



UNIVERSIDAD LAICA ELOY ALFARO DE MANABÍ
FACULTAD DE INGENIERÍA, INDUSTRIA Y ARQUITECTURA
CARRERA DE ELECTRICIDAD
TRABAJO DE TITULACIÓN
MODALIDAD PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Impacto en la estabilidad de frecuencia de un SEP estándar IEEE al
introducir sistemas de generación renovable no convencional

AUTORES:

José David Anchundia Pizarro.

Antonio Rodolfo Anchundia Pincay.

TUTOR:

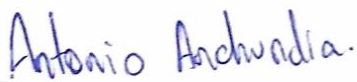
Ing. Iván Patricio Pazmiño Ordoñez MSc, MBA.

MANABÍ – MANTA – ECUADOR.

Autoría del proyecto de titulación.

Quienes suscribimos, Antonio Rodolfo Anchundia Pincay, con cedula de identidad N° 131453545-9 y José David Anchundia Pizarro, con cedula de identidad N° 131331729-7, egresados de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Laica “Eloy Alfaro de Manabí”, declaramos que el presente proyecto de titulación es de autoría nuestra, el contenido, resultados y conclusiones obtenidas son de estricta responsabilidad de los autores, teniendo como respaldo citas bibliográficas necesarias para el desarrollo del proyecto, respetando el derecho de cada autor citado. El patrimonio intelectual de este proyecto de titulación corresponderá a la Universidad Laica “Eloy Alfaro de Manabí”.

Manta, 08 de septiembre del 2025.



Antonio Rodolfo Anchundia Pincay.
Autor.



José David Anchundia Pizarro.
Autor.



Ing. Iván Pazmiño Ordoñez M.Sc, MBA.
Docente tutor.

Contenido.

INTRODUCCIÓN.....	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
OBJETIVO	3
HIPÓTESIS	3
JUSTIFICACIÓN.....	4
IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES	5
CAPITULO I: MARCO CONCEPTUAL.....	6
1.1. Sistema eléctrico de Potencia.....	6
1.2. Representación de un sistema eléctrico de potencia	7
1.2.1. Generación.....	7
1.2.2. Transmisión	8
1.2.3. Distribución	8
1.3. Estado de operación del sistema eléctrico de potencia	9
1.3.1. Normal	10
1.3.2. Alerta	11
1.3.3. Emergencia	11
1.3.4. Emergencia extrema	12
1.3.5. Restauración	12
1.4. Estabilidad en un sistema eléctrico de potencia.....	12
1.4.1. Resonancia.....	15
1.4.2. Accionamiento por convertidores.....	15
1.4.3. Estabilidad angular	16
1.4.4. Estabilidad de tensión.....	17
1.4.5. Estabilidad de Frecuencia.....	17
1.4.5.1. Control de Frecuencia de Carga (LFC).....	20
1.4.5.2. Regulación de la frecuencia	22
1.4.5.3. Código de red en la frecuencia.....	24
1.5. Generación Convencional.....	26
1.5.1. Fuentes de generación	26

1.5.2.	Máquina síncrona.	30
1.5.3.	Análisis dinámico de la máquina.....	31
1.5.4.	Modelado del Sistema.	31
1.6.	Generación No Convencional.	34
1.6.1.	Energía Fotovoltaica.....	35
1.6.1.1.	Recursos fotovoltaicos.	35
1.6.1.2.	Variabilidad Fotovoltaica.....	37
1.6.1.3.	PV a gran escala.	38
1.6.1.4.	Panel Fotovoltaico.....	39
1.7.	Impacto de la Generación Renovable no Convencional (GRNC) en la red.	44
1.7.1.	Impacto de la Renovable en la estabilidad de frecuencia del sistema eléctrico. 44	
1.7.2.	Niveles de penetración de la GRNC.....	45
1.7.3.	Soluciones para la estabilización de la frecuencia ante generación renovable intermitente.....	47
1.7.4.	Vulnerabilidad del sistema eléctrico a eventos de frecuencia por variabilidad renovable.	49
1.8.	Sistemas eléctricos de potencia estándar IEEE.....	50
1.8.1.	Sistema estándar IEEE de 9 barras.	50
II.	METODOLOGÍA	54
III.	DESARROLLO METODOLÓGICO.	54
3.1.	Caso Base_ Sin penetración de generación renovable no convencional (GRNC). 57	
3.2.	Caso 2_ Baja penetración de generación fotovoltaica.	59
3.3.	Caso 3_ Media penetración de generación fotovoltaica.	60
3.4.	Caso 4_ Alta penetración de generación fotovoltaica.....	61
IV.	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.....	62
V.	CONCLUSIÓN	70
VI.	REFERENCIAS	72

INTRODUCCIÓN

A nivel mundial, la crisis energética actual por temas asociados al cambio climático y conflictos geopolíticos, están provocando acelerar la puesta en marcha de energías renovables no convencional (fotovoltaica y eólica) al sistema eléctrico de potencia y por otra parte diversificar su mix energético (AIE, 2022). Sin embargo, desde el punto de vista técnico la incorporación de estas tecnologías conectada al SEP presenta desafíos para la operación y estabilidad del sistema (Roy et al., 2022).

Tradicionalmente, los sistemas de generación convencional suelen tener una alta inercia debido a que su sistema se basa en una maquina síncrona que dispone de la capacidad de mantener una cierta cantidad de energía cinética almacenada en sus componentes giratorios, lo que les permite responder de manera rápida y eficiente a los cambios en la demanda eléctrica (Martínez Giraldo, 2023).

Sin embargo, a medida que la generación renovable no convencional (GRNC) entra cada vez más en el sistema eléctrico de potencia (SEP) debido a su tecnología basada en convertidores electrónicos de potencia, los medios de GRNC están libres de respuesta de inercia, lo que conduce a otros problemas para la estabilidad de frecuencia.

El propósito de este trabajo es, mediante un sistema eléctrico de potencia estándar de la IEEE de 9 barras, simular distintos escenarios ingresando generación renovable no convencional (GRNC) con el objetivo de conocer la respuesta primaria de la frecuencia antes los escenarios que se presentan en el sistema eléctrico de potencia.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

La creciente demanda de energía y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero han impulsado la integración de sistemas de generación no convencionales, como la energía solar y eólica en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP). Sin embargo, estas fuentes de energía GRNC plantea desafíos significativos para la estabilidad y operación del sistema, para el caso de nuestro estudio nos vamos a enfocar en el impacto en la estabilidad de frecuencia al ir introduciéndose en el sistema eléctrico de potencia estándar IEEE generación no convencional.

La finalidad de esta investigación es analizar el comportamiento de la estabilidad de frecuencia de un SEP basado en sistemas estándar IEEE, al introducir sistemas de generación no convencional como la energía fotovoltaica. Se esperan entender cómo interactúan estas fuentes con el sistema estándar IEEE, cuáles son sus efectos en la estabilidad de la frecuencia en el sistema y qué medidas pueden aplicarse para mitigar estos efectos que puedan existir al momento de integrar estas fuentes de energías GRNC.

OBJETIVO

1.1 General

Evaluar el impacto en la estabilidad de frecuencia del SEP IEEE de 9 barras debido a la penetración de generación renovable no convencional, mediante el análisis de escenarios simulados en el software DIgSILENT PowerFactory.

1.2 Específicos

- Evaluar la respuesta de frecuencia del SEP sin penetración de generación no convencional.
- Evaluar la respuesta de frecuencia del SEP con penetración baja de generación no convencional.
- Evaluar la respuesta de frecuencia del SEP con penetración media de generación no convencional.
- Evaluar la respuesta de frecuencia del SEP con penetración alta de generación no convencional.

HIPÓTESIS

La progresiva introducción de generación renovable no convencional en el SEP tiene un impacto en la estabilidad de frecuencia del sistema.

JUSTIFICACIÓN

El interés de esta investigación es que debido a la creciente incorporación del GRNC en el sistema eléctrico de potencia, la red eléctrica se puede ver afectada en la estabilidad de frecuencia, por la degradación de su respuesta inercial, y a la vez afectando el funcionamiento adecuado de los equipos eléctricos que se encuentre aguas abajo, por ejemplo, las máquinas rotatorias, o en el mayor de los casos puede provocar interrupciones en el suministro de energía.

Por lo consiguiente en la presente investigación se realiza con el fin de inferir el impacto que tiene las energías renovables no convencionales al integrarse en el sistema eléctrico de potencia, con el fin de estudiar el comportamiento de la estabilidad de frecuencia para definir cómo actúa el sistema frente a una perturbación.

Este documento se presenta con el fin de aportar al estado del arte un análisis que involucre el comportamiento de la estabilidad de frecuencia y hasta qué punto podría ser posible integrar estas fuentes de energía de GRNC en el SEP, para garantizar un suministro eléctrico confiable y seguro.

A través de una herramienta digital, se modela un sistema eléctrico estandarizado de la IEEE de 9 barras, para analizar diferentes escenarios que permiten examinar el comportamiento de la estabilidad de frecuencia y hasta qué punto estas fuentes de energía pueden integrarse al SEP para asegurar el suministro.

IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES

1.1 Variable independiente.

Introducción de los sistemas de generación no convencional.

1.2 Variable dependiente.

Estabilidad de frecuencia del SEP.

CAPITULO I: MARCO CONCEPTUAL.

1.1. Sistema eléctrico de Potencia.

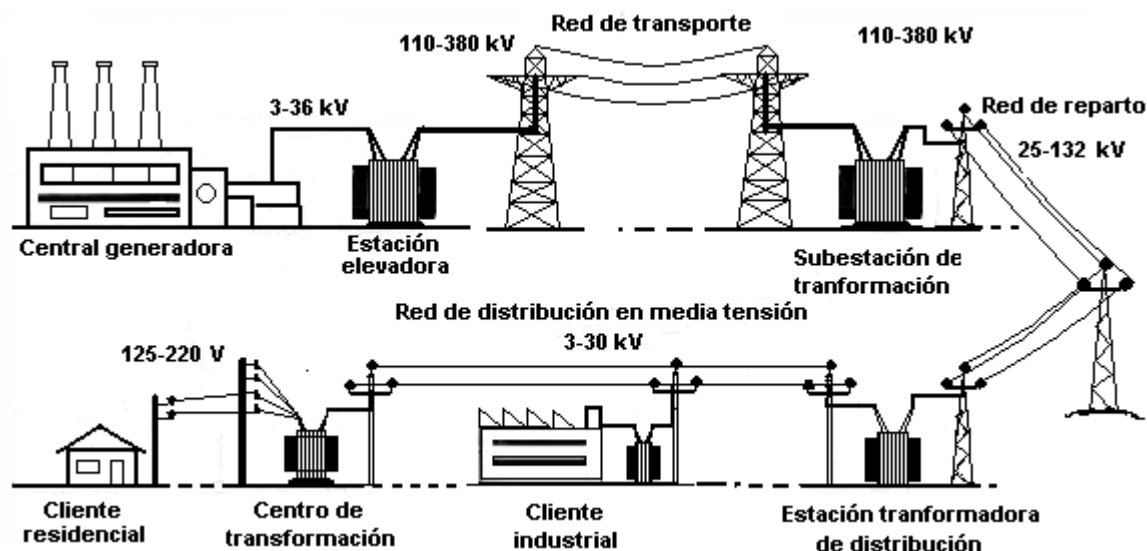
Un sistema eléctrico de potencia se compone de diversos subsistemas cuyo principal objetivo es gestionar la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de manera eficiente garantizando la calidad del suministro a los usuarios finales. Los sistemas deben ser confiables y seguros para soportar la demanda de energía en diferentes escenarios (Figueroa et al., 2021).

Sin la participación de alguno de los subsistemas que componen a un SEP, este no podría funcionar correctamente y colapsaría, impidiendo cumplir con su propósito de proporcionar energía eléctrica de manera eficiente. Cada subsistema tiene un papel fundamental para garantizar el flujo continuo de electricidad desde su generación hasta su consumo (Peyghami et al., 2020).

Estos sistemas pueden ser a gran escala (grandes regiones o países completos), mediana escala (zonas regionales o ciudades grandes) y pequeña escala (comunidades, industrias o zonas rurales), como se muestra en la Ilustración 1 (Gorky Reyes & Alfredo Valarezo, 2023).

Ilustración 1.

Sistema eléctrico de potencia.



Nota. Diseño de un sistema eléctrico de potencia (SEP). Tomado de: Introducción a las redes eléctricas (p.01) de (Efrain Yungan, 2020).

1.2. Representación de un sistema eléctrico de potencia

La producción de energía eléctrica comienza con la generación, que generalmente es un sistema trifásico a muchos kilovoltios. Para transportar esta energía a largas distancias, un transformador eleva el voltaje a decenas y, a veces, cientos de kilovoltios (kV), lo que permite trabajar con corrientes de menor intensidad, minimizando las pérdidas, es decir, aumentando la eficiencia del transporte. La energía luego entra en los centros de consumo a través de otro transformador que reduce el voltaje a niveles adecuados para las cargas conectadas que convierten la electricidad en otros tipos de energía según lo demande el sistema, como se muestra en la Ilustración 1 (Redondo Melchor, 2024).

1.2.1. *Generación.*

La generación de electricidad es un proceso de conversión de diversas formas de energía en electricidad. “Estas fuentes pueden ser renovables, como la solar y la eólica, o no

renovables, como el gas natural y el carbón, a través de estas fuentes de energía se aplica diferentes tecnologías para lograr obtener energía eléctrica” (Sánchez & Antón, 2021).

1.2.2. ***Transmisión***

El proceso de transmisión se realiza mediante líneas de alta tensión y subestaciones elevadoras, (Ilustración 2). El inicio del proceso para producir energía eléctrica entre varias plantas de energía, que se conectan a través de líneas de transferencia que nos llevan a una subestación elevadora, donde se puede elevar el nivel de voltaje para poder transportar altos niveles de energía eléctrica a largas distancias.

Para una transferencia eficiente, la electricidad debe ser transportada a niveles de alta tensión. Este método se emplea ya que la transferencia de energía a bajos voltajes causaría que los conductores se sobrecalienten, potencialmente rompiéndose o derritiéndose debido a su resistencia (Pilatásig et al., 2020).

1.2.3. ***Distribución***

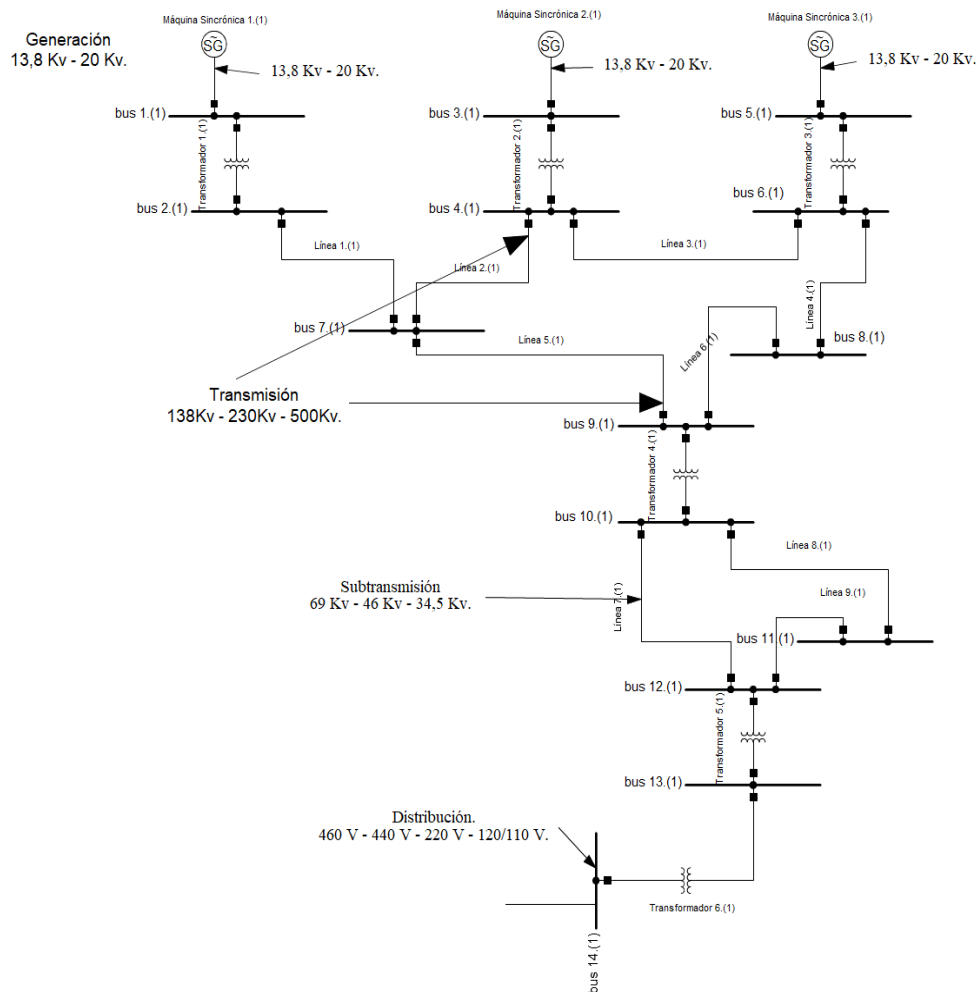
La distribución de energía es el paso final en el que la energía llega a los usuarios finales que son residencias, comercios e industrias.

Para la entrega segura de la electricidad a los consumidores, la electricidad se reduce a niveles de voltaje más seguros mediante líneas de distribución o transformadores.

Además de las líneas de distribución y los transformadores, los sistemas de protección también desempeñan un papel importante. “Esta protección aislará eléctricamente las partes afectadas, lo que no solo resguarda los equipos y a las personas, sino que también permite mantener la continuidad del suministro eléctrico” (Mahdavi et al., 2021).

Ilustración 2.

Representación unifilar de un sistema eléctrico de potencia (SEP).



Nota. Red eléctrica, destacando las etapas que compone un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP): generación, transmisión, subtransmisión y distribución, guía de: Análisis de flujo AC aplicados a un sistema eléctrico de potencia (p.02) de (Torres Romero et al., 2024).

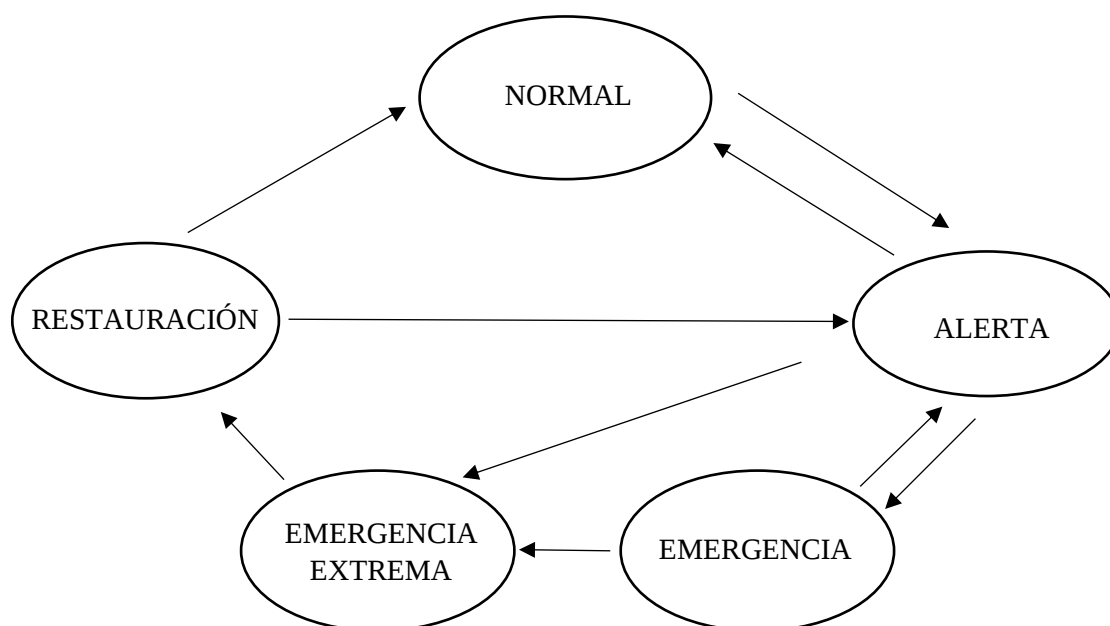
1.3. Estado de operación del sistema eléctrico de potencia

Los estados de operación del sistema eléctrico de potencia establecen que son un conjunto de condiciones y variables que describen cómo está funcionando en un momento dado la red eléctrica de un área específica. Esto incluye la demanda actual de electricidad, la capacidad de generación disponible, la carga en las líneas de transmisión y distribución, así como la estabilidad y la calidad del suministro eléctrico.

El monitoreo y análisis continuo de estos parámetros son fundamentales para garantizar un suministro confiable y eficiente de energía eléctrica a los consumidores, así como para prevenir posibles problemas como sobrecargas, cortes de energía o fluctuaciones en la frecuencia, se debe tener en consideración los siguientes términos para su debida operación, como se muestra en la Ilustración 3.

Ilustración 3.

Estados de operación de un sistema de potencia.



Nota. Estados de operación del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). Tomado de: Power-System-Stability-and-Control. (p.11) de (Kundur Prabha, 1994).

1.3.1. *Normal*

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) que se encuentra operando de manera estable, con todas sus variables dentro de los límites establecidos, y no presenta sobrecargas en ningún equipo o alguna anomalía en el sistema, garantiza que el sistema funcione de forma segura y tenga la capacidad de manejar contingencias menores sin comprometer su operación.

1.3.2. ***Alerta***

El sistema entra en un estado de alerta cuando los márgenes de seguridad caen por debajo de ciertos límites de operación, o si aumenta la probabilidad de una perturbación mientras opera normalmente, debido a condiciones adversas, como una falla ocasionada por una tormenta o algún otro tipo de contingencia que se presente. En este estado, aunque todas las variables siguen dentro de los límites aceptables, el sistema se ha "debilitado" hasta el punto en que una contingencia podría causar daños irreversibles, como la sobrecarga de algún equipo que haya sido expuesto, lo que llevaría al sistema a una situación de emergencia. Si la perturbación es muy grave, podría entrar en un estado de emergencia extrema. Unos aspectos del sistema que ayudarían a restablecer se centrarían en medidas como ajustes en la generación o el aumento de las reservas del sistema pueden ayudar a restaurar el funcionamiento normal del SEP.

1.3.3. ***Emergencia***

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) que entra en un estado de emergencia provocada por una perturbación severa mientras se encuentra en estado de alerta. En este escenario, los niveles de tensión en varias barras son bajos y/o la carga en algunos equipos supera los límites de emergencia a corto plazo. A pesar de esto, el sistema aún no ha colapsado y puede ser devuelto al estado de alerta mediante acciones de control de emergencia:

- Como el despeje de fallas.
- el control de excitación.
- la respuesta de válvulas.

- la desconexión de generadores.
- la reducción o el seccionamiento de carga, entre otros.

1.3.4. ***Emergencia extrema***

Si las acciones correctivas mencionadas anteriormente no se ejecutan o no resultan efectivas, el sistema entra en un estado de emergencia extrema, lo que puede provocar una desconexión en cascada y desencadenar un posible colapso total del sistema (blackout). En este escenario, será necesario aplicar medidas de control específicas para mitigar la emergencia extrema y restablecer la estabilidad operativa. Dichas medidas incluyen el alivio de carga mediante desconexiones programadas y/o la separación controlada de áreas del sistema eléctrico interconectado, con el objetivo de contener la propagación del fallo y evitar un apagón de todo el sistema eléctrico.

1.3.5. ***Restauración***

El estado de restauración se define como la fase en la que se implementan acciones de control para reconectar los equipos o secciones del sistema que hayan sido afectadas por la perturbación o falla, así como las cargas que podrían haber sido desconectadas, dependiendo de las condiciones operativas del sistema. Este estado permite la transición hacia el estado de alerta o el restablecimiento del funcionamiento normal (Kundur Prabha, 1994).

1.4. Estabilidad en un sistema eléctrico de potencia.

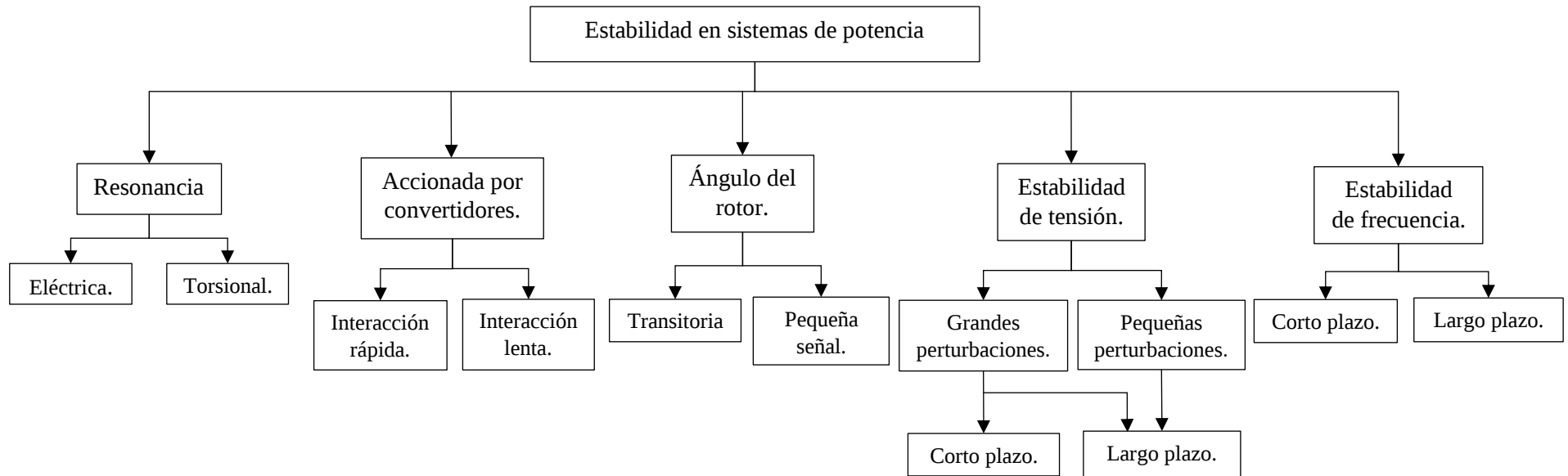
“La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia es la capacidad del sistema de permanecer en un estado constante en condición de operación inicial, que debe ser capaz de

retornar a su estado inicial en caso de sufrir algún tipo de perturbación que se presente en el SEP” (Hatziaargyriou et al., 2021). El sistema de potencia es altamente no lineal, opera en un ambiente que constantemente cambia; por ejemplo, con variación de cargas, salidas de generadores o fallas y cambios continuos de las características de operación (Santiago Oñate, 2020).

La estabilidad del SEP se clasifica en varios tipos, como se muestra en la Figura 1.

Figura 1.

Clasificación de la estabilidad del sistema eléctricos de potencia.



Nota. Etapas que compone la estabilidad en un sistema eléctrico de potencia (SEP). Tomado de: Definition and Classification of Power System Stability - Revisited & Extended (p.04) de (Hatziaargyriou et al., 2021).

1.4.1. ***Resonancia***

En un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), se considera la resonancia cuando la frecuencia de una corriente alterna coincide con la frecuencia de oscilación natural de algunos elementos presentes en ese sistema, que pueden ser líneas de transmisión, transformadores o generadores. Esta propiedad funciona para incitar oscilaciones eléctricas del sistema, lo que aumenta, dependiendo de la aplicabilidad y las condiciones de contorno, incontrolablemente la amplitud de la tensión o la corriente, llevando a serios problemas operativos como daños en el equipo, cables sobrecalentados o fallos en el aislamiento.

SSR: la resonancia subsíncrona ocurre cuando la frecuencia natural mecánica de un sistema (es decir, generador y turbina) interactúa con las oscilaciones eléctricas en la red, incluyendo líneas de transmisión largas y elementos de compensación en serie como capacitores. “Dado que las frecuencias subsíncronas afectan la estabilidad mecánica de los rotores de los generadores, la SSR puede resultar en daños mecánicos a los mismos y esto también es peligroso” (Damas et al., 2020).

1.4.2. ***Accionamiento por convertidores.***

En la actualidad, en los sistemas eléctricos modernos con alta penetración de energías renovables no convencional utilizan los convertidores de electrónica de potencia (inversores y rectificadores). A diferencia de los generadores tradicionales, estos dispositivos no están directamente acoplados a la red y, por lo tanto, no aportan inercia de manera.

Se utilizan algoritmos de control digital, incluidos controladores vectoriales de corriente, de voltaje o de frecuencia, para regular la potencia activa y reactiva intercambiada

entre los convertidores y la red con intervalos de tiempo medidos que varían en microsegundos o milisegundos según sea apropiado (Kumar V. Mahtani Mahtani, 2023).

1.4.3. *Estabilidad angular*

La estabilidad angular se define como la capacidad de un sistema eléctrico de potencia (SEP) para mantener el sincronismo relativo entre los generadores síncronos posteriores a una perturbación, ya sea leve o severa. Esta condición implica que, tras una contingencia, el sistema debe ser capaz de restablecer un estado dinámicamente coherente entre los ángulos eléctricos de los rotores.

En términos físicos, esta estabilidad está directamente relacionada con la separación angular relativa entre los distintos generadores del sistema. La pérdida de sincronismo puede manifestarse de manera individual entre un generador y el resto del sistema o colectiva entre grupos de generadores, dependiendo de la capacidad de cada máquina para mantener el equilibrio entre el torque mecánico (T_m), aplicado por la fuente primaria de energía, y el torque electromagnético (T_e), generado por la interacción del campo magnético del rotor con el sistema de potencia.

Una perturbación que altere dicho equilibrio producirá una variación en la aceleración angular del rotor: si $T_m > T_e$, el generador acelera; mientras que si $T_e > T_m$, desacelera. En condiciones de operación estacionaria, T_m y T_e se encuentran igualados, lo que asegura que la velocidad angular de los rotores permanezca constante y que el sistema opere dentro de un régimen sincrónico estable (Israel Campaña., 2021).

1.4.4. *Estabilidad de tensión*

La estabilidad de voltaje se define como la capacidad de un SEP para mantener niveles de voltaje adecuados en todos los nodos después de una perturbación, como cambios en la carga o fallas en el sistema.

El análisis de estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos se basa en la entrega y consumo de potencia reactiva por parte de los generadores. La inestabilidad puede resultar cuando no se satisface la demanda. Cuando el consumo es alto, el voltaje en las barras disminuye hasta alcanzar un valor crítico, provocando posibles fallas si cae por debajo de 1.0 [p.u] (Chulde & Barrera, 2021).

1.4.5. *Estabilidad de Frecuencia*

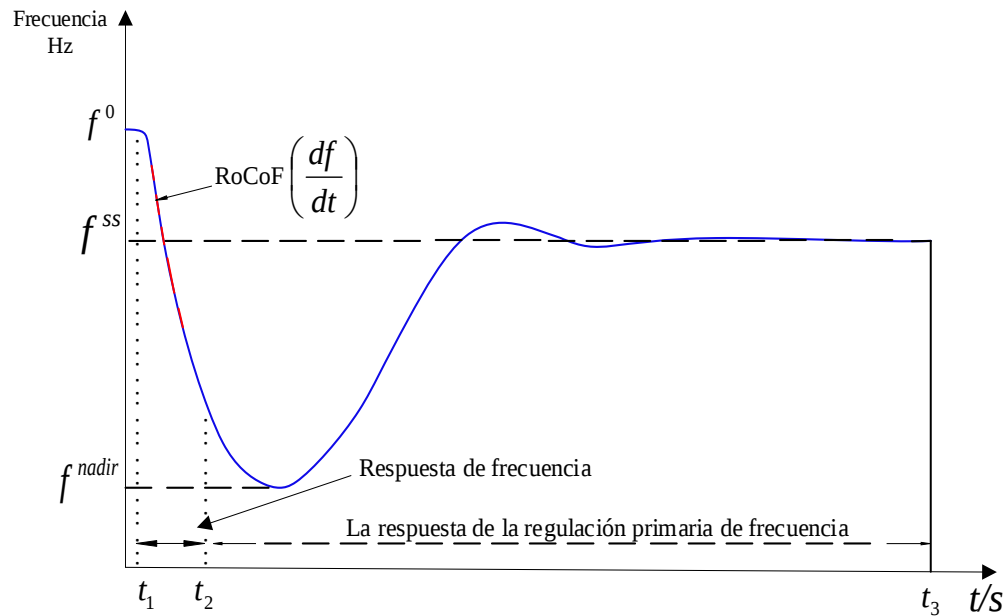
La estabilidad de frecuencia se basa en mantener un estado de equilibrio entre la potencia generada (P_G) y la potencia de la carga (P_L) incluida la potencia de las pérdidas ($P_{PÉRDIDA}$) como se muestra en la Ecuación (1), para mantener una operación segura y confiable del sistema eléctrico. En caso contrario, como consecuencia se producirá una generación excesiva o un déficit de aquello, manifestándose cambios en la respuesta de la frecuencia (Caguano, 2024).

$$P_G = P_L + P_{PÉRDIDA} \quad (1)$$

En un sistema eléctrico de potencia se identifica tres indicadores claves para cualquier estudio en la estabilidad de frecuencia ya sea en pequeños, mediano o grandes sistemas eléctricos de potencia, como lo es la inercia, Nadir y RoCoF (Ilustración 4). “Un nadir de baja frecuencia puede provocar cortes de carga, mientras que el RoCof suele estar regulado por los códigos de red de varios países” (Prastiantono et al., 2024).

Ilustración 4.

Característica de repuesta de la frecuencia.



Nota. Curva de la frecuencia dinámica después de una perturbación en el sistema (carga > generación). Tomado de: Frequency prediction of a post-disturbance power system using a hybrid ARIMA and DBN model (p.05) de (Wang et al., 2024).

A continuación, se hablará en detalle de tres indicadores clave relacionados con la frecuencia, los cuales desempeñan un papel fundamental en la evaluación de la estabilidad del sistema y en la planificación de respuestas ante posibles contingencias.

1. Inercia

De acuerdo con (Baeschlin, 2022) “la inercia es un atributo de los generadores convencionales de energía que dificultan el cambio en la velocidad de rotación de éste”. Aquella inercia mecánica se transmite a la red eléctrica, cuando sucede un evento debido algún desbalance entre la generación-demanda, por lo cual la inercia almacenada de los generadores. Al liberarse, la rotación del generador ayuda que la desviación de la frecuencia sea mínima, y a su vez esta respuesta se encuentra disponible por unos pocos segundos, dando tiempo a los sistemas mecánicos de las plantas de energía de detectar y responder a la falla.

Ilustración 5.

Generadores síncronos trabajando juntos en una red eléctrica.



Nota. se muestra generadores síncronos conectados a la red de CA, operando sincronizados a 60 Hz. Ante variaciones de carga, responden automáticamente como parte de la regulación primaria de frecuencia. Tomado de: Desmitificando la tecnología de formación de redes síncronas (Colthorpe, 2022).

En la Ilustración 5 se indica que, cuando se tiene una cantidad N de máquinas rotativas es un sistema eléctrico de potencia. La constante de inercia del sistema síncrono (H_{sys}) se puede calcular con la Ecuación (2). Entonces, la inercia de un generador se puede definir como la resistencia que este ejerce a cambios en su velocidad y rotación. Este depende de la masa, diámetro y la velocidad de rotación del generador (Luis Pérez et al., 2022).

$$H_{sys} = \frac{\sum_i^N H_i * S_{G,i}}{\sum_i^N S_{G,i}} \quad (2)$$

La ecuación (2) se define:

$\sum_i^N H_i * S_{G,i}$: Este término suma el producto de la constante de inercia de cada generador y su capacidad nominal.

$\sum_i^N S_{G,i}$: Este término suma las capacidades nominales de todos los generadores.

2. Nadir

La frecuencia nadir corresponde al valor mínimo o máximo que alcanza la frecuencia en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) tras un desbalance entre la carga y la generación, como se observa en la Ilustración 4. Cuando la frecuencia excede los umbrales establecidos por las protecciones de sobrefrecuencia o subfrecuencia, se pueden activar mecanismos de desconexión automática, lo que podría desencadenar un apagón si no se controla adecuadamente (Wang et al., 2024).

Por lo tanto, la restricción para el F_{nadir} se define como:

$$F_{min} \leq F_{nadir} \leq F_{max} \quad (3)$$

3. RoCoF:

La tasa de cambio de frecuencia o más conocida como RoCoF es la que se encarga de medir la rapidez en el cambio de frecuencia, su magnitud depende de la severidad del eventos o perturbaciones que pueden ocurrir en el sistema, de acuerdo con la Ilustración 4. “El RoCoF es igual a la derivada de la frecuencia del sistema de potencia con respecto al tiempo en Hz/s, el cálculo de la tasa de variación de frecuencia se muestra en la Ecuación (4)” (Naranjo & César, 2023).

$$RoCoF = \frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2 * H_{sys}} * (P_m - P_e) \quad (4)$$

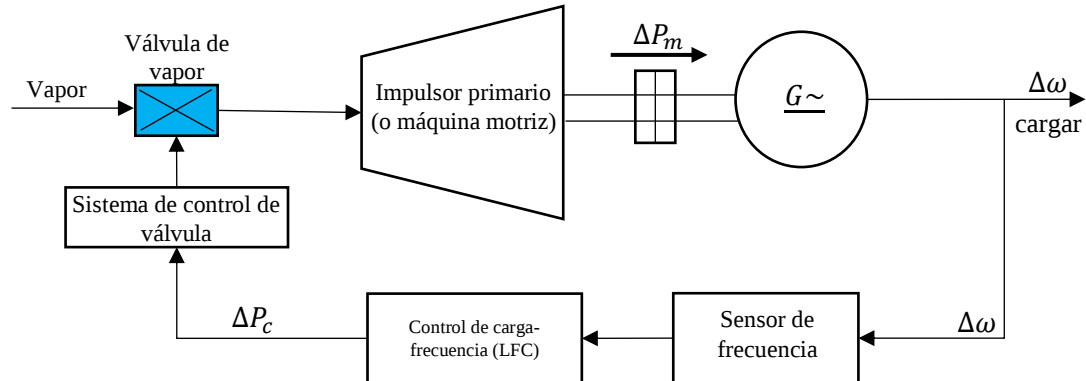
1.4.5.1. Control de Frecuencia de Carga (LFC)

Un sistema eléctrico de potencia es un sistema que siempre se encuentra variando constantemente y a su vez buscando un nuevo punto de equilibrio, es aquí la importancia de un sistema de control, por lo general en los generadores eléctrico de un SEP se encuentra dos lazos básicos de control conocidos como Regulador automático de Voltaje (AVR) y Control

de Frecuencia de Carga (LFC) que para nuestro estudio este es fundamental conocer su funcionamiento.

Ilustración 6

Control de Frecuencia de Carga (LFC).



Nota. Control de Frecuencia de Carga (LFC) ajusta automáticamente la generación eléctrica para mantener la frecuencia del sistema dentro de valores aceptables, compensando cambios en la demanda y perturbaciones. Tomado de: Improving load frequency controller tuning with rat swarm optimization and porpoising feature detection for enhanced power system stability. (p.04) (Gopi et al., 2024).

El control de frecuencia de carga (LFC) es fundamental para preservar la integridad de los sistemas eléctricos al mantener el equilibrio entre la generación y la demanda. Como se muestra en la Ilustración 6, a través del LFC monitoreando la frecuencia eléctrica. Cuando la frecuencia del sistema se desvía de su valor nominal (50 Hz o 60 Hz), los controladores LFC actúan para equilibrar la salida del generador, emitiendo ajustes que regulan la generación de energía a través de los gobernadores, mientras las compuertas se abren o cierran asegurando que los generadores conectados en esa área particular hagan los ajustes adecuados entre generación y demanda para mantener la frecuencia estable (Gopi et al., 2024).

1.4.5.2.Regulación de la frecuencia

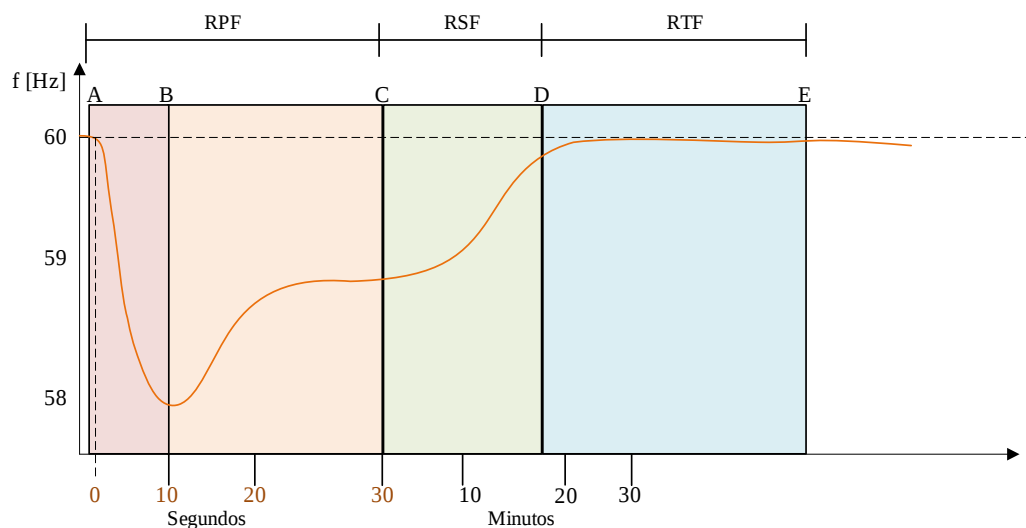
La importancia de localizar el horizonte temporal de una respuesta dinámica de frecuencia alrededor del equipo, y los fenómenos característicos presentes en cada área de frecuencia dinámica, para mantenerse dentro de los límites predefinidos y, por lo tanto, necesitamos control de Frecuencia-Potencia.

Las regulaciones para F-P en un desequilibrio están organizadas simplemente en 3 niveles diferentes que son la regulación primaria, secundaria y terciaria.

La regulación de frecuencia de un sistema es lo que ocurre cuando un evento (desequilibrio entre generación y demanda durante aproximadamente 100 milisegundos). En este caso, tenemos un evento donde hay un déficit en la generación, y se puede ver cómo la respuesta inercial (A-B), la regulación primaria (B-C), secundaria (C-D) y terciaria (D-E) se controlan en diferentes tiempos, como se muestra Ilustración 7.

Ilustración 7

Etapas de Regulación de la frecuencia.



Nota. Se observa que cada etapa de regulación de la frecuencia actúa en diferentes tiempos y a su vez con sus respectivos procesos. Tomado de: Automatic Load Shedding Scheme for Electrical Systems Serving Oil Extraction Facilities. (p.02) (Granda & Jácome, 2023).

Respuesta inercial

Cuando ocurre la perturbación o evento, entra en juego la respuesta inercial generada por la liberación de energía cinética almacenada en los elementos rotativos de las máquinas síncronas, en este punto la caída de frecuencia del sistema ésta en su mínimo (NADIR) y la tasa de cambio de frecuencia está en su máximo (ROCOF). Su respuesta se encuentra en un intervalo de 0 a menos de 10 segundos.

Regulación primaria

La regulación primaria de frecuencia comienza a responder, trabajando junto con la respuesta inercial. Este funciona a través de la actuación de los sistemas de control de velocidad de los generadores para reducir la caída de frecuencia y que se establezca la frecuencia a un valor constante, pero con un error residual con respecto al valor de frecuencia nominal, y su objetivo es evitar que la frecuencia aumente o disminuya de manera descontrolada.

En caso de pequeñas oscilaciones de frecuencia, pueden ser atenuadas por la compensación inercial y el control primario. Su interacción se encuentra en un intervalo de 10 o menos de 30 segundos.

Regulación secundaria

La regulación secundaria se presenta después de la regulación primaria y se encarga de corregir cualquier error residual y de esta manera mantener el equilibrio entre la generación y la demanda.

Para una desviación de frecuencia más grande, el control secundario, basado en la potencia de reserva disponible, podría restaurar la frecuencia del sistema a un valor estacionario o nominal mediante la acción del denominado Control Automático de Generación. Su respuesta puede estar presente alrededor de 20 minutos.

Regulación terciaria

La regulación terciaria se presenta, cuando existe un desajuste crítico entre carga y generación con rápidas variaciones de frecuencia durante una perturbación / fallo significativo este activa generadores de reservas para compensar la variación entre la generación y potencia. Por otra parte, la regulación terciaria de frecuencia es una regulación, que libera a las reservas rodante de potencia usada en la regulación primaria y secundaria, mediante redespacho de generación. Su respuesta se encuentra alrededor de 30 minutos o más (Granda & Jácome, 2023).

1.4.5.3.Código de red en la frecuencia.

Para evaluar el margen de estabilidad, se realiza una revisión en el Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano para establecer que valores se optaran para el análisis de frecuencia en el sistema, estos valores establecen parámetros que deben ser considerado de la manera más específica para el estado operativo dentro de los límites del SEP, (Tabla 1).

Tabla 1

Definición de parámetros sobre el margen de frecuencia.

Parámetros	Valor
Rango de Frecuencia Estándar	± 150 [mHz]
Desvió Instantáneo Máximo de Frecuencia	± 500 [mHz]
Desvió Máximo de Frecuencia en Régimen Permanente	± 200 [mHz]
Tiempo de Recuperación de la Frecuencia	15 [minutos]
El número máximo por año de minutos fuera del rango de Frecuencia Estándar	15000

Nota. Se establecen los parámetros de frecuencia respecto a cada definición, rescatado de: Desempeño del SNI, (ARCERNNR, 2024).

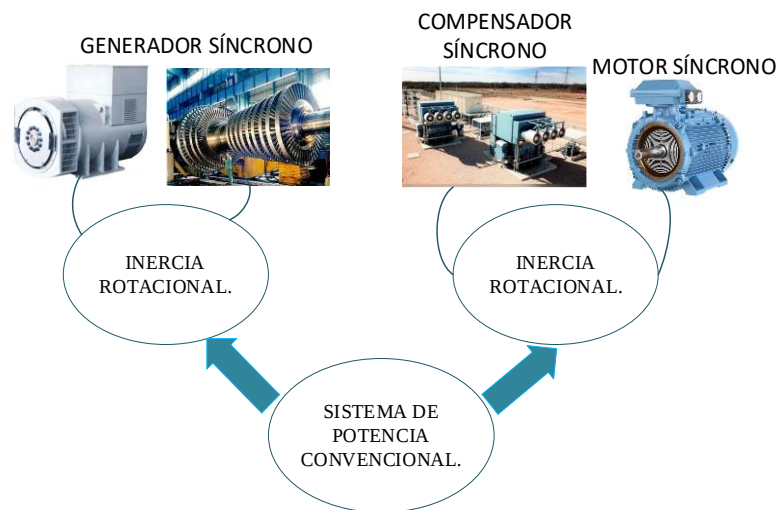
Para este análisis, el código de operación del sistema eléctrico Ecuatoriano establece que cuando se encuentra en estado operativo de emergencia, la frecuencia se ejercerá dentro de los límites de 57,5 – 62 [Hz], por otra parte cabe mencionar que en la Tabla 1 se muestra el rango de frecuencia estándar que es el intervalo de los valores de frecuencia en el que debe operar el sistema eléctrico dentro de condiciones normales, también se indica parámetros sobre el Desvió Instantáneo Máximo de Frecuencia que se basa en medición directa en una perturbación y verifica cómo reacciona la respuesta primaria ante el disturbio, también se detalla sobre el Desvió Máximo de Frecuencia en Régimen Permanente que es la máxima diferencia estable entre la frecuencia después que el sistema eléctrico ha superado los efectos momentáneos de una perturbación. donde se afirma que “El tiempo de recuperación de la frecuencia en el Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano es de 15 [minutos], teniendo en cuenta el número máximo por año de minutos fuera del rango de frecuencia estándar (15000) y sirve para garantizar que las desviaciones sean ocasionales o breves manteniendo la estabilidad y protegiendo los equipos”, (ARCERNNR, 2024).

1.5. Generación Convencional

El sistema de generación eléctrico convencional se basa en fuentes de energía eléctrica de combustibles fósiles, gas natural, energía nuclear e hidroeléctricas. La generación térmica e hidroeléctrica tienen gran presencia en estos sistemas y continúan siendo fundamental para la operatividad de los sistemas eléctricos actuales (J. Rosero et al., 2017).

Ilustración 8.

Generación Convencional.



Nota. Sistema de generación convencional donde muestra la máquina síncrona como principal actuador para la inercia, tomado de: (Pengfei Hu, 2023).

1.5.1. Fuentes de generación

En esta ocasión nos vamos a enfocar en el concepto básico y funcionamiento de las fuentes de energía más comunes, como se mencionó la energía termoeléctrica e hidroeléctrica ya que son aquellas que aún tienen gran presencia en el sistema eléctrico de potencia.

Generación hidroeléctrica.

El agua es una de las fuentes de energía más antigua utilizadas por el ser humano, fundamental para la vida, la producción y la higiene. También es el origen de uno de los tipos

de energía renovable más extendidos, la energía hidroeléctrica. Según el informe de (Enel, 2022) indica que “la capacidad total de las centrales hidroeléctricas en todo el mundo es de 1.395 GW, lo que representa alrededor del 41.1 % de total de las fuentes de energía renovable”.

De acuerdo con (Endesa, 2021), el funcionamiento de una central hidroeléctrica de embalse acumula gran cantidad de agua en las presas, la cual se encuentra almacenada en forma de energía potencial. En el momento que se realiza la apertura de la compuerta, el agua almacenada, por acción de la gravedad, se transforma de energía potencial a cinética. El flujo de agua se conduce hacia las turbinas, provocando su movimiento (energía mecánica), en la cual se encuentra acoplado el generador. Se realiza una transformación de energía mecánica (turbina) a eléctrica (generador); luego, su voltaje se eleva por medio de un transformador elevador para ser transportado a la red eléctrica como se muestra en la Ilustración 9.

Ilustración 9.

Central Hidroeléctrica.



Nota. Estructura de una central hidroeléctrica. Tomada de: Energía hidroeléctrica (Ormazabal, n.d.).

Generación Térmica.

La energía termoeléctrica, también llamada energía térmica es la energía que se genera a partir del calor. “Las centrales térmicas llevan a cabo la generación de energía eléctrica a partir de la ignición de combustibles fósiles como el carbón, el petróleo y el gas natural” (Santamaría, 2022).

Por lo general siguen el siguiente proceso:

1. La energía contenida en el combustible se transforma, por combustión en energía calorífica.
2. La energía calorífica que absorbe el fluido de trabajo se convierte al expandirse en la turbina o motor en energía mecánica.
3. La energía mecánica es transformada en energía eléctrica a través del generador eléctrico.

En los métodos convencionales de producción de energía, el calor residual de los motores primarios presenta pérdidas al medio ambiente. Donde se afirma que “Como resultado, solo el 25-40% de energía térmica total aportada por el combustible se convierte en energía útil” (Taípe Quilligana & Ampuño Aviles, 2022).

A continuación, se muestra el funcionamiento de las diferentes tecnologías.

Generación mediante motores de combustión interna

El generador de combustión interna por lo general funciona con dos tipos de combustibles; como Diesel y el Búnker. Su funcionamiento se basa a través del ciclo diésel,

donde el motor de combustión entrega potencia mecánica y debido al acoplamiento entre el motor y el generador se convierte la energía mecánica en energía eléctrica.

Ilustración 10.

Grupo electrógeno de 3MW.



Nota. Generador de combustión interna que funciona con dos tipos de combustibles; como lo son el Diesel y el Búnker.
Tomado de: CAT.

Generación mediante turbina de Vapor

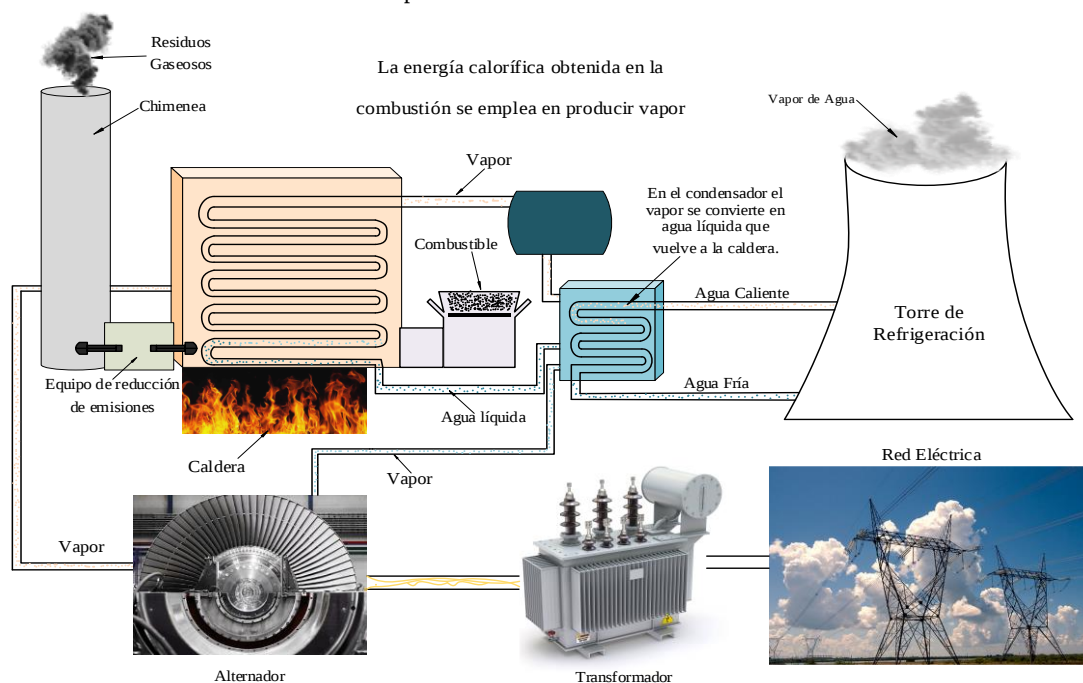
La generación mediante turbina de vapor transforma la energía térmica del vapor en energía mecánica, la cual a su vez se utiliza para generar electricidad. El proceso se basa en que el vapor a alta presión mueve los álabes de la turbina, haciendo que esta gire y, a través de un generador acoplado, se produce energía eléctrica a través de la turbina de vapor; cabe destacar que el agua debe ser tratada (desmineralizarla) antes de entrar a las calderas, una vez que ingresa el agua a las calderas, por medio del calor generado por la combustión, se eleva la temperatura hasta lograr la evaporación del agua.

Después de pasar por la turbina, el vapor se dirige a un condensador. En aquello, el vapor se enfría mediante un sistema de enfriamiento (uso de agua de un río). Al enfriarse, el

vapor se condensa nuevamente en agua, esta agua condensada se bombea de vuelta al tanque de alimentación de la caldera, desde aquí se repite el ciclo de generación de vapor también conocido como Ciclo Rankine (ASOBAMCA, 2022).

Ilustración 11.

Central de Generación mediante turbina de vapor.



Nota. Esquema de una central de generación con turbina de vapor, que nos indica como está compuesta y cuáles son sus principales etapas. Tomado de: (ASOBAMCA, 2022).

1.5.2. Máquina síncrona.

La máquina síncrona es un tipo de generador eléctrico cuya velocidad de rotación está directamente vinculada a la frecuencia del sistema eléctrico al que se conecta. Su principio de funcionamiento se basa en la interacción entre el campo magnético giratorio, generado por el devanado del estator alimentado con corriente alterna, y un campo magnético generado en el rotor mediante un sistema de excitación (Stephen J. Chapman, 2012) .

Estas máquinas operan como generadores en muchas centrales como por ejemplo la hidroeléctricas, termoeléctricas, nucleares, geotérmicas, de biomasa y de ciclo combinado,

porque estos dispositivos son capaces de operar con alta eficiencia para convertir la energía mecánica obtenida en energía eléctrica.

Además, estas máquinas síncronas participan en la estabilización del sistema eléctrico, ya que su inercia mecánica ayuda a regular la frecuencia y absorber perturbaciones transitorias, de modo a que pueda responder gradualmente los cambios de generación y demanda (Jiménez Gómez, 2022).

1.5.3. *Análisis dinámico de la máquina*

El análisis dinámico de la máquina estudia cómo responde aquello ante cambios operativos o eventos en el SEP. Este análisis se enfoca en el comportamiento transitorio y la estabilidad de la máquina cuando ocurren variaciones en las condiciones de carga.

En el análisis de la maquina es importante evaluar la estabilidad de frecuencia y voltaje, ya que permite observar cómo la máquina y el sistema reaccionan a fluctuaciones con la finalidad de evitar apagón o desconexiones no programadas. Además, a través del análisis se examina la capacidad que tiene el sistema a recuperarse frente a distintos eventos que se suelen presentar en el sistema eléctrico de potencia (Pablo Ledesma, 2020).

1.5.4. *Modelado del Sistema.*

En el presente apartado se abordará el análisis del modelado de la máquina síncrona, con el fin de estudiar la estabilidad de frecuencia.

1.5.4.1. Modelado del generador.

En los sistemas eléctricos tradicionales, la respuesta de potencia inercial está directamente asociada con la energía cinética almacenada en las máquinas rotativas:

$$E_c = \frac{1}{2} J_{[kg*m^2]} * \omega^2_{[\frac{rad}{s}]} \quad (5)$$

Donde J es el momento de inercia del conjunto de turbina-generador y ω es la velocidad angular del rotor de la máquina. Por otro lado, la variación de la velocidad del rotor depende del equilibrio entre el torque eléctrico y el torque mecánico, de la siguiente forma:

$$T_m - T_e = \frac{P_m}{\omega} - \frac{P_e}{\omega} = J \frac{d\omega}{dt} \quad (6)$$

Donde T_m y T_e representan el torque mecánico y el torque eléctrico, respectivamente, P_m y P_e son la potencia mecánica y la potencia eléctrica, respectivamente.

La tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) puede expresarse como:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega(P_m - P_e)}{2H * S} \quad (7)$$

Asi mismo, la contante de inercia (H) se define como el coeficiente entre la energía cinética almacenada en las partes rotatoria de la maquina a velocidad síncrona y a la potencia nominal del generador destacando la siguiente ecuación (8), donde, (E_c) es la energía cinética almacenada nominal y (S) es la ponencia aparente nominal.

$$H = \frac{E_c}{S} \quad (8)$$

Además (Ubertalli, 2022) menciona que: La constante de inercia H en los generadores convencionales se encuentra en el rango de 2 a 9 segundos. Esta energía incluye el rotor del generador síncrono y el motor primario. El motor representa entre el 30% y 60% de la inercia total en los generadores de vapor, en cambio en las unidades hidroeléctricas su contribución se representa entre el 4% y el 15%. A continuación, en la Tabla 2 se muestra las constantes de inercia en las plantas de energía convencionales obtenidas de la Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión de electricidad en Europa (ENTSO-E).

Tabla 2

Clasificación y constantes de inercia de plantas convencionales.

Tecnología de generación	Clasificación típica [MW]	Inercia típica [s]
Biocombustible	208	3.3
Carbón duro	361	4.1
Gas	168	4.3
Lignito	310	3.9
Nuclear	869	6
Petróleo (THN)	153	4.3
Hidro – corriente	59	2.7
Hidro – presa	140	4

Nota. Tipos de tecnología de generación con su respectiva potencia nominal y su contante de inercia, rescatado de: The impact on system frequency stability from grid energy storage response. (p.27) (Ubertalli, 2022).

Vale mencionar que el sistema consta de un tiempo de actuación mecánico definido, como el tiempo de inicio mecánico requerido por el par nominal para acelerar al rotor desde el reposo hasta alcanzar la velocidad nominal del sistema y su ecuación es definida por:

$$TM = 2H [seg] \quad (9)$$

1.5.4.2.Respuesta de la carga a una desviación de frecuencia.

Es importante tener en cuenta que al momento de hablar de estabilidad de frecuencia es conveniente introducir los modelos simplificados de cada una de las unidades generadoras en la representación dada por la ecuación de oscilación, como se indica en la Ecuación (10). Como una función de magnitudes de incremento u decremento, en valores por unidad para dichos análisis que puedan ser establecidos.

$$2H \frac{d\Delta\omega_{[pu]}}{dt} + D\Delta\omega_{[pu]} = \Delta P_{m[pu]} - \Delta P_{e[pu]} \quad (10)$$

Donde H es la constante de inercia equivalente del sistema y D es el coeficiente de variación de la demanda con la frecuencia (Pazmiño et al., 2021).

A partir de la ecuación anterior, es posible obtener el modelo del sistema, representado esquemáticamente por bloque de transferencia.

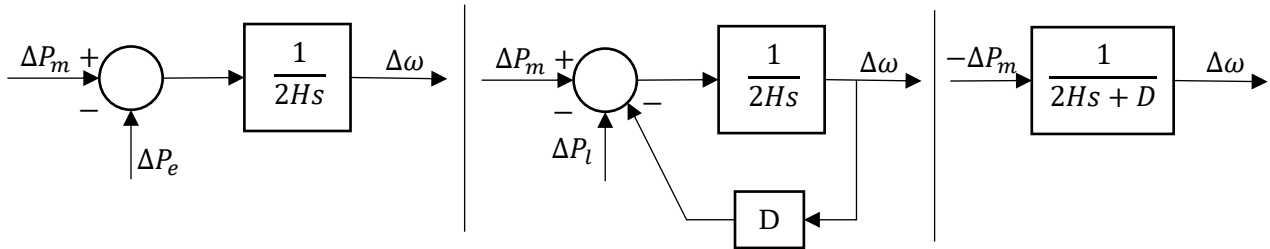
Algunas cargas demandan una potencia independiente de la frecuencia de alimentación, mientras que otras responden a un incremento de la frecuencia aumentando la demanda. En conjunto, la relación entre el incremento de demanda total ΔP_e y el incremento de frecuencia en un sistema puede expresarse como:

$$\Delta P_e = \Delta P_i + D\Delta\omega \quad (11)$$

Donde ΔP_i es el incremento de potencia independiente de la frecuencia y D es la constante que relaciona la variación de frecuencia con el incremento de potencia. La Ecuación (11) se encuentra representada en la Ilustración 12 hasta su simplificación.

Ilustración 12

Modelado del sistema, damping o constante de amortiguamiento “D”.



Nota. Función de transferencia de un generador síncrono, considerando el damping. Tomado de: Análisis Dinámico y Control de Sistemas Eléctricos (p.63) (Pablo Ledesma, 2020).

1.6. Generación No Convencional.

Se consideran Energías Renovables No Convencionales (ERNC) a aquellas fuentes de generación que no implican el consumo o agotamiento de los recursos que las originan. Estas fuentes son más amigables con el medio ambiente, ya que, aunque pueden generar

ciertos impactos, estos son significativamente menores en comparación con los causados por las fuentes convencionales como los combustibles fósiles (Cid, 2019).

Varios países han estado promoviendo la incorporación de Energías Renovables No Convencionales (ERNNC) en sus sistemas eléctricos como una medida para mitigar las consecuencias ambientales de la generación convencional y avanzar hacia un desarrollo más sostenible (Arias et al., 2022), para este estudio el análisis de sistemas de generación renovable no convencional GRNC solo será enfocado en la generación fotovoltaica, ya que es la energía que más impacto ha provocado en la actualidad.

1.6.1. *Energía Fotovoltaica.*

La energía solar o llamada también fotovoltaica se refiere a la producción de electricidad utilizando la radiación del sol. Esto se logra a través de tecnologías como los paneles fotovoltaicos, que convierten directamente la luz solar en electricidad, o mediante sistemas de concentración solar, que enfocan la energía solar para generar calor, que luego se transforma en electricidad. Esta fuente de energía renovable ha ganado popularidad (Jaramillo, 2024).

1.6.1.1. Recursos fotovoltaicos.

De la misma manera el enfoque sobre el recurso fotovoltaico será en Ecuador, en la cual posee un elevado potencial para el desarrollo de energía solar, gracias a su ubicación geográfica en la zona intertropical, lo que le permite recibir altos niveles de radiación solar durante todo el año. Donde, hace referencia al análisis de (CELEC EP, 2024), en conjunto con la Agencia Francesa de Desarrollo AFD y Tractebel-Engie, confirma “el alto potencial solar y muestra amplia disponibilidad de radiación en el país, excluyendo zonas con

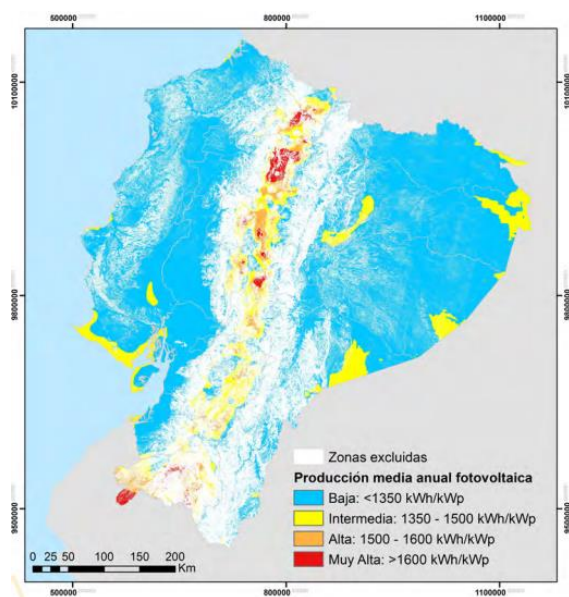
pendientes y orientaciones desfavorables”. Se identificaron más de 14 millones de hectáreas aptas para generación fotovoltaica, como se evidencia en las Ilustración 13 e Ilustración 14, que destacan la radiación en distintas ciudades y la clasificación del potencial solar en Ecuador, lo que resalta la viabilidad del aprovechamiento solar a gran escala.

Se estima que existen alrededor de 150.000 hectáreas disponibles equivalentes al 0,5% con radiación solar muy alta, del territorio nacional aptas para proyectos solares de mediana y gran escala con alto rendimiento energético. Estas áreas ideales para instalar plantas fotovoltaicas se concentran principalmente en tres regiones:

- la zona montañosa del norte (Carchi, Imbabura y Pichincha).
- la zona central andina (Cotopaxi, Chimborazo y Cañar).
- el sur del país (Loja, Azuay y El Oro).

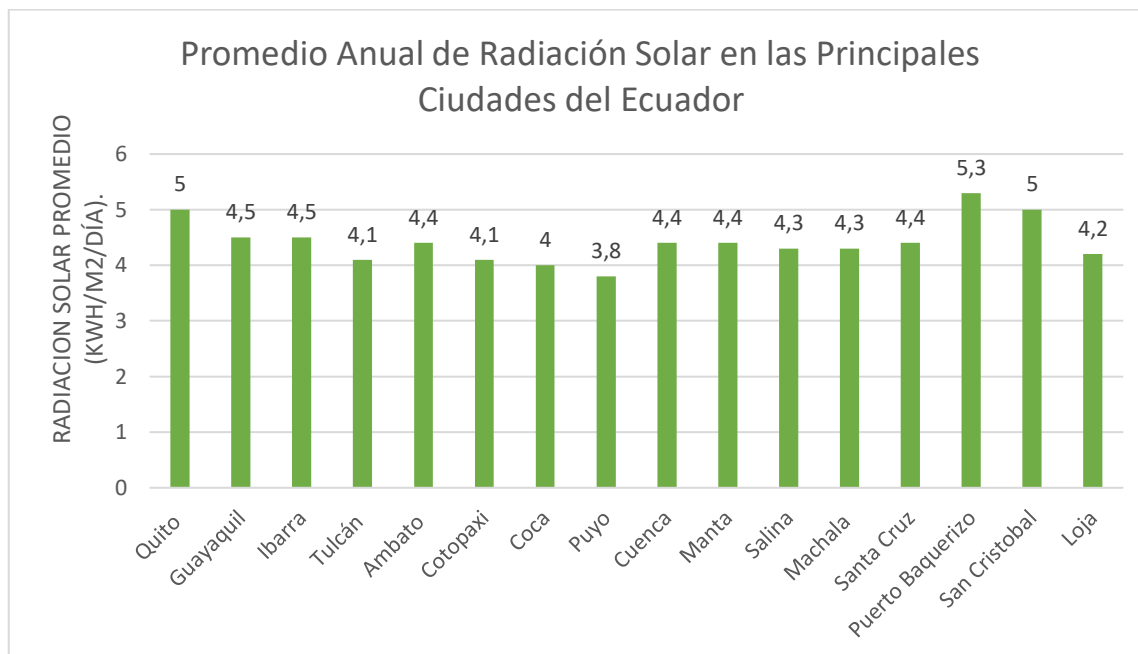
Ilustración 13

Mapa de recurso solar.



Nota. La imagen muestra el mapa solar de Ecuador, el cual indica los niveles de radiación y el potencial de generación de electricidad fotovoltaica (kWh/kWp). Tomado de: Estudio de Potencial Solar Fotovoltaico del Ecuador por la empresa eléctrica CELEC-EP (p.13) (CELEC EP, 2024).

Radiación solar en principales ciudades del Ecuador.



Nota. Promedio anual de radiación solar en Ecuador, para el aprovechamiento de la energía solar. Tomado de: Datos relevantes de la ubicación geográfica en Ecuador, (p.06) (Inca Yajamín et al., 2023).

Hasta el año 2015, se habían emitido 91 certificados para proyectos fotovoltaicos, con una capacidad instalada total proyectada de 355 MW. Sin embargo, al cierre de ese mismo año, solo se habían puesto en operación 23.6 MW. El crecimiento en la adopción de la energía solar en Ecuador ha sido impulsado por políticas gubernamentales favorables, incentivos arancelarios y avances tecnológicos (Inca Yajamín et al., 2023).

1.6.1.2. Variabilidad Fotovoltaica.

La energía fotovoltaica se posiciona como una alternativa de creciente interés en el proceso de reducción de combustibles fósiles y, por lo tanto, de emisiones de gases de efecto invernadero.

En zonas altas como montañas, colinas y cerros, donde el clima es muy variable, presenta variaciones climáticas en cuestión de minutos y esto produce desafíos en la

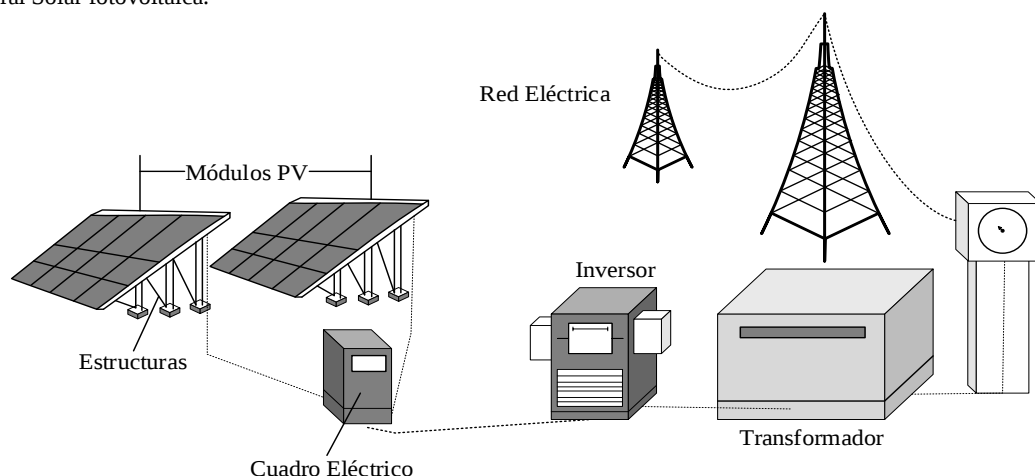
producción de la generación fotovoltaica. El autor (Aguay-Saquicaray, 2024) nos manifiesta que “la variabilidad de la radiación solar y los retos asociados a modelización y simulación también complican la evaluación de la eficiencia energética, donde la radiación solar no solo varia en el día, sino también en función de la altitud, latitud, y la inclinación de los paneles, lo que hace que la eficiencia sea difícil de estandarizar para todas las regiones”.

1.6.1.3.PV a gran escala.

La energía solar a gran escala hace referencia a grandes instalaciones que generan electricidad para ser inyectada en la red, desde donde se distribuye a los usuarios finales. La electricidad producida por estas plantas se comercializa con empresas eléctricas y grandes consumidores a través de contratos de compraventa de energía (Ilustración 15).

Ilustración 15

Central Solar fotovoltaica.



Nota. Etapas que compone una central fotovoltaica, destacando el módulo solar, el cuadro eléctrico, el inversor y su conexión al transformador, a través del cual se realiza la integración a la red eléctrica. Tomado de: Integración masiva de la solar fotovoltaica (Danfoos, 2022).

Según la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA), una planta de generación se considera de “escala de servicio público” cuando su capacidad

instalada es igual o superior a 1 megavatio (MW). Actualmente, existen más de 10 000 plantas solares fotovoltaicas que cumplen con este criterio.

El crecimiento del sector solar a gran escala ha sido impulsado por la reducción de costos y el aumento en la demanda de fuentes renovables. De acuerdo con estimaciones de la EIA, la energía solar fue la principal fuente de nueva capacidad eléctrica en 2021, representando el 39 % del total previsto, superando a la energía eólica y al gas natural.

En efecto, la mayoría de las plantas solares de gran escala emplean tecnología similar a la de los sistemas domésticos; en muchos casos, no hay grandes diferencias entre los paneles utilizados en ambos entornos. Sin embargo, al operar a una escala significativamente mayor, los parques solares pueden beneficiarse de economías de escala, lo que reduce considerablemente los costos de producción (Zeeshan Hyder, 2025).

1.6.1.4.Panel Fotovoltaico.

Un panel fotovoltaico es un dispositivo diseñado para convertir la energía solar en electricidad. Está compuesto por varios elementos clave, cada uno con una función específica para asegurar la eficiencia y durabilidad del sistema. Los componentes principales de un panel fotovoltaico son las células solares, el encapsulante, el vidrio frontal, la lámina posterior, el marco, la caja de conexiones y los elementos de conexión eléctrica.

Células solares: Transforman la luz solar en corriente continua (DC) mediante el efecto fotovoltaico.

Encapsulante: Protege las células solares de la humedad y daños mecánicos, asegurando su durabilidad.

Vidrio frontal: Permite el paso de la luz y protege las células de impactos y condiciones ambientales.

Lámina posterior: Aísla y protege la parte trasera del panel contra humedad y daños.

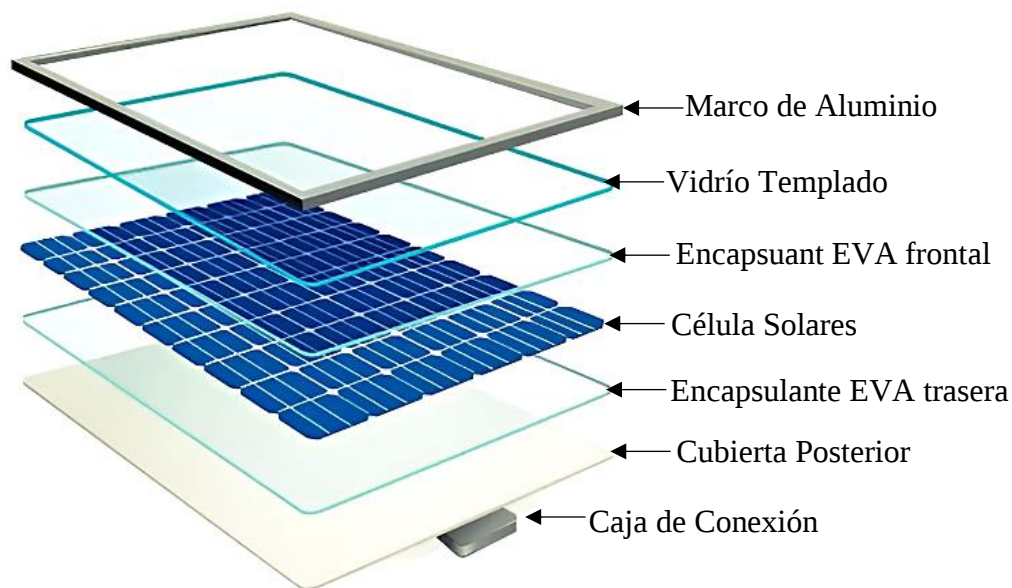
Marco de aluminio: Da soporte estructural y facilita la instalación del panel.

Caja de conexiones: Aloja conexiones eléctricas y diodos para evitar corrientes inversas y facilitar la conexión.

Elementos de conexión eléctrica (bus bars, soldaduras): Conducen la electricidad generada por las células hacia el exterior del panel, así como se muestra en la Ilustración 16.

Ilustración 16

Componentes de un panel fotovoltaico.



Nota. Componentes de un panel fotovoltaico. Tomado de: Componentes de un Panel Fotovoltaico: Todo lo que Necesitas Saber sobre la Energía Solar (Pamela Melendez, 2024).

El funcionamiento de un panel fotovoltaico empieza cuando la luz solar alcanza las celdas fotovoltaicas y los fotones impactan el silicio liberando electrones. “Este desplazamiento de electrones produce una corriente eléctrica que es conducida a través de

los cables y genera electricidad en corriente continua (CC), la cual puede usarse directamente en dispositivos que operen con este tipo de corriente o convertirse en corriente alterna (CA) mediante un inversor” (Pamela Melendez, 2024).

Tecnología del generador fotovoltaico

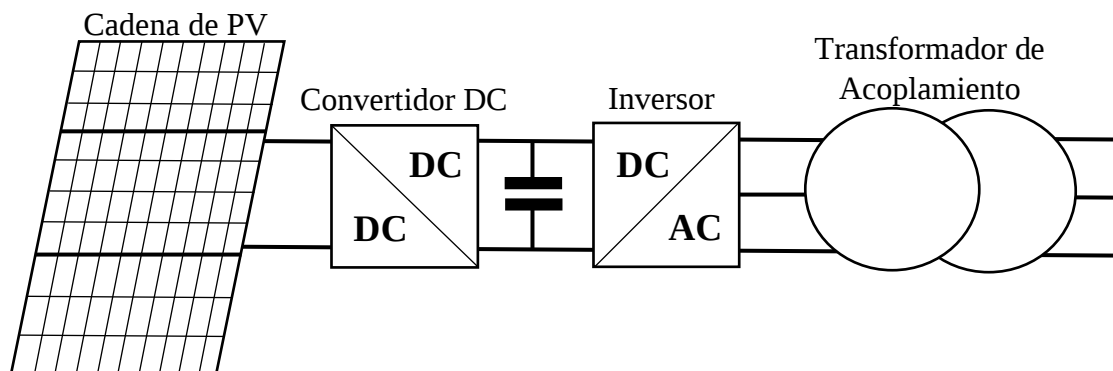
Los sistemas fotovoltaicos (PV) presentan una arquitectura similar a la de los convertidores de frecuencia empleados en aerogeneradores a gran escala. La principal distinción radica en que, en lugar de aspas eólicas, se instalan paneles solares que generan energía en corriente continua (DC).

Para optimizar la captura de energía, se añade una etapa intermedia de conversión DC-DC, como se muestra en la Ilustración 17. Esta etapa permite mejorar el rendimiento del sistema al ajustar su operación según las condiciones ambientales y del generador mismo (Seme et al., 2020).

A diferencia de los aerogeneradores, los sistemas fotovoltaicos carecen de componentes móviles, lo que significa que el sistema no contribuye inercia sincrónica al sistema eléctrico. Esta particularidad es importante para mantener la estabilidad de la red eléctrica, ya que limita la capacidad de respuesta del sistema fotovoltaico ante perturbaciones en la frecuencia (Ubertalli, 2022).

Ilustración 17

Sistema fotovoltaico (FV), String of PV panels.



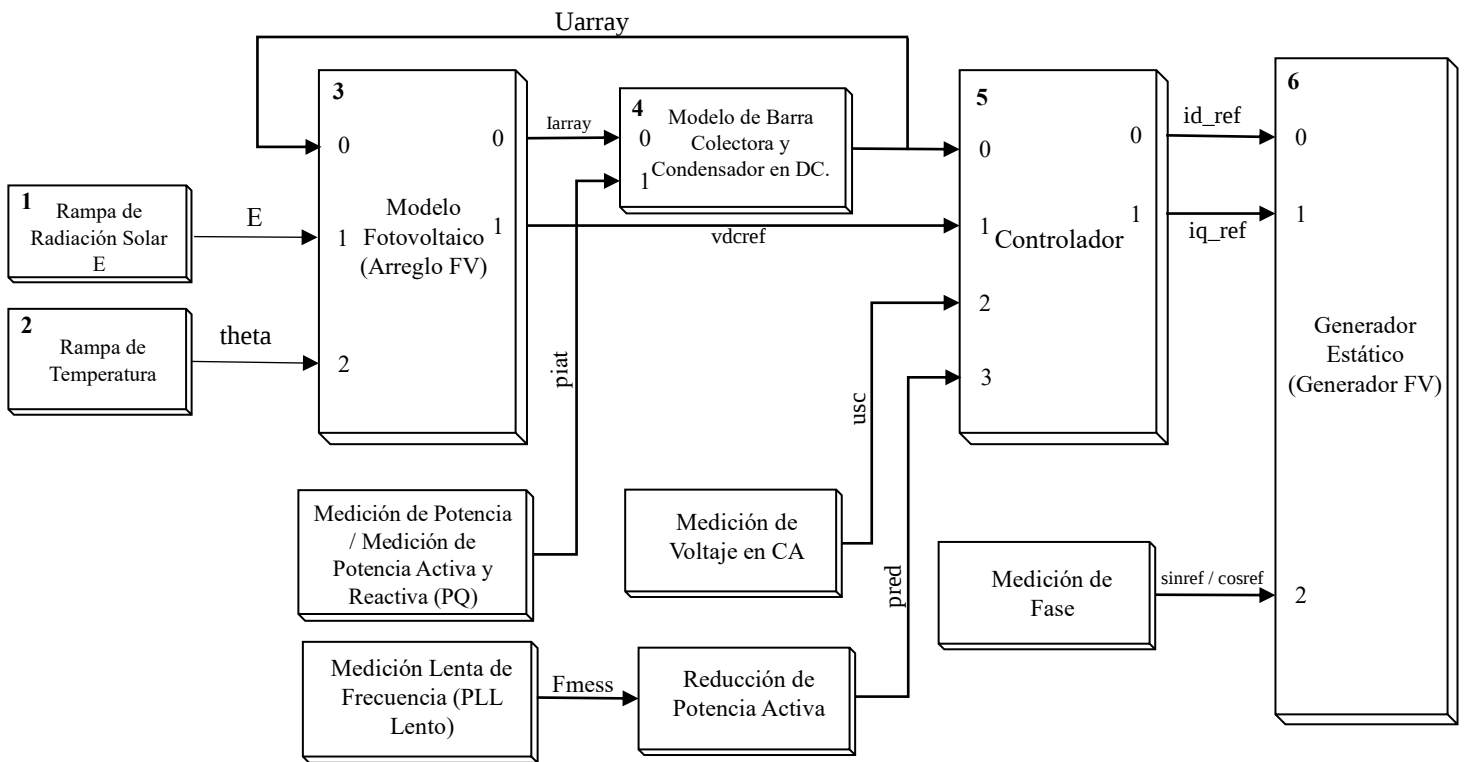
Nota. Esquema de un sistema fotovoltaico tipo string, donde la energía generada por los paneles pasa por un convertidor DC/DC, un inversor DC/AC y un transformador de acoplamiento antes de integrarse a la red eléctrica. Tomado de: The impact on system frequency stability from grid energy storage response. Tomado de: Sistema fotovoltaico (FV), String of PV panels (p 31) (Ubertalli, 2022).

Modelo genérico fotovoltaico.

A continuación, en la Figura 2 se muestra un modelo detallado de un sistema de generación fotovoltaica acoplado a la red eléctrica aplicado en el software Power Factory, compuesto por bloques funcionales que simulan el comportamiento eléctrico del módulo FV, el acoplamiento en corriente continua, el control de potencia activa/reactiva, y la inyección de energía a través de un generador estático (inversor).

Figura 2

Modelo genérico del sistema fotovoltaico PV.



Nota. Modelo genérico de un sistema fotovoltaico PV, detallando sus componentes y la forma en que se encuentra estructurado. Tomado de: Enhancing grid stability in PV systems: A novel ramp rate control method utilizing PV cooling technology (Osorio, 2015).

Donde:

E , θ = (Entrada de irradiación solar) (Entrada de temperatura).

U_{array} = Salida de tensión del arreglo FV.

I_{array} = Salida de corriente del arreglo FV.

$vdcref$ = Referencia de tensión CC.

usc = Tensión en CA medida.

$pred$ = Referencia de potencia activa reducida.

i_{d_ref} / i_{q_ref} = Referencias de corriente en cuadratura/directa.

$\sin_{ref} / \cos_{ref}$ = Referencias de fase (sin/cos).

p_{iat} = Medición de potencia en tiempo real.

f_{mess} = Frecuencia medida en la red (Iwabuchi et al., 2025).

1.7. Impacto de la Generación Renovable no Convencional (GRNC) en la red.

Las fuentes de energía renovable no convencionales, tales como la eólica y fotovoltaica, constituyen un reto para la operación y estabilidad de los sistemas eléctricos, debido a la variabilidad del recurso y limitado control de la potencia generada. Donde (Garcés et al., 2023) manifiesta que, “tanto los paneles solares como las turbinas eólicas son sistemas que trabajan con convertidores de potencia para integrarse a la red”.

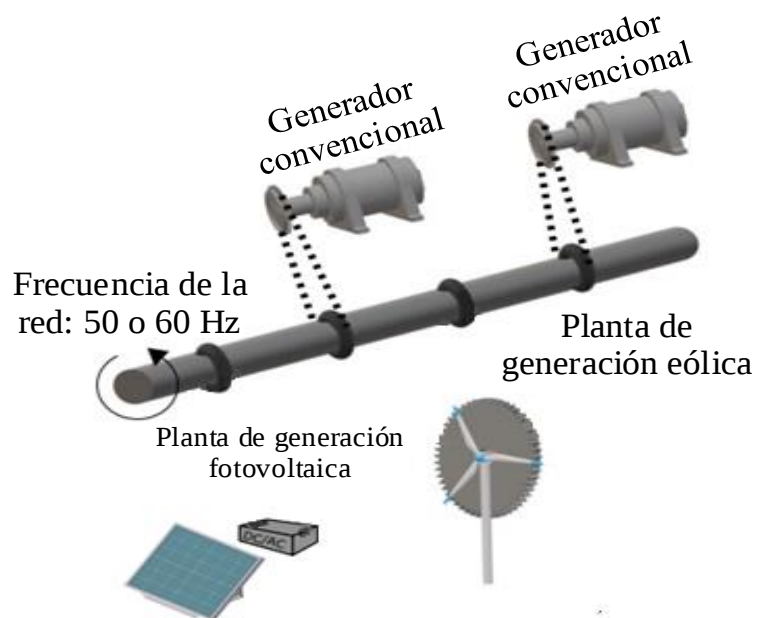
1.7.1. *Impacto de la Renovable en la estabilidad de frecuencia del sistema eléctrico.*

Debido a la variabilidad del recurso solar o eólico frente a estas condiciones, el sistema eléctrico experimenta cambios significativos en su dinámica, particularmente en su capacidad para responder a perturbaciones. La reducción de la inercia y la disminución de la capacidad de respuesta inmediata compromete la estabilidad de frecuencia, lo que hace que los mecanismos de regulación sean aún más cruciales. En este sentido, el control primario tiene la responsabilidad de actuar durante los primeros segundos tras una desviación en la frecuencia; su función es contener las variaciones iniciales mediante el ajuste de la potencia activa disponible, lo cual es fundamental para preservar el equilibrio del sistema (Lizbeth et al., 2023).

Por otra parte, debido al incremento de GRNC y que su tecnología se basa en convertidores de electrónica de potencia que se encuentran desacoplado de la red (Ilustración 18) y el desplazamiento de generación convencional da como resultado que la respuesta primaria de la frecuencia no sea la más óptima (Pazmiño et al., 2022).

Ilustración 18

Incorporación de Generación Renovable sin control de frecuencia a la red.



Nota. Sistema de potencia que incorpora generación renovable no convencional (GRNC) a la red. Tomado de: Energías renovables, inercia virtual y la red eléctrica (Fernández-Guillamón et al., 2019).

1.7.2. Niveles de penetración de la GRNC.

Cabe destacar que no existe una definición universalmente aceptada sobre qué porcentaje de penetración fotovoltaica (PV) se considera bajo, medio o alto. Sin embargo, diversos estudios coinciden en que a partir del 15% comienzan a presentarse desafíos técnicos significativos, y algunos establecen rangos que van desde ese valor hasta incluso el 50% de la generación total (Olowu et al., 2018).

Por otra parte, (Majeed & Nwulu, 2024) clasifican la penetración PV en tres niveles: baja (entre 1 % y 5 %), media (> 5 % y 10 %) y alta (> 10 % y 50 %). Sin embargo, advierten que la ausencia de un criterio estandarizado puede atribuirse a las particularidades de cada red eléctrica y la topología de los alimentadores.

(Viviana Rueda, 2015) menciona: que el nivel de penetración, en la medida en que se aumenta la cantidad de GRNC puede llevar a ajustes en los códigos de redes. Por ejemplo, en Europa, en países con una penetración superior al 10 o 20% de su capacidad instalada ya se presta atención a los detalles de las exigencias de estos códigos de redes.

(Impram et al., 2020) afirma que en estudios realizados en California ISO (CAISO) para evaluar diferentes tipos de interconexiones de generadores solares fotovoltaicos para el análisis de la estabilidad transitoria, se investigaron niveles de penetración de energía solar fotovoltaica en el rango del 5% al 30%, lo cual al superar el 10%, el impacto en la estabilidad transitoria se vuelve significativo.

(Irena, 2018) indica que, en el 2010 Irlanda se comprometió a cubrir el 40% de su demanda eléctrica con energías renovables principalmente eólica. Para gestionar este aumento de energía renovable En Grid y el Operador del sistema para Irlanda del Norte (SONI) realizaron estudios que mostraron que la inercia síncrona del sistema podría reducirse un 25% para 2020, lo que haría que el límite de penetración no síncrono no pudiera superar el 50% de penetración.

Según (Arconel, 2024), en 2024 la energía fotovoltaica aportó con apenas el 1 % del total de la generación eléctrica en Ecuador, lo que refleja una participación aún limitada de esta fuente renovable en la matriz energética nacional. Además, en 2023 se registraron

únicamente 29 megavatios (MW) de capacidad instalada en sistemas solares fotovoltaicos, lo que representó tan solo el 0,3 % de los 8.899 MW instalados en el país.

De acuerdo a la revisión de diferentes estudios, se plantea escenarios con distintos niveles de penetración de generación renovable no convencional (GRNC): baja (entre 1 % y 5%), media (> 5% – 10 %) y alta (> 11%–50 %), con el fin de evaluar su impacto progresivo en la estabilidad de frecuencia del sistema, tomando en consideración el estudio realizado por (Majeed & Nwulu, 2024).

1.7.3. Soluciones para la estabilización de la frecuencia ante generación renovable intermitente.

El crecimiento de la generación renovable no tradicional (NCRG), como la energía solar fotovoltaica y eólica, es un factor que introduce preocupaciones sobre la estabilidad de frecuencia de los sistemas eléctricos. “Para resolver estos problemas se han desarrollado varias soluciones tecnológicas que incluyen controladores avanzados, reguladores y sistemas de almacenamiento combinados” (Fernández-Guillamón et al., 2019). Estos también permiten no solo mejorar la respuesta dinámica a contingencias, sino reforzar la resiliencia y robustez del sistema frente a la incertidumbre renovable.

Esto será seguido por una explicación de los conceptos de Inercia Virtual e Inercia Sintética en relación con el comportamiento de grandes sistemas de energía.

Inercia virtual

En los inicios de la industria, Los generadores síncronos a gran escala han trabajado para garantizar la estabilidad de frecuencia. Sin embargo, el ingreso de generación renovable no convencional presenta desafíos al sistema eléctrico, ya que al ingresar GRNC a la red se

necesita utilizar convertidores electrónicos de potencia para mejorar la producción del sistema (Pazmiño et al., 2022).

Esto se lleva a cabo a través de un algoritmo en el inversor que puede detectar el cambio absoluto de frecuencia de la red e inyectar potencia activa tanto para crecer rápidamente como para disminuir comparativamente de inmediato para ayudar a una liberación de energía cinética del cambio. (Roy et al., 2022) indica que “Aunque la inercia virtual en sí misma no almacena energía mecánica, es capaz de aprovechar la energía eléctrica almacenada (en baterías/supercondensadores/generación de reserva) en los lugares donde se ha implementado para mantener respuestas adecuadas a las derivadas de frecuencia”.

Inercia sintética.

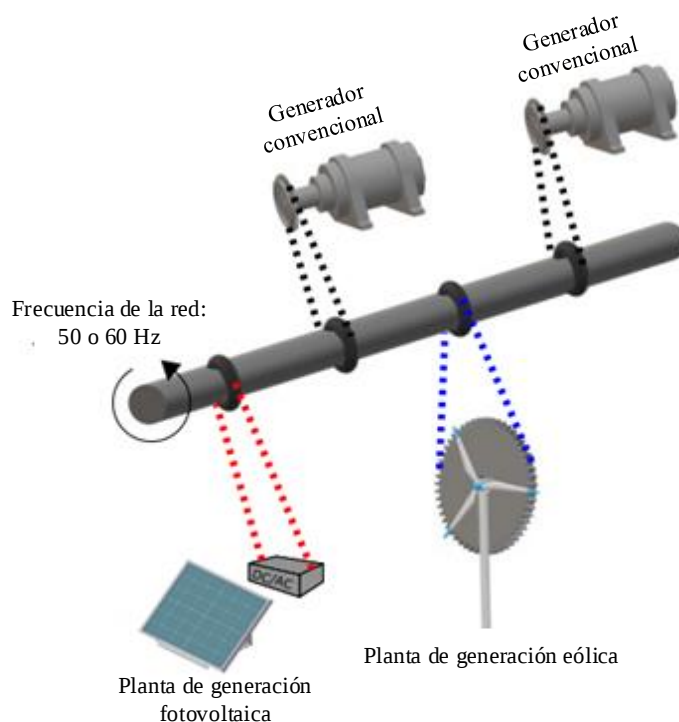
Específicamente, el documento sugiere la inercia sintética (IS) como un recurso esencial dentro de las redes que poseen una contribución significativa de renovables no sincrónicas como el viento y el sol. Según (Ullmark et al., 2020) expresa que “la inercia sintética permite que dispositivos como inversores en plantas solares y turbinas eólicas imiten la respuesta de inercia natural de los generadores sincrónicos convencionales, y reciprocidad de potencia activa rápidamente para contrarrestar el cambio en la frecuencia de la red”.

Esto se debe a que parte de los generadores sincrónicos proporcionan una fuente básica de inercia física que contribuye a mitigar desviaciones súbitas de frecuencia que no deben ser sacrificadas, para evitar caídas peligrosas de frecuencia o sobrecargas después de eventos como fallas o picos de carga. Las metodologías presentadas en esta literatura también reducen problemas como la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF), para mejorar la elasticidad de la red eléctrica al hacer frente a la variabilidad de la generación renovable con

un sistema de energía que tiene una combinación donde NCRG puede integrarse en la red, como se muestra en la Ilustración 19 (Makolo et al., 2024).

Ilustración 19

Incorporación de Generación Renovable aportando control de frecuencia a la red.



Nota. Para este caso la generación eólica y fotovoltaica contribuye con inercia al sistema eléctrico de potencia. Tomado de: Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time. (p.06) (Fernández-Guillamón et al., 2019).

1.7.4. ***Vulnerabilidad del sistema eléctrico a eventos de frecuencia por variabilidad renovable.***

Las tecnologías de generación renovable no convencional, como la solar y la eólica, están evolucionando los sistemas eléctricos actuales. Aunque proporcionan ventajas tanto ambientales como económicas, su principal reto técnico radica se encuentra en la variabilidad e intermitencia de los recursos que emplean. Esta situación provoca fluctuaciones en la producción de energía, lo que puede afectar la estabilidad de frecuencia y comprometer la calidad del suministro eléctrico.

La energía solar es caracterizada por una producción variable debido a las alteraciones en la irradiancia, las cuales dependen tanto de la posición del sol como de condiciones atmosféricas como la nubosidad, (Lusi et al., 2024) explica que “la nubosidad juega un papel importante, ya que puede experimentar cambios significativos en cortos periodos de tiempo. Los efectos de las nubes sobre la irradiancia solar son determinantes e intermitentes, y su impacto en la producción de energía solares difícil de predecir a corto plazo”. Donde, comprender y caracterizar esta variabilidad es importante para el desarrollo en los sistemas fotovoltaicos.

1.8. Sistemas eléctricos de potencia estándar IEEE

Los sistemas eléctricos de potencia estándar IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) ha establecido estándares y modelos de referencia que facilitan el estudio y la mejora de los SEP. Estos modelos permiten a investigadores y profesionales analizar el comportamiento de los sistemas eléctricos bajo diversas condiciones operativas y de falla (Pam Wortalik, 2023).

1.8.1. *Sistema estándar IEEE de 9 barras.*

El sistema de 9 barras IEEE es un caso de prueba estándar ampliamente utilizado en estudios de estabilidad transitoria, flujo de carga y análisis dinámico de SEP. consta de tres generadores conectados en barras uno, dos y tres. Como se representa en la Ilustración 20.

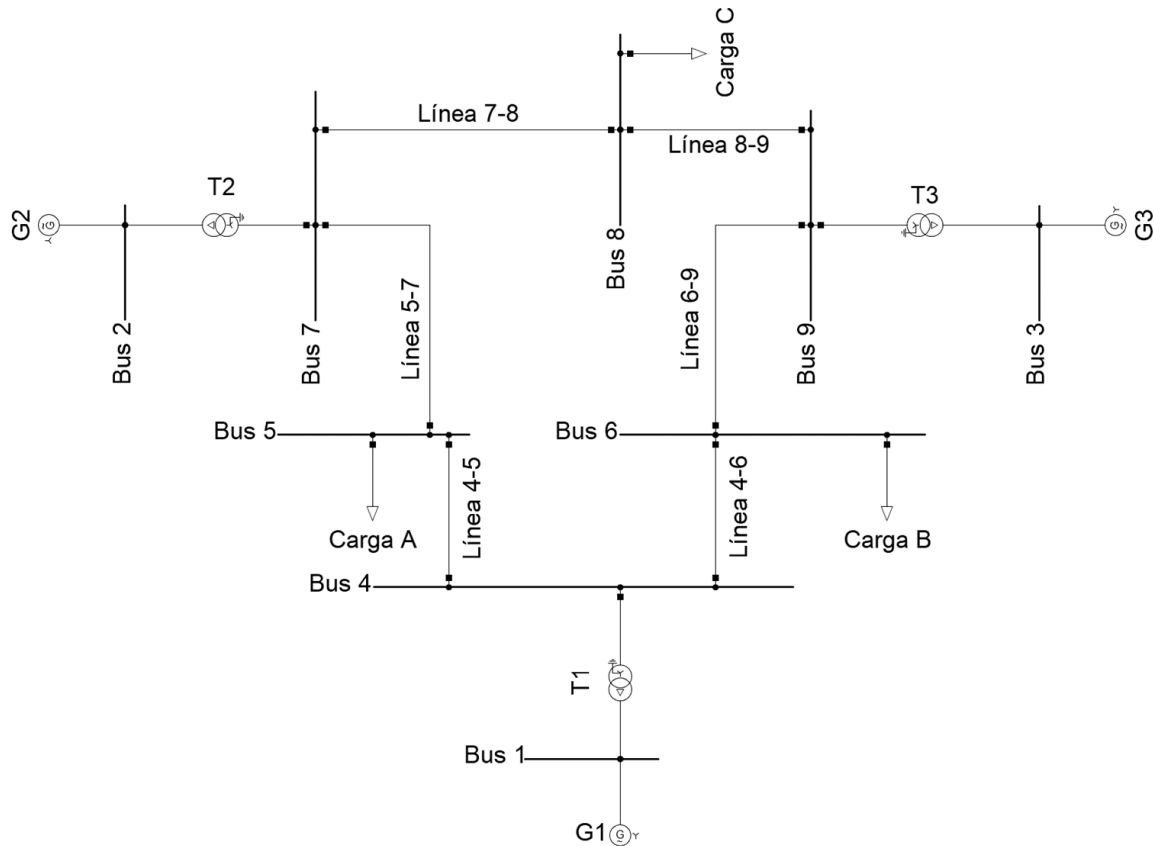
Se encuentra estructurado de la siguiente manera:

- Generadores: 3 generadores sincrónicos.
- Transformadores: 3 transformadores de potencia.

- Líneas de Transmisión: 6 líneas que interconectan las barras.
- Cargas: 3 cargas distribuidas en diferentes barras.

Ilustración 20.

Sistema estándar IEEE de 9 barras.



Nota. Esquema de un sistema de 9 barra estándar IEEE, hecho por: (Autores, 2025).

Datos de Generación

En la Tabla 3 se detallan las características de los tres generadores que se encuentran conectados en las barras uno, dos y tres del sistema de 9 barras. Esta tabla indica los valores de los generadores en cuestión; de igual forma, se detallan cada uno de los datos que se agregaron al generador para su respectivo funcionamiento y análisis.

Tabla 3

Datos del generador

Cantidad	G1	G2	G3
Potencia aparente nominal [MVA].	247,5	192	128
Tensión nominal [kv].	16,5	18	13,8
Factor de potencia nominal.	1	0,85	0,85
Tipo.	Hidro.	Vapor.	Vapor.
x_d [pu].	0,36135	1,719936	1,68
x'_d [pu].	0,15048	0,230016	0,232064
x_q [pu].	0,2398275	1,65984	1,609984
x'_q [pu].	0.000	0,378048	0,32
x''_d x''_q [pu].	0,1	0,2	0,2
x_1 (fuga) [pu].	0,0832	0,1000	0,0950
τ'_{d0} [s].	8,960	6,000	5,890
τ'_{q0} [s].	0.000	0,535	0,600
Tipo del rotor.	Polo saliente	Polo liso	Polo liso
Constante de inercia H (nominal a Pgn) [s].	9,5515	3,9216	2,7665

Datos de líneas de transmisión y barras

En la Tabla 4 se encuentra detallada las características de las líneas en función de la potencia nominal, que se encuentran conectados en el sistema de 9 barras, esta tabla indica valores del sistema en cuestión.

Tabla 4

Datos de la línea.

Punto (en)	Punto (hasta)	r [pu]	x [pu]	b/2 [pu]
Barra 4	Barra 5	0,0100	0,0850	0,0880
Barra 4	Barra 6	0,0170	0,0920	0,0790
Barra 5	Barra 7	0,0320	0,1610	0,1530
Barra 6	Barra 9	0,0390	0,1700	0,1790
Barra 7	Barra 8	0,0085	0,0720	0,0745
Barra 8	Barra 9	0,0119	0,1008	0,1045

En la Tabla 5 se encuentra detallada las características de las líneas, que se encuentran conectados en el sistema de 9 barras, esta tabla indica valores del sistema.

Tabla 5

Datos de la línea.

Línea	Punto (en)	Punto (hasta)	R [Ω]	X [Ω]	B [μS]
LINEA 4-5	Barra 4	Barra 5	5,2900	44,9650	332,70
LINEA 4-6	Barra 4	Barra 6	8,9930	48,6680	298,69
LINEA 5-7	Barra 5	Barra 7	16,928	85,1690	578,45
LINEA 6-9	Barra 6	Barra 9	20,631	89,9300	676,75
LINEA 7-8	Barra 7	Barra 8	4,4965	38,0880	281,66
LINEA 8-9	Barra 8	Barra 9	6,2951	53,3232	395,08

Datos de líneas de transformadores

En la Tabla 6 se encuentra detallada los datos del transformador en la barra uno, dos, tres definiendo como primario y secundario la barra cuatro, siete y nueve del sistema estándar IEEE de 9 Barras modelado en el programa PowerFactory, esta tabla indica valores que se encuentran en el sistema.

Tabla 6

Datos de los transformadores.

Transformador	Punto (en)	Punto (hasta)	Potencia nominal [MVA]	Ur HV [KV]	Ur LV [KV]	X1[pu]
T1	Barra 1	Barra 4	250	230	16,5	0,1440
T2	Barra 2	Barra 7	200	230	18	0,1250
T3	Barra 3	Barra 9	150	230	13,8	0,0879

Datos de cargas

En la Tabla 7 se encuentra detallado los valores para las cargas, especificado como carga A, B, C con su respectiva barra definiendo la potencia activa y reactiva de operación para el sistema estándar de 9 barras.

Tabla 7

Datos de Cargas.

Carga.	Barra.	P [MW].	Q [Mvar].
Carga A	BARRA 5	125	50
Carga B	BARRA 6	90	30
Carga C	BARRA 8	100	35

II. METODOLOGÍA

El presente estudio adopta un enfoque cuantitativo basado en simulaciones computacionales, utilizando el software Digsilent PowerFactory aplicado al sistema IEEE de 9 barras. El objetivo principal es analizar el impacto de diferentes niveles de penetración fotovoltaica (FV) sobre la estabilidad de frecuencia SEP.

Para ello, se establece un caso base sin GRNC, al cual se le incorporan progresivamente niveles crecientes de generación fotovoltaica. La incorporación de penetración FV, se clasifica en tres rangos: baja ($>1-5\%$), media ($>5-10\%$) y alta ($>10-50\%$).

El estudio se enfoca en el análisis del comportamiento dinámico de la frecuencia durante la respuesta primaria del sistema ante cuatro eventos: cortocircuito, disminución de carga, desconexión de carga y desconexión de generador. Cada uno de estos eventos generan desequilibrios entre generación y demanda, provocando desviaciones en la respuesta de la frecuencia.

Para el respectivo análisis de los casos y escenarios planteados, se evalúan la respuesta de la frecuencia a través de indicadores como nadir de frecuencia y el margen de estabilidad. Esta evaluación se realiza con base al Código de Operación del Sistema Eléctrico ecuatoriano.

III. DESARROLLO METODOLÓGICO.

Para el sistema IEEE de 9 barras, se detallan los valores correspondientes de generación y carga indicado en la Tabla 8 y Tabla 9 .

Tabla 8.

Datos de generadores del sistema estándar IEEE de 9 barras.

Cantidad	G1	G2	G3
Potencia aparente nominal [MVA].	247,5	192	128
Potencia activa [MW].	247,5	163,2	108,8
Tensión nominal [kv].	16,5	18	13,8
Factor de potencia nominal.	1	0,85	0,85
Tipo.	Hidro.	Vapor.	Vapor.
Constante de inercia.	9,5515	3,9216	2,7665

Cálculo de la potencia total activa instalada de los generadores:

$$\sum P = P_{G1} + P_{G2} + P_{G3}$$

$$\sum P = 247,5 + 163,2 + 108,8 = 519,5 \text{ MW}$$

Tabla 9.

Datos de Cargas del sistema estándar IEEE de 9 barras.

Carga.	Barra.	P [MW].	Q [Mvar].
Carga A	BARRA 5	125	50
Carga B	BARRA 6	90	30
Carga C	BARRA 8	100	35

Cálculo de la carga total instalada en MW.

$$\sum C = C_A + C_B + C_C$$

$$\sum C = 125 + 90 + 100 = 315 \text{ MW.}$$

Para evaluar el impacto de distintos niveles de penetración fotovoltaica en la estabilidad de frecuencia en el sistema, se plantean cuatro casos de estudios que permiten comparar el comportamiento del sistema bajo generación convencional y con penetración de generación fotovoltaica.

Caso Base: Sin penetración de generación fotovoltaica, este caso representa la condición original del sistema, operando únicamente con generación síncrona. Sirve como referencia para comparar el efecto del sistema al incorporar generación fotovoltaica.

Caso 2: Baja penetración fotovoltaica, en este caso se inyecta generación fotovoltaica al (3%) de la potencia total de generación.

Caso 3: Media penetración fotovoltaica, se incrementa la penetración de generación fotovoltaica al (8%) de potencia total de generación.

Caso 4: Alta penetración fotovoltaica, para este caso se considera una inyección del (30%) de generación fotovoltaica sobre la potencia total de generación.

En cada uno de estos casos se establecen cuatros escenarios que permiten evaluar el comportamiento de la frecuencia en el SEP.

Para el Escenario 1: Cortocircuito trifásico, se aplica un cortocircuito trifásico en la línea de transmisión 5-7 del sistema IEEE de 9 barras, seleccionada por ser una de las que transporta mayor potencia activa dentro del sistema. Además, su ubicación cercana al generador G2 y a una de las cargas de mayor demanda (Carga A) la convierte en un punto crítico para evaluar la respuesta del sistema ante perturbaciones severas.

En el Escenario 2: Disminución de carga, Se plantea una leve descompensación entre generación y demanda, mediante una reducción del 0,5 % en la carga A, B y C. Este escenario representa variaciones normales en la operación del SEP, originadas por cambios cotidianos en el consumo residencial, comercial o industrial.

En el Escenario 3: Desconexión de carga. Se realiza una desconexión repentina de la carga B (90 MW) ubicada en la barra 6. La carga B se selecciona para este escenario porque representa un 28,57 % de la carga total, lo que la convierte en un punto clave para estudiar la estabilidad de frecuencia del sistema.

Por último, en el escenario 4: Desconexión de generación, Se realiza una desconexión repentina del generador 2 (163,2 MW) ubicada en la barra 2, y representa el 31.41 % de generación total del sistema IEEE 9 barras.

Se eligió G2 por su alta magnitud de generación, permitiendo evaluar un escenario critico de estabilidad de frecuencia.

En este estudio se analizan las respuestas de la frecuencia en las barras 4, 7 y 9, ya que son nodos intermedios estratégicos dentro del sistema. Esta elección permite proporcionar una visión respectiva del comportamiento dinámico ante desequilibrio entre generación y carga, sin limitarse exclusivamente a las barras de generación o consumo.

Para el caso específico del escenario 1 se analiza la respuesta de la frecuencia en la barra 5 y 7, siendo las barras finales de la línea 5 y 7 donde se realiza el cortocircuito trifásico.

3.1. Caso Base_ Sin penetración de generación renovable no convencional (GRNC)

A continuación, se describen los escenarios simulados dentro del caso base:

Escenario 1 – Cortocircuito trifásico en la línea 5-7.

Escenario 2 – Disminución del 0,5 % en carga A, B y C.

Carga A' (Barra 5): $125 - (125 * 0,005) = 124,375 \text{ MW}$

Carga B' (Barra 6): $90 - (90 * 0,005) = 89,55 \text{ MW}$

Carga C' (Barra 8): $100 - (100 * 0,005) = 99,5 \text{ MW}$

Demanda total del escenario 2 (D_2).

$$(D_2) = \sum C_{A'} + C_{B'} + C_{C'} = 99,5 + 89,55 + 124,375 = 313,425 \text{ MW}$$

Escenario 3 – Desconexión de la Carga B.

Demanda total en escenario 3 (D_3).

$$(D_3) = \sum C_A + C_C = 125 + 100 = 225 \text{ MW}$$

Escenario 4 – Desconexión del Generador G2. Obteniendo la generación total para el escenario 4 (DG_2).

$$(DG_4) = \sum G_1 + G_3 = 247,5 + 108,8 = 356,3 \text{ MW}$$

Tabla de resumen de los escenarios sin penetración de GRNC

A continuación, se muestra en la Tabla 10 los valores de carga de los escenarios en el caso base, mismo que son utilizados en los casos con penetración fotovoltaica.

Tabla 10.

Valores de carga para cada uno de los escenarios, (Autores, 2025).

Términos	Carga A	Carga B	Carga C	Total
Escenario 1.	125	90	100	315
Escenario 2.	124,375	89,55	99,5	313,425
Escenario 3.	125	-	100	225
Escenario 4.	125	90	100	315

Por otra parte, se muestra la Tabla 11 que indica los valores de generación, en condición inicial y el escenario 4.

Tabla 11

Valores de generación en el Caso Base, (Autores, 2025).

Términos	G1	G2	G3	Total.
Condición inicial.	71,6	163	85	319,6
Escenario 4.	210,93	-	108,67	319,6

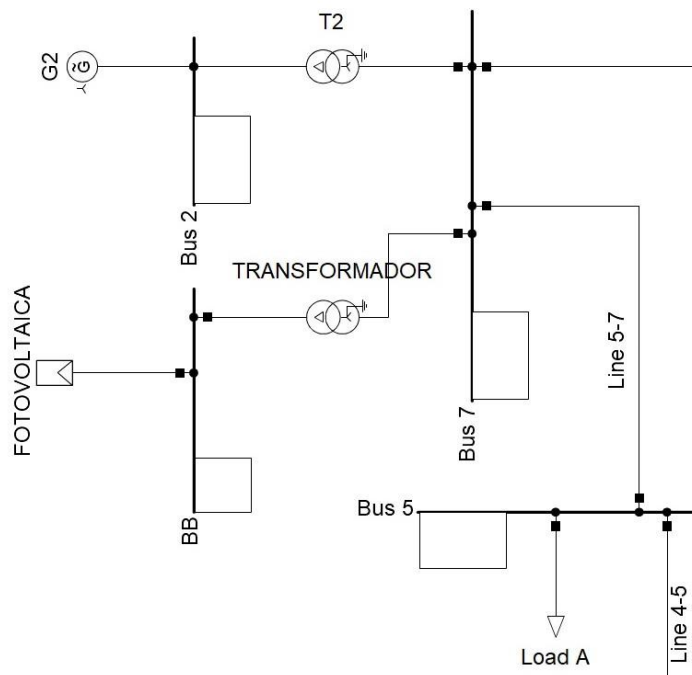
3.2. Caso 2_ Baja penetración de generación fotovoltaica.

Se incrementa un 3% de generación Fotovoltaica, que va hacer ubicada en la barra BB (Ilustración 21). A partir de capacidad total instalada de 519,5 MW, se calcula la potencia de generación renovable que se ingresa al sistema ($PGRI_2$).

$$PGRI_2 = 0.03 \times 519,5 \text{ pu} = 15,6 \text{ MW.}$$

Ilustración 21

Penetración Fotovoltaica del 3%.



Nota. Se inyecta un 3% de generación fotovoltaica en la barra BB con una potencia aparente de 0,170 pu, hecho por: (Autores, 2025).

En la Tabla 12 se muestran los valores de generación para la condición inicial y la penetración baja de generación fotovoltaica para el escenario 4 del Caso 2.

Tabla 12

Valores de generación en el caso de Baja penetración de generación fotovoltaica del (3%), (Autores, 2025).

Términos	G1	G2	G3	Penetración de FV.	Total.
Condición inicial.	71,6	147,4	85	-	319,6
Escenario 4.	216,09	-	84,82	15,6	316.51

3.3. Caso 3_ Media penetración de generación fotovoltaica.

En el Caso 3, se considera la integración de generación fotovoltaica al 8% de la capacidad total instalada de 519,5 MW, se calcula la potencia de generación renovable que se ingresa al sistema (PGRI₃).

$$PGRI_3 = 0.08 \times 519,5 = 41,6 \text{ MW}$$

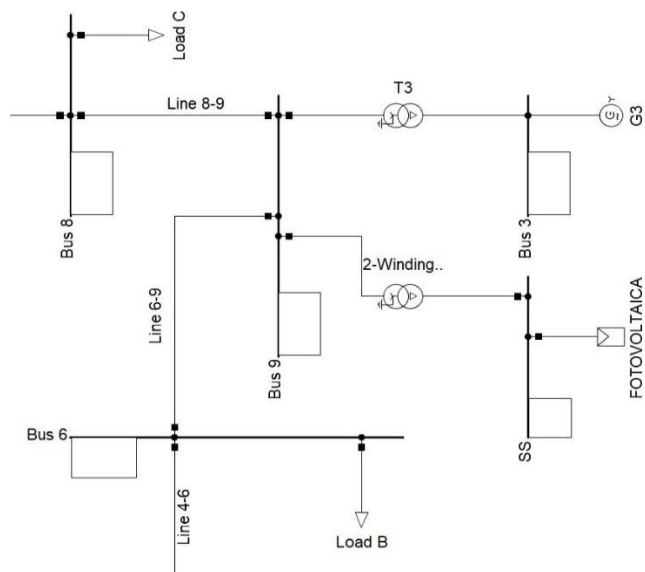
La distribución de esta potencia fotovoltaica se realiza de la siguiente manera:

- Barra BB el (6%): Se inyecta a la red 31,2 MW.
- Barra SS el (2%): Se inyecta a la red 10,4 MW.

La barra BB ya contaba con generación fotovoltaica instalada anteriormente (3%) (Ilustración 21). En este escenario, se incrementa su capacidad en 3% adicional, alcanzando un total de 6% de penetración FV respecto a la capacidad instalada del sistema. Además, se integra una nueva instalación FV (Barra SS) correspondiente al 2% de la capacidad instalada, distribuyéndose en esta nueva barra (Ilustración 22).

Ilustración 22

Penetración fotovoltaica del 8%.



Nota. Generación fotovoltaica del 2% ubicada en la Barra SS incorporando 10,4 MW al SEP, (Autores, 2025).

En la Tabla 13. Se muestra, los valores de generación total en condición inicial y la penetración media de generación fotovoltaica para el escenario 4 del Caso 3.

Tabla 13.

Valores de generación en el caso de Media penetración de generación fotovoltaica del (8%), (Autores, 2025).

Términos	G1	G2	G3	Penetración de FV.	Total
Condiciones iniciales	71,6	131,8	74,6	-	319,6
Escenario 4.	202,44	-	74,44	41,6	318,48

3.4. Caso 4_ Alta penetración de generación fotovoltaica.

En el Caso 4, se considera la integración de generación fotovoltaica al 30% de la capacidad total instalada de 519,5 MW, se calcula la potencia de generación renovable que se ingresa al sistema (PGRI₄).

$$PGRI_4 = 0.30 \times 519,5 = 155,9 \text{ MW}$$

La distribución de esta potencia fotovoltaica se realiza de la siguiente manera:

- **Barra BB (6%):** Se inyecta a la red 31,2 MW.
- **Barra SS (24%):** Se inyecta a la red 124,7 MW.

La Barra BB ya contaba con generación fotovoltaica instalada anteriormente (6%), (Ilustración 21). Así mismo, la barra SS contaba con generación fotovoltaica (Ilustración 22), donde se incrementa un 22% adicional con un total de 24% de penetración fotovoltaica.

Con esta cantidad de generación fotovoltaica de 155,9 MW, se ha considerado reemplazar completamente el generador G3, cuya potencia nominal es de 128 MW. Esto se justifica debido a que la capacidad FV instalada es mayor a la potencia de G3.

En la Tabla 14. Se muestra, los valores de generación total en condición inicial y la penetración media de generación fotovoltaica para el escenario 4 del Caso 4.

Tabla 14.

Valores de generación en el caso de Alta penetración de generación fotovoltaica del (30%), (Autores, 2025).

Términos	G1	G2	G3	Penetración de FV.	Total
Condición inicial.	71,5	131,8	-	116,2	319,5
Escenario 4.	209,43	-	-	116,2	325,63

IV. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.

Este estudio se enfoca en el análisis del comportamiento de la frecuencia durante la respuesta primaria del sistema frente a diferentes casos en la cuales se presentan 4 escenarios: cortocircuito trifásico, disminución de carga, desconexión de carga y desconexión de generador.

Para evaluar el comportamiento del sistema ante distintos casos, se muestran gráficas y tablas que agrupan los mismos escenarios. Esto permite evaluar si la respuesta de la

frecuencia cumple con el margen de estabilidad de acuerdo al código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

Escenario 1: Cortocircuito trifásico en la línea 5-7.

En este escenario se realiza un cortocircuito en la línea 5-7 con un tiempo de despeje de la falla de 200 [ms]. A continuación, se muestra en la Ilustración 23. La respuesta de la frecuencia en el sistema en cada uno de los casos: Caso base (curva roja), con baja penetración de FV (curva verde), media penetración de FV (curva azul) y alta penetración de FV (curva marrón).

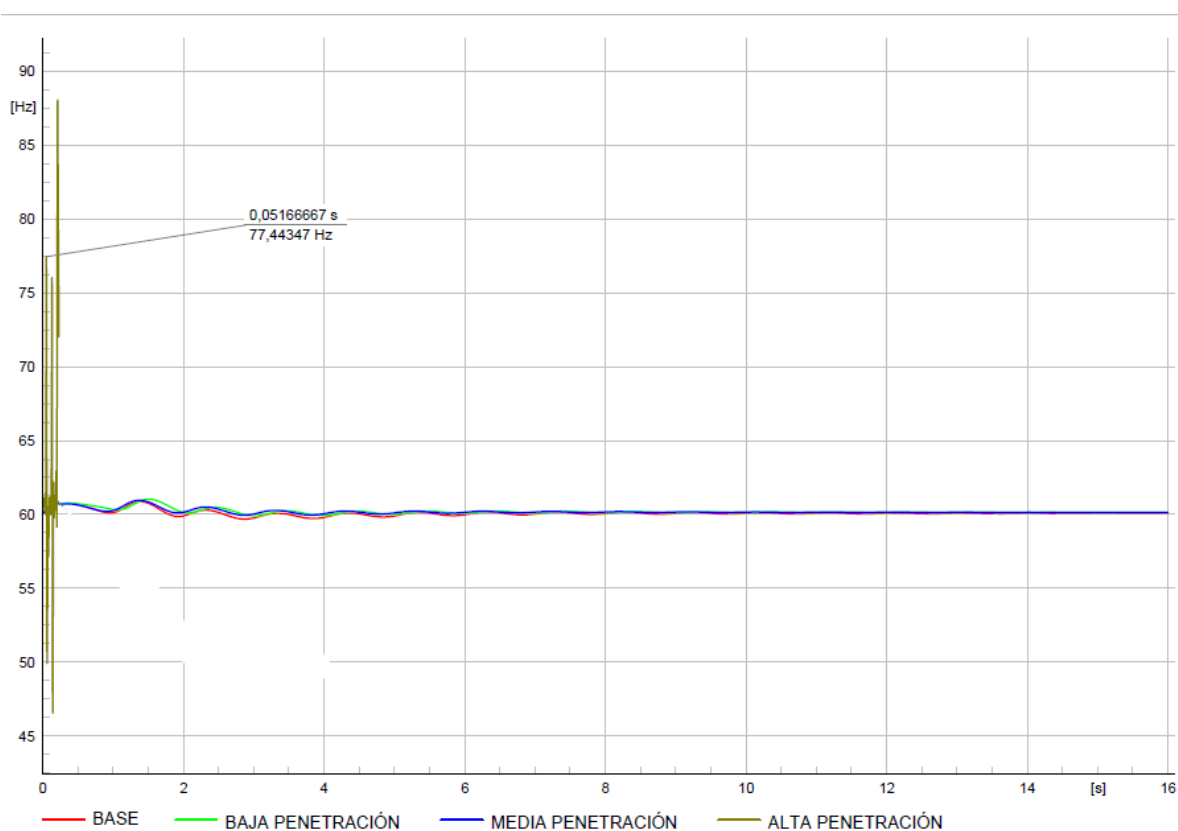


Ilustración 23. Respuesta de la estabilidad de frecuencia en la barra 7, frente a los distintos casos (Caso base, con baja penetración de FV, media penetración de FV y alta penetración de FV), (Autores, 2025).

La respuesta de la frecuencia en el sistema se registra el valor de sobre frecuencia de 77,44 Hz a los 0,05s. en el caso de alta se observa una sobre frecuencia severa durante el

evento, superando 62 Hz (Estado operativo de emergencia). Tras la simulación el sistema entra en un colapso debido a la falta de respuesta frente al cortocircuito.

Escenario 2: Disminución del 0,5% en las cargas A, B y C.

Para este escenario se realiza la disminución de carga del 0,5% para todas las cargas (A, B, C) en cada uno de los casos: Caso base (curva roja), con baja penetración de FV (curva verde), media penetración de FV (curva azul) y alta penetración de FV (curva marrón) como se muestra en la Ilustración 24.

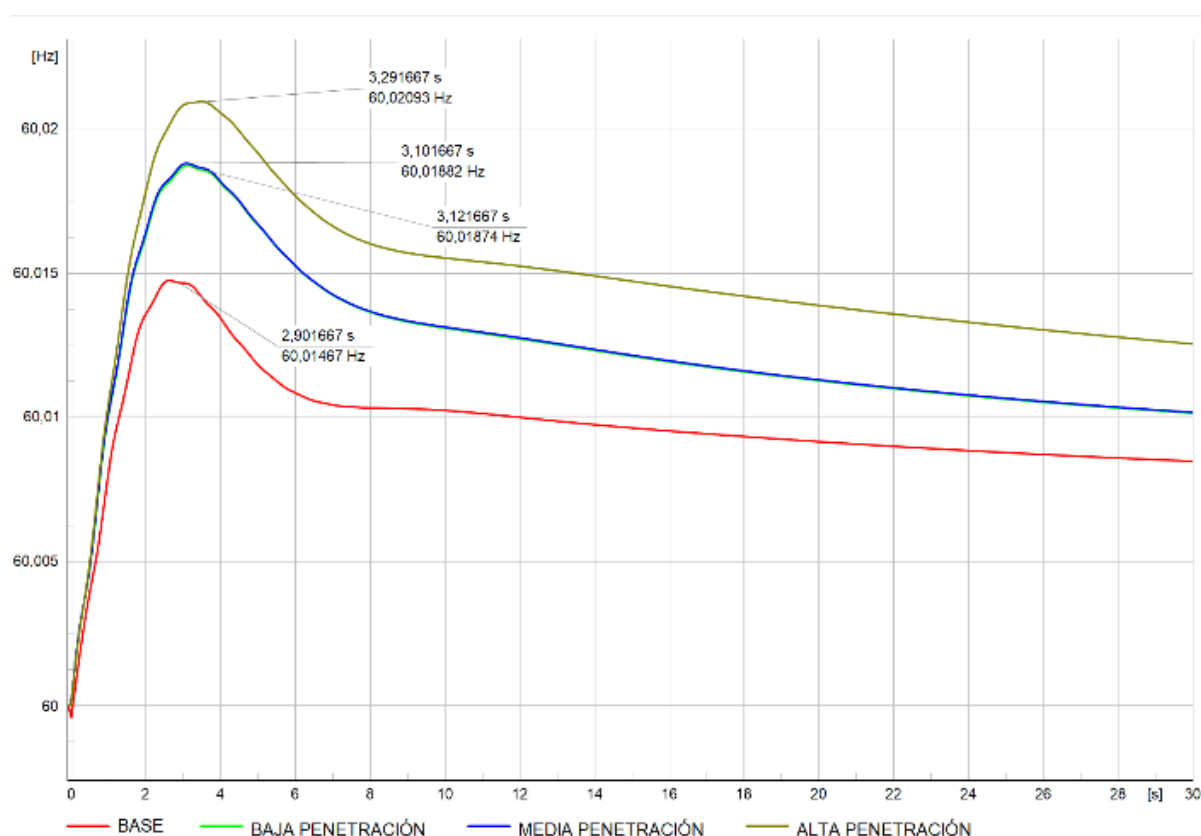


Ilustración 24. Respuesta de frecuencia en la barra 4, 7 y 9 frente al evento de disminución de las cargas A, B y C del 0,5%, en los distintos casos (Caso base, con baja penetración de FV, media penetración de FV y alta penetración de FV), (Autores, 2025).

Para el Caso Base, se muestra que la reducción del 0,5 % en las cargas provocó un ligero sobreimpulso de la frecuencia, alcanzando un valor de 60,014 Hz en 2,90s y la

frecuencia descendió gradualmente por acción del control primario, estabilizándose en 60,01 Hz al final de la respuesta primaria. En el caso con baja generación fotovoltaica, registró un leve sobreimpulso de 60,018 Hz en 3,12s. En el caso con media generación fotovoltaica, registro un valor de 60,018 Hz en 3,19s. Por último, para el caso de alta generación fotovoltaica se registró que la frecuencia alcanzó un sobreimpulso de 60,02 Hz en 3,29s. No hubo oscilaciones ni inestabilidad.

Por ende, todos los picos están dentro del rango estándar ($\pm 60,15$ Hz) de acuerdo con el código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano y esto confirma su capacidad para adaptarse ante variaciones de carga del 1.5 %.

Escenario 3: Desconexión de la carga B.

Para este escenario se realiza la desconexión de la carga B de 90 MW con 28,57% de la demanda del SEP. A continuación, se muestra la respuesta de la frecuencia frente a: Caso base (curva verde), con baja penetración de FV (curva marrón), media penetración de FV (curva violeta) y alta penetración de FV (curva celeste) como se muestra en la Ilustración 25.

Se observa que, ante la desconexión de la carga B. En el caso base se obtiene un sobreimpulso de la frecuencia de 60,94 Hz en un tiempo de 2,51s, para el caso de baja penetración fotovoltaica se obtiene 61,16 Hz en 3,14s, para el caso de media penetración 61,17 Hz en 3,12s y para alta penetración 61,31 Hz en 3,28s.

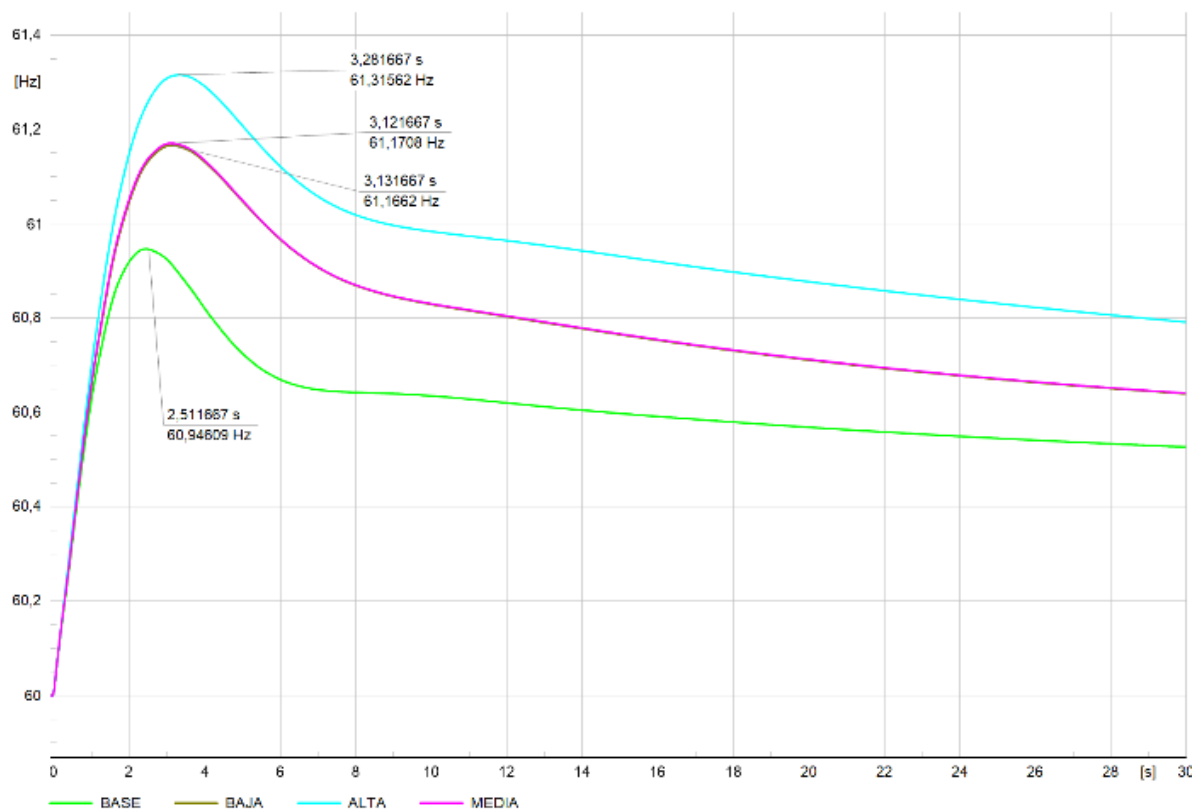


Ilustración 25. Respuesta de frecuencia en la barra 4, 7 y 9 frente al evento de desconexión de la carga B de 90 MW, en los distintos casos (Caso base, con baja penetración de FV, media penetración de FV y alta penetración de FV), (Autores, 2025).

Para todos los casos se encuentra dentro del rango operativo en estado de emergencia (57,7-62Hz). Por normativa, este evento cumple con el código de operación del sistema eléctrico ecuatoriano.

Escenario 4: Desconexión del generador G2.

Para este escenario se realiza la desconexión del generador 2 de 163,2 MW, en la Ilustración 26 se muestra: Caso base (curva roja), con baja penetración de FV (curva verde), media penetración de FV (curva azul) y alta penetración de FV (curva marrón).

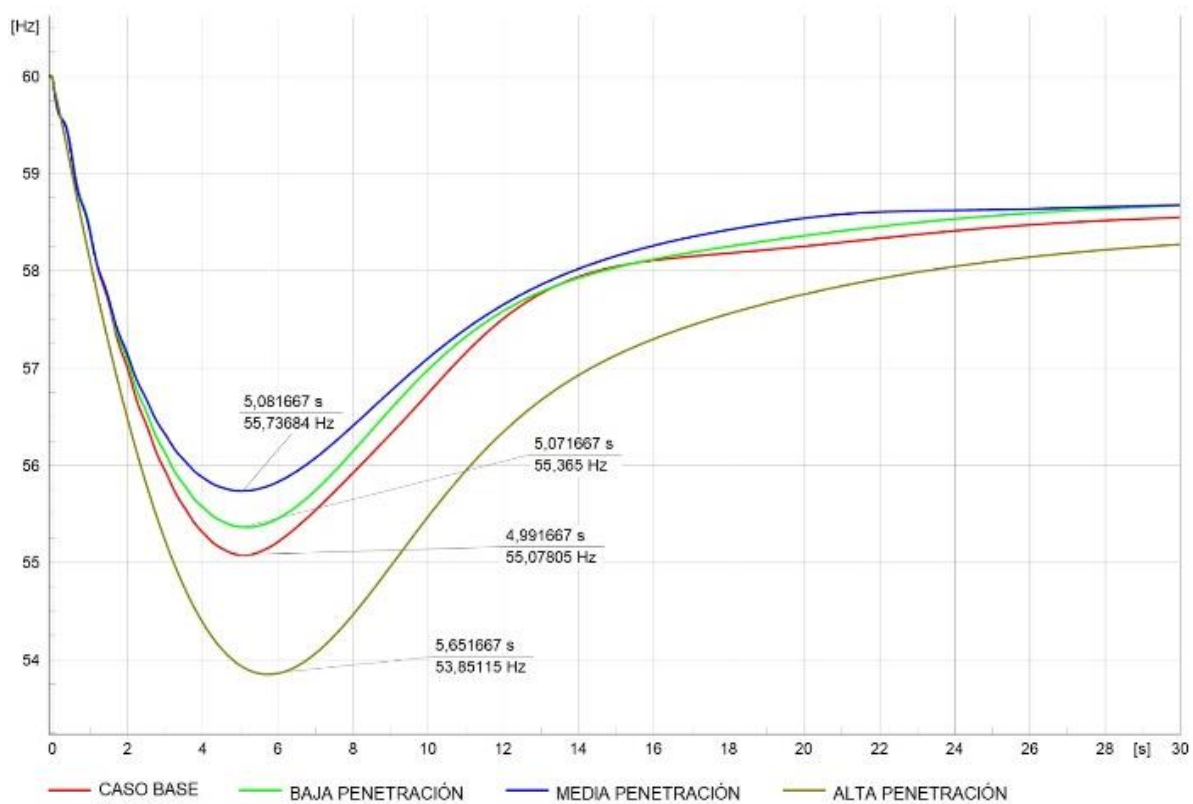


Ilustración 26. Respuesta de frecuencia en la barra 4, 7 y 9 frente al evento de desconexión del generador G2 de 163,2 MW, en los distintos casos (Caso base, con baja penetración de FV, media penetración de FV y alta penetración de FV), (Autores, 2025).

Para el caso base se observó que la desconexión del generador 2 provocó una caída brusca de la frecuencia, alcanzando un nadir de 55,07805 Hz a los 4,99s. Para el caso de baja penetración fotovoltaica, registro un nadir de 55,365 Hz en 5,07s. En el caso de media penetración fotovoltaica se registró un nadir de 55,73684 Hz en 5,08 s, y para el caso de alta penetración fotovoltaica se registró un valor de 53,85115 Hz en 5,65s. El margen de estabilidad fue severamente comprometido, superando el umbral máximo aceptable. La respuesta del sistema fue inadecuada, evidenciando una condición de inestabilidad grave.

Tabla comparativa.

En las tablas se compara el caso base con los escenarios de baja, media y alta penetración fotovoltaica. De los escenarios que elevan la frecuencia se evalúa el pico máximo (sobrepulso) y, en los que se disminuyen el nadir.

Tabla 15.

Valores de frecuencia del caso base, baja, media y alta penetración de generación fotovoltaica con sus respectivos escenarios, (Autores, 2025).

Parámetros (Hz).	Cortocircuito 3Ø	Disminución de Carga 0,5%			Desconexión de Carga B			Desconexión de Generador 2		
	Sistema.	B4	B7	B9	B4	B7	B9	B4	B7	B9
Caso Base	60,90	60,014	60,014	60,014	60,94	60,94	60,94	55,078	-	55,078
Baja Penetración	60,92	60,018	60,018	60,018	61,16	61,16	61,16	55,365	-	55,365
Media Penetración	60,93	60,018	60,018	60,018	61,17	61,17	61,17	55,737	-	55,737
Alta Penetración	77,44	60,02	60,02	60,02	61,31	61,31	61,31	53,851	-	53,851

Margen de estabilidad.

Se evalúa si la respuesta de la frecuencia, de acorde al sobrepulso o nadir de frecuencia, se encuentra dentro del margen de estabilidad respecto a la banda de emergencia (67,5-62 Hz) del código de operación del sistema eléctrico ecuatoriano. En las siguientes tablas se muestran los resultados obtenidos para cada uno de los casos analizados.

Tabla 16

Margen de estabilidad en el caso base (Autores, 2025).

MARGEN DE ESTABILIDAD: Caso Base.			
Escenario 1.	Nadir	Margen [Hz].	Cumple
Escenario 2.	60,90	1,10	Si
Escenario 3.	60,014	1,9860	Si
Escenario 4.	60,94	1,060	Si
Escenario 1.	55,078	-2,422	No

Tabla 17

Margen de estabilidad, penetración baja de generación renovable al 3% (Autores, 2025).

MARGEN DE ESTABILIDAD: Baja Penetración.			
Parámetros en Hz.	Nadir	Margen [Hz].	Cumple
Escenario 1.	60,92	1,08	Si
Escenario 2.	60,018	1,982	Si
Escenario 3.	61,16	0,84	Si
Escenario 4.	55,365	-2,135	No

Tabla 18

Margen de estabilidad, penetración media de generación renovable al 8% (Autores, 2025).

MARGEN DE ESTABILIDAD: Media Penetración.			
Parámetros en Hz.	Nadir	Margen [Hz].	Cumple
Escenario 1.	60,93	1,07	Si
Escenario 2.	60,018	1,982	Si
Escenario 3.	61,17	0,83	Si
Escenario 4.	55,737	-1,763	No

Tabla 19

Margen de estabilidad, penetración alta de generación renovable al 30% (Autores, 2025).

MARGEN DE ESTABILIDAD: ALTA PENETRACIÓN.			
Parámetros en Hz.	Nadir	Margen [Hz].	Cumple
Escenario 1.	77,44	15,44	No
Escenario 2.	60,02	1,98	Si
Escenario 3.	61,31	0,69	Si
Escenario 4.	53,851	-3,649	No

V. CONCLUSIÓN

A partir del análisis realizado en este estudio sobre la estabilidad de frecuencia del sistema IEEE de 9 barras con distintos niveles de penetración de generación renovable no convencional (GRNC) fotovoltaica, se destacan las siguientes conclusiones:

En el escenario de cortocircuito trifásico en la línea 5-7, con un tiempo de despeje de 200 ms, se compararon los casos de estudio (Base, 2, 3 y 4). Los resultados muestran que el mayor impacto sobre el sistema se da en el Caso 4, correspondiente a una alta penetración fotovoltaica (30%), donde existe un problema de inestabilidad de frecuencia al registrarse un pico de 77,44 Hz a los 0,05 s, valor que excede ampliamente el límite de operación establecido en el código de red del sistema eléctrico ecuatoriano. Este pico es aproximadamente 27 % mayor que el alcanzado en el caso base. Por el contrario, en el caso base, así como en los Casos 2 y 3, la frecuencia se mantiene dentro del margen de estado de emergencia (57,5 – 62 Hz).

En el escenario de disminución de carga del 0,5 % aplicado a las cargas A, B y C, se compararon los casos Base y Caso 4 (alta penetración fotovoltaica). En el caso base, la frecuencia alcanza un valor de 60,014 Hz a los 2,71 s, mientras que en el Caso 4 se obtiene 60,02 Hz a los 3,86 s. En ambos casos, los valores permanecen dentro de los límites establecidos en el Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano. Por lo que se evidencia que frente a pequeños pasos de carga (0.5%) no existe un impacto significativo para el sistema en cuanto a estabilidad de frecuencia se refiere.

En el escenario de desconexión de la carga B, que representa un 28,57 % de la demanda total del SEP, se observa una sobre frecuencia en todos los casos analizados. En el caso base, la frecuencia alcanza 60,94 Hz a los 2,51 s, mientras que en el escenario de alta

penetración fotovoltaica se eleva a 61,31 Hz a los 3,28 s. Estos resultados evidencian un incremento en la respuesta de la frecuencia, aunque todavía dentro de los límites establecidos por el Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano. Esto se debe principalmente a la alta inercia del generador 1 (9.55s), lo que permite que, pese a esta importante variación de la carga, el sistema pueda mantenerse dentro de los límites admisibles de operación.

La desconexión del generador G2 provoca un escenario de sub frecuencia en todos los casos, excediendo los límites del Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano. En el caso base se registra un nadir de 55,078 Hz, y el escenario de alta penetración resulta crítico, alcanzando 53,851 Hz debido a la disminución de la respuesta inercial. En consecuencia, ningún caso cumple con el código de operación del sistema eléctrico ecuatoriano.

La generación fotovoltaica en escenarios de baja penetración, reduce la demanda de los generadores síncronos, libera reserva rodante. Sin embargo, su integración debe planificarse considerando su variabilidad y limitada capacidad inercial, lo que puede comprometer la estabilidad de frecuencia ante perturbaciones.

VI. REFERENCIAS

- Aguiar-Saquicaray, D. C. (2024). Evaluación de la eficiencia energética de sistemas de energía solar fotovoltaica en diferentes condiciones climáticas. *MQRInvestigar*, 8(3), 4993–5016. <https://doi.org/10.56048/mqr20225.8.3.2024.4993-5016>
- AIE. (2022). *Perspectivas energéticas mundiales*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022?language=es>
- ARCERNNR. (2024). *Resolución Nro. ARCERNNR-010/2024*. <https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/08/Reg-ARCERNNR-001-24.pdf>
- Arconel. (2024). *Panorama Eléctrico 2024 Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables*. <https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/01/23-Edicion-Panorama.pdf>
- Arias, D., Gavela, P., & Riofrio, J. (2022, January 18). Estado del Arte: Incentivos y Estrategias para la Penetración de Energía Renovable. *Revista Técnica "Energía,"* 2602–8492, 1–9. <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.494>
- ASOBAMCA. (2022). *Guia-Generacion-termoelectrica*. <https://asobanca.org.ec/wp-content/uploads/2022/12/16.-Guia-Generacion-termoelectrica.pdf>
- 'Baeschlin, V. (2022, December 17). *La inercia de la red eléctrica*. Transición Energética.
- Caguano, C. X. L. (2024). *ESQUEMA ÓPTIMO DE ALIVIO DE CARGA CONSIDERANDO LA RESPUESTA DINÁMICA DE LA FRECUENCIA* [MasterThesis, Edu. co]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/25307/1/CD%2013929.pdf>
- CELEC EP. (2024, February 26). *POTENCIAL SOLAR FOTOVOLTAICO*. <https://www.celec.gob.ec/wp-content/uploads/2024/05/Folleto-PROYECTOS-FOTOVOLTAICOS-ECU-2024-2-26-FEB.pdf>
- Chulde, R. D., & Barrera, C. A. (2021, April 27). Estabilidad de Voltaje de Largo Plazo en Sistemas Eléctricos de Potencia Usando Modelos de Carga Long-Term Voltage Stability Using Load Models In Electric Power Systems. *Revista ITECKNE-Universidad*, 19(1), 2–3. <https://doi.org/10.15332/iteckne>
- Cid, T. (2019). *Energías Renovables no Convencionales. Mecanismos de Incentivo para su Inserción en el Mercado Eléctrico* [Magíster, Universidad del Desarrollo]. <https://repositorio.udd.cl/items/96f79761-193a-4301-aaaa-bc4a8ab8e65c>
- Colthorpe, A. (2022, February 24). *Desmitificando la tecnología de formación de redes síncronas*. Energy-Storage.News. <https://www.energy-storage.news/demystifying-synchronous-grid-forming-technology/>
- Damas, R. N., Son, Y., Yoon, M., Kim, S. Y., & Choi, S. (2020). Subsynchronous Oscillation and Advanced Analysis. *IEEE Access*, 8, 224020–224032. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3044634>

- Danfoos. (2022, May 11). *¿Integración masiva de la solar fotovoltaica?* Upm.Es.
<https://blogs.upm.es/faraday/category/divulgacion/page/4/>
- Efrain Yungan. (2020, June 28). *Introducción A Las Redes Eléctricas*. Scribd.
<https://es.scribd.com/document/467263910/Introduccion-a-las-redes-electricas>
- Endesa. (2021, December 17). *Energía hidráulica*. Fundacionendesa.Org.
<https://www.endesa.com/es/la-cara-e/energias-renovables/energia-hidraulica>
- Enel. (2022). *La energía hidroeléctrica*. Enelgreenpower.
<https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-hidroelectrica>
- Fernández-Guillamón, A., Gómez-Lázaro, E., Muljadi, E., & Molina-García, Á. (2019, November 1). Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 115, 109369–109369. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109369>
- Figuerola, D. A., Culqui, J. F., Nuñez, M. D., & Cruz, O. D. (2021). *Smart Grid y Micro Grid*.
<https://www.studocu.com/ec/document/universidad-tecnica-de-cotopaxi/sistemas-electricos-de-potencia/smart-grid-y-micro-grid/21519324>
- Garcés, A., Walter, R., Gil, J., Oscar, G., & Montoya, D. (2023). *Introducción a la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia*.
- Gopi, P., Alluraiah, N. C., Kumar, P. H., Bajaj, M., Blazek, V., & Prokop, L. (2024). Improving load frequency controller tuning with rat swarm optimization and porpoising feature detection for enhanced power system stability. *Scientific Reports*, 14(1), 4.
<https://doi.org/10.1038/s41598-024-66007-y>
- Gorky Reyes, & Alfredo Valarezo. (2023). *Ciencias Técnicas y Aplicadas Artículo de Investigación*. 78, 1308–1319. <https://doi.org/10.23857/pc.v8i1>
- Granda, N., & Jácome, V. (2023, January 20). Esquema Automático de Alivio de Carga para Sistemas Eléctricos que sirven a Plataformas Petroleras. *Revista Técnica “Energía,”* 19(2), 58–68. <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n2.2023.557>
- Hatziargyriou, N., Milanovic, J., Rahmann, C., Ajarapu, V., Canizares, C., Erlich, I., Hill, D., Hiskens, I., Kamwa, I., Pal, B., Pourbeik, P., Sanchez-Gasca, J., Stankovic, A., Van Cutsem, T., Vittal, V., & Vournas, C. (2021). Definition and Classification of Power System Stability - Revisited & Extended. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(4), 3271–3281.
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3041774>
- Impram, S., Varbak Nese, S., & Oral, B. (2020). Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility: A survey. In *Energy Strategy Reviews* (Vol. 31, p. 4). Elsevier Ltd.
<https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100539>
- Inca Yajamín, G. S., Cabrera Carrión, D. F., Villalta Gualán, D. F., Bautista Zurita, R. C., & Cabrera Carrion, H. D. (2023, July 14). Evaluación de la actualidad de los sistemas fotovoltaicos en

- Ecuador: avances, desafíos y perspectivas. *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*, 7(3), 9493–9509. https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v7i3.6835
- Irena. (2018). *Flexibilidad del sistema eléctrico para la transición energética*. www.irena.org
- Israel Campaña. (2021). *DETERMINACIÓN DEL MARGEN DE ESTABILIDAD ANGULAR DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CONSIDERANDO CONTINGENCIAS N-1*. <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/19784/1/UPS%20-%20TTS242.pdf>
- Iwabuchi, K., Watari, D., Zhao, D., Taniguchi, I., Catthoor, F., & Onoye, T. (2025). Enhancing grid stability in PV systems: A novel ramp rate control method utilizing PV cooling technology. *Applied Energy*, 378. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124737>
- J. Rosero, L. Garza, L. Minchala, D. Pozo, & L. Morales. (2017). *Fuentes de Generación de Energía Eléctrica Convencional y Renovable a Nivel Mundial* (Vol. 32). https://revistapolitecnica.epn.edu.ec/ojs2/index.php/revista_politecnica2/article/download/217/pdf/5755
- Jaramillo, D. A. A. (2024). *Implementación de control para generadores síncronos virtuales conectados a fuentes de generación solar fotovoltaica en sistemas eléctricos de potencia*. <https://bffrepositorio.unal.edu.co/server/api/core/bitstreams/6485b5e5-9740-4b08-ae1a-d58d6b7263f8/content>
- Jiménez Gómez, S. (2022, August 19). *Análisis dinámico de estabilidad de frecuencia en sistemas de potencia con integración de generación variable*. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/82214>
- Kumar V. Mahtani Mahtani. (2023, March 24). Convertidores e (in)estabilidad de los sistemas eléctricos. *Departamento de Divulgación de Ingeniería Eléctrica y Electrónica*. <https://blogs.upm.es/faraday/2023/03/24/los-generadores-sincronos-abren-paso-a-los-convertidores-para-garantizar-la-estabilidad-de-los-sistemas-electricos/>
- Kundur Prabha. (1994). *Power System Stability and Control* (pp. 10–15). McGraw-Hill.
- Lizbeth, D., Agila, P., Alberto, J., & Segarra, T. (2023). *Estudios Dinámicos para la Conexión al S.N.I. de una Central Eólica de Convertidor Completo de Acuerdo con la Regulación Ecuatoriana*. <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/58161/1/T-113536%20Pillapa%20-%20Tamayo.pdf>
- Luis Pérez, Óscar Salazar, & Rolando Chaves. (2022). Propuesta de desarrollo de un equivalente inercial del Sistema Eléctrico Centroamericano para utilizarlo en simulaciones dinámicas. *Mediación Pedagógica a Través de La Divulgación y La Ciencia*, Vol. 5, N.o 2, 1–45. <https://doi.org/https://doi.org/10.47633/arje.v5i2.539>
- Lusi, A. R., Orte, P. F., & Suárez, R. A. (2024). *ANÁLISIS PRELIMINAR DE LA VARIABILIDAD DE CORTO PLAZO DEL RECURSO SOLAR EN ARGENTINA UTILIZANDO LOS DATOS DE LA RED SAVER-NET*. <https://doi.org/10.59627>

- Mahdavi, M., Alhelou, H. H., & Cuffe, P. (2021). Test Distribution Systems: Network Parameters and Diagrams of Electrical Structural. *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, 8, 409–420. <https://doi.org/10.1109/OAJPE.2021.3119183>
- Majeed, I. B., & Nwulu, N. I. (2024). Novel Technical Planning Tool for Hosting Capacity With Optimization Techniques for Solar PV-Grid Integration. *IEEE Access*, 12, 5. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2024.3479885>
- Makolo, P., Zamora, R., Perera, U., & Lie, T. T. (2024). Flexible Synthetic Inertia Optimization in Modern Power Systems. *Inventions*, 9(1), 18. <https://doi.org/10.3390/inventions9010018>
- Martínez Giraldo. (2023). *Análisis del comportamiento de la frecuencia eléctrica en SP con alta penetración de Generación Fotovoltaica*. <https://repositorio.escuelaing.edu.co/handle/001/2378>
- Naranjo, P., & César, J. (2023). *CONTROL INTELIGENTE DE FRECUENCIA EN SISTEMAS CON BAJA INERCIA BASADOS EN SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON SUPERCONDUCTORES MAGNÉTICOS* [Magíster, EPN]. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/23553>
- Olowu, T. O., Sundararajan, A., Moghaddami, M., & Sarwat, A. I. (2018, July 2). Future challenges and mitigation methods for high photovoltaic penetration. *Energies*, 11(7), 3. <https://doi.org/10.3390/en11071782>
- Ormazabal. (n.d.). *Energía hidroeléctrica ¿Qué es y cómo funciona?* Ormazabal. Retrieved May 13, 2025, from <https://www.ormazabal.com/energia-hidroelectrica-que-es-y-como-funciona/>
- Osorio, D. (2015). *IMPACTO DE LA MASIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN*. 23. <http://recursosbiblioteca.utp.edu.co/tesisd/index.html>
- Pablo Ledesma. (2020). *ANÁLISIS DINÁMICO Y CONTROL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS*. <https://e-archivo.uc3m.es/rest/api/core/bitstreams/416c9d27-792f-4803-9b64-58197bab5864/content>
- Pam Wertalik. (2023, April 21). *¿Qué es IEEE y cuál es su papel en los estándares de prueba?* <https://outsource.contractlaboratory.com/ieee-testing-standards/>
- Pamela Melendez. (2024, December 20). *Componentes de un Panel Fotovoltaico*. <https://citsolar.mx/componentes-de-un-panel-fotovoltaico-todo-lo-que-necesitas-saber-sobre-la-energia-solar/>
- PAÚL SANTIAGO SÁNCHEZ OÑATE. (2020). *ESTABILIDAD DE FRECUENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CONSIDERANDO GENERACIÓN NO INERCIAL*. UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE QUITO.
- Pazmiño, I., Martinez, S., & Ochoa, D. (2021, February 1). Analysis of control strategies based on virtual inertia for the improvement of frequency stability in an islanded grid with wind generators and battery energy storage systems. *Energies*, 14(3), 698. <https://doi.org/10.3390/en14030698>

- Pazmiño, I., Ochoa, D., Minaya, E. P., & Mera, H. P. (2022). Use of Battery Energy Storage Systems to Enhance the Frequency Stability of an Islanded Microgrid Based on Hybrid Photovoltaic-Diesel Generation. *Lecture Notes in Networks and Systems*, 379 LNNS. https://doi.org/10.1007/978-3-030-94262-5_5
- Pengfei Hu, Y. L. Y. Y. F. B. (2023). Estimación de la inercia de un sistema eléctrico dominado por energías renovables. *Journal Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 183(113481). <https://doi.org/10.1016>
- Peyghami, S., Palensky, P., & Blaabjerg, F. (2020). An overview on the reliability of modern power electronic based power systems. In *IEEE Open Journal of Power Electronics* (Vol. 1, pp. 34–50). Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. <https://doi.org/10.1109/OJPEL.2020.2973926>
- Pilatásig, J., Carrión, D., Pilatásig Lasluisa, J., & Carrión, D. (2020). *Citación: Electrical Power Systems Resilience by Switching of Power Transmission Lines-State of art* (Vol. 16, Issue 2). <https://doi.org/10.33412/idt.v16.2.2834>
- Prastianto, A., Ramadhan, U. F., Kim, D., Hur, D., & Yoon, M. (2024). Evaluating Frequency Stability with a Generic Model for IBR Penetration and the Implementation of Grid-Forming Control Strategies. *Energies*, 17(11). <https://doi.org/10.3390/en17112779>
- Redondo Melchor, N. (2024). *SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA*. https://stsproyectos.com/U/S/SIST_01.pdf
- Roy, N. K., Islam, S., Podder, A. K., Roy, T. K., & Mueen, S. M. (2022). Virtual Inertia Support in Power Systems for High Penetration of Renewables - Overview of Categorization, Comparison, and Evaluation of Control Techniques. *IEEE Access*, 10, 1–4. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3228204>
- Sánchez, S., & Antón, M. (2021). *Análisis del sector de las energías renovable y su impacto económico. La economía del Hidrógeno*. <https://repositorio.comillas.edu/rest/bitstreams/440507/retrieve>
- Santamaría, C. D. C. (2022). metodologías desarrolladas para el cálculo de GEI para la generación térmica, análisis comparativo de las metodología y cálculo de emisiones para motores de combustión. In *Quito : EPN, 2022*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/22423>
- Seme, S., Štumberger, B., Hadžiselimović, M., & Sredenšek, K. (2020, August 15). Solar photovoltaic tracking systems for electricity generation. *Energies*, 13(6), 4224. <https://doi.org/10.3390/en13164224>
- Stephen J. Chapman. (2012). *MÁQUINAS ELÉCTRICAS* (Pablo E. Roig Vázquez, Ed.; Sergio Sarmiento Ortega, Trans.; Quinta). McGRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V. https://frrq.cvg.utn.edu.ar/pluginfile.php/20762/mod_resource/content/1/Maquinas-electricas-Chapman-5ta-edicion-pdf.pdf
- Taípe Quilligana, S., & Ampuño Aviles, G. (2022). Modelo del proceso de producción de energía en centrales de generación térmica considerando el perfil de funcionamiento. *Ciencia Latina*

- Revista Científica Multidisciplinar*, 6(4), 5541–5560.
https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v6i4.3032
- Torres Romero, A., Cárdenas Villacres, D., & Salas Ibarra, R. (2024, January 31). Análisis de Flujo AC Aplicados a un Sistema Eléctrico de Potencia. *INGENIO*, 7(1), 42–51.
<https://doi.org/10.29166/ingenio.v7i1.5491>
- Ubertalli, J. (2022). *The impact on system frequency stability from grid energy storage response*.
https://pureadmin.qub.ac.uk/ws/portalfiles/portal/355043364/JC_Mareussite_3A_1.pdf
- Ullmark, J., Bongiorno, M., Chen, P., Göransson, L., & Johnsson, F. (2020). *Frequency control and synthetic inertia in energy systems modeling*.
- Viviana Rueda. (2015). *Referenciamiento Internacional sobre Requisitos Técnicos de Generación Eólica a gran escala*. https://www1.upme.gov.co/Documents/Informe_Ref_Internacional.pdf
- Wang, H., Li, Z. S., Pan, J., & Chen, W. (2024). Frequency prediction of a post-disturbance power system using a hybrid ARIMA and DBN model. *Frontiers in Energy Research*, 12.
<https://doi.org/10.3389/fenrg.2024.1363873>
- Zeeshan Hyder. (2025, February). *¿Qué es la energía solar a gran escala? Explicación de las instalaciones solares a gran escala*. <https://www.solarreviews.com/blog/how-does-utility-scale-solar-work>