo 4 de la barra de la S/E Alazán y el modo 15 de la barra de generación del Descanso.

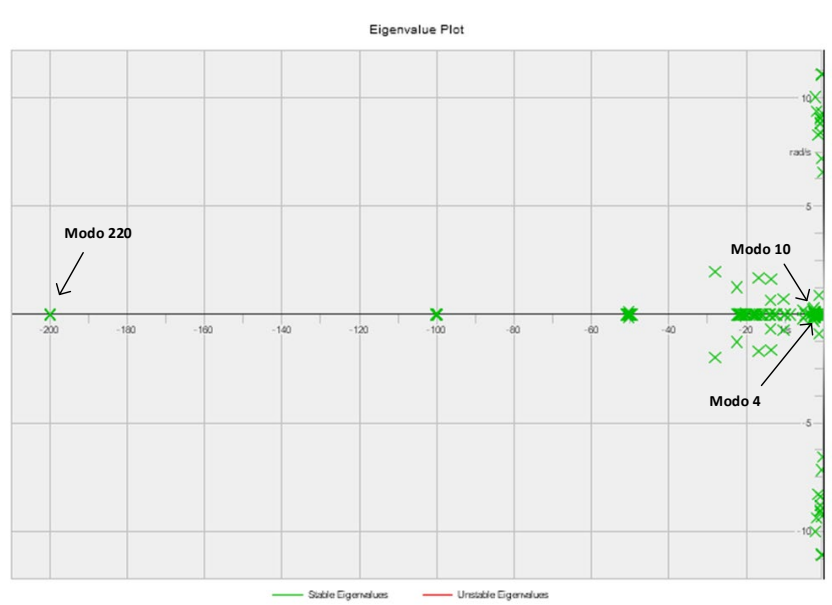


Figura 14. Eigenvalores con fuentes renovables

### Caso 1: Desconexión de las barras con mayor demanda.

En el primer caso de estudio se desconectan barras con mayor carga; se consideran dos eventos de estudio en diferentes partes del sistema; la desconexión de la barra de carga de la S/E el Arenal y la S/E del parque industrial. Se obtienen los resultados de voltajes, frecuencia, ángulo de voltaje y potencia activa en las barras de generación del sistema eléctrico. Las simulaciones de la contingencia se realizan sin y con la incorporación de energías renovables con la finalidad de observar la estabilidad del mismo.

La simulación en el tiempo, en todos los casos de estudio se realiza con el sistema en estado estable y a los 30 segundos se simula la contingencia con la desconexión del elemento (barra, línea, máquina, etc) a los 30,1 segundos; se elige este tiempo debido a estudios similares en el cual optan por ese valor para los análisis.

#### **Desconexión de la barra S/E 05 el Arenal.**

La potencia conectada a esta barra es de 31 MW; la desconexión de la barra se realiza en el lado secundario de 22 kV de los dos transformadores de la subestación (Figura 15), al ser un valor de demanda considerable se pueden presentar fluctuaciones de voltaje, frecuencia, etc y estimar si las máquinas del sistema salen de sincronismo.

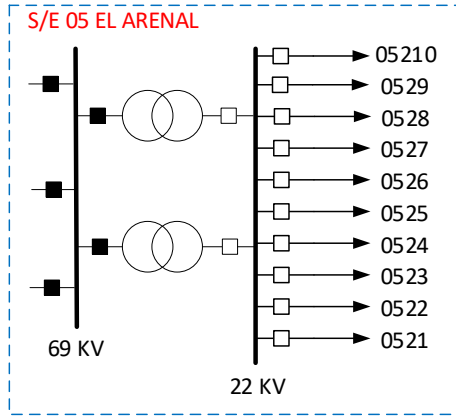
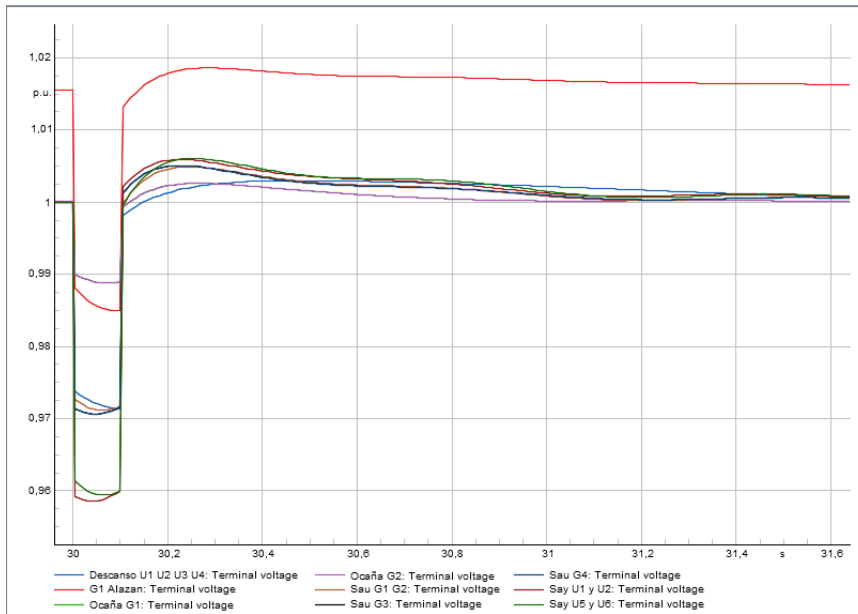
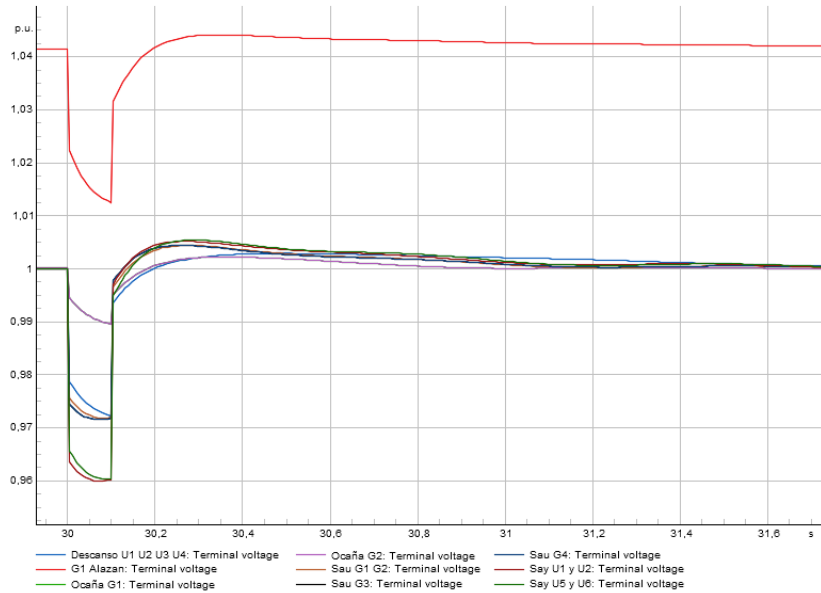


Figura 15. Desconexión de la carga de la S/E 05



(a)



(b)

Figura 16. Perfil de Voltaje en los terminales de los generadores, desconexión de la barra S/E 05 el Arenal (a) sin energías renovables (b) con energías renovables

En la Figura 16a, se presenta el perfil de voltaje en los generadores durante la falla, el voltaje cae a 0,95 p.u en algunas máquinas y después de despejada la falla se presentan oscilaciones no severas de voltaje; aproximadamente después de 1 segundo las oscilaciones desaparecen y los voltajes regresan a sus valores de estado estable debido a la acción del regulador de voltaje de cada máquina. Con la incorporación de energías renovables (Figura 16 b) no existe un cambio considerable en el comportamiento dinámico del voltaje.

La Figura 17 muestra el perfil de voltaje de las fuentes renovables, en este caso durante el tiempo que dura la falla (0,1 segundos) los valores caen como es lo esperado, despejada la falla, la recuperación a estado estable no presenta oscilaciones como en los generadores síncronos, por acción del sistema de control de voltaje.

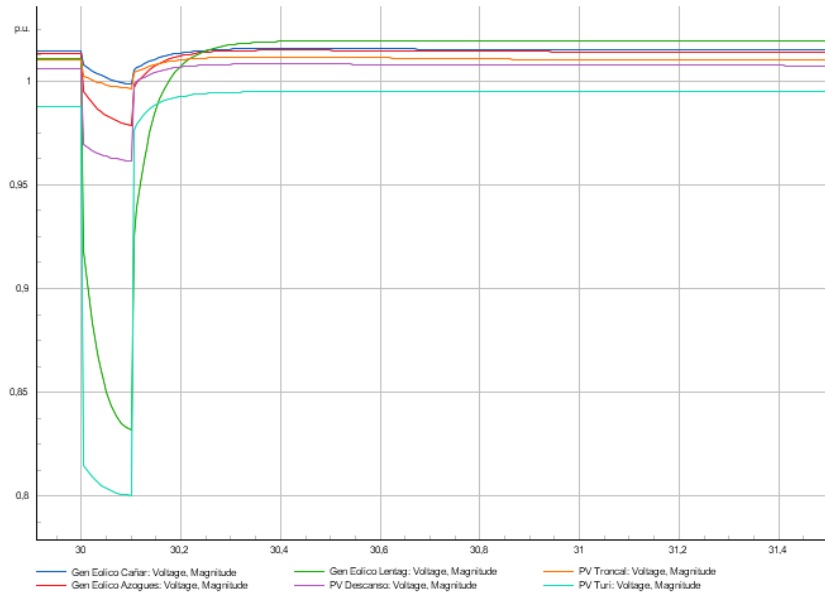
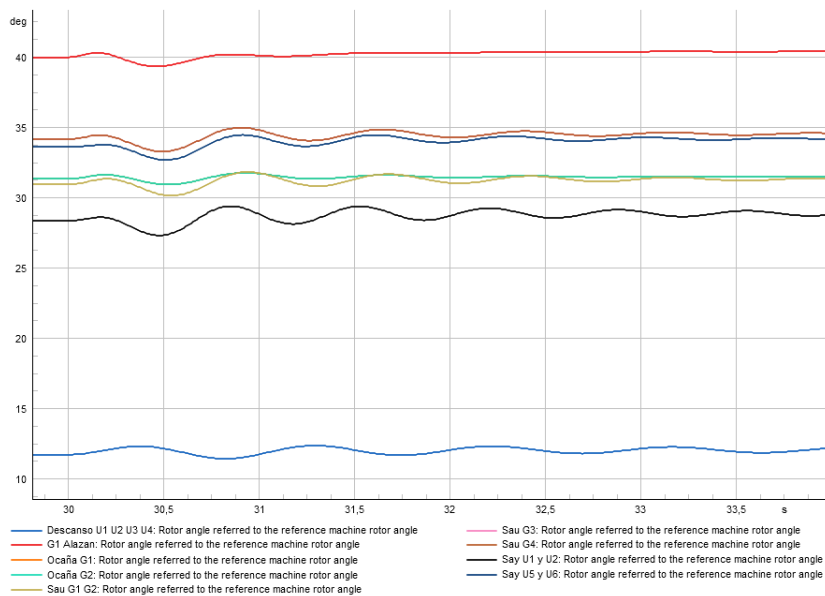
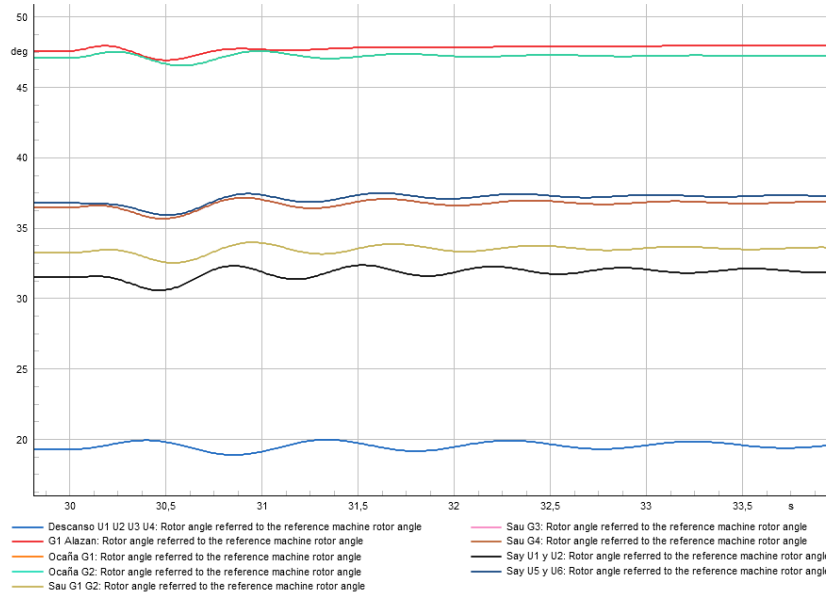


Figura 17. Perfil de Voltaje de los Generadores Eólicos y Paneles Fotovoltaicos, barra S/E 05 el Arenal.

La siguiente magnitud de interés es el ángulo del rotor que se muestra en la Figura 18, donde se observa el cambio que sufre el mismo sin las energías renovables y con energías renovables.



(a)

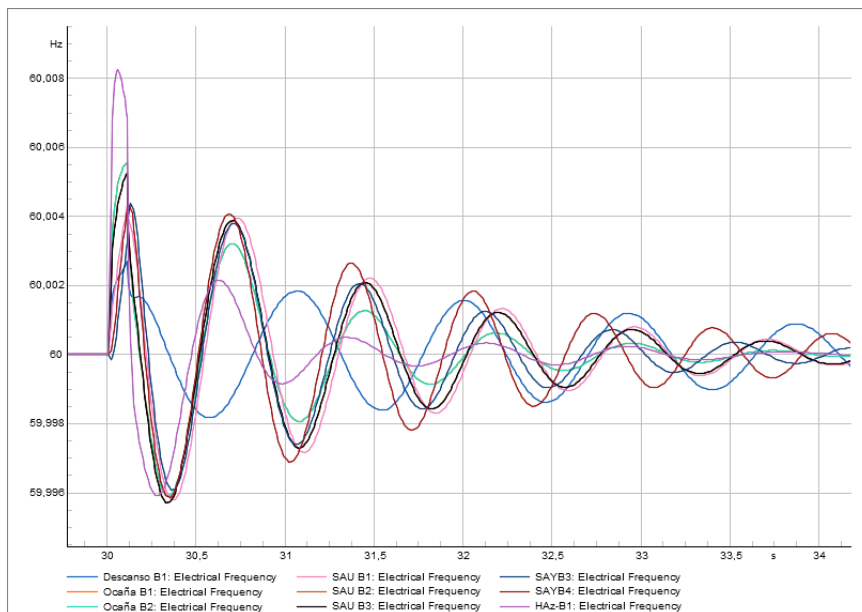


(b)

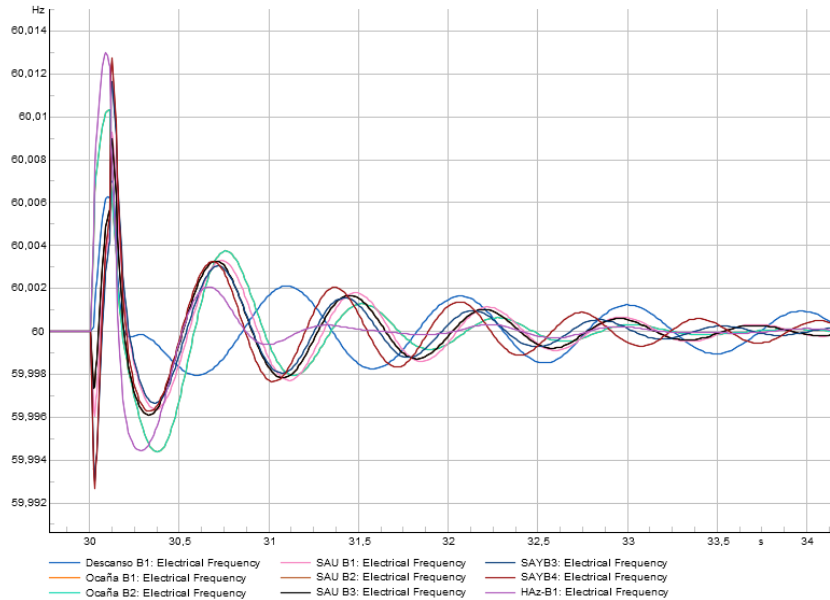
Figura 18. Angulo del rotor de los generadore, barra S/E 05 el Arenal (a) sin energías renovables, (b) con energías renovables

La variación del ángulo de rotor no son considerables en las máquinas, sin embargo, debido a su respuesta dinámica tardan en estabilizarse, en particular las máquinas de las centrales Saucay, Saymirin y Descanso en aproximadamente un tiempo de 5 segundos. El ingreso de las energías renovables no altera el comportamiento de los generadores del sistema porque el mismo depende de los controles de velocidad de cada una de las máquinas síncronas.

La frecuencia es otra característica importante del sistema, cuya respuesta frente a la contingencia se observa en la Figura 19 sin renovables y con renovables.



(a)



(b)

Figura 19. Variación de la frecuencia, barra S/E 05 el Arenal (a) sin energías renovables, (b) con energías renovables

Como se esperaba las máquinas síncronas presentan variaciones de frecuencia tras la contingencia; oscilando entre valores máximos y mínimos de 60,01 Hz y 59,996 Hz, en caso particular las máquinas de Alazán y Ocaña debido a su cercanía a la falla, teniendo una respuesta más rápida. Con energías renovables no se presentan cambios considerables, la frecuencia tiende a recuperar su valor de estado estable a 60 Hz.

La Figura 20 indica la variación de la frecuencia en los generadores eólicos y los paneles fotovoltaicos tras la falla. Se tiene menos oscilaciones con respecto a los generadores síncronos y alcanza en un tiempo menor el valor de estado estable de 60 Hz.

La central fotovoltaica conectada la barra de la S/E Turi presenta una mayor variación de frecuencia, esto significa que su control de frecuencia no responde de manera efectiva a la contingencia presentada durante la desconexión de la carga.



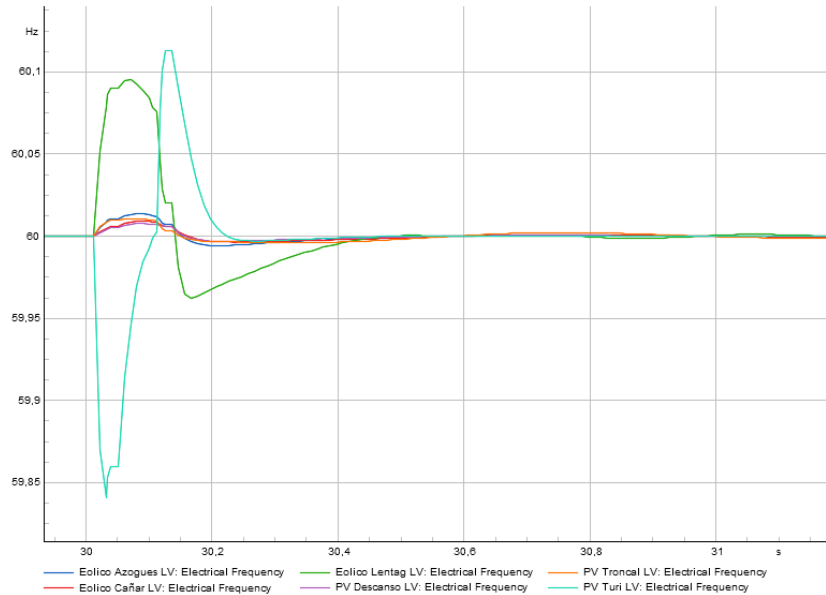
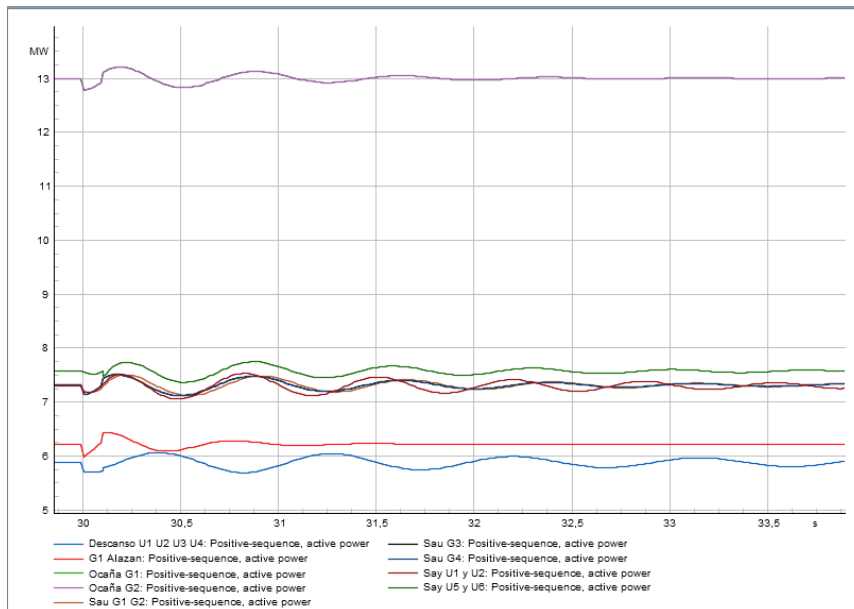
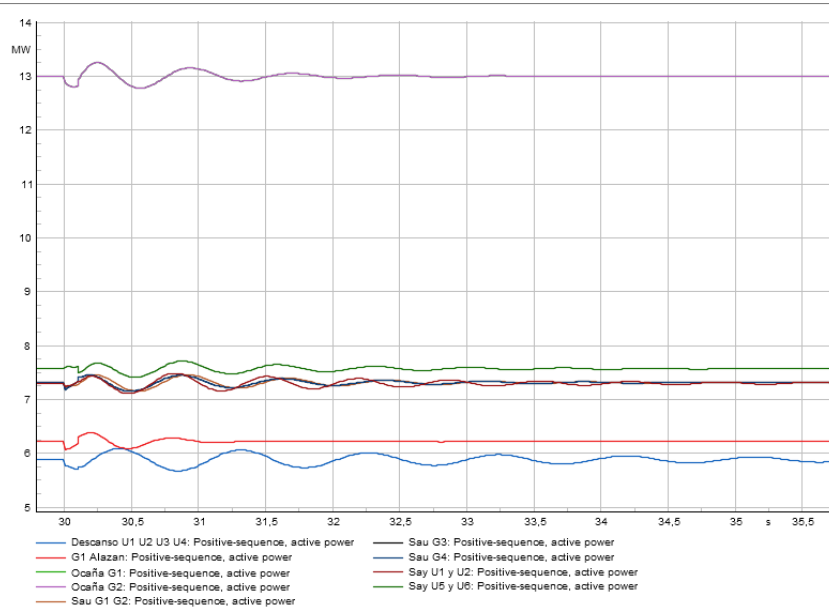


Figura 20. Variación de la frecuencia en los generadores eólicos y los paneles fotovoltaicos, S/E 05 el Arenal

La última figura de interés es la potencia activa, debido a su dependencia del ángulo del rotor, la Figura 21 presenta las oscilaciones de la potencia activa sin las energías renovables y con las energías renovables.



(a)



(b)

Figura 21. Potencia Activa en terminales de los Generadores, barra S/E el Arenal (a) Sin energías renovables (b) Con energías renovables

La potencia activa en los generadores síncronos sin y con energías renovables no tiene ningún cambio considerable, sufren pequeñas variaciones durante los primeros segundos tras la falla, pero al final se estabilizan entregando su respectiva potencia.

La variación de la potencia activa debido a la pérdida de carga es absorbida por las barras de referencia de Rayoloma y Sinincay, los valores antes de la falla son 31,9 MW y 80,3 MW respectivamente y después de la contingencia en estado estable las potencias son 22,1 MW y 55,7 MW, la diferencia de esas potencias es igual a la carga retirada más las pérdidas del sistema. En el escenario con energías renovables el panorama sigue siendo el mismo, las barras infinitas asimilan la variación de la demanda.

Otro caso de estudio similar es la desconexión de la barra de 22kV del parque industrial con una demanda de 28,12 MW teniendo resultados similares al anterior evento. La variación de la potencia activa en la carga es asimilada por las barras de Rayoloma y Sinincay tanto en el escenario con renovables y sin renovables.

**Caso 2: Desconexión S/E 07 Ricaurte**

El interés de este análisis de contingencia se debe a que la barra conecta a las centrales, Saymirin, el Descanso, el SNI y la demanda del parque industrial, la desconexión se realiza en el lado primario de los transformadores en la barra de 69 kV (Figura 22).

Las fluctuaciones de voltaje no son considerables, en el tiempo de falla los voltajes caen de su valor nominal y luego de un menor tiempo regresan a su estado estable.

Para este evento es de interés el ángulo del rotor y la frecuencia, que se presentan en las Figuras 23 y 24.

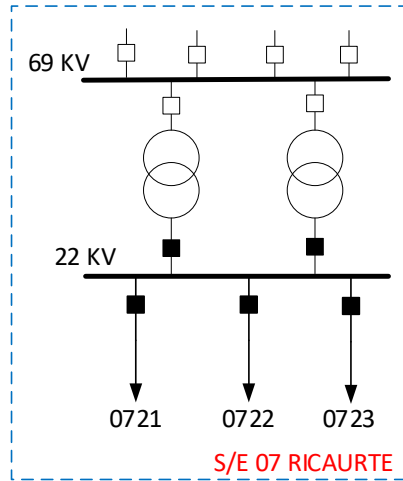
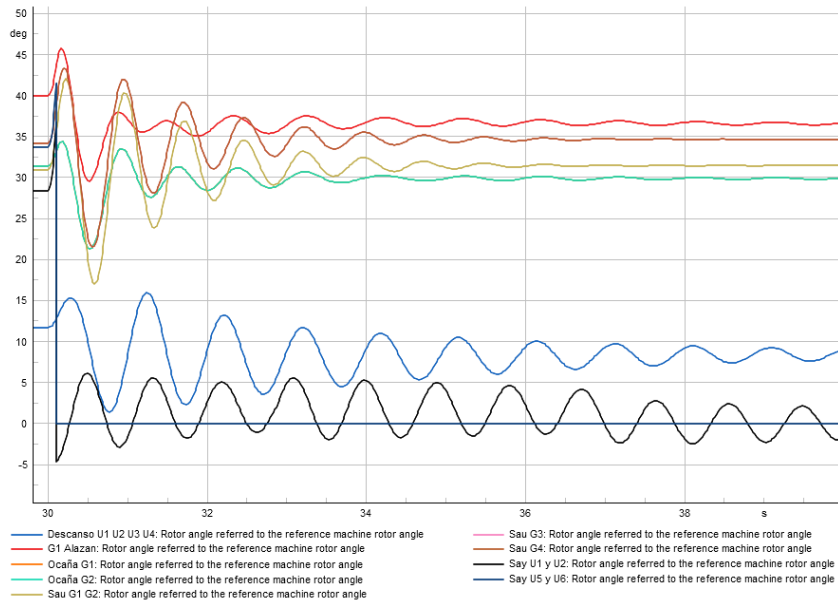
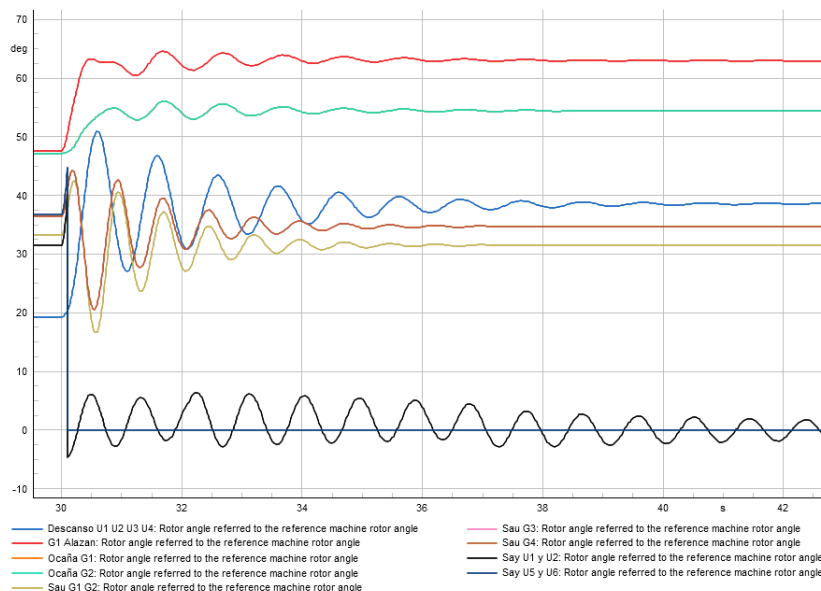


Figura 22. Desconexión de la Barra S/E 07



(a)

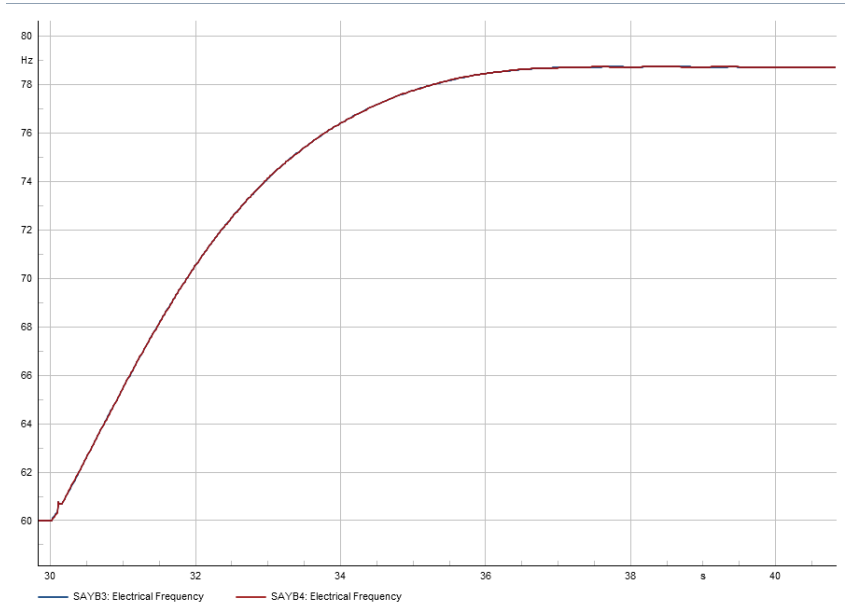


(b)

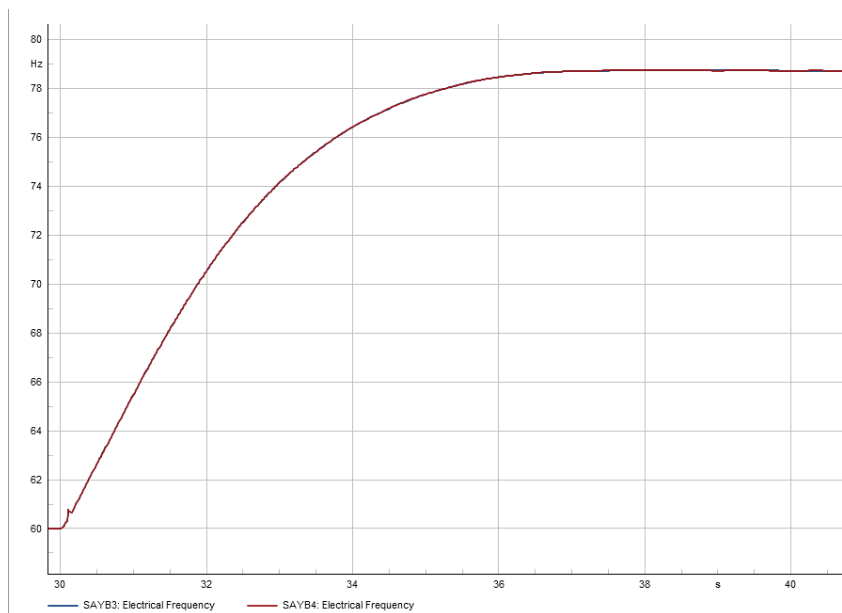
Figura 23. Ángulo del rotor de los generadores, barra S/E 07 Ricaurte (a) sin energías renovables, (b) con energías renovables

La variación del ángulo del rotor en las máquinas síncronas sin la incorporación de energías renovables (Figura 23 a) presenta oscilaciones que tienden a estabilizarse en nuevos valores, y particularmente el ángulo de la central Saymirin que cae a 0 grados. Con la incorporación de energías renovables no existe un cambio en la respuesta del ángulo de rotor de las máquinas debido a que cada unidad tiene su propio sistema de control.

La Figura 24a indica las fluctuaciones de frecuencia siendo particularmente las máquinas de la central Saymirin las que tienden a 79 Hz, esto indica que las máquinas salieron de sincronismo y no son capaces de regresar a su estado normal, es decir pierden su estabilidad ante esta contingencia, la causa principal es no poder evacuar el flujo de potencia. Con la incorporación de renovables (Figura 24 b) se tiene un escenario igual debido a que cada máquina tiene su propio control de velocidad.



(a)



(b)

Figura 24. Frecuencia en los generadores, barra S/E 07 Ricaurte (a) sin energías renovables (b) con energías renovables

Para este evento es más notorio las fluctuaciones de frecuencia en los grupos de generación renovable (eólicos y fotovoltaicos) como se observa en la Figura 25. El tiempo de estabilización es de 4 segundos, para que las máquinas recuperen su condición de estado estable. Un aspecto interesante es que mayores fluctuaciones presentan los paneles fotovoltaicos conectados a la red versus las centrales eólicas dado por su característica dinámica y rápida acción de los controles de velocidad.

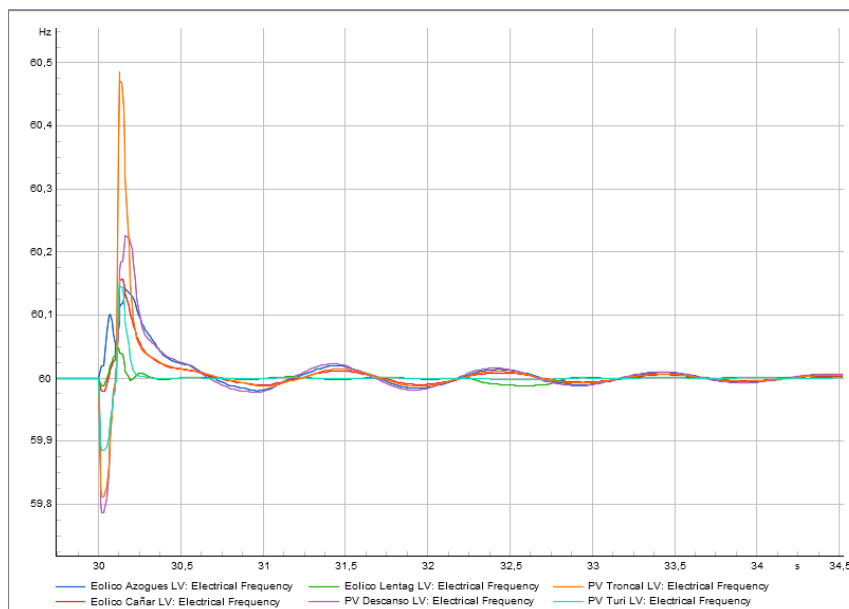


Figura 25. Variación de frecuencia de los generadores eólicos y paneles fotovoltaicos, barra S/E 07 Ricaurte

### Caso 3: Desconexión de las líneas con mayor flujo de potencia.

Se realizaron las simulaciones de dos eventos, la desconexión de las dos líneas que unen la S/E 03 Monay con la S/E Rayoloma y la desconexión de las dos líneas de subtransmisión que unen las S/E de Verdillo y Sinincay puesto que presentan los mayores flujos de potencia (50 MW y 45 MW respectivamente). Se realiza el análisis con el modelo del sistema sin renovables y con renovables, siendo de particular interés el primer evento.

#### **Desconexión de las líneas S/E 03 Monay- S/E Rayoloma.**

Se simula una falla en las líneas de subtransmisión, la cual es despejada a los 0,1 segundos con la desconexión de los elementos del sistema. Los resultados de esta acción se presentan en las figuras 27, 28 y 29 donde se grafican las fluctuaciones de ángulo del rotor, frecuencia de los generadores síncronos para los escenarios de sin fuentes renovables y con la incorporación de las mismas, y las gráficas de la respuesta en frecuencia de las centrales de generación eólica y fotovoltaica.

El flujo de potencia a través de las dos líneas en el momento de la contingencia es de 50 MW, existe una conexión directa con el SNI, y con las centrales Saymirin y el Descanso; La desconexión de las líneas se realiza en las barras de 69 kV de la S/E 03 y la S/E Rayoloma (Figura 26). La contingencia ocasiona que los flujos de potencia se redistribuyan y que la barra en la S/E Sinincay asimile las variaciones en los flujos de potencia y la ausencia de la generación en la barra de Rayoloma.

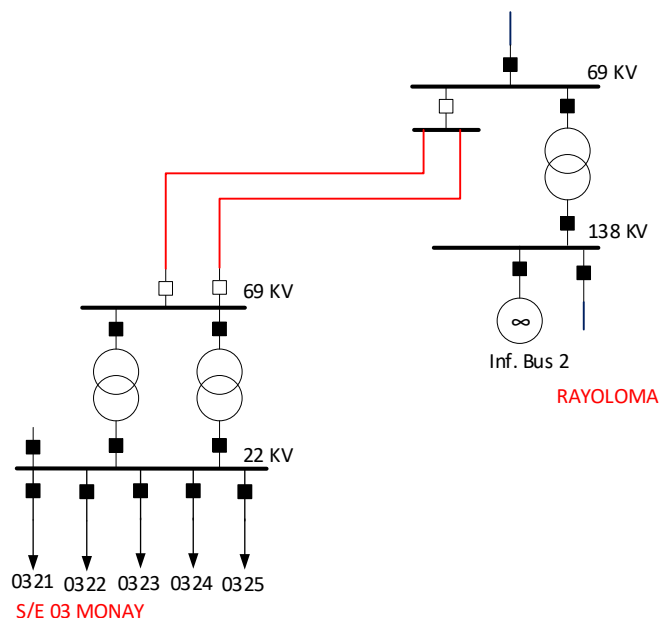


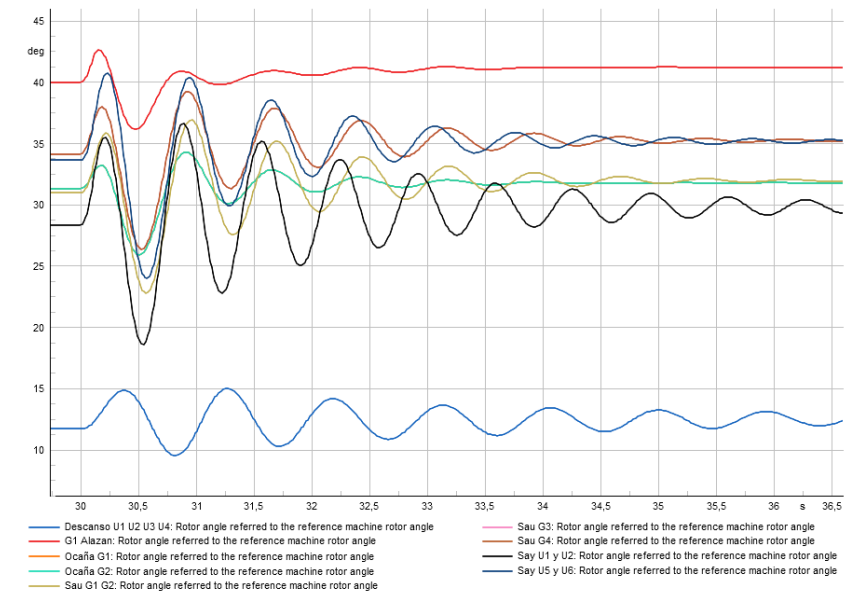
Figura 26. Falla en las líneas S/E 03 Monay\_Rayoloma

En la Figura 35 del anexo C se presenta los resultados de las oscilaciones de voltaje durante la falla y despeje de las líneas. Los valores en por unidad del voltaje de los generadores fluctúan en aproximadamente 1,5 segundos después de ocurrida la contingencia y se estabilizan a sus valores de estado estacionario pre-contingencia. La Figura 35 también permite visualizar que durante la falla el mínimo voltaje se presenta para la barra de generación de la central Saymirin de 0,5392 p.u. para el escenario sin las centrales de energía renovable, mientras que con los parques eólicos y fotovoltaicos incorporados al sistema el mínimo voltaje en las máquinas de Saymirin es de 0,5493 p.u. mejorando levemente el nivel de voltaje durante la falla. En cualquiera de los dos escenarios el voltaje de las barras de generación del sistema eléctrico pos-contingencia regresan a su punto de operación de estado estable.

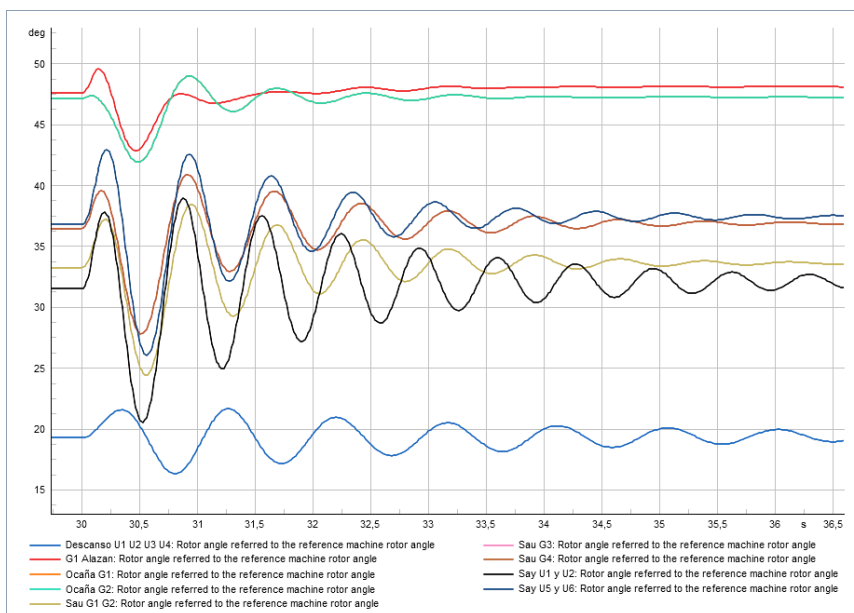
La salida de las líneas de subtransmisión tiene como consecuencia la redistribución de los flujos de potencia considerando que la misma era el elemento de evacuación de energía eléctrica entregada por el SNI. Los flujos de potencia buscan nuevas rutas de evacuación para satisfacer la demanda lo que ocasiona variaciones en el ángulo del rotor y la frecuencia en las máquinas síncronas.

Las oscilaciones del ángulo del rotor de las máquinas del sistema son más notorias para la presente contingencia. En el escenario de la red de subtransmisión sin la presencia de las centrales eólicas y fotovoltaicas, los resultados de la Figura 27a establecen nuevos valores del ángulo después de la contingencia para las máquinas más cercanas al punto de falla, tales como Saucay, Saymirin, Alazán, etc; mientras que barras de generación como Hidroabanico no muestran variaciones del ángulo del rotor posiblemente por su lejanía al punto de falla; esto comprueba la teoría de que los generadores síncronos más cercanos al punto de falla presentan una respuesta rápida ante la contingencia.

La presencia de las fuentes renovables en el modelo eléctrico del sistema tiene como efecto en el ángulo del rotor, mitigar la variación del mismo antes y después de la contingencia según la gráfica de la Figura 27b. Sin embargo, de la gráfica de los resultados, la barra de la central Ocaña presenta una mayor variación del ángulo del rotor debido a que necesita entregar potencia para cumplir con el balance de energía.



(a)



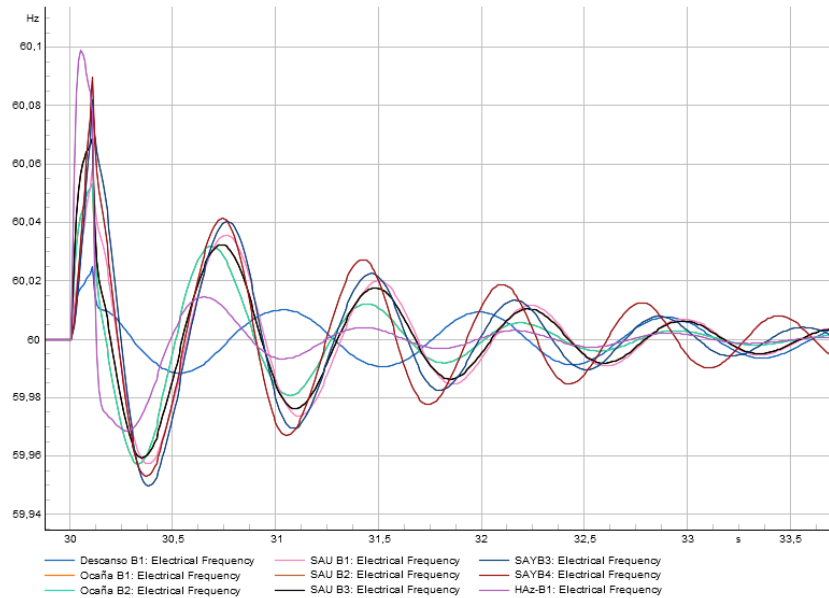
(b)

Figura 27. Variación del ángulo del rotor de las máquinas, líneas S/E 03 Monay – Rayoloma (a) sin energías renovables (b) con energías renovables

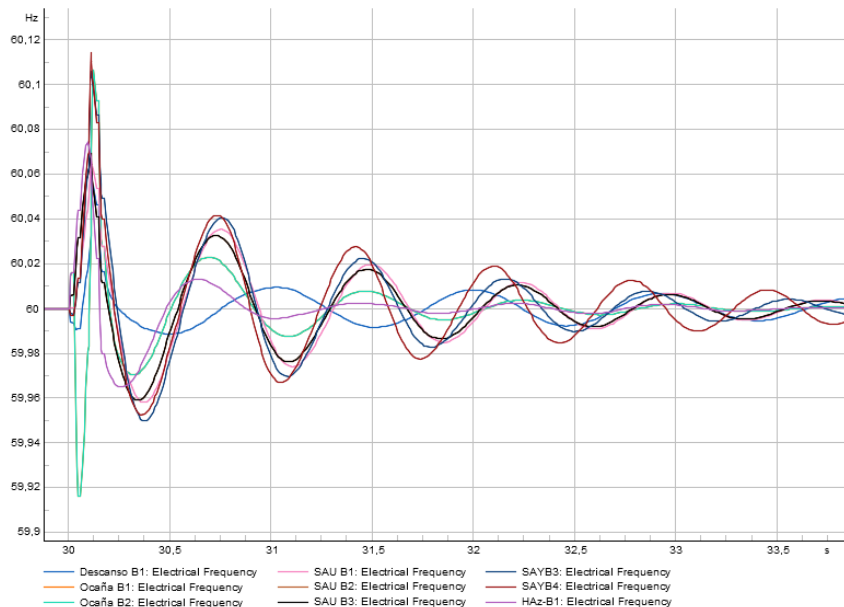
La frecuencia es otro importante parámetro dentro del análisis de esta contingencia, la Figura 28 indica la variación de frecuencia para los generadores síncronos nuevamente en los dos



escenarios considerando energías renovables. Las fluctuaciones son similares para los dos eventos, pero en el caso de las renovables éstas se mitigan en menor tiempo; la acción de los controladores de frecuencia de las renovables permite regresar a las máquinas al sincronismo. Un dato importante es la severidad de la fluctuación de la central Ocaña cuando están conectados las centrales de energía renovable, la frecuencia disminuye debido a la variación de carga y el parque fotovoltaico en la barra de la S/E la troncal no aporta la suficiente energía para mitigar el desbalance de los flujos de potencia; después de despejada la falla la central Ocaña por la acción de su gobernador regresa a su sincronismo.



(a)



(b)

Figura 28. Variación de frecuencia para los diferentes generadores, líneas S/E 03 Monay-Rayoloma (a) sin energías renovables (b) con energías renovables

Un resultado interesante es la variación de frecuencia de las centrales eólicas y fotovoltaicas, cuyas gráficas se observan en la Figura 29, después de la contingencia la central fotovoltaica conectada a la barra de la S/E Troncal es la que presenta mayor oscilación de frecuencia hasta lograr estabilizarse por la acción de sus propios controladores.

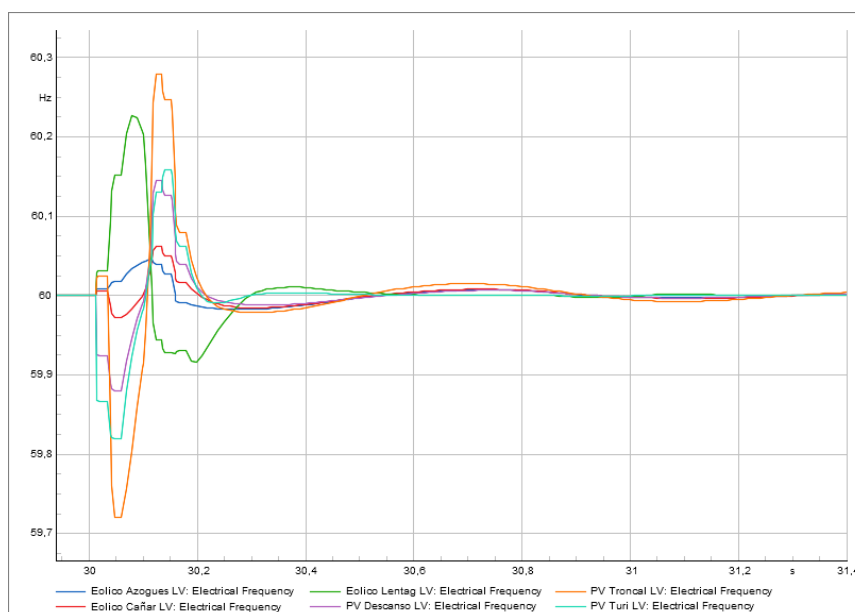


Figura 29. Variación de frecuencia en los generadores eólicos y paneles fotovoltaicos, líneas S/E 03 Monay-Rayoloma.

Otro caso de estudio similar es la línea Sinincay- Verdillo 1 y Sinincay- Verdillo 2 a 69 kV con un flujo de potencia de 40 MW teniendo resultados similares al anterior evento, al ser un valor considerable de flujo de potencia que circula por esas líneas, se pueda apreciar fluctuaciones de voltaje, frecuencia y potencia después del despeje de la falla tanto en el escenario con energías renovables y sin energías renovables. En el estado post contingencia las magnitudes involucradas en la estabilidad recuperan sus valores de estado estable.

#### Caso 4: Desconexión de la Barra con mayor generación

Para el caso de la desconexión de una barra con mayor generación se ha simulado dos eventos que ocurren en la barra de S/E Ocaña y la barra de la S/E Saucay. La pérdida de potencia de una central genera un desbalance de energía que debe ser suplida por las otras unidades de generación del sistema; en el caso de la barra de S/E Ocaña la potencia que se retira del sistema es de 26 MW y en la barra de la S/E Saucay de 22 MW, esto en el estado de pre- contingencia.

En el caso particular de Ocaña después de la desconexión de la barra se genera una isla para la carga de la S/E La Troncal, por el corte del flujo de potencia hacia la S/E, quedando como única alternativa, en el escenario de las energías renovables, el abastecimiento de energía desde la central fotovoltaica.

#### Desconexión de la barra S/E Ocaña

En la simulación se presenta una falla en la barra de 69 kV de la S/E Ocaña (Figura 30), lo que ocasiona la desconexión de la barra del sistema.

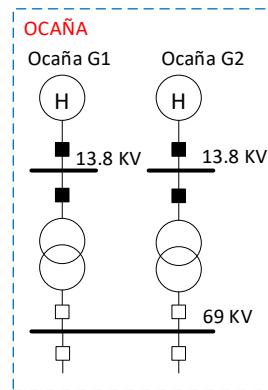


Figura 30. Falla en la barra de Ocaña

El perfil de voltaje para los dos escenarios es prácticamente similar, el sistema recupera los voltajes pre-contingencia en todas las barras de generación por acción del regulador de voltaje; la recuperación de los valores en estado estable en el escenario de fuentes renovables se realiza en un menor tiempo. Al tener una generación más cercana a la carga con un control de voltaje permite mejorar el perfil de voltaje en las barras adyacentes (Figura 36 Anexo C).

Un resultado de la simulación que llama la atención es el voltaje en la barra de la S/E la Troncal, donde se encuentra incorporado una central fotovoltaica en el escenario de las energías renovables (Figura 31). La gráfica describe el comportamiento del voltaje durante la falla llegando a un máximo de 7,353 p.u, la acción de los controles de voltaje de la central fotovoltaica no permite la recuperación del mismo cayendo a cero, consecuencia de aquello es el desabastecimiento de la carga.

En teoría, la central fotovoltaica de 25 MVA debe abastecer sin problema a la demanda de la S/E la Troncal con menor potencia; pero en el análisis de la estabilidad esta situación no ocurre, el sistema no es capaz de recuperar su punto de equilibrio.

Como es de esperarse la desconexión de la barra de generación tiene un impacto directo en las máquinas de la central Ocaña; la actuación de los sistemas de control de velocidad obliga a que el ángulo de voltaje tienda a cero, los generadores no entregan potencia al sistema y de la misma manera para la frecuencia que incrementa su valor al cambiar las máquinas de un estado de plena carga al vacío. Las gráficas de las Figuras 32 y 33 ilustran lo antes citado para el ángulo del rotor y la frecuencia respectivamente, obteniendo resultados similares cuando se incorporan las centrales eólicas y fotovoltaica, y sin la presencia de las mismas.

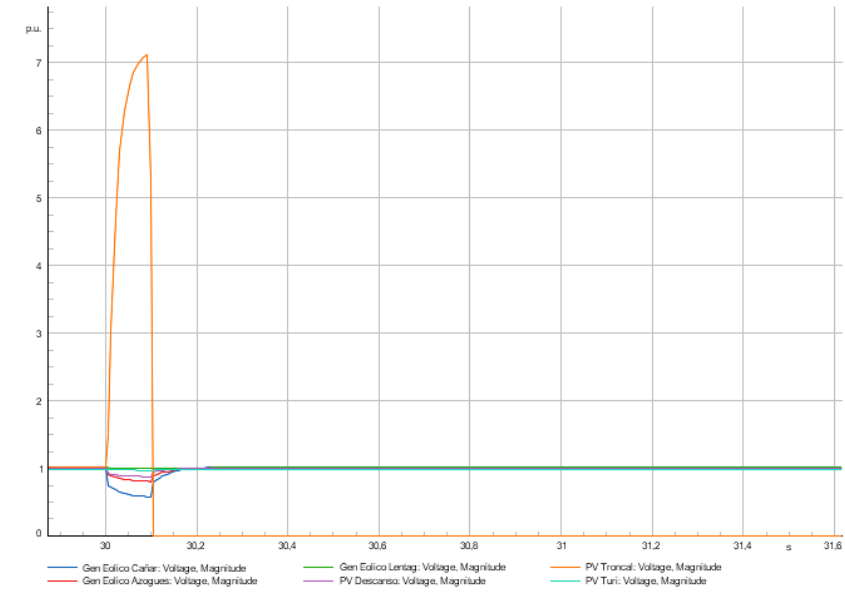
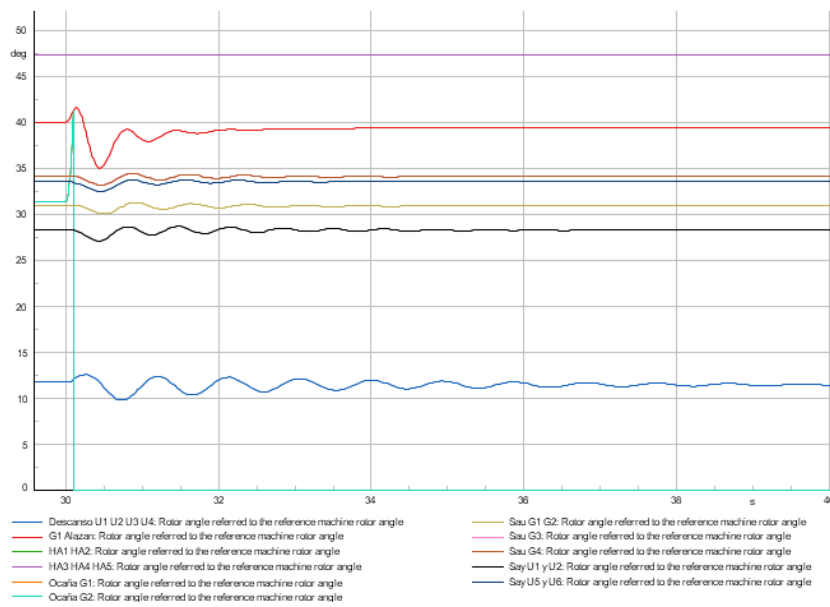
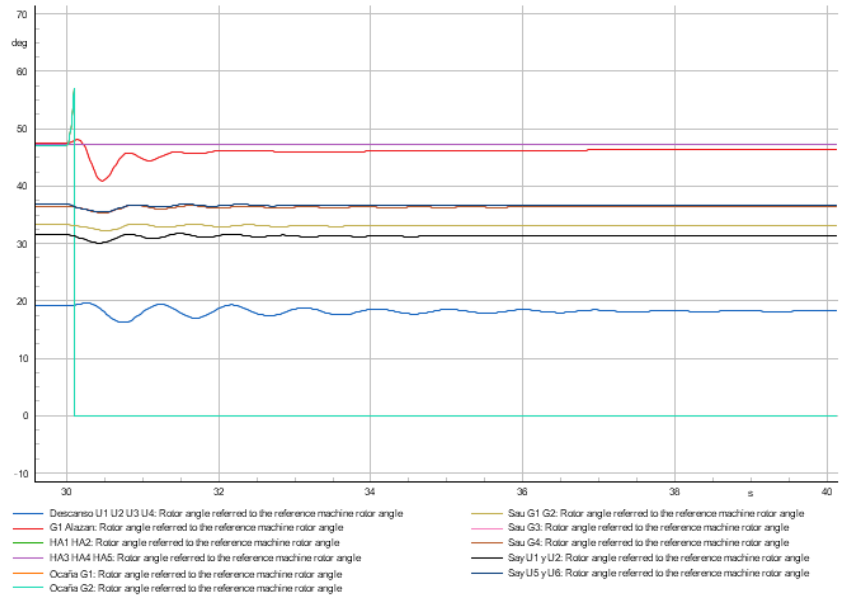


Figura 31. Perfil de Voltaje en los generadores eólicos y fotovoltaicos, barra S/E Ocaña



(a)

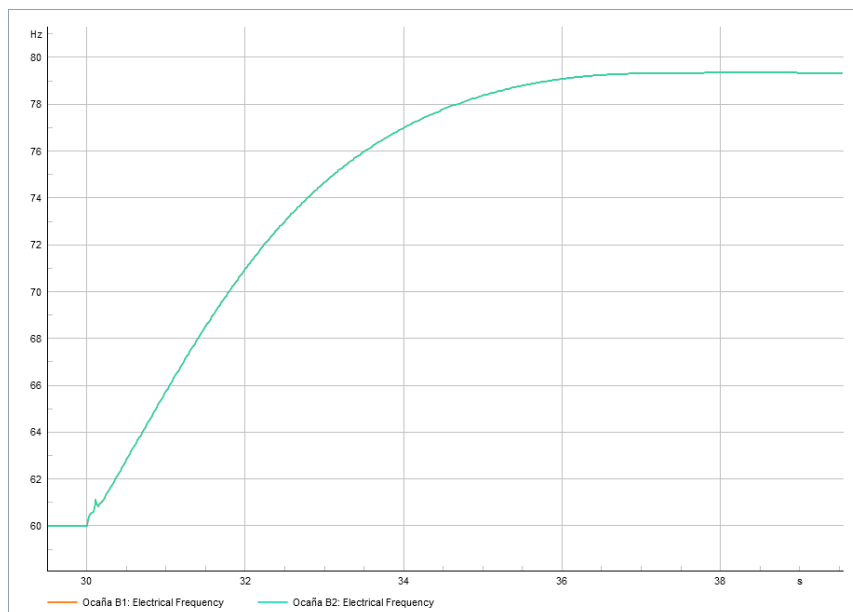


(b)

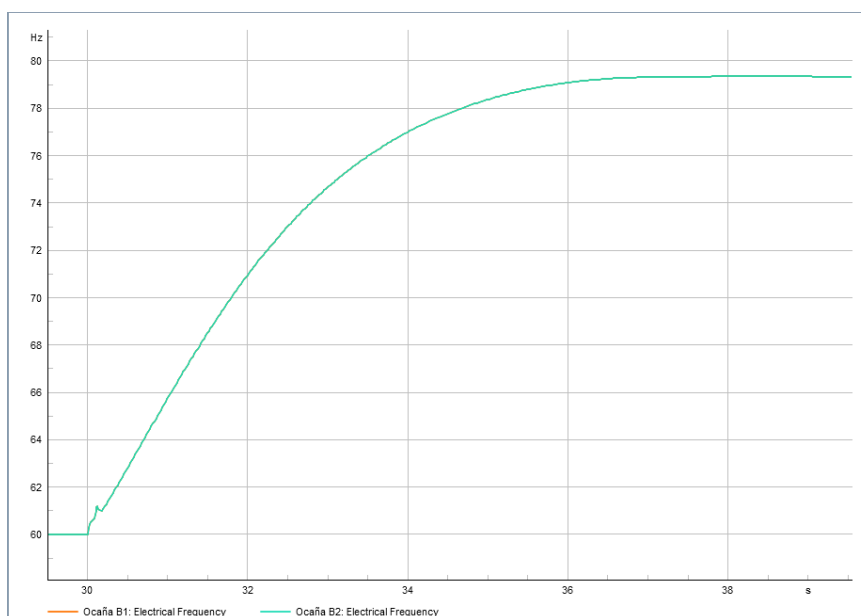
Figura 32. Variación del ángulo del rotor en los generadores síncronos barra S/E Ocaña con (a) sin energías renovables (b) con energías renovables

Como se observa todas las máquinas sufren variación de ángulo de rotor Figura 32 (a) y (b), se puede notar que las máquinas de la central Ocaña pierden su valor de ángulo a un valor de cero, debido a que las máquinas ya no suministran potencia.

La variación de frecuencia cuando ocurre la falla en la barra sin la incorporación de renovables y con la incorporación de renovables se muestra en la Figura 33. Al tener una pérdida de demanda la central Ocaña su frecuencia se incrementa haciendo que las máquinas salgan del sincronismo



(a)



(b)

Figura 33. Variación de Frecuencia en los generadores síncronos barra S/E Ocaña (a) sin energías renovables (b) con energías renovables, barra S/E Ocaña

En el caso de la desconexión de la barra de Saucay los resultados son similares en cuanto a los voltajes, frecuencia y potencia. Al desconectar esta barra de generación la pérdida de potencia es compensada por las S/E Sinincay y Rayoloma. La acción de los sistemas de control tanto de frecuencia como de voltaje, permiten al sistema mantenerse estable después de la contingencia en cualquiera de los dos escenarios. En ninguna parte del sistema de subtransmisión se genera una isla como en el caso del evento anterior.

La Figura 34 permite observar las fluctuaciones de frecuencia para los sistemas de generación renovable, teniendo la particularidad la central fotovoltaica conectada a la S/E el Descanso, que presenta oscilaciones de mayor magnitud, sin embargo, regresa al sincronismo del sistema. La lenta respuesta del sistema de control sería una causa para que ocurra este evento.

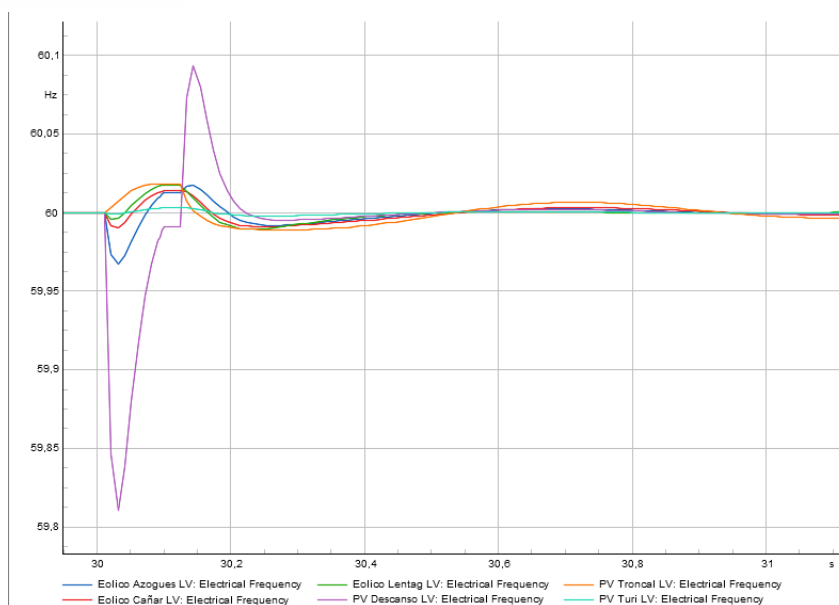


Figura 34. Frecuencia de los generadores eólicos y centrales fotovoltaicas, barra Saucay.

Otros análisis importantes que llaman la atención y se obtienen durante la etapa de simulación, son:

- Desconexión de la S/E Rayoloma (barra de conexión con el SNI); tras la contingencia el sistema regresa a su estado de operación normal, debido a que al caer la S/E las máquinas actúan rápidamente para suplir con energía y cumplir con el balance de potencia, además al ser el sistema de Subtransmisión en anillo, la conexión del sistema con la barra de la S/E Sinincay permite absorber las variaciones de los flujos de potencia permitiendo que el sistema continúe estable.

Las oscilaciones de frecuencia de las centrales de fuentes de energía renovable, cuyas graficas se observan en la Figura 37 del anexo C, detallan fluctuaciones considerables en las barras de generación de la S/E Lentag (eólico) y S/E la Troncal (fotovoltaico).

- El evento de desconexión de la barra de la S/E Sinincay (otro enlace con el SNI), expulsa resultados similares a la contingencia anterior. Las máquinas presentan pequeñas oscilaciones en menor tiempo y se estabilizan, con las fuentes renovales no existe un cambio significativo, concluyendo que, con los datos obtenidos estos son prácticamente iguales. Las centrales eólicas ayudan a mitigar esta falla entregando la potencia necesaria para satisfacer la demanda.

Las fluctuaciones de frecuencia en los generadores síncronos y centrales eólicas y fotovoltaicas se presentan en las Figuras 38 y 39 respectivamente, siendo las de mayor notoriedad las variaciones en la barra de la central Ocaña y en la barra de carga de la S/E la Troncal.

- Cuando las dos barras anteriores se desconectan el problema culmina con el colapso del sistema, todas las máquinas salen de sincronismo, los generadores eólicos y fotovoltaicos también colapsan, es decir ningún controlador puede mitigar esta contingencia y cae en un sistema inestable tal como se indica en la Figura 40 del Anexo C. El modo inestable es el 1,74 en el eje real positivo y corresponde a la

generadora de Hidroabánico debido a que no tiene como evacuar el flujo y proporcionar la carga necesaria pues depende de la conexión con el SNI. El “black out” del sistema se demuestra con la caída de la frecuencia (Figura 41).



## Conclusiones

La estabilidad transitoria es un aspecto fundamental a ser considerado en las distintas etapas de planificación y operación de los sistemas eléctricos de potencia y dada la reciente introducción de energías renovables no convencionales, en particular de energía eólica y solar en el sistema eléctrico ecuatoriano, es indispensable analizar el comportamiento del sistema ante la penetración de esta tecnología.

El estudio de estabilidad de ángulo de pequeña señal permite determinar si las máquinas de un sistema eléctrico son capaces de regresar a un nuevo punto de operación estable, después de producirse una contingencia. La respuesta de los generadores eléctricos ante una perturbación depende de las características y parámetros propios del sistema y del tipo de la contingencia que se presenta; puesto que no se tiene igual respuesta ante la salida de una unidad de generación o de una línea de transmisión.

En un sistema de suministro de energía eléctrica se pueden presentar numerosas y variadas contingencias que pueden ocasionar o no inestabilidad en el sistema. Desde la perspectiva del modelo matemático y de las herramientas computacionales se vuelve complicado el poder realizar gran cantidad de simulaciones, por ello la correcta selección de la contingencia permite obtener resultados más cercanos a la realidad sin obviar el grado de error que se puede estar cometiendo con esa apreciación.

De las contingencias realizadas en el trabajo se determina que una de las de mayor interés por la magnitud de oscilaciones corresponde a la desconexión de la barra de generación Ocaña, en la cual se visualiza una pérdida de carga a pesar de la incorporación de una central fotovoltaica en la barra La Troncal; particularidad que se puede atribuir a la respuesta de los controladores de frecuencia y voltaje de esa central.

De todas las simulaciones realizadas en los dos escenarios, el sistema eléctrico se recupera a un nuevo punto de equilibrio sin la pérdida del sincronismo de las unidades de generación. Todas las máquinas presentan oscilaciones, pero la actuación de los controladores de velocidad y reguladores de voltaje atenuaron las fluctuaciones llevando a las magnitudes eléctricas a sus nuevos valores en la post contingencia.

Durante las simulaciones en el tiempo que dura la falla los voltajes en la barra del sistema caen, en algunos casos por debajo del 0,5 p.u, para ello el sistema de protecciones y en particular los relés de bajo voltaje no deberán actuar durante la falla y la post- falla permitiendo que el sistema se recupere libremente. El dial de los relés no debe solaparse con el tiempo que demora la actuación de los gobernadores y los reguladores de voltaje.

Una situación particular es la dependencia de la estabilidad con la interconexión de sistemas de energía eléctrica, en el caso de estudio el sistema de subtransmisión se encuentra conectada a un sistema externo a través de dos puntos de conexión que son la barra en la S/E Rayoloma y la barra en la S/E Sinincay, mismas que actúan como barras infinitas en el modelamiento del sistema. Sin la presencia de estas barras, incorporando centrales eólicas y fotovoltaicas, ante una contingencia el sistema no es capaz de permanecer estable.

## Recomendaciones

Los estudios de estabilidad comprenden un amplio campo de conceptos, modelos matemáticos, técnicas y métodos; la complejidad del sistema y el modelamiento de las componentes pueden limitar el análisis, por lo que es recomendable identificar las prioridades del sistema que permitan obtener resultados coherentes con la operación del mismo.

Determinar los modelos de control adecuados para el caso de las centrales eólicas y fotovoltaicos puede ser una limitante durante la simulación, un inadecuado sistema de control puede presentar resultados erróneos. Se recomienda en el momento de elegir el sistema de control para las centrales de energía renovable, considerar modelos simples para no aumentar la complejidad del sistema eléctrico.

Futuros trabajos recomendados y derivados a partir del presente pueden ser el reforzamiento de la estabilidad del sistema utilizando energías renovables, factores que permitan el modelamiento adecuado de los sistemas de control de frecuencia y voltaje de centrales eólicas y fotovoltaicos; elección de listas de prioridades y análisis de contingencias N-2.

### Referencias

- Anderson, P. M., & Fouad, A. A. (2003). *Power System Control and Stability*.
- Carlos, J., Electricidad, M., & Electrónica, Y. (n.d.). *Máquinas eléctricas*.
- Cevallos Pasquel Benigno Rafael. (2013). *ANÁLISIS DE PEQUEÑA SEÑAL DE SISTEMAS DE REGULACION DE VELOCIDAD Y TURBINAS HIDROELECTRICAS DE GENERADORES SINCRONOS UTILIZANDO EL PROGRAMA COMPUTACIONAL DIGSILENT POWER FACTORY*. ESCUELA POLITECNICA NACIONAL .
- Dudgeon, G. J. W., Leithead, W. E., Dyško, A., O'Reilly, J., & McDonald, J. R. (2007). The effective role of AVR and PSS in power systems: Frequency response analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4), 1986–1994.  
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.908404>
- Duncan, G., & Mulukutla, S. (n.d.). *Sistemas de Potencia - Análisis y Diseño* (Tercera).
- Gallardo C, & Andagoya D. (2014). *Análisis de Estabilidad Angular del Sistema Eléctrico Ecuatoriano con Alta Penetración Eólica*.
- Gómez -Exposito Antonio, J-Conejo Antonio, & Cañizares Claudio. (2009). *Electric Energy Systems Analysis and Operation*.
- González Juan C., Castrillón Neby J., & Hincapié Sebastián. (n.d.). *Applications and Validation of WECC Model for Type 4 Wind Generator Controller for the Colombian Power System*.
- Javier Arcos Guerrón Iván Santiago Flores Gómez, L. (2013). *ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIO DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR*. ESCUELA POLITECNICA NACIONAL .
- Jesus, F. M. (n.d.). *Máquinas Eléctricas* (Quinta).
- Kundur, P. (n.d.). *Power System Stability And Control*.
- L. GRIGSBY LEONARD. (n.d.). *The Electric Power Engineering Handbook POWER SYSTEM STABILITY AND CONTROL*.
- Lammert Gustav, Pabón Ospina Luis David, Pourbeik Pouyan, Fetzter Dirk, & Braun Martin. (2016). Implementation and Validation of WECC Generic Photovoltaic System Models in DigSILENT PowerFactory. *IEEE*.

- Lerm, A. A. P., Cañizares, C. A., & Mithulananthan, N. (2001). *Effects of Limits in Small Signal Stability Analysis of Power Systems*.
- Qu, L., Zhao, D., Shi, T., Chen, N., & Ding, J. (2013). Photovoltaic Generation Model for Power System Transient Stability Analysis. *International Journal of Computer and Electrical Engineering*, 297–300. <https://doi.org/10.7763/ijcee.2013.v5.717>
- Sánchez Oñate Paúl Santiago, & Barrera Singaña Carlos Andrés. (2020). *Estabilidad de Frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia Considerando Generación no Inercial*. Universidad Politécnica Salesiana Sede Quito .
- Stephen, C. J. (n.d.). *Maquinas Electricas* (Tercera).
- Vera Enrique, & Arcos Hugo. (2016). *Incorporación de modelos de aerogeneradores en DigSilent Power Factory para el análisis de Transitorios Electromecánicos*.
- Villena-Ruiz, R., Honrubia-Escribano, A., Fortmann, J., & Gómez-Lázaro, E. (2020). Field validation of a standard Type 3 wind turbine model implemented in DIgSILENT-PowerFactory following IEC 61400-27-1 guidelines. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 116. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105553>
- Wildi, T., Rodolfo, N. S., & Mauro, O. G. L. (n.d.). *Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia* (Sexta). [www.pearsoneducacion.net](http://www.pearsoneducacion.net)

## Anexos

### Anexo A: Datos de las centrales

A continuación, se da a conocer los valores que contiene cada uno de los generadores de las diferentes centrales, dichos valores son muy importantes para que las máquinas se encuentren en sincronismo, cabe recalcar que estos datos fueron propios del software.

Tabla A5. Datos de las variables para la simulación RMS de las diferentes centrales

Unidad	SAYMIRIN		SAUCAY		OCAÑA	ALAZÁN	EL DESCANSO	HIDROABANICO
	G1, G2	G5, G6	G1, G2	G3, G4	G1, G2	G1	G1, G2, G3, G4	G1, G2, G3, G4, G5
MVA	4,12	5	5	10	14,5	6,92	6	8,5
kV	6,3	2,4	4,16	4,16	13,8	6,6	6,3	4,16
<i>f.p.</i>	0,9	0,8	0,8	0,8	0,9	0,98	0,8	0,9
$R_s$	0,00533841	0,003663	0,0037	0,003503	0,00451	0	0,009	0,105
$X_l$	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
$X_d$	0,86	1,1	1,2	1,16	0,9937	1,55	1,623	1,53
$X_q$	0,06318	0,8	0,7	0,8	0,6298	1,55	0,91	0,77
$T'_d$	1	1	1	1	1	1	1	1
$X'_d$	0,2049	0,25	0,3	0,28	0,2865	0,274	0,433	0,272
$T''_d$	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
$T''_q$	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
$X''_d$	0,1833	0,17	0,2	0,25	0,1973	0,19	0,324	0,188
$X''_q$	0,6	0,6	0,5	0,5	0,225	0,225	0,7	0,5

## Anexo B: Flujos de Potencia del SSEE en su estado normal de operación

Tabla 6B. Flujos de Potencia en las diferentes líneas sin la incorporación de fuentes renovables

Linea	Cargabilidad [%]	Barra	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [Mvar]
Alazan S/E-Azogues 2	9,25	Hidroazogues-69KV	6,203	2,673
		S/EAzogues2-69KV	-6,162	-3,185
Azoguez1-Guapan	11,65	SEAzoguez1-69KV	8,9	2,011
		Guapan-69KV	-8,894	-2,028
Descanso-S/E EEAz2	10,74	Descanso-69KV	8,417	0,714
		S/EAzogues2-69KV	-8,394	-0,818
GUALACEO-LIMON	22,43	Gualaceo-138kV	-22,9	5,423
		Limón-138kV	23,385	-8,417
Graiman-Erco	7,23	Graiman-69kV	3,921	-0,191
		Erco-69kV	-3,921	0,187
HA-12KM	58,08	HA 69KV	37,197	-6,579
		HA 69KV 2	-36,705	7,73
HA-MACAS	16,01	HA 69KV 2	8,372	2,769
		Macas-69kV	-8,372	-2,77
HA138kV-MENCEZ	27,43	HA-138KV	28,307	-11,772
		Méndez-138kV	-27,725	9,467
Huablincay-Azogues2	23,54	S/E09-69KV	17,842	4,746
		SEAzoguez1-69KV	-17,835	-4,734
Line	65,1	CUE-69kV	50,401	10,853
		Terminal(1)	-50,401	-10,853
MENDEZ-LIMON	24,24	Méndez-138kV	25,051	-9,95
		Limón-138kV	-24,706	8,117
Ocaña-Cañar	4,53	Ocaña 69 KV	6,833	-0,755
		Cañar 69KV	-6,807	-0,565
P.Industrial-Graiman	16,68	P.Industrial-69kV	9,013	0,87
		Graiman-69kV	-9,005	-0,889
S/E02-S/E03	61,7	Centenario-22kV	-8,638	-4,366
		Monay-22kV_1	8,668	4,335
S/E03-S/E8	30,09	Monay-69kV	23,545	2,934
		Turi-69kV	-23,468	-2,768
S/E04-S/E07	9,65	P.Industrial-69kV	7,896	-2,154
		Ricaurte-69kV	-7,89	2,11
S/E07 S/E12	14,76	Ricaurte-69kV	8,007	-0,404
		Descanso-69KV	-7,972	0,299
S/E07-CUENCA SNI	7,8	Ricaurte-69kV	4,9	-3,748
		CUE-69kV	-4,894	3,665
S/E07-S/E19	18,58	Ricaurte-69kV	-14,701	0,014
		Corpanche-69KV	14,765	0,019
S/E08 S/E 14	8,63	Turi-69kV	6,929	1,436
		Lentag-69kV	-6,871	-2,008

Tabla 7B. Continuación de los Flujos de Potencia sin la incorporación de renovables

S/E08 S/E02	22,64	Centenario-22kV	1,63	2,988
		Turi-22kV	-1,619	-3,143
S/E08 S/E05	9,46	Turi-69kV	6,736	3,052
		Arenal-69kV	-6,728	-3,113
S/E09-S/EAzogues2	15,24	S/E09-69KV	-11,402	-3,589
		S/EAzogues2-69KV	11,409	3,584
S/E13 S/E05	18,08	S/E13-69kV	-9,639	-0,564
		Arenal-69kV	9,697	0,497
S/E14 S/E13	5,86	Lentag-69kV	-3,08	-0,111
		S/E13-69kV	3,1	-0,426
S/E18-S/E09	11,83	Cañar 69KV	9,204	1,388
		S/E09-69KV	-9,14	-1,589
S/E19-Saymirin	18,58	Corpanche-69KV	-14,765	-0,019
		SAY-69KV	14,774	0,022
SNI S/E03 2	33,32	Terminal(1)	25,785	5,553
		Monay-69kV	-25,722	-5,399
SNI-GUALACEO	13,82	CUE-138kV	-13,676	5,351
		Gualaceo-138kV	13,737	-6,516
SNI-S/E03 1	31,81	Terminal(1)	24,616	5,299
		Monay-69kV	-24,556	-5,156
Saucay-P.Insustrial	27,36	SAU-69KV	21,766	-1,293
		P.Industrial-69kV	-21,561	1,685
Secc101-S/E01	31,15	Secc1-01	4,408	0,27
		S/E01-22KV	-4,4	-0,268
Secc2 S/E01	11,04	Terminal	1,557	0,118
		S/E01-22KV	-1,556	-0,128
Secc2-P.insustrial	8,87	P.Industrial-22kV	1,56	0,119
		Terminal	-1,557	-0,118
Sinincay-Verdillo 2	35,3	Sinincay-69KV	29,823	5,151
		Verdillo-69kV	-29,65	-4,669
Sinincay Verdillo 1	47,58	Sinincay-69KV	40,309	6,344
		Verdillo-69KV	-39,987	-5,33
Sinincay-Cañar	12,02	Sinincay-69KV	10,217	0,913
		Cañar 69KV	-10,137	-1,192
Troncal-Ocaña	14,46	Ocaña 69 KV	19,213	1,414
		Troncal-69KV	-19,114	-1,682
Verdillo-Arenal	47,6	Verdillo-69KV	39,987	5,33
		Arenal-69kV	-39,703	-4,434
Verdillo-P.industrial	28,31	Verdillo-69kV	23,733	3,965
		P.Industrial-69kV	-23,688	-3,86
Verdillo-Secc1	25,05	Verdillo-22kV	4,421	0,291
		Secc1-01	-4,408	-0,27
Verdillo22kV-PIndustr	12,78	Verdillo-22kV	1,468	0,05
		P.Industrial-22kV	-1,465	-0,072

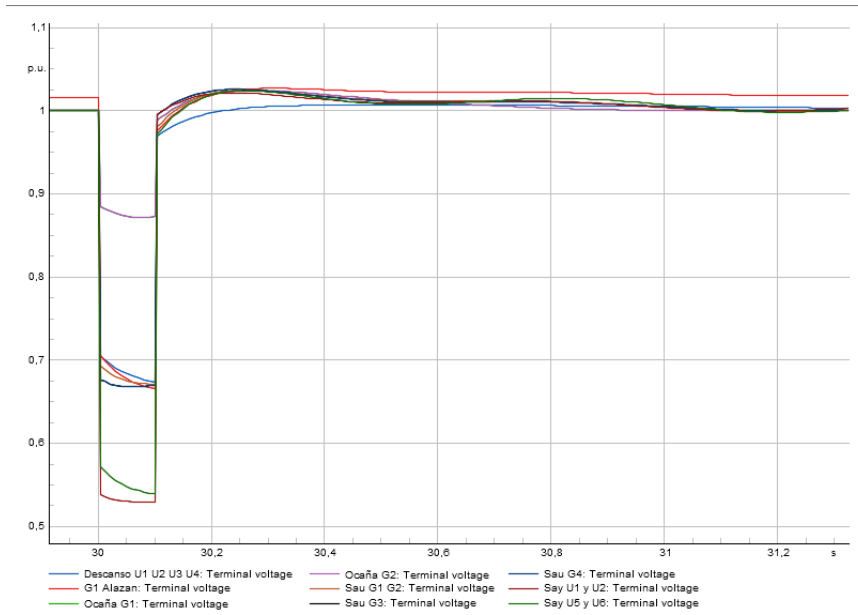
Tabla 8B. Voltajes en las Barras

Barra	Voltaje de Barra		
	[p.u.]	[kV]	[deg]
Arenal-69kV	0,98	67,49	-2,95
CUE-69kV	0,99	68,24	-1,81
Cañar-69KV	0,99	68,27	-1,55
Corpanche-69KV	0,99	68,47	-0,85
Descanso-69KV	0,98	67,9	-2,12
Erco-69kV	0,99	68,1	-1,57
Graiman-69kV	0,99	68,1	-1,57
Guapan-69KV	0,98	67,47	-2,85
HA69KV	1,01	69,54	-18,42
HA69KV 2	1	69,13	-20,61
Hidroazogues-69KV	0,99	68,55	-1,82
Lentag-69kV	0,97	66,66	-4,3
Macas-69KV	1	69,12	-20,61
Monay-69kV	0,99	67,97	-2,22
Ocaña-69 KV	0,99	68,52	-0,73
P.Industrial-69KV	0,99	68,18	-1,48
Ricaurte-69kV	0,99	68,17	-1,65
S/E09-69KV	0,98	67,58	-2,69
S/E13-69kV	0,97	67,05	-3,59
S/E Azogues1-69KV	0,98	67,54	-2,76
S/E Azogues2-69KV	0,98	67,66	-2,6
SAU-69KV	1	68,68	0,26
SAY-69KV	0,99	68,52	-0,73
Sinincay-69KV	1	69	0
Troncal 69KV	0,99	68,06	-1,81
Turi-69kV	0,98	67,67	-2,79
Verdillo-69KV	0,99	68,18	-1,56
Verdillo-69kV	0,99	68,38	-1,12

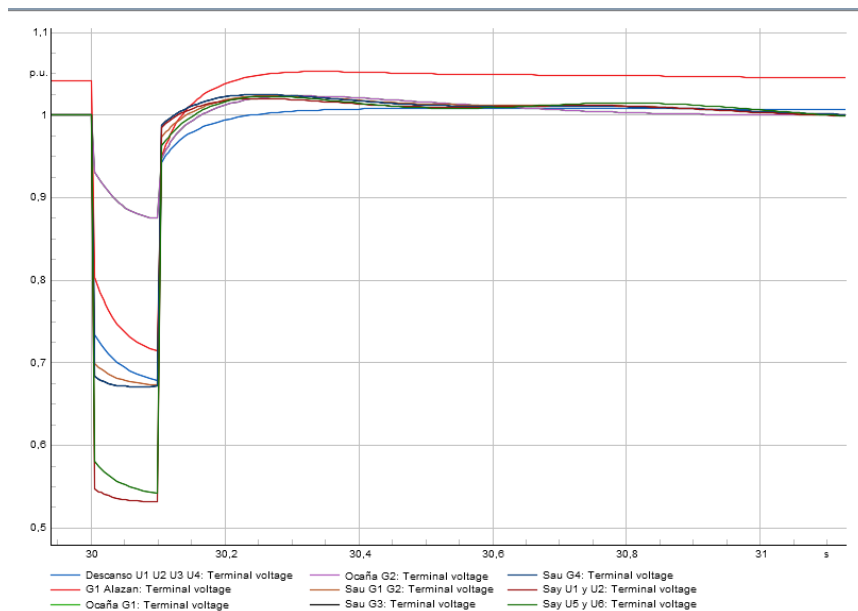


## Anexo C. Perfiles de Voltaje y Frecuencia para las contingencias.

Durante la desconexión de las líneas de subtransmisión entre las S/E Monay y Rayoloma se obtiene el perfil de voltaje de la Figura 35.



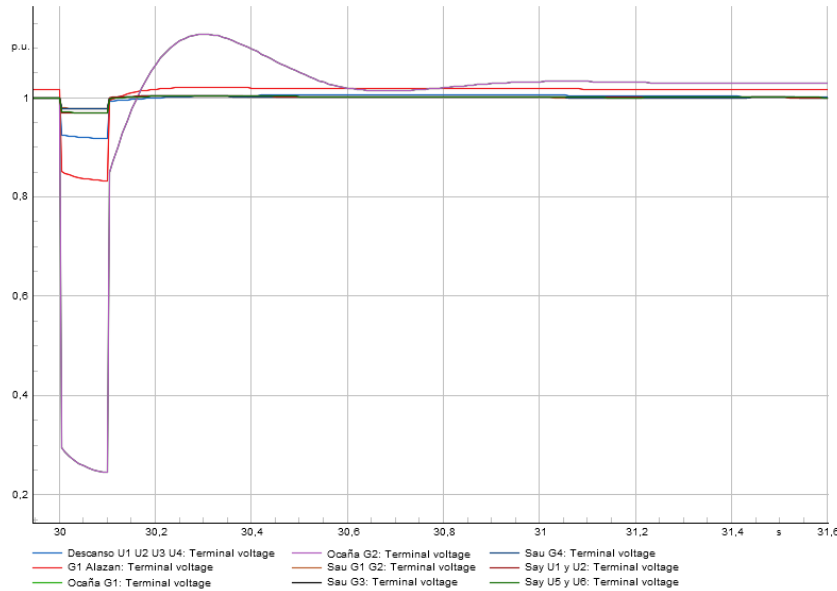
(a)



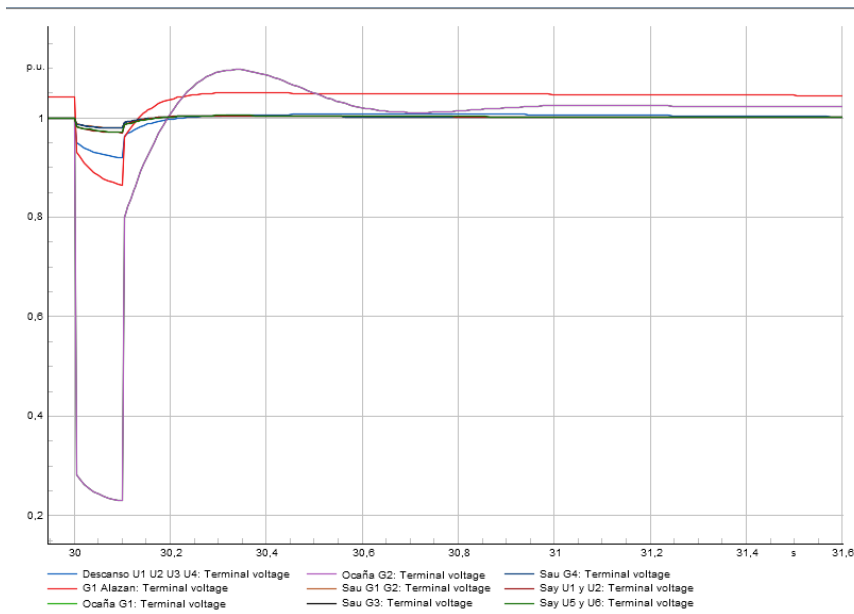
(b)

Figura 35. Perfil de Voltaje en los generadores (a) sin energías renovables (b) con energías renovables, líneas S/E 03 Monay-S/E Rayoloma.

La Figura 36 permite visualizar el perfil de voltaje del caso de estudio cuando se produce la desconexión de la barra 69 kV en la S/E Ocaña.



(a)



(b)

Figura 36. Perfil de Voltaje en los generadores barra S/E Ocaña (a) sin energías renovables (b) con energías renovables

Para el caso de estudio de la desconexión de la S/E Rayoloma (Figura 37), se observa las fluctuaciones de frecuencia de las centrales eólicas y fotovoltaicas incorporadas en el sistema.

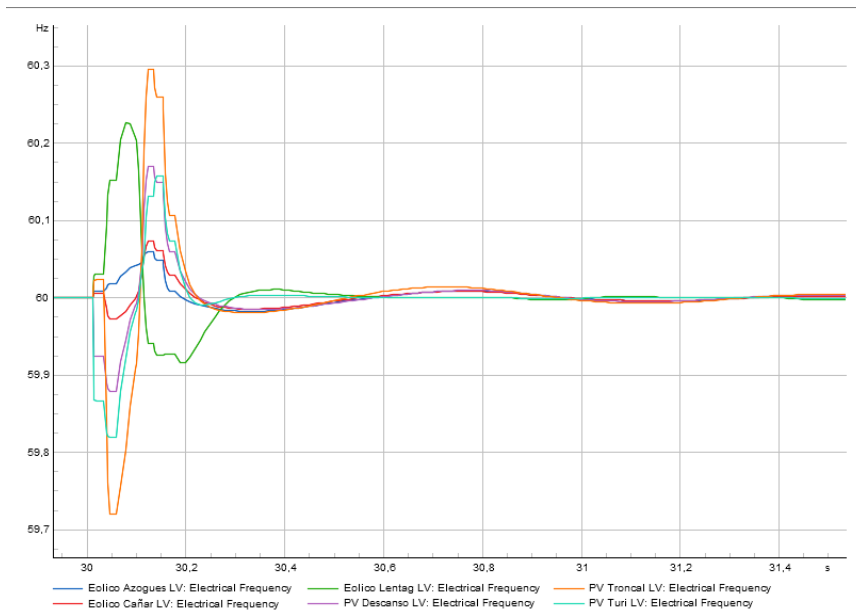


Figura 37. Variación de frecuencia de las centrales renovables, desconexión S/E Rayoloma

La Figura 38 permite apreciar las variaciones de frecuencia de los generadores síncronos del sistema cuando ocurre la desconexión de la S/E Sinincay con fuentes renovables; mientras que la Figura 39 indica las fluctuaciones de frecuencia para las centrales eólicas y fotovoltaicas en este mismo caso.

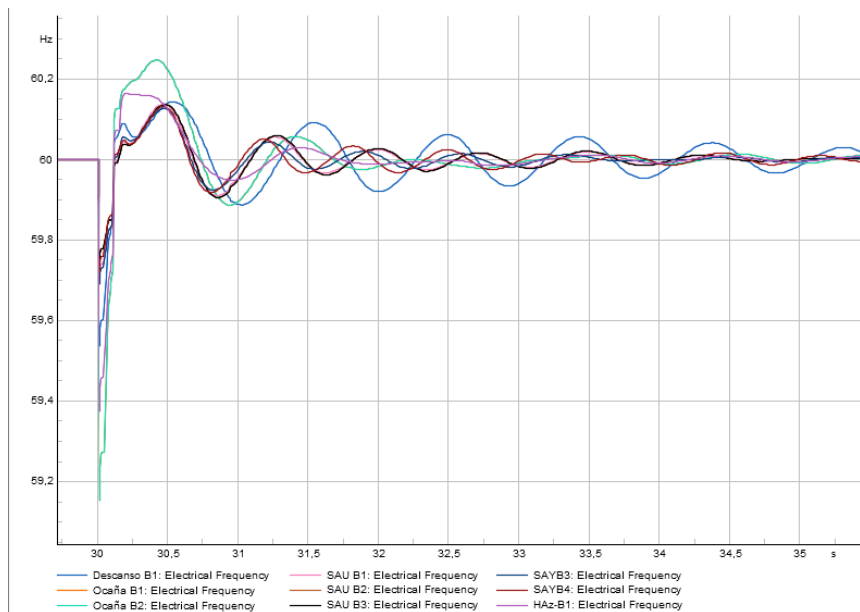


Figura 38. Variación de frecuencia de los generadores síncronos, desconexión S/E Sinincay con fuentes renovables

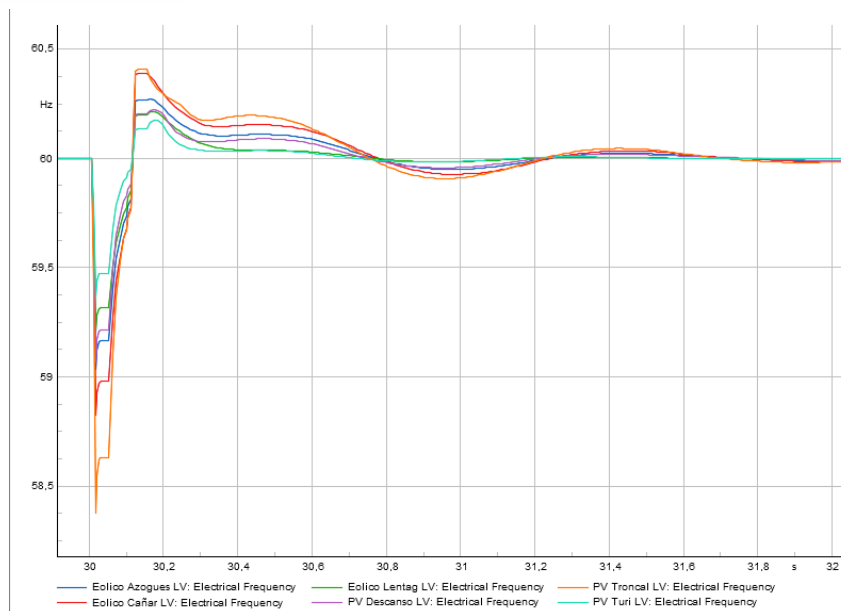


Figura 39. Variación de frecuencia de las centrales renovables, desconexión S/E Sinincay

## Anexo D. Resultados del análisis de la contingencia, desconexión de las barras infinitas.

La Figura 40 indica el diagrama modal de las características del sistema en estado estable, cuando no se encuentran conectadas las barras de las S/E Sinincay y Rayoloma.

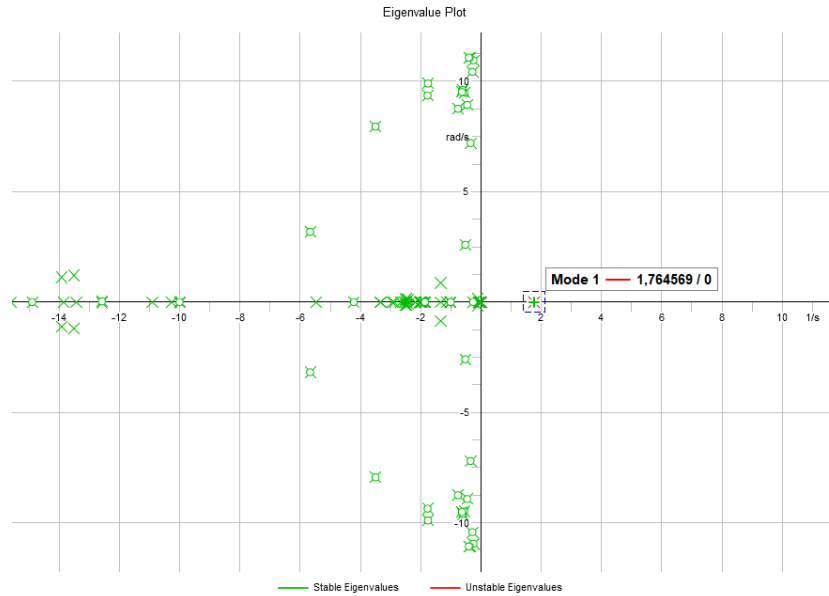


Figura 40. Eigenvalores con la desconexión de las barras S/E Sinincay y Rayoloma

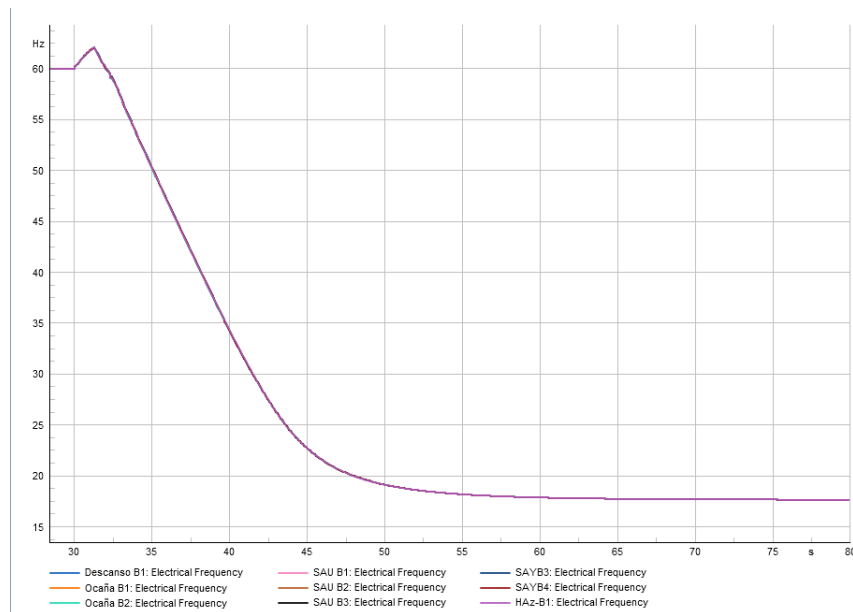


Figura 41. Frecuencia con la desconexión de las barras S/E Sinincay y Rayoloma