

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ANÁLISIS COMPARATIVO DE TÉCNICAS PARA SIMULAR LA INERCIAS DE LAS MÁQUINAS SÍNCRONAS UTILIZADAS EN SISTEMAS DE POTENCIA

ANALIZAR LA RESPUESTA DINÁMICA DE LA MÁQUINA SÍNCRONICA VIRTUAL EN UN SISTEMA DE MÁQUINA BARRA- INFINITA

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

DIEGO ALEXÁNDER ALBÁN MUÑOZ

albandiego1998@gmail.com

DIRECTOR: Prof. Dr. JOSÉ ANTONIO OSCULLO LALA (PhD)

jose.oscullo@epn.edu.ec

DMQ, SEPTIEMBRE 2023

CERTIFICACIONES

Yo, DIEGO ALEXÁNDER ALBÁN MUÑOZ declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

DIEGO ALEXÁNDER ALBÁN MUÑOZ

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por DIEGO ALEXÁNDER ALBÁN MUÑOZ, bajo mi supervisión.

PhD. JOSÉ ANTONIO OSCULLO LALA
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el producto resultante del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

DIEGO ALEXÁNDER ALBÁN MUÑOZ

PhD. JOSÉ ANTONIO OSCULLO LALA

DEDICATORIA

A mis padres, Paúl y María, por su incansable apoyo y su infinito amor.

A mi hermano, Paolo, como muestra de esfuerzo y perseverancia.

Y a esa persona especial que estuvo conmigo desde el principio de esta etapa.

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi más grande agradecimiento

A mis padres que con su esfuerzo y dedicación han sabido apoyarme en todo lo que me he propuesto. A mi hermano por estar siempre. A mi familia. Sin duda este logro es por ustedes.

A las personas que se volvieron parte de mi vida durante estos años, compañeros, amigos del fútbol y todos aquellos con los que compartí. Todos esos momentos los llevaré conmigo siempre.

A la Escuela Politécnica Nacional y a la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica por contribuir en mi preparación profesional. Al Dr. José Oscullo por la guía en el desarrollo de este trabajo.

ÍNDICE DE CONTENIDO

| | |
|--|------|
| CERTIFICACIONES..... | I |
| DECLARACIÓN DE AUTORÍA..... | II |
| DEDICATORIA..... | III |
| AGRADECIMIENTO..... | IV |
| RESUMEN | VII |
| ABSTRACT | VIII |
| 1 INTRODUCCIÓN..... | 1 |
| 1.1 OBJETIVO GENERAL | 6 |
| 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS | 6 |
| 1.3 ALCANCE | 6 |
| 1.4 MARCO TEÓRICO..... | 7 |
| 1.4.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA | 7 |
| 1.4.1.1 Generador Síncrono | 7 |
| 1.4.1.2 Barra–infinita..... | 14 |
| 1.4.1.3 Generación no convencional..... | 14 |
| 1.4.2 MÁQUINA SINCRÓNICA VIRTUAL (VSM) | 17 |
| 1.4.3 MODELO DINÁMICO DE LA MÁQUINA SINCRÓNICA VIRTUAL (VSM) | 17 |
| 1.4.3.1 Transformaciones del sistema de referencia [26]..... | 19 |
| 1.4.3.2 Inercia virtual y Potencia activa [26]..... | 20 |
| 1.4.3.3 Lazo de fase – PLL | 22 |
| 1.4.3.4 Potencia reactiva [26]..... | 23 |
| 1.4.3.5 Impedancia virtual [26] | 24 |
| 1.4.3.6 Control de voltaje [26] | 25 |
| 1.4.3.7 Amortiguamiento activo [26]..... | 26 |
| 1.4.3.8 Control de corriente [26]..... | 26 |
| 1.4.3.9 Generador Estático | 27 |
| 2 METODOLOGÍA..... | 28 |
| 2.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE PRUEBA | 29 |
| 2.2 SELECCIONAR EL TIPO DE GENERADOR..... | 29 |
| 2.2.1 CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS DEL TIPO DE GENERADOR SELECCIONADO | 29 |
| 2.3 ESTABLECER LOS CASOS DE ESTUDIO | 29 |

| | | |
|-----|--|----|
| 2.4 | DEFINIR LAS VARIABLES DE ESTUDIO | 30 |
| 2.5 | VISUALIZACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS | 30 |
| 3 | ANÁLISIS DE RESULTADOS | 31 |
| | SISTEMA DE PRUEBA..... | 31 |
| | CASO 1. AUMENTO DE CARGA | 32 |
| | CASO 2. AUMENTO DE LA POTENCIA DEL GENERADOR | 34 |
| | CASO 3. CORTOCIRCUITO EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN | 37 |
| 3.1 | CONCLUSIONES..... | 40 |
| 3.2 | RECOMENDACIONES | 41 |
| 4 | REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 42 |
| 5 | ANEXOS..... | 45 |
| | ANEXO I..... | 46 |
| | ANEXO II..... | 48 |
| | ANEXO III..... | 49 |
| | ANEXO IV | 50 |

RESUMEN

Los sistemas eléctricos en la actualidad están experimentando cambios principalmente en sus fuentes de generación. La inclusión de fuentes de energía renovables con fines de generación eléctrica especialmente eólica y fotovoltaica ha disminuido la utilización de generadores sincrónicos convencionales. Situación que ha afectado a la inercia del sistema eléctrico, dada la implementación de nuevos equipos y elementos que no incluyen masas rotativas y que constituyen la principal fuente de inercia. En busca de nuevas tecnologías que puedan aportar inercia al sistema eléctrico se ha planteado el desarrollo del concepto de Máquina Sincrónica Virtual (VSM), misma que emula la característica dinámica de la máquina sincrónica para proporcionar inercia al sistema en la búsqueda de mejorar la estabilidad de frecuencia ante eventos debido a su operación. Este trabajo de integración curricular mediante la revisión del estado del arte sobre la modelación de una máquina sincrónica virtual implementa un modelo en el software PowerFactory, con el cual analizar su respuesta dinámica en una red eléctrica que presente generación no convencional conectada a una barra infinita. Para observar el aporte de inercia al sistema del modelo se analiza su comportamiento dinámico con la respuesta de un generador sincrónico conectado en la misma barra del sistema de estudio. Las simulaciones en el dominio del tiempo de la variable frecuencia y potencia para tres casos de estudio mostraron que la inercia virtual que aporta el modelo de VSM brinda un adecuado amortiguamiento de las oscilaciones con lo cual mejorar el nivel de estabilidad del sistema analizado.

PALABRAS CLAVE: Máquina sincrónica virtual (VSM), Estabilidad de sistemas de potencia, Generador sincrónico, Emulación de inercia.

ABSTRACT

Electric power systems are currently undergoing changes mainly in their generation sources. The inclusion of renewable energy sources, especially wind and photovoltaic, has reduced the use of conventional synchronous generators. This situation has affected the inertia of the electrical system, given the implementation of new equipment and elements that do not include rotating masses and that constitute the main source of inertia. In search of new technologies that can provide inertia to the electrical system, the development of the Virtual Synchronous Machine (VSM) concept has been proposed, which emulates the dynamic characteristic of the synchronous machine to provide inertia to the system in order to improve the frequency stability in case of events due to its operation. This curricular integration work by reviewing the state of the art on the modeling of a virtual synchronous machine implements a model in the PowerFactory software, with which to analyze its dynamic response in an electrical network that presents non-conventional generation connected to an infinite bus. In order to observe the contribution of inertia to the model system, its dynamic behavior is analyzed with the response of a synchronous generator connected to the same busbar of the system under study. Time domain simulations of the variables frequency and power for three study cases showed that the virtual inertia provided by the VSM model provides an adequate damping of the oscillations, thus improving the stability level of the analyzed system.

KEYWORDS: Virtual synchronous machine (VSM), Power system stability, Synchronous generator, Inertia emulation.

1 INTRODUCCIÓN

El escenario de los sistemas eléctricos de potencia ha cambiado significativamente debido a la incorporación de generación de energía eléctrica mediante fuentes de energía renovables, las cuales presentan características muy diferentes a las de los generadores utilizados convencionalmente [1].

Dada esta situación, siendo la energía proveniente principalmente de centrales eólicas y fotovoltaicas, en búsqueda de alcanzar una reducción de emisión de CO₂. Sin embargo, desde el punto de vista técnico para el sistema de potencia (SEP) la inclusión de esta generación ha provocado la reducción de la inercia del sistema, variable necesaria en la operación confiable y segura para el abastecimiento de la demanda del sistema [2].

La respuesta inercial del sistema ha sido proporcionada de manera natural por los generadores sincrónicos, gracias a la conversión electromecánica de la energía primaria a eléctrica a través de los rotores del generador. La inercia se constituye en el primer mecanismo para mitigar las variaciones de frecuencia que se presentan debido a desbalances entre la demanda y la generación, característica intrínseca en la operación de cualquier SEP, la cual es cuasi-estacionaria [3].

Ya que, el SEP busca mantener el balance entre la generación y la demanda, situación que es monitoreada mediante la frecuencia del sistema dentro de una banda de operación para cada una de las condiciones operativas. Con la inclusión de las fuentes de energía renovable esta característica operativa del SEP se ha visto más sensible, debido a que el sistema cuenta con menos inercia. Situación que establece la necesidad de introducir nuevos dispositivos, que si bien, no pueden reemplazar las características del generador sincrónico busca emular un comportamiento muy similar y con esto incrementar la capacidad de inercia que necesita el sistema en su operación [4].

A continuación, se presenta el estado del arte de los efectos de que el sistema de potencia presente una baja inercia y la propuesta de simulación de una de las varias soluciones de inercia virtual que se encuentran en la literatura especializada.

Los esquemas propuestos que permiten emular la inercia de los generadores sincrónicos consideran un convertidor de interfaz de generación (CIG), al cual, es necesario incluir los dispositivos de control que permiten una respuesta dinámica del sistema como lo establecen en [5] y [6].

El CIG que utiliza el voltaje de salida de la central de baja inercia y la frecuencia del punto de conexión a la red, se constituye en una fuente de voltaje con una impedancia baja por lo que es utilizada en redes aisladas, tal como se presenta en la Figura 1.1. [7]

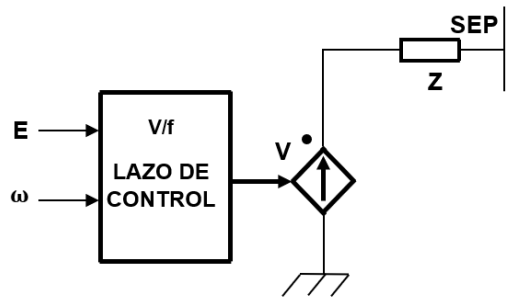


Figura 1.1. Esquema de CIG para un sistema eléctrico aislado [7].

Para cuando se utiliza el voltaje y la frecuencia de la red, el CIG busca proporcionar una potencia fija de la central de baja inercia, por lo que se constituye en una fuente de corriente con una alta impedancia, esta opción es la seleccionada para el caso de un sistema eléctrico, de acuerdo a la Figura 1.2. [7]

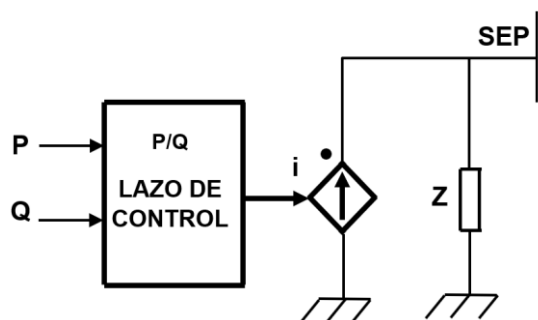


Figura 1.2. Esquema de CIG para un sistema eléctrico [7].

En la Figura 1.3. Se observa que el CIG requiere necesariamente de una estimación del voltaje, ángulo y frecuencia del punto de conexión o de la central de baja inercia. Y mediante esta estimación establecer un adecuado control de potencia activa y reactiva y con ello participar en el control potencia-frecuencia en cada instante de la operación de la central de baja inercia [7]. Siendo el dispositivo de lazo de fase bloqueada (PLL) el más ampliamente utilizado, el mismo que permite controlar el desvío de la frecuencia de la barra en función de las componentes de Park del voltaje [6].

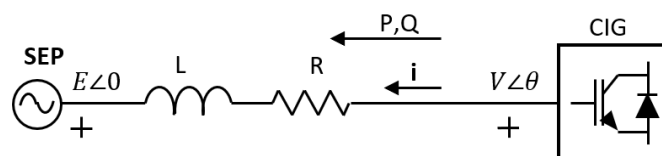


Figura 1.3. Esquema de conexión del CIG hacia un sistema eléctrico [7].

Así, la inercia virtual mostrada en la Figura 1.4, se la obtiene en base a la combinación de convertidores de potencia, elementos de almacenamiento de energía y algoritmos de control que sean capaces de manejar estos elementos a través de la retroalimentación de corrientes y voltajes, representando el comportamiento inercial de las máquinas sincrónicas, con la finalidad de compensar la falta de energía cinética del sistema [7].

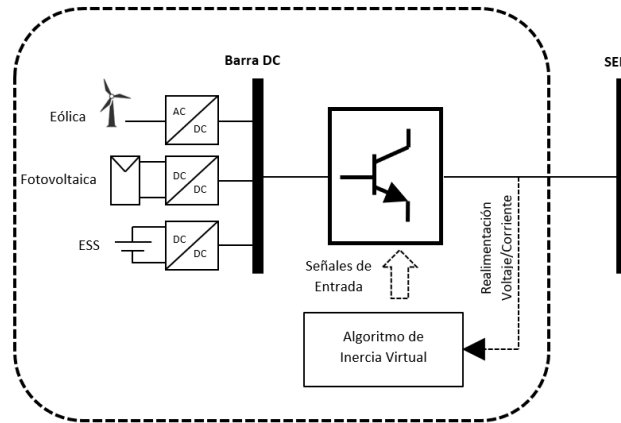


Figura 1.4. Esquema de Inercia Virtual [7].

En la literatura especializada existen diferentes técnicas para la emulación de inercia de acuerdo a la aplicación. Las mismas que son adaptadas en software de ingeniería, considerando el modelo de una máquina síncrona, con la finalidad de replicar su dinámica. Así, la dinámica de los elementos de electrónica de potencia es incluida por medio de los algoritmos de control para una adecuada respuesta de frecuencia del sistema frente a la potencia de la ecuación de oscilación [7], [8].

En la Tabla 1.1 se presentan las diferentes formas de aplicaciones para la inercia virtual [8].

Tabla 1.1. Características de las técnicas de inercia virtual.

| Tipo Inercia Virtual | Característica |
|--------------------------------|---|
| Máquina síncrona virtual (VSM) | <ul style="list-style-type: none"> • La dinámica del generador considera un modelo de quinto a séptimo orden, junto a la ecuación de oscilación. • Utiliza un control de voltaje a base de corriente. • Utiliza elementos como baterías y volantes de inercia para el almacenamiento de energía. • Puede operar adecuadamente en un sistema aislado o interconectado. |

Tabla 2.1. Características de las técnicas de inercia virtual.

| Tipo Inercia Virtual | Característica |
|------------------------------------|---|
| Generador sincrónico virtual (VSG) | <ul style="list-style-type: none"> • La dinámica del generador considera un modelo de primer orden, en conjunto con la ecuación de oscilación. • Para la conexión a la red se utiliza PLL. • Es adecuado para operar en redes interconectadas. • No ofrece soporte de reactivos. |
| Sinroconverter (Sinroconvertidor) | <ul style="list-style-type: none"> • La dinámica del generador considera un modelo de segundo orden, en conjunto con la ecuación de oscilación. • El algoritmo para la transformación de variables presenta complejas diferenciales que llevan en algunos casos a inestabilidad numérica. • Es adecuado en sistemas pequeños de microrredes. • El algoritmo se basa en controladores PID. |

En base a lo mencionado en la Tabla 1.1, a continuación, se presenta las ventajas y desventajas en la modelación, simulación y elementos de las diferentes técnicas de inercia virtual como se muestra en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2. Ventajas y desventajas de las tecnologías utilizadas en [2], [9], [10] y [11], para emular inercia.

| Tipo Inercia Virtual | Ventajas | Desventajas |
|------------------------------------|--|---|
| Máquina sincrónica virtual (VSM) | <ul style="list-style-type: none"> • Rápida respuesta de frecuencia. • Emulación de las características estáticas y dinámicas del generador sincrónico. • Capacidad para compartir potencia. • Habilidad para operar en un sistema aislado. • Las estrategias de protección pueden ser controlables y flexibles. • El PLL se utiliza para la sincronización. | <ul style="list-style-type: none"> • Presenta limitación en condiciones transitorias debido a los parámetros fijos en su modelación. • No es capaz de cubrir todo el rango de operación del generador sincrónico. |
| Generador sincrónico virtual (VSG) | <ul style="list-style-type: none"> • Emulación del rendimiento dinámico del generador sincrónico. • Capacidad de absorber e inyectar energía en la red. • Rápida respuesta de frecuencia. | <ul style="list-style-type: none"> • Incapacidad de operación en modo isla. • EL modelo interno de la inercia de la máquina no es establecido. • Inestabilidad debido al PLL. |

Tabla 1.2. Ventajas y desventajas de las tecnologías utilizadas en [2], [9], [10] y [11], para emular inercia.

| Tipo Inercia Virtual | Ventajas | Desventajas |
|-------------------------------------|---|--|
| Sincroconverter (Sincroconvertidor) | <ul style="list-style-type: none"> • Capacidad de operación tanto como generador como motor. • Da la posibilidad de elegir los parámetros a ser modificados. • No necesita la aplicación de un PLL por lo que su construcción toma menos tiempo computacional. • Son más baratos y su sintonización es mucho más fácil. | <ul style="list-style-type: none"> • Protección muy difícil de implementar. • No se toma en cuenta las restricciones del convertidor. • El control de potencia activa y reactiva se encuentran acoplados. • Presenta oscilaciones de frecuencia. |

Así, del análisis de la literatura especializada ha permitido establecer que la mejor técnica para emular inercia en un sistema de potencia es la máquina sincrónica virtual (VSM), puesto que, presenta mayores ventajas en comparación con los otros dos métodos analizados. Su incorporación en sistemas de potencia que presenten una baja inercia ayuda a mejorar la estabilidad de frecuencia debido a la inclusión de inercia virtual. Característica que permite al sistema reaccionar ante eventos para asegurar la recuperación de la frecuencia.

Este trabajo busca analizar la respuesta de frecuencia en un sistema que presente una baja inercia, con la inclusión de un modelo de VSM en un sistema generador barra infinita. El modelo y simulación de la VSM se realizará en el software Power Factory, software de ingeniería muy utilizado para el análisis de sistemas eléctricos de potencia. Con la implementación de la VSM en un SEP, se simularán diferentes eventos en el dominio del tiempo (RMS) para observar sus efectos en la frecuencia del sistema. Finalmente, los resultados obtenidos de la implementación de la VSM se compararán con la aplicación de un generador sincrónico convencional al mismo sistema de estudio.

1.1 OBJETIVO GENERAL

Establecer un modelo de la máquina síncrona virtual en un software de ingeniería para analizar la respuesta dinámica de un sistema máquina barra infinita.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Realizar una revisión del estado del arte de la modelación de una máquina síncrona virtual en sistemas eléctricos.
2. Establecer el modelo de la máquina síncrona virtual utilizando DigSilent Simulation Lenguaje (DSL) de Power Factory.
3. Estudiar la respuesta dinámica del sistema generador barra infinita ante un disturbio de carga con la implementación del modelo de la máquina síncrona virtual.

1.3 ALCANCE

En el presente trabajo se realizará la revisión del estado del arte de la modelación de la máquina síncrona virtual y su implementación mediante el software de ingeniería PowerFactory, con la utilización de lenguaje de simulación de redes eléctricas (Digital SimuLation of Electrical NeTworks - DSL), a través del generador estático y el desarrollo de los controles para emular la inercia. La inclusión de la dinámica operativa de la VSM se la analizará en un sistema máquina barra-infinita.

Con simulaciones en el dominio del tiempo (RMS) mediante las que se determina la respuesta de la VSM en comparación con la de un generador síncrono convencional mediante las variables eléctricas frecuencia y potencia del sistema de estudio.

Los escenarios de simulación permitirán analizar la frecuencia del sistema ante tres eventos:

- Aumento de la carga en una barra del sistema.
- Incremento de la potencia del generador.
- Cortocircuito trifásico en una línea de transmisión.

1.4 MARCO TEÓRICO

1.4.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

El SEP es el conjunto de máquinas, aparatos, redes, procesos y materiales utilizados para la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. En la generación se aprovecha la energía disponible en la naturaleza como: hidráulica, eólica, solar, geotérmica, nuclear o por combustión de combustibles fósiles; mediante la conversión electromecánica en energía eléctrica. La transmisión se encarga del transporte de grandes cantidades de energía desde los centros de generación hasta los puntos de consumo. El consumidor recibe la energía eléctrica a través del sistema de distribución [12].

En la operación de un SEP se presentan diversas características operativas que son fundamentales, entre ellas se puede mencionar la inercia del sistema. La inercia es uno de los parámetros eléctricos que permite amortiguar las oscilaciones de la operación cuasi-estacionaria del sistema eléctrico, caracterizándose por oponerse al cambio de la energía cinética almacenada en los rotores de los generadores ante cambios en el balance entre la generación y la demanda que determina el nivel de variación de la frecuencia del sistema. Por lo que, la respuesta inercial de todos los generadores operativos del sistema se constituye en el primer mecanismo para la mitigación de la caída de la frecuencia en el sistema. Ya que, la operación del sistema depende de la conservación del nivel de la frecuencia situación que permite operar en el sincronismo a todos los generadores [2].

En la actualidad, en los sistemas eléctricos debido al incremento de generadores en base a energía renovable que se caracterizan por no contar con suficiente inercia. Situación que ha llevado al SEP a ser más sensible respecto a la variación de la frecuencia ante desbalances entre la generación y la demanda. Como, la frecuencia es una de las variables eléctricas que debe ser controlada estrechamente debido a que indica el sincronismo de todos los elementos del sistema y en la mayoría de sistemas es de 60 Hz [13].

1.4.1.1 Generador Sincrónico

El generador sincrónico se define como una máquina eléctrica utilizada para la conversión electromecánica de energía, cuyo objetivo es aprovechar las fuentes de energía primaria (hidráulica, térmica, nuclear o geométrica) con fines de generación eléctrica [14].

Constituido principalmente por una parte fija y una giratoria. La parte fija conocida como estator, formada a partir de láminas de acero permeable. En el interior del estator se dispone de una gran variedad de ranuras cuyo fin es alojar los conductores del devanado de armadura que son los encargados de inducir el voltaje principal de la máquina. Se

encuentra alimentado por la red de AC. Es muy común que el generador sincrónico se encuentre conectado a través de una línea de transmisión de alto voltaje por lo que la mejor opción es la conexión en estrella (Y) [14], [15].

La parte giratoria conocida como rotor, construido en forma de arrollamiento concentrado o distribuido en ranuras con el fin de alojar el devanado de campo. Conectado a una fuente de DC para su excitación, la cual se encarga de producir el campo magnético principal de la máquina que inducirá un grupo de voltajes trifásicos en los devanados del estator. Desde el punto de vista constructivo se distinguen dos tipos: rotor cilíndrico o polos lisos empleados en centrales térmicas y generadores de 2 o 4 polos utilizados principalmente en centrales hidroeléctricas [14], [16]. Los tipos constructivos del generador sincrónico se observan en la Figura 1.5.

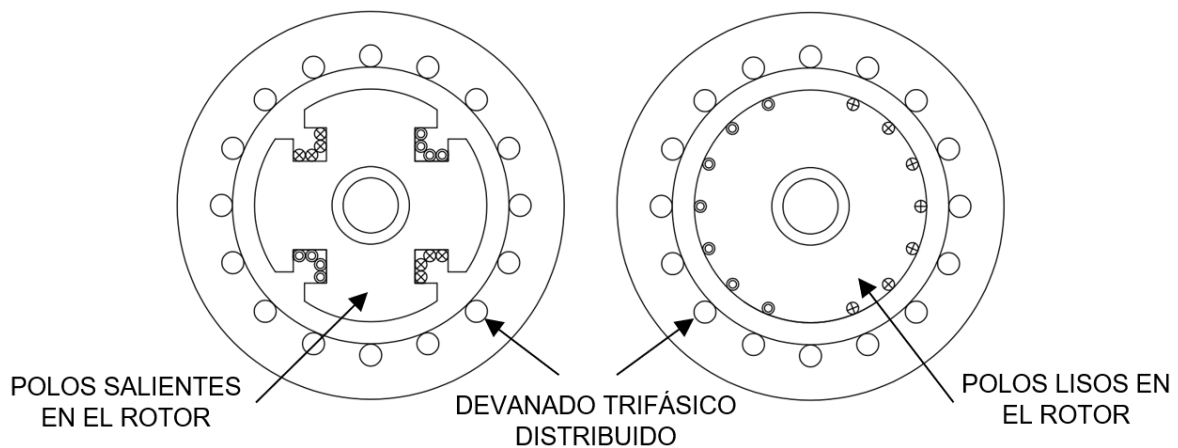


Figura 1.5. Tipos constructivos del generador sincrónico [16].

Se denomina generador sincrónico por la velocidad de rotación del eje que se encuentra estrechamente vinculada con la frecuencia de operación del SEP, de acuerdo con (1.1) [16].

$$n = \frac{60 f}{p} \quad (1.1)$$

Donde:

n : velocidad de rotación del eje de la máquina sincrónica expresada en rpm.

f : frecuencia del SEP en Hz.

p : número de pares de polos de la máquina sincrónica.

En [17] se propone el modelo E'X'H' para determinar la dinámica dominante de un sistema compuesto por un generador sincrónico conectado a una barra infinita que requiere de

relaciones matemáticas con un grado de complejidad en las ecuaciones para representar fenómenos electromagnéticos del generador sincrónico. La principal herramienta matemática empleada en la modelación es la transformada de Park; muy conocida por su aplicación en el control de máquinas trifásicas. Esta herramienta permite cambiar el sistema de referencia del vector espacial de la variable voltaje desde el dominio del tiempo de la secuencia de fases abc hasta el dominio de ejes giratorios denominado dq0. Transformando los valores que varían sinusoidalmente en el tiempo a valores constantes para el régimen de operación. Todo esto se los consigue debido a que el marco de referencia dq0 se encuentra fijo al rotor, con el eje positivo d alineado al eje magnético del devanado de campo y el eje positivo q adelantando 90° a este último. Facilitando así la representación de las variables voltajes, corrientes e inductancias [18]. Para la transformación dq0 se utiliza la expresión matricial de la ecuación (1.2) [17].

$$[f_{dq0}] = [T_{dq0}(\theta_d)] \cdot [f_{abc}] \quad (1.2)$$

Donde la matriz de transformación dq0 está definida por la ecuación (1.3) [19].

$$[T_{dq0}(\theta_d)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} \cos \theta_d & \cos\left(\theta_d - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_d + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\text{sen } \theta_d & -\text{sen}\left(\theta_d - \frac{2\pi}{3}\right) & -\text{sen}\left(\theta_d + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (1.3)$$

Se destaca que bajo condiciones balanceadas la componente zero es nula por lo que finalmente no se representa [18]. Una vez aplicada la transformación de Park la disposición de los devanados en cada sistema de referencia cambia, tal como se muestra en la Figura 1.6. En el sistema abc se muestran los tres devanados de armadura sobre cada uno de los ejes, representado por las inductancias L_a , L_b y L_c , mientras que en el sistema dq0 en el que estos devanados se posan sobre los ejes d y q, la máquina sincrónica sus inductancias están dadas por L_d y L_q respectivamente. Respecto al rotor el modelo toma en cuenta un devanado de campo y un devanado amortiguador en el eje d, representados por L_{fd} y L_{1d} ; y dos devanados amortiguadores en el eje q, representados por L_{1q} y L_{2q} .

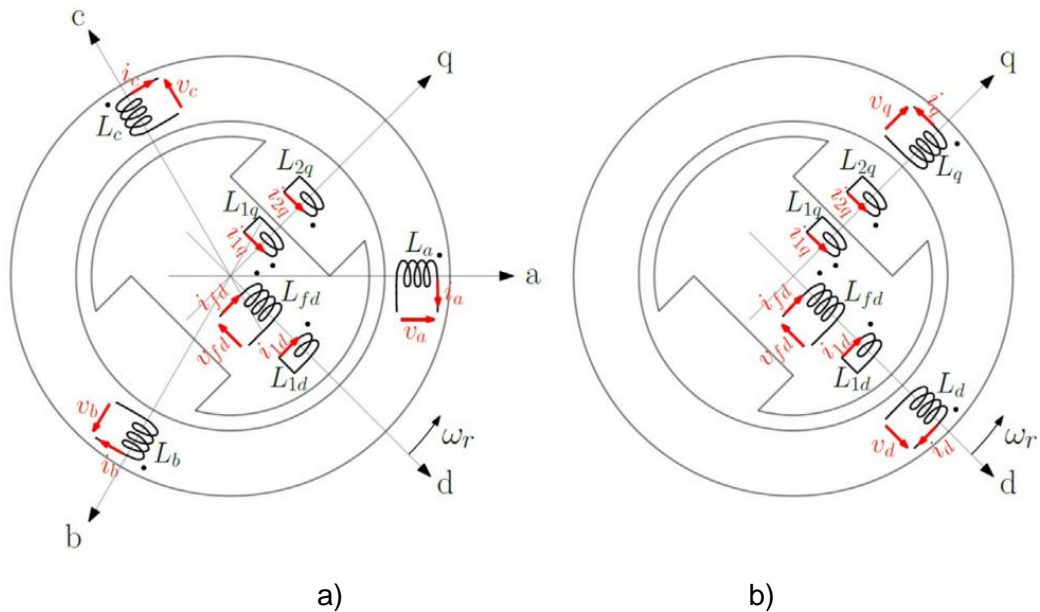


Figura 1.6. Circuito equivalente del modelo electromagnético de la máquina síncrona. a) Sistema de referencia abc. b) Sistema de referencia dq0 [17].

Siguiendo con el modelo propuesto en [17], se basa únicamente en el modelo del generador síncrono en la etapa transitoria. Refiriéndose a su parámetro eléctrico (E') como el voltaje interno de la máquina detrás de una única reactancia (X') ligada a la ecuación de oscilación y la inercia que posee el generador síncrono (H'). Para esto considera que:

- Las variaciones de la frecuencia angular del rotor, $\Delta\omega_r$, son suficientemente pequeñas, por lo que la frecuencia angular del rotor, ω_r , puede tomar el valor de la frecuencia nominal del sistema, ω_0 .
- Las variaciones de flujo en el estator (ψ_d, ψ_q) también son despreciadas. Por lo que se ignoran los transitorios electromagnéticos en el estator.
- El flujo en el devanado de armadura es forzado a trayectorias de alta reluctancia fuera del devanado de campo debido a las corrientes inducidas durante los transitorios. La etapa subtransitoria decae mucho más rápido por lo que los parámetros de esta etapa no se toman en cuenta. Además, dado que el decaimiento de la fase transitoria es a los varios segundos los flujos de enlace se consideran constantes durante este periodo.

Así, en la Figura 1.7 se muestran los circuitos equivalentes de la máquina síncrona simplificada para la etapa transitoria en los ejes d y q. Esto con el fin de observar la relación entre los flujos magnéticos y las corrientes. Por un lado, en el eje d se muestra la resistencia

del estator R_s en serie con la inductancia de fuga L_{ld} , en paralelo con la inductancia mutua L_{ad} y la inductancia de campo L_{lfd} . A su vez, en el eje q se muestra la resistencia del estator R_s en serie con la inductancia de fuga en el eje q L_{lq} , en paralelo con la inductancia mutua en el eje q L_{aq} y la inductancia de amortiguamiento L_{l1q} .

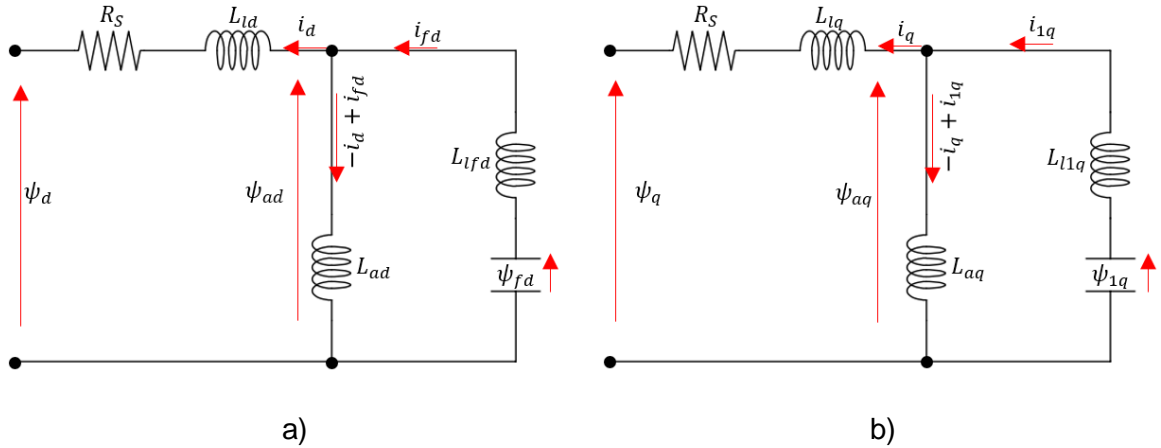


Figura 1.7. Circuitos equivalentes del generador sincrónico que muestra la relación entre los flujos y las corrientes después de las consideraciones propuestas en [17]. a) Eje d y b) Eje q.

Del modelo transitorio de generador sincrónico se obtiene el voltaje en el estator, el cual se muestra en la ecuación (1.4).

$$V = (v_d + jv_q) = (e'_d + je'_q) - (R_s + j\omega_0 L'_d)(i_d + ji_q) \quad (1.4)$$

Donde:

v_d, v_q : Voltaje en el eje d y q.

e'_d, e'_q : Fuerza electromotriz transitoria en el eje d y q.

R_s : Resistencia del estator.

ω_0 : Frecuencia nominal del sistema.

L'_d : Equivalente de la inductancia en el eje d.

i_d, i_q : Corriente del eje d y q.

La inductancia en el eje d, L'_d , representa el equivalente de las inductancias que forman parte del circuito mostrado en la Figura 1.7a, y se encuentra mediante la ecuación (1.5).

$$L'_d = L_{ld} + \frac{L_{ad}L_{lfd}}{L_{ad} + L_{lfd}} \quad (1.5)$$

Se observa que el modelo transitorio del generador sincrónico se representa como una fuente ideal de voltaje, mediante la fuerza electromotriz transitoria e' en serie con una reactancia transitoria, $X'_d = \omega_0 L'_d$. La resistencia del estator R_s puede ser despreciada debido a su pequeño valor en comparación con X'_d . Mencionado esto, la Figura 1.8 muestra el modelo del generador sincrónico en la etapa transitoria conectado a una barra infinita, donde X_t y X_l representan las reactancias de un transformador y una línea de transmisión respectivamente.

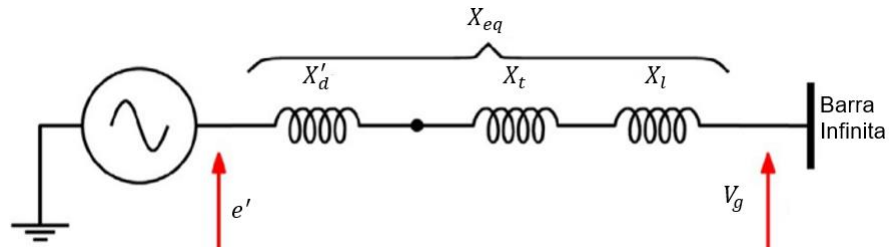


Figura 1.8. Modelo transitorio del generador sincrónico conectado a una barra infinita [16].

De aquí, se puede expresar que la potencia eléctrica a nivel del eje del generador sincrónico es igual al flujo de potencia activa entre el generador y la barra infinita, tal como se expresa en la ecuación (1.6).

$$P_e = \frac{E'V_g}{X_{eq}} \sin(\theta - \theta_g) \quad (1.6)$$

Donde:

E' y θ : Magnitud y ángulo de la fuerza electromotriz en el período transitorio e' .

V_g y θ_g : Magnitud y ángulo del voltaje de la barra infinita.

X_{eq} : Reactancia equivalente del modelo transitorio del generador sincrónico conectado a una barra infinita que corresponde $X'_d + X_t + X_l$.

La inercia del generador sincrónico conecta el modelo mecánico y eléctrico. En la ecuación (1.7) conocida como la ecuación de oscilación, el eje de rotación del rotor del generador se representa por un modelo de masa única concentrada. Por lo tanto, la variación de la frecuencia angular del eje es provocado por el desequilibrio de los torques mecánicos y electromagnéticos aplicados sobre él. En por unidad (pu), el movimiento del generador sincrónico puede expresarse como una función del desequilibrio de la potencia [17].

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} (P_m - P_e - K_d \Delta\omega_r) \quad (1.7)$$

Donde:

$\Delta\omega_r$: Desviación de frecuencia angular del rotor en relación con la frecuencia del sistema.

H : Coeficiente de inercia del generador en s.

P_m , Potencia mecánica aplicada por la turbina en el eje en W.

P_e , Potencia eléctrica generada en W.

K_d : Factor de amortiguamiento de la masa giratoria.

El factor K_d representa un amortiguamiento relacionado únicamente con la dinámica de la demanda del sistema, por lo que para fines prácticos en el modelo presentado en [17] y en este estudio no se considera. Así, la ecuación (1.7) se expresa como la ecuación (1.8).

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} (P_m - P_e) \quad (1.8)$$

Siendo finalmente la ecuación de oscilación que rige el modelo E'X'H que determina la dinámica dominante de un sistema compuesto por un generador sincrónico conectado a una barra infinita. La constante de inercia H se define como la energía cinética de la masa rotacional del generador a velocidad nominal, se expresa en segundos como se indica en la ecuación (1.9) [3].

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_s^2}{S_n} \quad (1.9)$$

Donde:

J , Momento de inercia de la masa rotatoria del generador en kg/m².

ω_s , Velocidad angular nominal del rotor expresada en rad/s.

S_n , Potencia nominal del generador en VA.

El valor de H no varía apreciablemente con la velocidad o los kVA nominales, tiene un valor o un conjunto de valores característicos para cada tipo de máquina. De esta manera, en ausencia de información exacta se puede utilizar un valor característico. La Tabla 1.3 muestra el rango de valores que puede tomar la constante de inercia para unidades hidráulicas y térmicas [3].

Tabla 1.3. Valores típicos de la constante de inercia H para unidades hidráulicas y térmicas [3].

| Tipo de unidad de generación | H (s) |
|------------------------------|-----------------|
| Unidad Hidráulica | entre 2.0 y 4.0 |
| Unidad Térmica | |
| 3600 rpm (2 polos) | 2.5 - 6.0 |
| 1800 rpm (4 polos) | 4.0 – 10.0 |

1.4.1.2 Barra–infinita

Una barra-infinita es un terminal del sistema de potencia que posee una inercia rotacional muy grande, en donde, la frecuencia y el voltaje permanecen constantes ante perturbaciones y cambios de generación o carga en el sistema [12]. La modelación de la barra infinita en Power Factory se representa como un equivalente de Thévenin mediante la utilización de una red externa o una fuente de voltaje. Mediante la red externa se deberá seleccionar el tipo de barra, PQ para su modelación con potencia activa y reactiva constante, PV para su modelación con potencia activa constante y control de voltaje sobre la barra infinita y SL para su modelación en el que se controla el voltaje, el ángulo y la frecuencia de la barra infinita [20].

1.4.1.3 Generación no convencional

El uso de los recursos renovables con fines de generación eléctrica en los sistemas eléctricos es principalmente la energía solar fotovoltaica y la eólica. El aprovechamiento de este tipo de recursos para la generación de energía eléctrica se ha generalizado en los últimos años, debido principalmente para abastecer las necesidades energéticas considerando reducir el impacto ambiental [21], [22]. En la actualidad la energía solar fotovoltaica y eólica contribuyen con el 12% de la generación de electricidad a nivel mundial [23]. En el caso del sistema eléctrico del Ecuador la energía solar para la generación de electricidad ha pasado de 3.87 MW en el 2013 a 27.76 MW de potencia efectiva para finales del 2022. Para el caso de la energía eólica en 2013 se tenía una potencia efectiva de 18.90 MW y para 2022 es de 49.72 MW [24].

Debido a la inclusión de fuentes de energía renovables la característica operativa de inercia del SEP se ha visto reducida por lo cual la variación de la frecuencia presenta una pendiente de caída más pronunciada. La generación de energía eólica o fotovoltaica transfieren su energía al sistema en los puntos de conexión a través de dispositivos de electrónica de potencia que adaptan el voltaje y la frecuencia. Sin embargo, estos dispositivos no poseen componentes que aporten inercia al sistema, pues no se componen de masas que se encuentren girando a una velocidad constante. Reduciendo la inercia del SEP, y dependiendo del desbalance entre la generación y demanda podrían llevar al colapso del sistema debido a una baja frecuencia [2].

Después de la pérdida de generación importante, la variación de frecuencia del sistema debido a perturbaciones entre la generación y la carga denominado RoCoF, dependerá de la magnitud de la generación perdida y de la energía almacenada en el sistema, expresado mediante la ecuación (1.10)

$$\frac{df}{dt} = \frac{-\Delta P \times f_0}{2 \times E_{system}} \quad (1.10)$$

Donde:

ΔP : Variación de la potencia.

f_0 : Frecuencia inicial del sistema.

E_{system} : Energía almacenada en el sistema.

Para la mayoría de los sistemas eléctricos dos tercios de esta energía almacenada es proporcionada por los generadores sincrónicos, con el resto procedente de la carga. A medida que se aumenta el nivel de penetración de energías renovables, estos generadores sincrónicos se ven desplazados gradualmente con una mezcla de generadores eólicos y generación fotovoltaica. Siendo los generadores eólicos de velocidad fija (generadores de inducción) los de mayor influencia. Permitiendo almacenar energía y, por lo tanto, aportar inercia al sistema. Si la frecuencia cae en 1% (0,6 Hz para sistemas de 60 Hz), después de un evento de pérdida de generación, el generador eólico posiblemente podría duplicar su salida de potencia, tal como se muestra en la Figura 1.9 donde se observa la característica torque-velocidad con cambio de frecuencia [25].

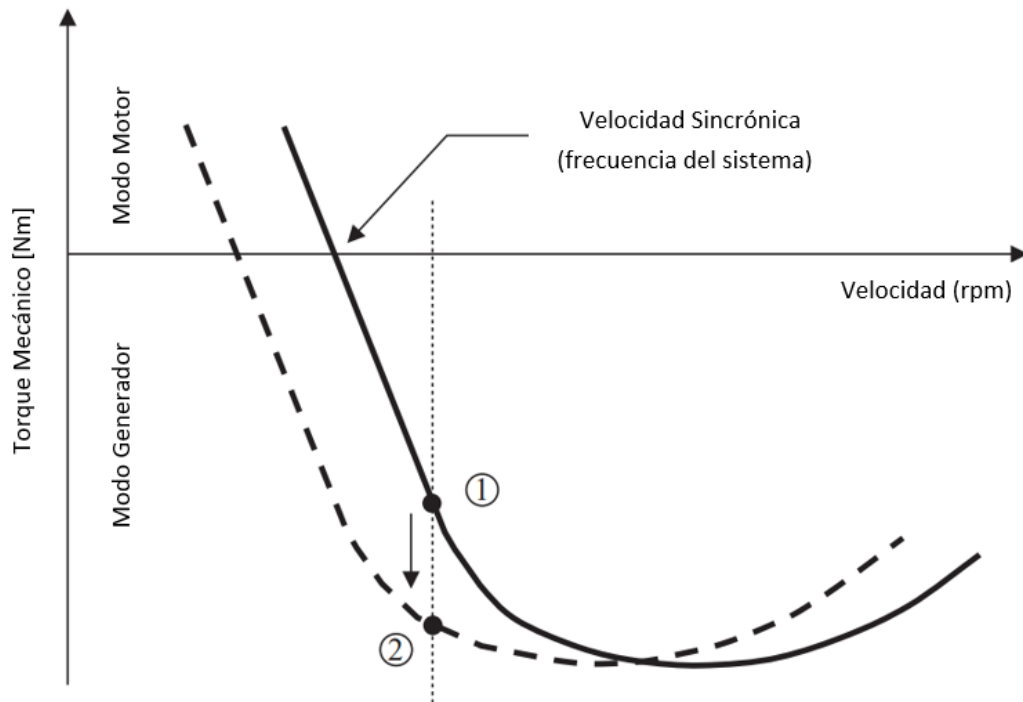


Figura 1.9. Característica torque-velocidad de la máquina de inducción [25].

Si la velocidad del viento que mueve la turbina y, por lo tanto, la potencia mecánica de entrada permanece sin cambios durante un período corto de tiempo, entonces la máquina de inducción desacelerará, liberando energía almacenada al sistema. La magnitud de esta respuesta de inercia dependerá de la combinación del generador de inducción y del rotor de la turbina eólica. Cálculos teóricos y experimentales han sugerido constantes de inercia típicas de entre 3 y 5 segundos que son comparables con la generación convencional. Se espera que el crecimiento a gran escala de generadores eólicos de velocidad fija no afecte indebidamente a la inercia del sistema y por ende el RoCoF durante el período transitorio [25].

Con la necesidad de introducir nuevos dispositivos, que si bien, no pueden reemplazar completamente las características de un generador sincrónico se busca emular un comportamiento semejante respecto al manejo de la energía cinética y de esta manera incrementar la inercia que el sistema requiere para contar con un nivel de amortiguamiento que le permita responder ante eventos del sistema. Esta inercia se la obtiene en base a la combinación de los convertidores de potencia, elementos almacenadores de energía y algoritmos de control que sean capaces de manejar estos elementos a través de la retroalimentación de corrientes y voltajes, representando el comportamiento inercial de las máquinas sincrónicas, con la finalidad de compensar la falta de energía cinética del sistema. Esta tecnología que busca colocar inercia en el sistema en los puntos de conexión

de los generadores eólicos y fotovoltaicos en la literatura especializada se la conoce como la máquina sincrónica virtual VSM [26].

1.4.2 MÁQUINA SINCRÓNICA VIRTUAL (VSM)

Debido a que cada vez es más compleja la interacción de los diferentes elementos que conforman el SEP, en la actualidad ha llevado a los operadores del sistema a actualizar esta nueva realidad tanto en la conexión como en la operación. Con la actualización de los requisitos de la red para la conexión de convertidores de potencia ha hecho que se desarrollen nuevos enfoques para el control de las unidades conectadas, con la intención de mejorar la interacción de su respuesta durante eventos del sistema [6].

Esta nueva manera de operar el sistema ha llevado a un reto de la ingeniería en la que el sistema debe abastecer una demanda dinámica debido a los diferentes dispositivos electrónicos y una reducción de la inercia dado a la penetración de generación en base a fuentes renovables de viento y sol. Por lo que se ha creado nuevos dispositivos como volantes de inercia, baterías y máquinas sincrónicas virtuales, que se caracterizan por el uso de convertidores de potencia. En este sentido, los diferentes enfoques se han presentado para mejorar la interacción del convertidor de potencia con la red, donde la VSM ha sido una de las opciones analizadas. La VSM busca proporcionar inercia a un área del sistema, especialmente en los puntos de conexión de los generadores renovables, al igual que lo hiciera un generador sincrónico. La máquina sincrónica virtual nace con la intención de emular el comportamiento inercial de los generadores sincrónicos [7].

Para emular la inercia del generador sincrónico, la VSM físicamente está constituida por elementos electrónicos, mismos que pueden ser modelados y representados en software de ingeniería para sistemas eléctricos de potencia mediante sistemas de control que permiten observar su comportamiento. Al cumplir un rol fundamental especialmente en el período transitorio, justo después de cualquier evento que suceda en el sistema, la modelación de la VSM computacionalmente presentará sus propias limitaciones [27].

1.4.3 MODELO DINÁMICO DE LA MÁQUINA SINCRÓNICA VIRTUAL (VSM)

Este trabajo utiliza el lenguaje DSL de PowerFactory, para la implementación del modelo de la máquina sincrónica virtual hace posible considerar la dinámica de las variables de interés en base a las diferentes funciones de control que representan el modelo de cada elemento o dispositivo electrónico que conforma la VSM.

En la Figura 1.10 se puede observar el esquema de control de la máquina sincrónica virtual, en la que se muestran las variables de interés que son utilizadas para el control de la VSM.

Siendo un resumen del modelo compuesto implementado en PowerFactory, el cual se detalla en el ANEXO II.

En el esquema de control de la VSM se observan las unidades de medición de voltaje, corriente y potencia denominadas: v_o , i_{CV} , i_o y p, q que otorgan las señales de entrada correspondientes para la inicialización del modelo. Se visualiza la disposición y la conexión de los diferentes sistemas de control, así como las señales de entrada y salida de cada uno de ellos.

- La Transformación ri/dq es el encargado de transformar los valores de voltaje y corriente desde el sistema abc hasta el sistema de referencia dq0, función fundamental para la correcta operación de la VSM.
- El Control de Inercia Virtual y Potencia Activa determina la inercia que la VSM aportará al sistema eléctrico mediante la configuración de sus parámetros.
- El Control de Potencia Reactiva proporciona la amplitud del voltaje de referencia.
- El Lazo de Fase – PLL es el encargado de proporcionar un valor estimado de la frecuencia del sistema.
- El Control de Voltaje proporciona las referencias de corriente del generador.
- La Impedancia Virtual altera el control del convertidor y obtiene una impedancia adicional entre el convertidor del generador no convencional y la carga.
- El Amortiguamiento Activo se utiliza para las atenuaciones de voltaje mediante un filtro pasa alto.
- El Control de Corriente proporciona las referencias de voltaje del generador.
- La Transformación dq/ri transforma al sistema de referencia abc las señales de voltaje y corriente utilizadas en el modelo de la VSM para que puedan ser enviadas al generador estático.
- El Generador Estático es el objeto que representa a la generación no convencional. Conectado al sistema eléctrico de potencia.

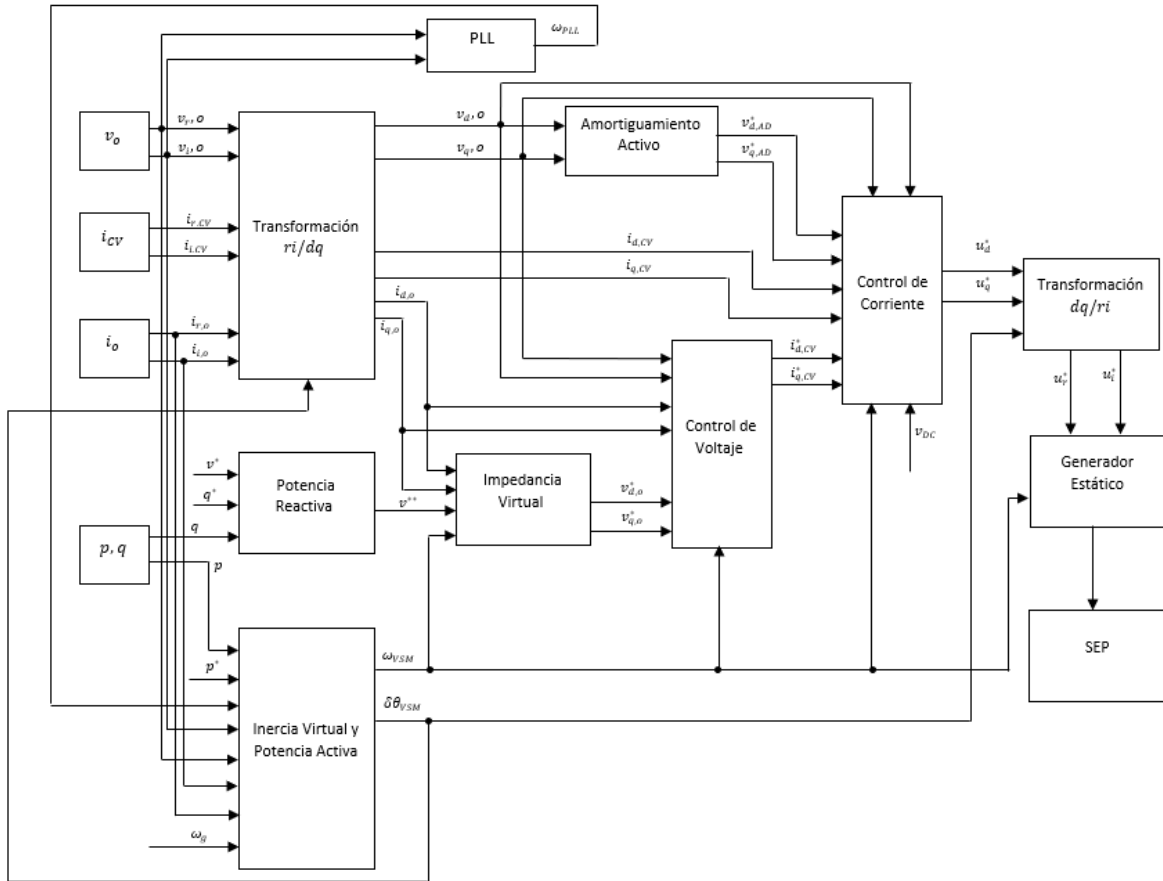


Figura 1.10. Esquema de control de la máquina síncrona virtual [26].

1.4.3.1 Transformaciones del sistema de referencia [26]

La modelación de la máquina síncrona virtual se implementa en el marco de referencia dq0, por lo que los valores que se obtienen a través de los instrumentos de medición en el punto común de conexión del generador no convencional, v_o para el voltaje e i_{CV} , i_o para la corriente, deben ser transformados para que puedan ser utilizados. En PowerFactory las herramientas de medición operan bajo el marco de referencia abc, generando componentes reales e imaginarios de los valores medidos. Es por eso que se implementa el bloque denominado Transformación ri/dq el cual utiliza el concepto de la transformada de Park para obtener la señales que se necesitan para el control de la VSM. Para la señal de voltaje la transformación se obtiene aplicando la ecuación (1.11).

$$v_{oVSM} = (v_{r,o} + jv_{i,o}) \cdot e^{-j\delta\theta_{VSM}} \quad (1.11)$$

Donde:

$v_{r,o} + jv_{i,o}$: componente real e imaginaria del voltaje.

$e^{-j\delta\theta_{VSM}}$: relación de rotación del marco de referencia dq0.

Descomponiendo la relación de rotación en sus componentes trigonométricas se puede expresar a las componentes d y q del voltaje tal como se muestra en la ecuación (1.12) y (1.13).

$$v_{d,o} = v_{r,o} \cos(\delta\theta_{VSM}) + v_{i,o} \sin(\delta\theta_{VSM}) \quad (1.12)$$

$$v_{q,o} = v_{i,o} \cos(\delta\theta_{VSM}) - v_{r,o} \sin(\delta\theta_{VSM}) \quad (1.13)$$

Para la señal de corriente la transformación al marco de referencia dq0 se obtiene aplicando la ecuación (1.14).

$$i_{oVSM} = (i_{r,o} + ji_{i,o}) \cdot e^{-j\delta\theta_{VSM}} \quad (1.14)$$

Donde:

$i_{r,o} + ji_{i,o}$: componente real e imaginaria de la corriente.

$e^{-j\delta\theta_{VSM}}$: relación de rotación del marco de referencia dq0.

Mediante la descomposición de la relación de rotación se obtienen las componentes d y q de la corriente y se expresan en la ecuación (1.15) y (1.16).

$$i_{d,o} = i_{r,o} \cos(\delta\theta_{VSM}) + i_{i,o} \sin(\delta\theta_{VSM}) \quad (1.15)$$

$$i_{q,o} = i_{i,o} \cos(\delta\theta_{VSM}) - i_{r,o} \sin(\delta\theta_{VSM}) \quad (1.16)$$

1.4.3.2 Inercia virtual y Potencia activa [26]

Mediante un instrumento de medición se obtienen las señales de potencia activa p y potencia reactiva q . En el que p , junto con $v_{r,o}$, $v_{i,o}$, $i_{r,o}$, $i_{i,o}$, ω_{PLL} , ω_g y p^* son las entradas al bloque denominado Inercia Virtual y Control de Potencia Activa. Control que está basado en la ecuación (1.17) que corresponde a la ecuación de oscilación de la máquina síncrona convencional.

$$\frac{d \omega_{VSM}}{dt} = \frac{1}{T_a} (p^* - p - k_d(\omega_{VSM} - \omega_{PLL}) - k_\omega (\omega_{VSM} - \omega_{VSM}^*)) \quad (1.17)$$

Donde:

ω_{VSM} : velocidad de la máquina síncrona virtual en pu.

ω_{VSM}^* : velocidad de referencia en pu.

T_a : constante de tiempo expresada en segundos.

p^* : potencia eléctrica de referencia en pu.

p : potencia eléctrica del punto de conexión del generador no convencional en pu.

k_ω : ganancia de caída de velocidad.

k_d : constante de amortiguamiento.

ω_{PLL} : frecuencia de la red obtenida en el punto común de acoplamiento en p.u.

Al realizarse una modelación sin la respuesta dinámica de la demanda del sistema, se omite el comportamiento de la constante de amortiguamiento k_d . El comportamiento de la potencia y la frecuencia están relacionadas directamente con la ganancia de la constante k_ω y la diferencia entre la velocidad de la máquina síncrona virtual (ω_{VSM}) y su valor de referencia (ω_{VSM}^*). La potencia eléctrica del punto de conexión p en coordenadas dq0 la establece la ecuación (1.18).

$$p = v_{d,o} \cdot i_{d,o} + v_{q,o} \cdot i_{q,o} \quad (1.18)$$

De esta manera, la solución de la ecuación (1.17) da como resultado la velocidad angular de la VSM (ω_{VSM}). Se determina la desviación de la velocidad angular de acuerdo con la ecuación (1.19). Esta señal físicamente no existe, únicamente se necesita para la ejecución de la simulación RMS y para definir la posición relativa de la VSM respecto a la máquina de referencia.

$$\delta\omega_{VSM} = \omega_{VSM} - \omega_g \quad (1.19)$$

Donde:

$\delta\omega_{VSM}$: desviación de velocidad.

ω_{VSM} : velocidad angular de la VSM.

ω_g : señal de velocidad de la máquina de referencia en pu.

El desplazamiento de fase de la VSM está definido por la ecuación (1.20).

$$\frac{d\delta\theta_{VSM}}{dt} = \delta\omega_{VSM} \cdot \omega_b \quad (1.20)$$

Donde:

$\delta\theta_{VSM}$: desplazamiento de fase de la VSM.

ω_b : velocidad angular nominal del sistema $\omega_b = 2\pi f_b$.

Esta velocidad angular se utiliza para crear el marco de referencia orientado a la VSM. Para un sistema de 60 Hz, $\omega_b = 120\pi$.

1.4.3.3 Lazo de fase – PLL

El bloque denominado PLL, utiliza las señales de voltaje, $v_{d,o}$ y $v_{q,o}$ para obtener un valor estimado de la frecuencia actual del sistema.

El lazo de fase por sus siglas en inglés PLL (Phase Locked Loop) es un sistema de control utilizado para estimar la frecuencia del sistema. Genera una señal eléctrica de salida con amplitud fija y frecuencia coincidente a partir de una realimentación de la señal de voltaje [28]. Está compuesto por un oscilador controlado por voltaje (VCO) encargado de generar la señal periódica, un filtro pasa bajos y un detector de fase que compara las fases de la señal de salida con la de entrada, permitiendo al oscilador mantener las fases iguales [29]. El diagrama de bloques del lazo de fase bloqueada se observa en la Figura 1.11.

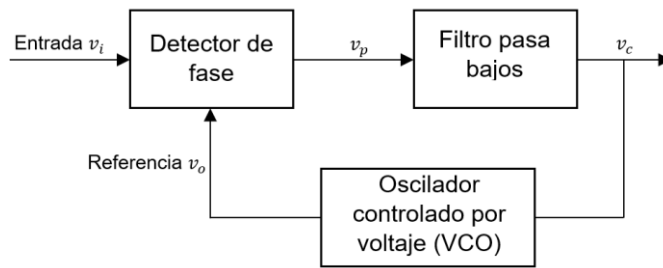


Figura 1.11. Lazo de fase bloqueada (PLL) [29].

La componente del eje directo del voltaje, $v_{d,o}$ toma el valor de cero y la componente del eje en cuadratura se expresa mediante la ecuación (1.21) [26].

$$v_{q,o}^{PLL} = v_{i,o} \cos(\delta\theta_{PLL}) - v_{r,o} \sin(\delta\theta_{PLL}) \quad (1.21)$$

El filtro pasa bajo de primer orden luego es utilizado en la componente q del voltaje, donde ω_{LP} es la frecuencia de corte. La señal filtrada $\tilde{v}_{q,o}^{PLL}$ es la señal de entrada del controlador PI la cual sirve para estimar la desviación de la frecuencia del sistema $\delta\omega_{PLL}$, de acuerdo con la ecuación (1.22) y (1.23) [26].

$$\frac{d\tilde{v}_{q,o}^{PLL}}{dt} = -\omega_{LP} \cdot \tilde{v}_{q,o}^{PLL} + \omega_{LP} \cdot v_{q,o}^{PLL} \quad (1.22)$$

$$\frac{d\delta\omega_{PLL}}{dt} = k_{p,PLL} \cdot \frac{d\tilde{v}_{q,o}^{PLL}}{dt} + k_{i,PLL} \cdot \tilde{v}_{q,o}^{PLL} \quad (1.23)$$

El desplazamiento de la velocidad angular es utilizado para definir el desplazamiento de fase y se obtiene mediante la ecuación (1.24).

$$\frac{d\delta\theta_{PLL}}{dt} = \delta\omega_{PLL} \cdot \omega_b \quad (1.24)$$

De esta manera la frecuencia actual del sistema estimada por el PLL se encuentra resolviendo la ecuación (1.25).

$$\omega_{PLL} = \delta\omega_{PLL} \cdot \omega_g \quad (1.25)$$

Donde

$\delta\omega_{PLL}$: Desviación de la frecuencia de la red.

ω_g : señal de velocidad de la máquina de referencia en pu.

ω_b : Velocidad angular nominal del sistema. $\omega_b = 2\pi f_b$.

1.4.3.4 Potencia reactiva [26]

El control de potencia reactiva proporciona la amplitud del voltaje de referencia, v^{**} . La potencia reactiva, q , medida en el punto de conexión permite calcular el voltaje de referencia tal como se muestra en la ecuación (1.26) y (1.27).

$$\frac{d\hat{q}}{dt} = -\omega_f \cdot \hat{q} + \omega_f \cdot q \quad (1.26)$$

$$v^{**} = v^* + k_q(q^* - \hat{q}) \quad (1.27)$$

Donde

v^{**} : amplitud de voltaje de referencia.

q : potencia reactiva.

ω_f : Corte de frecuencia del filtro pasa bajos.

\hat{q} : Valor de potencia reactiva.

v^* : Amplitud de voltaje de referencia externo.

q^* : Referencia de potencia reactiva.

k_q : Constante de ganancia de potencia reactiva.

La potencia reactiva se puede expresar de forma escalar en el marco de referencia de la VSM de acuerdo con la ecuación (1.28).

$$q = -v_{d,o} \cdot i_{q,o} + v_{q,o} \cdot i_{d,o} \quad (1.28)$$

1.4.3.5 Impedancia virtual [26]

Se introduce el concepto de impedancia virtual como un método para alterar el control del convertidor y obtener de esta manera una impedancia adicional entre el convertidor y la carga. En la Figura 1.12, se observa el circuito equivalente monofásico de la impedancia virtual para el generador estático modelado en Power Factory, la red externa se encuentra expresada por una fuente de voltaje con su impedancia interna correspondiente que incluye impedancias de acoplamiento entre líneas y transformadores. Las líneas discontinuas muestran la conexión de la impedancia virtual con la VSM.

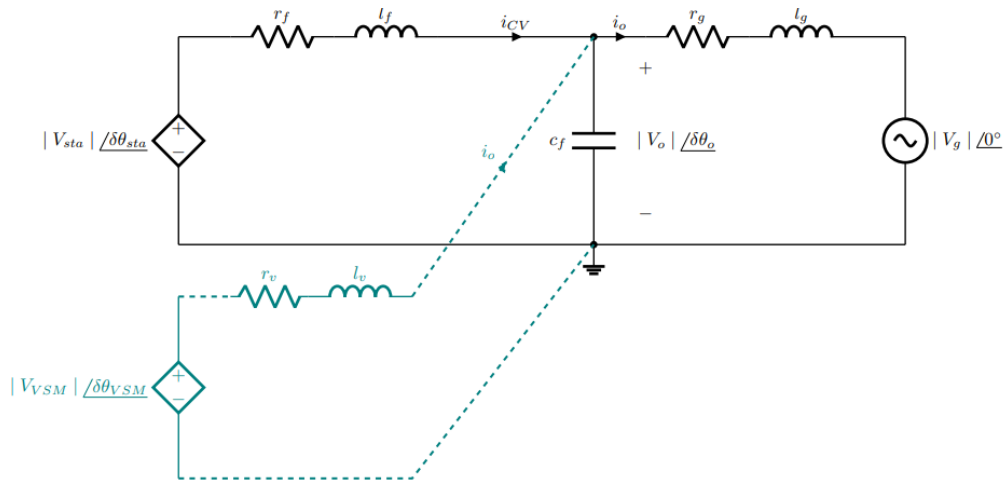


Figura 1.12. Circuito equivalente monofásico del generador estático y la representación de la impedancia virtual conectados al sistema [26].

Es a través de esta impedancia virtual donde se aplica el voltaje de referencia, v^{**} , antes de ser utilizada como una señal de entrada para los controles de voltaje y corriente. Tiene un impacto en el ángulo de fase de la VSM similar a la impedancia sincrónica de un generador sincrónico tradicional.

Las señales de salida de la impedancia virtual son las referencias del voltaje con sus componentes en eje directo y cuadratura, $v_{d,o}^*$ y $v_{q,o}^*$. Mediante la utilización de la ecuación (1.29) y (1.30).

$$v_{d,o}^* = v^{**} - r_v \cdot i_{d,o} + \omega_{VSM} \cdot l_v \cdot i_{q,o} \quad (1.29)$$

$$v_{q,o}^* = 0 - r_v \cdot i_{q,o} - \omega_{VSM} \cdot l_v \cdot i_{d,o} \quad (1.30)$$

Donde

r_v : resistencia virtual.

l_v : inductancia virtual.

La impedancia virtual tiene el mismo impacto en la VSM en el ángulo de fase de la VSM que la impedancia sincrónica en el generador convencional. La corriente controlada i_o provoca una caída de voltaje a través de la impedancia virtual $r_v + j\omega_{VSM} l_v$. El voltaje interno de la VSM v_{VSM} se obtiene sumando los vectores de voltaje medido en el punto de acoplamiento común v_o y la caída de voltaje a través de la impedancia virtual. De esta manera $v_{VSM} = |V_{VSM}| \angle \delta\theta_{VSM}$, que sería el equivalente de la fuerza electromotriz interna (EMF) de un generador sincrónico tradicional.

La impedancia virtual determina la sensibilidad del modelo de la VSM a cambios en las condiciones del sistema. Es necesaria en redes eléctricas en el que las resistencias se encuentran en el mismo orden de magnitud que las inductancias.

1.4.3.6 Control de voltaje [26]

El control de voltaje de la VSM proporciona las referencias de corriente utilizadas en el control de corriente, $i_{d,CV}^*$ e $i_{q,CV}^*$.

Los voltajes en sus componentes del marco de referencia dq0, $v_{d,o}$ y $v_{q,o}$, se comparan con sus valores de referencia y pasan a través de los controladores proporcional integral (PI) produciendo las referencias actuales de corriente i_{CV}^* . La descomposición en componentes dq0 se realiza mediante las ecuaciones (1.31) a (1.34).

$$i_{d,CV}^* = k_{pv} (v_{d,o}^* - v_{d,o}) + k_{iv}\epsilon_1 - c_f \cdot \omega_{VSM} \cdot v_{q,o} + k_{ffi} \cdot i_{d,o} \quad (1.31)$$

$$\frac{d\epsilon_2}{dt} = v_{d,o}^* - v_{d,o} \quad (1.32)$$

$$i_{q,CV}^* = k_{pv} (v_{q,o}^* - v_{q,o}) + k_{iv}\epsilon_2 - c_f \cdot \omega_{VSM} \cdot v_{d,o} + k_{ffi} \cdot i_{q,o} \quad (1.33)$$

$$\frac{d\epsilon_2}{dt} = v_{q,o}^* - v_{q,o} \quad (1.34)$$

Donde

k_{pv}, k_{iv} : ganancia del controlador PI.

c_f : valor de la capacitancia del filtro en p.u.

k_{ffi} : ganancia de avance. Se establece en 0 ó 1, habilitando o deshabilitando la realimentación de las corrientes que fluyen hacia la red.

ϵ_1, ϵ_2 : estados integradores de los controles de voltaje PI.

1.4.3.7 Amortiguamiento activo [26]

El amortiguamiento activo se utiliza para la atenuación de las oscilaciones de voltaje con la utilización de un filtro pasa alto. Los valores resultantes filtrados, $v_{d,AD}^*$ y $v_{q,AD}^*$, se encuentran mediante la aplicación de la ecuación (1.35) y (1.36).

$$\frac{d\phi}{dt} = -\phi \cdot \omega_{AD} + v_0 \cdot \omega_{AD} \quad (1.35)$$

$$v_{AD}^* = k_{AD} (v_0 - \phi) \quad (1.36)$$

Donde

ω_{AD} : frecuencia de corte

ϕ : estado del filtro con respecto a la frecuencia de corte.

1.4.3.8 Control de corriente [26]

El control de corriente proporciona la referencia de voltaje del generador, u_d^* y u_q^* . En primera instancia las corrientes que se miden en el convertidor, $i_{d,CV}$ e $i_{q,CV}$, se comparan con las referencias actuales, $i_{d,CV}^*$ e $i_{q,CV}^*$. Luego, su diferencia pasa a través del controlador PI generando la referencia de voltaje para el generador, u_d^* y u_q^* . Las componentes de eje directo y cuadratura de las señales de salida se expresan en las ecuaciones (1.37) a (1.40).

$$v_{d,CV}^* = k_{pc} (i_{d,CV}^* - i_{d,CV}) + k_{ic}\gamma_1 - l_f \cdot \omega_{VSM} \cdot i_{q,CV} + k_{ffv} \cdot v_{d,o} - v_{d,AD}^* \quad (1.37)$$

$$\frac{d\gamma_1}{dt} = i_{d,CV}^* - i_{d,CV} \quad (1.38)$$

$$v_{q,CV}^* = k_{pc} (i_{q,CV}^* - i_{q,CV}) + k_{ic}\gamma_2 - l_f \cdot \omega_{VSM} \cdot i_{d,CV} + k_{ffv} \cdot v_{q,o} - v_{q,AD}^* \quad (1.39)$$

$$\frac{d\gamma_2}{dt} = i_{q,CV}^* - i_{q,CV} \quad (1.40)$$

Donde

k_{pc}, k_{ic} : Ganancias del controlador PI.

l_f : Inductancia del filtro en pu.

k_{ffv} : Ganancia de avance.

γ_1, γ_2 : Estados integradores de los controles de voltaje PI.

Finalmente, las referencias de voltaje resultantes se dividen por el voltaje medido para generar las señales de modulación que se utilizarán para controlar el generador, siendo estas las señales de entrada del convertidor, por medio de las ecuaciones (1.41) y (1.42).

$$u_d^* = \frac{v_{d,CV}^*}{v_{DC}} \quad (1.41)$$

$$u_q^* = \frac{v_{q,CV}^*}{v_{DC}} \quad (1.42)$$

Las señales obtenidas de la ecuación (1.41) y (1.42) deben ser transformadas a sus componentes real e imaginaria u_r^* y u_i^* , para que puedan ser enviadas al convertidor. Para eso se utiliza la transformación inversa de Park, ecuación (1.43) y su descomposición en componentes trigonométricas ecuación (1.44) y (1.45).

$$u^* = (u_d^* + ju_q^*) \cdot e^{j\delta\theta_{VSM}} \quad (1.43)$$

$$u_r^* = u_d^* \cos(\delta\theta_{VSM}) - u_q^* \sin(\delta\theta_{VSM}) \quad (1.44)$$

$$u_i^* = u_d^* \sin(\delta\theta_{VSM}) + u_q^* \cos(\delta\theta_{VSM}) \quad (1.45)$$

1.4.3.9 Generador Estático

Si bien en PowerFactory existen modelos predeterminados de sistemas fotovoltaicos y de generadores eólicos, se ha optado por el generador estático como el tipo de generador al que se le aplique la VSM, que entre sus diversas características considera los efectos de estos tipos de generación. Con la implementación de la VSM al generador estático lo que se pretende es emular la característica inercial de los generadores sincrónicos en busca de representar la respuesta dinámica ante cambios del balance generación-demanda en el sistema [30].

2 METODOLOGÍA

En este capítulo se presenta la metodología utilizada para la modelación la máquina de la VSM utilizando lenguaje de simulación de redes eléctricas (DSL) de Power Factory. Al modelar la dinámica de los diferentes dispositivos de control ante perturbaciones del sistema eléctrico para comprobar la respuesta de la VSM considerando generación no convencional, que para el caso de estudio representa la generación de una central fotovoltaica, ante la respuesta de la presencia de un generador sincrónico en el mismo punto de conexión al sistema.

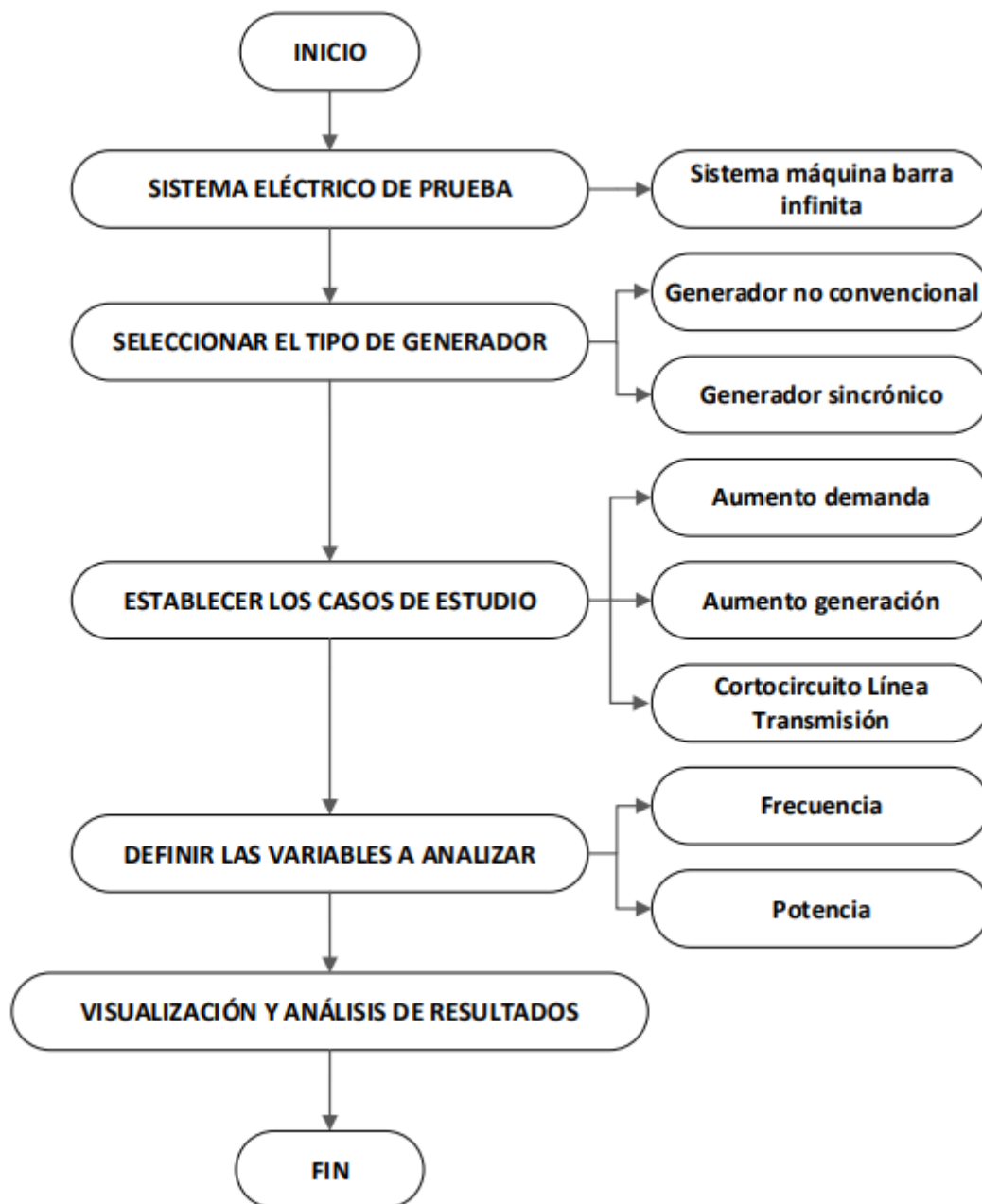


Figura 2.1. Esquema de la metodología aplicada.

2.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE PRUEBA

Para el estudio realizado se consideró un sistema máquina barra infinita con dos tipos de generación. La primera la de un generador no convencional (fotovoltaico) y la segunda de un generador sincrónico respectivamente conectados a la barra infinita mediante una línea de transmisión.

2.2 SELECCIONAR EL TIPO DE GENERADOR

Se establece el tipo de generador que alimentará al sistema de prueba dependiendo del caso de estudio. Para observar la dinámica de la VSM modelada se utiliza el generador no convencional. Para observar la dinámica del sistema con generación convencional se utiliza el generador sincrónico. El análisis para cada tipo de generación se realiza de manera independiente. En ningún caso los dos generadores operarán simultáneamente, es decir, si uno está activo el otro necesariamente deberá estar desconectado.

2.2.1 CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS DEL TIPO DE GENERADOR SELECCIONADO

Una vez seleccionado el tipo de generación que tendrá el sistema se tiene dos opciones:

1. El generador no convencional con la VSM, en la que se configuran los parámetros del sistema de control de Inercia Virtual y Potencia Activa para así emular la inercia, con el fin de obtener una respuesta dinámica muy similar a la del generador sincrónico.
2. El generador sincrónico, en la que se fija el valor de inercia que tendrá la unidad tomando en cuenta lo expuesto en el marco teórico.

La inercia de la máquina sincrónica virtual está relacionada directamente con la constante de tiempo T_a del sistema de control de Inercia Virtual y Potencia Activa, en donde $T_a = 2H$, siendo H la inercia del generador sincrónico.

2.3 ESTABLECER LOS CASOS DE ESTUDIO

Mediante la metodología propuesta se presentan 3 casos de estudio que servirán para analizar la dinámica del sistema eléctrico de prueba con sus dos tipos de generación. El primer caso es un aumento del 60% de la demanda del sistema. El segundo un aumento del 80% en la generación. El tercero se trata de un cortocircuito trifásico en la línea de transmisión. Las perturbaciones se realizan al cabo de 2 s de iniciada la simulación, observando el comportamiento del sistema hasta los 8 s. Todos los cambios realizados en

el sistema se mantienen durante todo el período de tiempo analizado excepto por el cortocircuito que es despejado a los 100 ms.

2.4 DEFINIR LAS VARIABLES DE ESTUDIO

Para observar la dinámica del sistema de prueba con los dos tipos de generación, es necesario seleccionar las variables a ser analizadas. Para los tres casos de estudio las variables seleccionadas serán la frecuencia y la potencia entregada por el generador.

2.5 VISUALIZACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez definido el caso de estudio y con la selección de variables a ser analizadas se da paso a la simulación en el tiempo, para así obtener el comportamiento de las variables a ser observadas y con esto determinar el comportamiento dinámico del sistema de prueba.

Una vez obtenidos los resultados, se compara el comportamiento de las variables seleccionadas con los dos tipos de generación utilizados. Con el análisis de la frecuencia se observa el efecto que tiene la inercia de cada tipo de generador en el sistema de prueba. Así mismo, la potencia permite determinar los cambios que puede sufrir el generador sin que esto afecte a la dinámica del sistema.

3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para analizar la respuesta dinámica de la VSM se plantean 3 casos de estudio, por medio de lo cual verificar el efecto de la inercia en el sistema de potencia de prueba.

SISTEMA DE PRUEBA

El sistema eléctrico de 3 barras utilizado es presentado en la Figura 3.1, se utilizará para analizar la dinámica de la VSM implementada en PowerFactory Versión 2022 SP3.

El sistema eléctrico de prueba está conformado por tres barras denominadas convertidor, terminal y barra infinita definiendo el voltaje de todo el sistema en 0,69 kV a una frecuencia de 60 Hz. En la barra convertidor se tendrá la generación no convencional representada por el objeto generador estático la que contiene la VSM modelada. Entre las barras convertidor y terminal se tiene un filtro LC trifásico que sirve para atenuar los armónicos superiores debido a la conmutación de esta generación. Sin embargo, esta funcionalidad no es visible en las simulaciones RMS. Ya que, solo se visualiza la componente fundamental de las variables analizadas, debido a que el análisis de armónicos no es el objetivo de este trabajo. En la barra terminal conectará el generador sincrónico, modelado mediante la representación de un devanado de campo y uno de amortiguación en el eje d y un devanado de amortiguación en el eje q, siendo esta barra el punto de conexión de los dos tipos de generación con la red eléctrica.

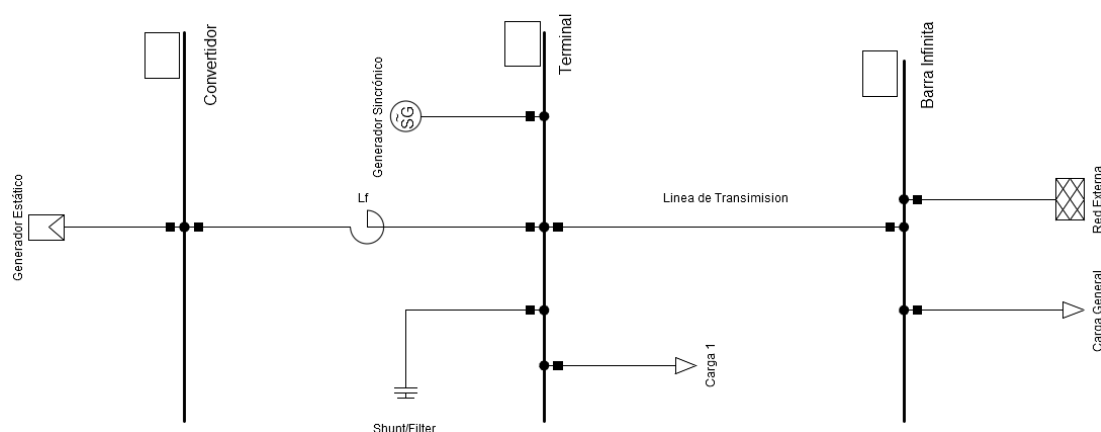


Figura 3.1. Sistema eléctrico de prueba.

Entre las barras terminal y barra infinita se tiene una línea de transmisión de 0.5 km de longitud que conecta la zona de generación con el equivalente de Thévenin que representa la barra infinita del sistema. Todos los parámetros característicos de los diferentes elementos que forman parte del sistema descrito se presentan en el ANEXO I.

A continuación, se analiza tres casos que permiten observar el desempeño de la VSM.

CASO 1. AUMENTO DE CARGA

Para este caso se considera que la demanda del sistema presenta un incremento de 60% a los 2 segundos. La frecuencia de la barra del punto de conexión tiende a disminuir de su valor nominal, tal como se muestra en la Figura 3.2. La frecuencia en el instante del incremento de la carga presenta una caída alcanzando el valor mínimo de 0.9991 pu que representa 59.952 Hz en los 0.054 s, es decir, el sistema está sujeto a una razón de cambio de la frecuencia de -0.888 Hz/s. Al actuar la VSM el sistema cuenta con inercia que le permite regresar al valor nominal de la frecuencia a los 3.73 s.

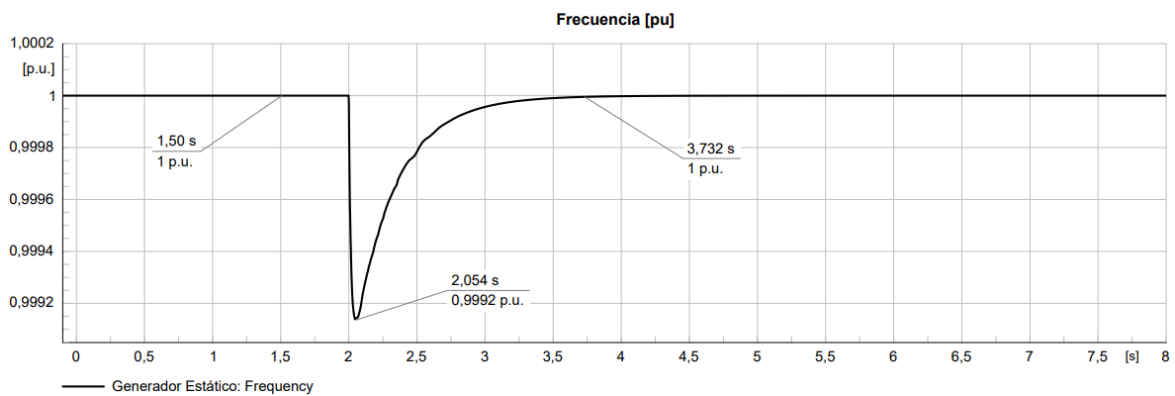


Figura 3.2. Frecuencia del sistema de prueba con el generador estático aplicado la VSM ante un aumento de carga del 60%. Parámetro $T_a = 4$ s.

En la Figura 3.3, se analiza la respuesta de la frecuencia de la barra en el mismo punto de conexión anterior considerando un generador sincrónico, con una inercia semejante a la proporcionada por la VSM. Como se realizó con anterioridad a los 2 segundos se incrementa la carga, la frecuencia comienza a caer llegando a 0.998 pu que representa 59.88 Hz a los 0.129 s, donde la razón de cambio de la frecuencia es -0.930 Hz/s. En esta situación operativa gracias a la inercia proporcionada por el generador sincrónico hace que la frecuencia presente una dinámica debido al intercambio de energía cinética entre las bobinas del generador y el sistema alcance los 60.06 Hz a los 2.41 s, sin embargo, estas oscilaciones son amortiguadas y con ellos la frecuencia vuelve a alcanzar el valor nominal a los 5.34 s.

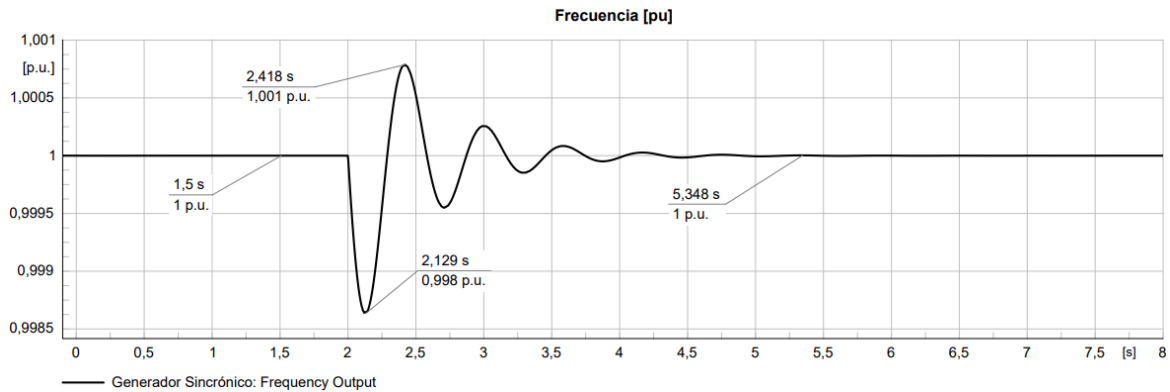


Figura 3.3. Frecuencia del sistema de prueba con el generador sincrónico ante un aumento de carga del 60 %. Parámetro $H = 2$ s

Ahora se analiza la respuesta dinámica de la variable potencia del generador no convencional se muestra en la Figura 3.4. La potencia entregada por el generador en condiciones normales de operación es de 0.5 MW, siendo el valor de potencia que consume la carga general. Se observa que al tiempo 2 s, al incrementar la demanda, el generador busca abastecer la demanda por lo cual incrementa su potencia hasta alcanzar los 0.771 MW, esto sucede hasta que el sistema nuevamente alcanza su operación estable por lo que el generador no convencional regresa a su operación inicial a los 3.8 s.

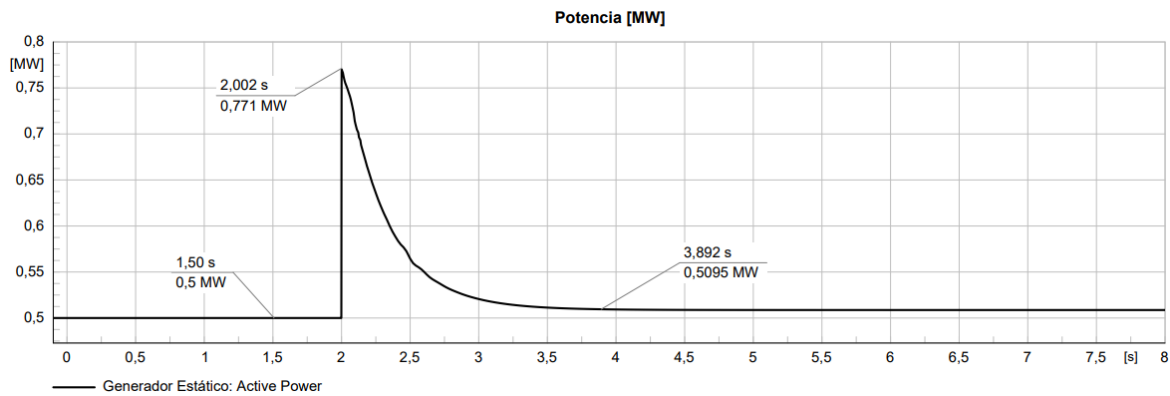


Figura 3.4. Potencia del generador estático aplicado la VSM ante un aumento de carga de 0.3 MW. Parámetro $T_a = 4$ s.

Con respecto a la potencia entregada por el generador sincrónico, se puede visualizar en la Figura 3.5 que a los 2 segundos este incrementa su despacho alcanzando los 0.732 MW, con el objetivo de abastecer este incremento en la demanda. Al igual que en el caso anterior cuando el sistema redistribuye su despacho, pero al tener elementos dinámicos como son las inductancias hace que se presente oscilaciones amortiguadas y vuelve a su despacho inicial a los 5.46 s.

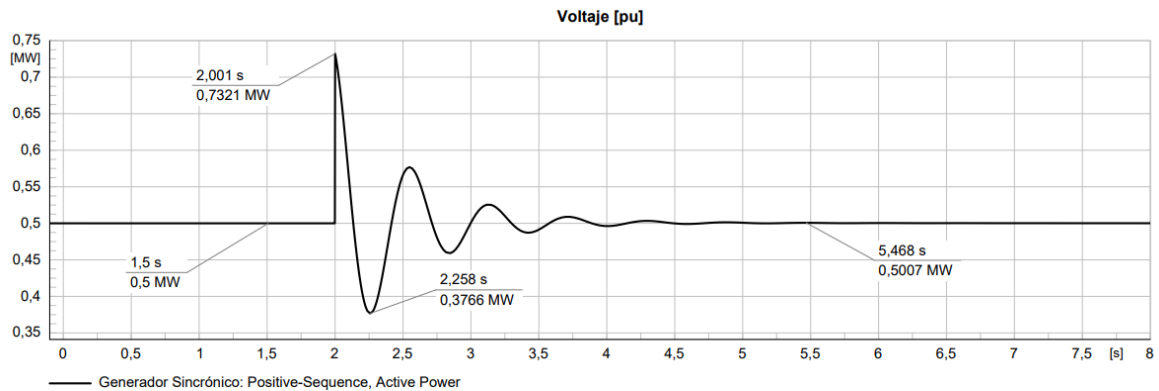


Figura 3.5. Potencia del generador sincrónico ante un aumento de carga de 0.3 MW.
Parámetro $H = 2$ s.

Tanto con el generador sincrónico como el generador no convencional con la VSM al incrementar la carga del sistema la frecuencia en el punto de conexión disminuye. A primera vista, la respuesta dinámica de la VSM es mejor en tiempo y tasa de cambio, sin embargo, es necesario considerar que esta respuesta al ser de dispositivos electrónicos es mucho más rápida y estos elementos presentan un límite de potencia que es menor a los que puede manejar el generador sincrónico. Ya que, un generador sincrónico es un circuito electromagnético con elementos electromecánicos por lo que su respuesta es más lenta y tiene la capacidad de manejar potencias mayores.

La respuesta de frecuencia con la VSM se ve favorecida por la implementación del sistema de control de Inercia Virtual y Potencia Activa de la VSM, en donde, es posible mantener un valor constante en su referencia f_{ref} de 1 pu. Situación que permite mantener su valor nominal para el evento analizado.

Así, la VSM para el caso analizado permite incluir la inercia a un generador que no la posee o es mínima en comparación a la que naturalmente tiene el generador sincrónico gracias a los elementos que forman parte del circuito electromagnético.

CASO 2. AUMENTO DE LA POTENCIA DEL GENERADOR

En este caso se considera un incremento del 80% en la potencia que entrega el generador al sistema a los 2 segundos. La frecuencia del sistema incrementa su valor, tal como se muestra en la Figura 3.6. La frecuencia alcanza el valor de 1.001 pu que representa 60.06 Hz a los 0.038 segundos, así, el sistema está sujeto a una razón de cambio de 1.578 Hz/s. Con la actuación de la VSM el sistema cuenta con inercia necesaria para que la frecuencia regrese a su valor nominal a los 3.62 segundos.

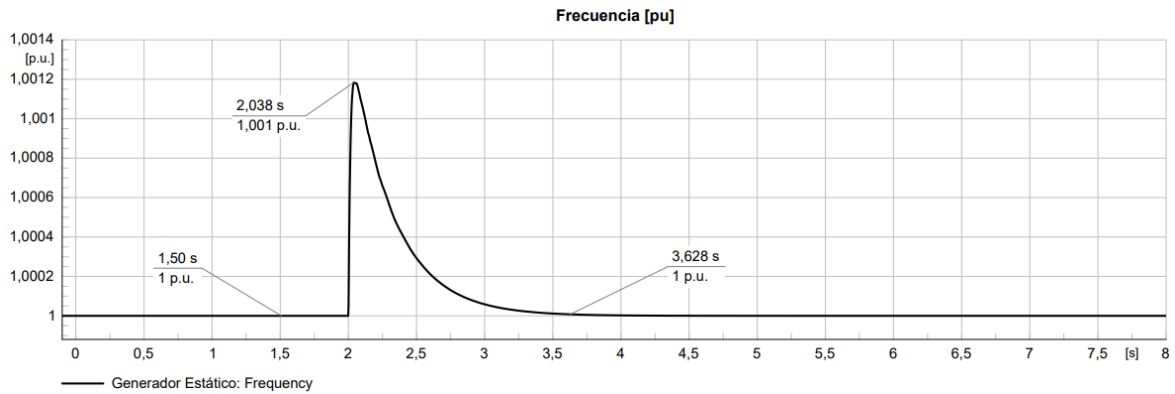


Figura 3.6. Frecuencia del sistema de prueba con el generador no convencional aplicado la VSM ante un aumento de la potencia en el generador. Parámetro $T_a = 4$ s.

Ahora, se analiza la respuesta de frecuencia de la barra en el mismo punto de conexión mencionado anteriormente pero ahora considerando la conexión del generador sincrónico. Como se observa en la Figura 3.7. Mediante la simulación a los 2 segundos cuando se incrementa la generación la frecuencia alcanza el valor de 1.003 pu que representa 60.18 Hz a los 0.152 segundos, es decir, el sistema con el generador sincrónico está sujeto a una razón de cambio de 1.184 Hz/s. En este caso gracias al aporte de inercia que tiene el generador sincrónico hacia el sistema logra alcanzar la frecuencia nominal luego de oscilaciones amortiguadas a los 5.11 segundos.

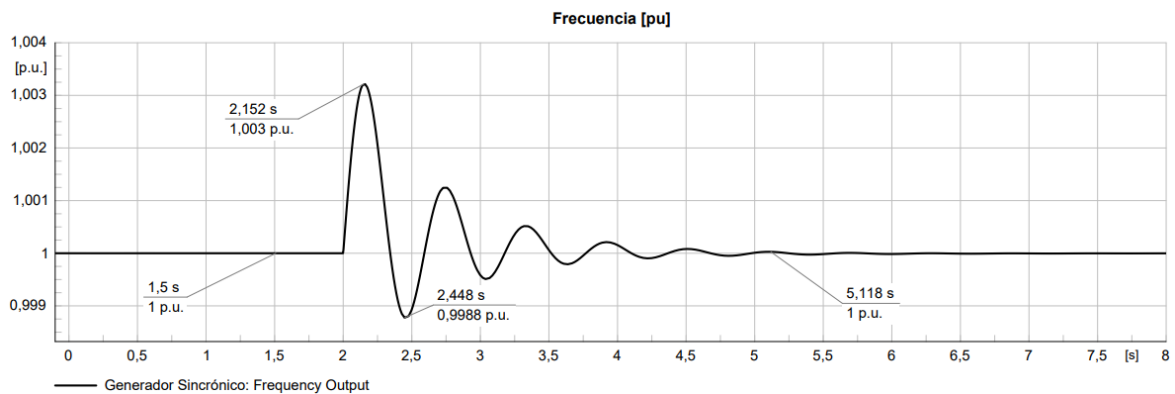


Figura 3.7. Frecuencia del sistema de prueba con el generador sincrónico ante un aumento de la potencia en el generador. Parámetro $H = 2$ s.

Mediante este caso se observa la respuesta de frecuencia ante un aumento en la generación. Al comparar los valores máximos alcanzados por la frecuencia considerando los dos tipos de generación, así como su razón de cambio se observa que al generador no convencional que contiene la VSM presenta una mejor respuesta, al no someter al sistema a oscilaciones. Esto como consecuencia de que los sistemas de control que forman parte de la VSM están conformados por elementos de electrónica de potencia y no de elementos

que almacenen energía como inductores o capacitores como es la situación del generador sincrónico.

En condiciones normales de operación, la potencia entregada por el generador no convencional toma el valor de la potencia de referencia, para conseguir un aumento en la generación, será esta referencia de potencia la que deberá cambiar su valor, la misma forma parte de las señales de control la máquina sincrónica virtual en el sistema de inercia virtual y control de potencia activa, definida como P_{ref} . El aumento de la potencia se realiza de manera directa en este sistema control.

Algo a notar es que el cambio en la potencia de referencia se realiza de manera inmediata una vez sucedida la perturbación en el sistema, tal como se observa en la curva de color gris de la Figura 3.8. Sin embargo, al generador no convencional le toma 1.6 segundos alcanzar el valor de 0.9 MW estableciendo finalmente la potencia a los 3.6 segundos. El comportamiento de la potencia se observa en la curva de color negro de la Figura 3.8.

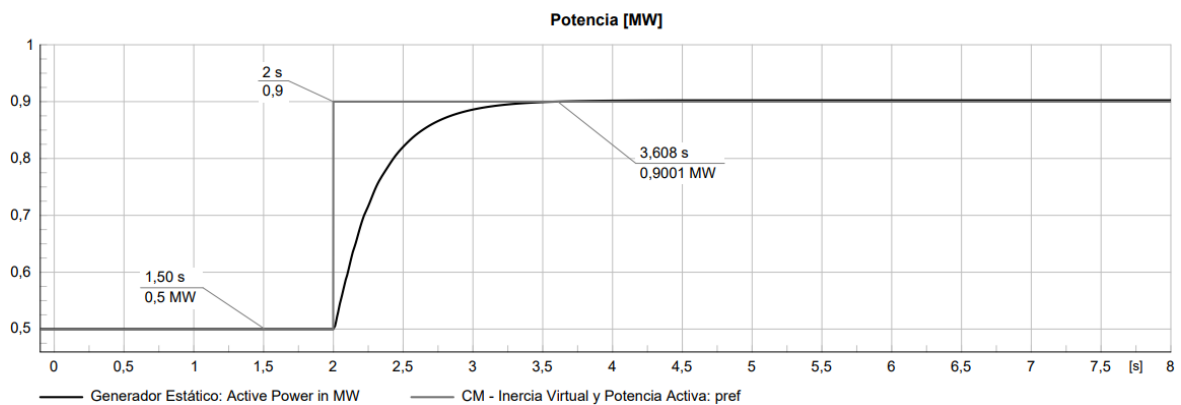


Figura 3.8. Potencia del generador no convencional aplicado la VSM ante un aumento de generación de 0.4 MW. Parámetro $T_a = 4$ s. Señal de control P_{ref} de la VSM.

En la Figura 3.9 se aprecia el comportamiento de la potencia entregada por el generador sincrónico al sistema en el punto de conexión. Al tiempo 2 s, cuando existe el cambio en el torque eléctrico, este incrementa su despacho, alcanzando los 1.14 MW a los 2.29 segundos. Dada la inercia del generador en conjunto con los elementos dinámicos hace que presente oscilaciones amortiguadas que fijan el despacho en 0.906 MW a los 5.73 segundos.

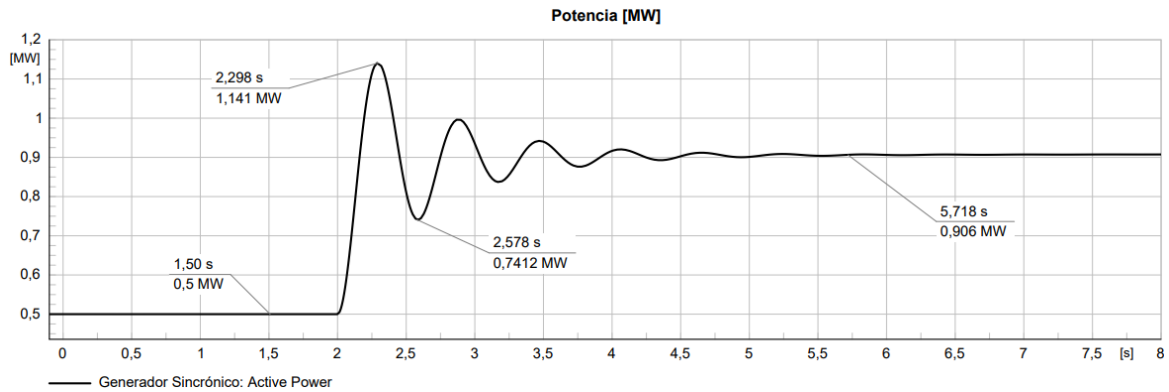


Figura 3.9. Potencia del generador sincrónico ante un aumento de generación de 0.4 MW. Parámetro $H = 2$ s.

CASO 3. CORTOCIRCUITO EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Se considera una falla de cortocircuito trifásico al 5% de la línea de transmisión a los 2 segundos la cual es despejada a los 100 milisegundos.

La frecuencia en la barra del punto de conexión del generador no convencional al tiempo 2 s aumenta de manera abrupta, tal como se muestra en la Figura 3.10. Alcanza un valor máximo de 1.002 pu que representa 60.12 Hz en 0.069 segundos, es decir, el sistema está sujeto a una razón de cambio de la frecuencia de 1.739 Hz/s. Debido a la inercia que aporta la VSM al sistema, la frecuencia oscila en busca de alcanzar su valor nominal llegando a los 59.97 Hz a los 2.15 segundos para finalmente alcanzar el valor nominal a los 3.51 segundos.

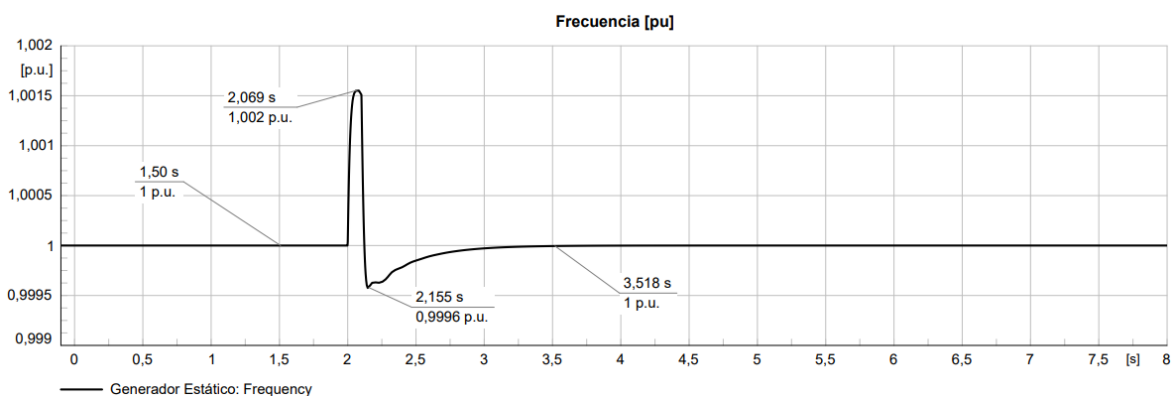


Figura 3.10. Frecuencia del sistema de prueba con el generador no convencional aplicado la VSM ante un cortocircuito en la línea transmisión. Parámetro $T_a = 4$ s.

En la Figura 3.11 se observa la frecuencia para el caso con el generador sincrónico alcanzando el valor de 1.003 pu que representa 60.18 Hz, es decir, el sistema está sujeto a una razón de cambio de la frecuencia de 1.8 Hz/s. En esta situación operativa gracias a

la inercia que aporta el generador sincrónico hace que la frecuencia del sistema presente oscilaciones amortiguadas alcanzando el valor mínimo de 59.784 Hz, reestableciéndose en su valor nominal a los 5.48 s.

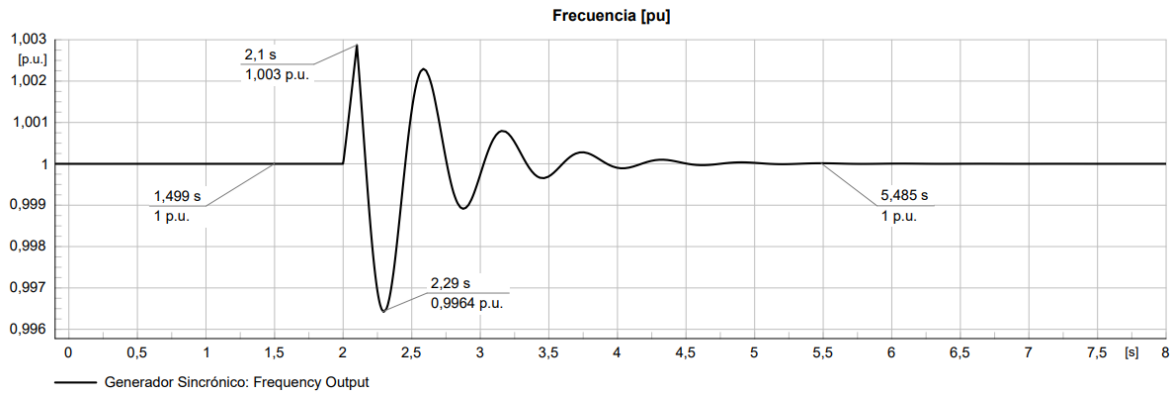


Figura 3.11. Frecuencia del sistema de prueba con el generador sincrónico ante un cortocircuito en la línea transmisión. Parámetro $H = 2$ s.

Ante un cortocircuito trifásico, con los dos tipos de generación, la frecuencia del sistema aumenta su valor con tasa de cambio similares hasta el momento del despeje de la falla. Una vez despejada la falla y comparando los valores máximos y mínimos de la variable frecuencia, así como el tiempo en recuperar su valor nominal se puede apreciar que el generador no convencional con la VSM brinda una mejor respuesta dinámica para la frecuencia del sistema. Todo esto llevado a cabo por la presencia del sistema de control de inercia virtual y potencia activa de la VSM.

Con respecto a la potencia entregada por el generador no convencional, en la Figura 3.12 se muestra que en el instante del cortocircuito esta potencia disminuye drásticamente su valor hasta 0.03 MW en 0.36 s, esto como consecuencia de la caída de voltaje que existe en la barra Convertidor por efecto del cortocircuito. Durante los 100 ms que se mantiene la falla la potencia permanece en 0.05 MW. Cuando se produce el despeje de la falla y en busca de la operación estable del sistema la potencia del generador no convencional cambia bruscamente su valor. Llegando hasta los 0.66 MW a los 2.12 s. Posterior a ellos recupera su valor nominal de 0.5 MW a los 3.63 s.

En la Figura 3.13. se observa el comportamiento de la potencia entregada por el generador sincrónico en el punto de conexión con el sistema. Instantáneamente ocurrido el cortocircuito esta potencia disminuye hasta los 0.18 MW, por efecto de la caída de voltaje que existe en la barra de conexión debido al cortocircuito. A los 100 ms en los que la falla se encuentra presente en el sistema la potencia disminuye aún más llegando a 0.12 MW. Una vez despejada la falla y en busca de recuperar las condiciones nominales del sistema

la potencia del generador presenta oscilaciones muy grandes que en su valor máximo llega hasta 1.03 MW a los 2.146 s y en su valor mínimo hasta los 0.15 MW a los 2.43 s. Se observan oscilaciones debido a las características electromecánicas del generador sincrónico las cuales hacen que recupere su valor nominal de potencia en un período de tiempo mayor.

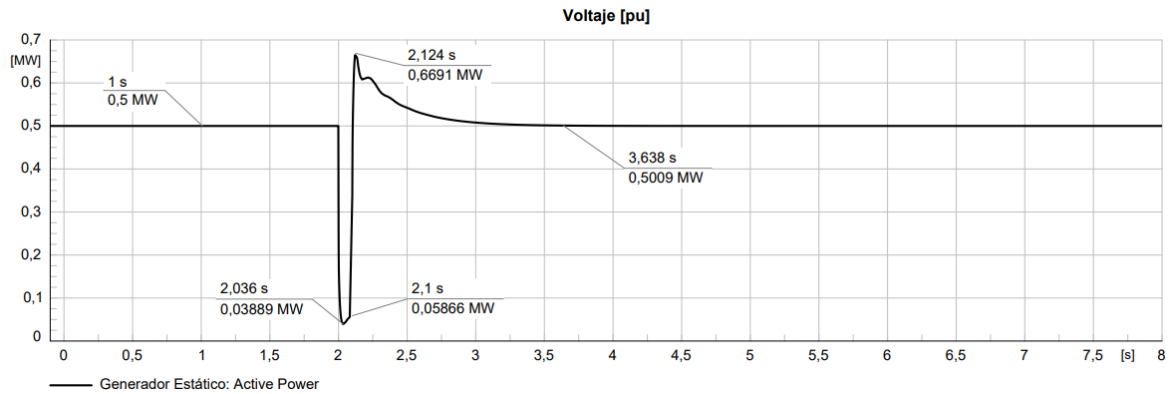


Figura 3.12. Frecuencia del sistema de prueba con el generador no convencional aplicado la VSM ante un cortocircuito en la línea transmisión. Parámetro $T_a = 4$ s.

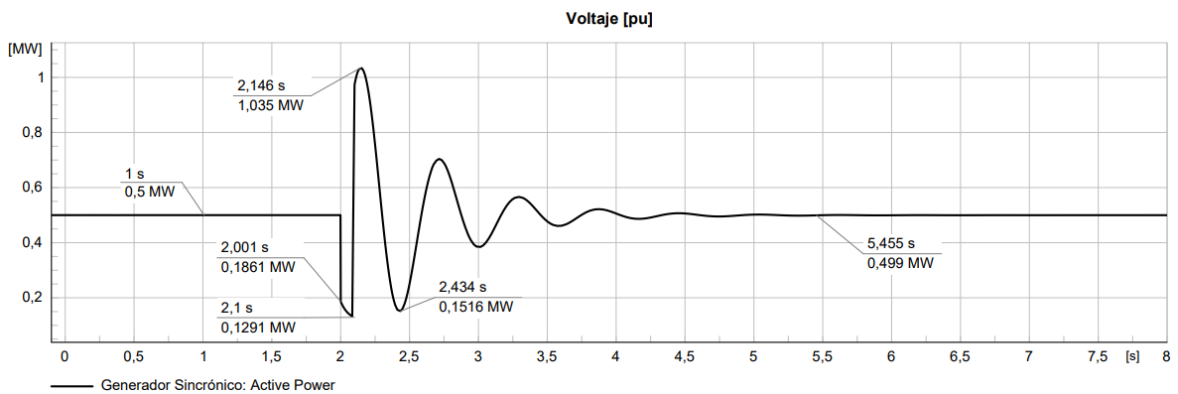


Figura 3.13. Frecuencia del sistema de prueba con el generador no convencional aplicado la VSM ante un cortocircuito en la línea transmisión. Parámetro $H = 2$ s.

Con respecto a la variable potencia, para los dos casos de generación analizados en el instante que sucede el cortocircuito se observa una disminución considerable en la potencia, esto por efecto mismo de la falla aplicada al sistema. A pesar de que el generador sincrónico presenta una mejor respuesta inmediata esta requiere un tiempo adicional para retornar a su valor nominal luego de que la falla es despejada. Así el control que presenta la VSM sobre la potencia es disminuir las oscilaciones y retornar a su valor nominal lo antes posible ante una perturbación en el sistema.

3.1 CONCLUSIONES

En base a la revisión de la literatura especializada sobre las distintas formas para proporcionar inercia al sistema. Para el caso de generadores no convencionales hace necesario la inclusión de la máquina síncrona virtual (VSM), por medio de la cual permite incluir la inercia ante el ingreso de generadores que no cuentan con inercia como fotovoltaicos y eólicos, que actualmente presentan una alta penetración en los sistemas eléctricos de potencia.

Se estableció un modelo de máquina síncrona virtual en lenguaje de simulación DSL de PowerFactory, con su aplicación a un generador no convencional representado por un generador estático conectado a un sistema eléctrico máquina barra-infinita. Mediante lo cual se logró incluir inercia para que el sistema cuente con una mejor característica de estabilidad dinámica de frecuencia ante eventos y/o condiciones operativas.

De este modo se aprecia que la máquina síncrona virtual modelada emula el comportamiento inercial del generador síncrono. Mejora considerablemente la dinámica del sistema permitiendo que las variables analizadas en cada caso de estudio no solo recuperen su estabilidad en un periodo de tiempo inferior si no que presentan oscilaciones que ocasionen que la variable analizada tome valores por fuera del valor nominal. Oscilaciones que son muy observadas con el generador síncrono y que se presentan debido a que internamente está compuesto por una masa de hierro que gira a velocidad nominal y que cuando existe un cambio en la operación del sistema esta le toma cierta cantidad de tiempo establecerse en su nuevo punto de operación.

La máquina síncrona virtual presenta una respuesta de inercia más rápida comparada con la respuesta del generador síncrono, sin embargo, debido a la sensibilidad que presenta la parametrización de los diferentes dispositivos electrónicos que la conforman, requiere de un trabajo adicional. Sumado a esto, existe una limitación por parte de la potencia que los dispositivos electrónicos pueden manejar. Limitante que no existe en el generador síncrono siendo capaz de operar a niveles mayores de potencia.

3.2 RECOMENDACIONES

En base a lo desarrollado en el presente trabajo se establece las siguientes recomendaciones:

- Ya que, la VSM presenta diferentes elementos de control los mismos que tienen parámetros que deben ser sintonizados y estos dependen de la condición operativa, se debe llevar adelante un estudio de la sintonización de parámetros mediante técnicas heurísticas.
- El generador no convencional al igual que cualquier otro generador requiere de estudios de conexión en estado estable y dinámico por lo que sería interesante desarrollarlos.
- Ya que los sistemas eléctricos cuentan con sistemas de monitoreo y control como el sistema WAMS sería interesante utilizar y procesar las señales de interés que permitan sintonizar en línea los parámetros de la VSM.
- Al ser un tema de que actualmente se encuentra en investigación, la modelación y respuesta de la VSM constituye en un campo en el cual es posible proponer nuevos esquemas de control y dispositivos pilotos para implementarlos en los SEP.

4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Tarrasó Martínez, «Virtually synchronous power plant control», Ph.D. Thesis, Universitat Politècnica de Catalunya, 2022.
- [2] U. Tamrakar, D. Shrestha, M. Maharjan, B. P. Bhattarai, T. M. Hansen, y R. Tonkoski, «Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions», *Appl. Sci.*, vol. 7, n.º 7, Art. n.º 7, jul. 2017, doi: 10.3390/app7070654.
- [3] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill Education, 1994.
- [4] F. Bignucolo, R. Stecca, y M. Coppo, «Advantages of the Virtual Synchronous Machine regulation for integrating Low-Inertia Variable Renewable Generation in Transmission Systems», en *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, sep. 2018, pp. 1-6. doi: 10.1109/UPEC.2018.8542034.
- [5] F. Milano, F. Dörfler, G. Hug, D. J. Hill, y G. Verbič, «Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems (Invited Paper)», en *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, jun. 2018, pp. 1-25. doi: 10.23919/PSCC.2018.8450880.
- [6] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, y P. Rodriguez, «Control of Power Converters in AC Microgrids», *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, n.º 11, pp. 4734-4749, nov. 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [7] M. Gangi, «Dynamic Modelling of Virtual and Real Inertia Systems in Green Microgrids», Politecnico de Torino, Torino, 2021.
- [8] K. S. Ratnam, K. Palanisamy, y G. Yang, «Future low-inertia power systems: Requirements, issues, and solutions - A review», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 124, p. 109773, may 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.109773.
- [9] S. D'Arco y J. A. Suul, «Virtual synchronous machines — Classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids», en *2013 IEEE Grenoble Conference*, jun. 2013, pp. 1-7. doi: 10.1109/PTC.2013.6652456.
- [10] K. Y. Yap, C. R. Sarimuthu, y J. M.-Y. Lim, «Virtual Inertia-Based Inverters for Mitigating Frequency Instability in Grid-Connected Renewable Energy System: A Review», *Appl. Sci.*, vol. 9, n.º 24, Art. n.º 24, ene. 2019, doi: 10.3390/app9245300.
- [11] M. Yu *et al.*, «Use of an inertia-less Virtual Synchronous Machine within future power networks with high penetrations of converters», en *2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, jun. 2016, pp. 1-7. doi: 10.1109/PSCC.2016.7540926.
- [12] M. E. El-Hawary, *Introduction to Electrical Power Systems*. John Wiley & Sons, 2008.
- [13] H. Bevrani, T. Ise, y Y. Miura, «Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 54, pp. 244-254, ene. 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.07.009.

- [14]B. Guru y H. Hiziroğlu, *Electric Machinery and Transformers*, Third. Alfaomega, 2002. Accedido: 26 de abril de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.academia.edu/35893559/M%C3%A1quinas_El%C3%A9ctricas_y_transformadores_Guru_Hiziroglu_Tercera_edici%C3%B3n
- [15]S. J. Chapman, *Electric Machinery Fundamentals*, 5ta ed. British Aerospace Australia: Mc Graw Hill, 2012.
- [16]J. Fraile Mora, *Máquinas Eléctricas*, 5ta ed. Universidad Politécnica de Madrid - España: Mc Graw Hill, 2003.
- [17]A. Monti, F. Milano, E. Bompard, y X. Guillaud, *Converter-Based Dynamics and Control of Modern Power Systems*. ACADEMIC PRESS. Accedido: 31 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.ebooks.com/en-ec/book/210144625/converter-based-dynamics-and-control-of-modern-power-systems/antonello-monti/>
- [18]D. F. Barba Naranjo, A. D. Ron Sánchez, y J. A. Acosta Rosales, «Construcción e implementación del sistema de control vectorial de orientación de campo directo (DFOC) para un motor trifásico de inducción», EPN, Quito, 2012.
- [19]C. J. O'Rourke, M. M. Qasim, M. R. Overlin, y J. L. Kirtley, «A Geometric Interpretation of Reference Frames and Transformations: dq0, Clarke, and Park», *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 34, n.º 4, pp. 2070-2083, 2019, doi: 10.1109/TEC.2019.2941175.
- [20]DIgSILENT GmbH, «PowerFactory 2022 Technical Reference External Grid». 10 de enero de 2022.
- [21]J. Rosero, «Fuentes de Generación de Energía Eléctrica Convencional y Renovable a Nivel Mundial», *Rev. Politécnica*, vol. 33, n.º 1, Art. n.º 1, feb. 2014, Accedido: 17 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: https://revistapolitecnica.epn.edu.ec/ojs2/index.php/revista_politecnica2/article/view/217
- [22]J. C. Vega y S. Ramírez, *Fuentes de energía: Renovables y no renovables aplicaciones*. Alpha Editorial, 2014.
- [23]I. Todorović, «Ember: World's electricity sector hits peak emissions in 2022 on wind, solar expansion», *Balkan Green Energy News*, 12 de abril de 2023. <https://balkangreenenergynews.com/ember-worlds-electricity-sector-hits-peak-emissions-in-2022-on-wind-solar-expansion/> (accedido 24 de mayo de 2023).
- [24]Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, «Estadística Anual y Multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2022», Técnico, 2022. Accedido: 21 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/estadisticas-del-sector-electrico-ecuatoriano-buscar/>

- [25]B. Fox *et al.*, *Wind Power Integration: Connection and System Operational Aspects*. IET Digital Library, 2014. doi: 10.1049/PBRN014E.
- [26]B. Barać, M. Krpan, T. Capuder, y I. Kuzle, «Modeling and Initialization of a Virtual Synchronous Machine for Power System Fundamental Frequency Simulations», *IEEE Access*, vol. 9, pp. 160116-160134, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3130375.
- [27]H. Alrajhi Alsiraji y R. El-Shatshat, «Comprehensive assessment of virtual synchronous machine based voltage source converter controllers», *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, n.º 7, pp. 1762-1769, may 2017, doi: 10.1049/iet-gtd.2016.1423.
- [28]R. Pindado, «Phase Locked-Loop (PLL): Fundamento y aplicaciones».
- [29]S. Xue, B. Kasztenny, I. Voloh, y D. Oyenuga, «Power System Frequency Measurement for Frequency Relaying», oct. 2007.
- [30]DIgSILENT GmbH, «PowerFactory 2022 Technical Reference Static Generator». 10 de enero de 2022.