

**AMORTIGUAMIENTO DE LA RESONANCIA SUB-SÍNCRONA EN LÍNEAS  
DE TRANSMISIÓN APLICANDO COMPENSACIÓN CAPACITIVA  
MEDIANTE EL CONTROL DE TIRISTORES**





**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO  
CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**AMORTIGUAMIENTO DE LA RESONANCIA SUB-SÍNCRONA EN LÍNEAS  
DE TRANSMISIÓN APLICANDO COMPENSACIÓN CAPACITIVA  
MEDIANTE EL CONTROL DE TIRISTORES**

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

AUTOR: HENRY FABRICIO CAPA UYAGUARI  
TUTOR: MANUEL DARIO JARAMILLO MONGE

Quito -Ecuador  
2022

Henry Fabricio Capa Uyaguari

**AMORTIGUAMIENTO DE LA RESONANCIA SUB-SÍNCRONA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN APLICANDO COMPENSACIÓN CAPACITIVA MEDIANTE EL CONTROL DE TIRISTORES**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2022

Electricidad

Breve reseña histórica e información de contacto.



**Henry Fabricio Capa Uyaguari** (Y'1993 – M'11). Realizó sus estudios secundarios en el Instituto Tecnológico Superior Central Técnico, se graduó de bachiller Técnico Industrial en la especialidad de Instalaciones, Equipos y máquinas Eléctricas. Egresado de la carrera de Ingeniería en Electricidad de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se fundamenta en el Amortiguamiento de la resonancia sub-síncrona en líneas de transmisión aplicando compensación capacitiva mediante el control de tiristores.

[hcapa@est.ups.edu.ec](mailto:hcapa@est.ups.edu.ec)

*Dirigido por:*



**Manuel Dario Jaramillo Monge** (Y'1990). Realizó sus estudios superiores en la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE de Quito, donde se graduó de Ingeniero Electrónico en Automatización y Control en el 2014. Además, cursó estudios de posgrado en la Universidad de Newcastle, Reino Unido, donde obtuvo el título en Máster en Electrical Power. Actualmente es profesor ocasional a tiempo completo de la Universidad Politécnica Salesiana.

[mjaramillo@ups.edu.ec](mailto:mjaramillo@ups.edu.ec)

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

**DERECHOS RESERVADOS**

©2022 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO  
DE TITULACIÓN**

Yo, Henry Fabricio Capa Uyaguari con documento de identificación N° 1724758048 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 05 de mayo del año 2022

Atentamente,



---

Henry Fabricio Capa Uyaguari  
1724758048

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO  
DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Yo, Henry Fabricio Capa Uyaguari con documento de identificación No.1724758048, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Artículo Académico: “Amortiguamiento de la resonancia sub-síncrona en líneas de transmisión aplicando compensación capacitiva mediante el control de tiristores”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 05 de mayo del año 2022

Atentamente,



---

Henry Fabricio Capa Uyaguari

1724758048

## CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Manuel Dario Jaramillo Monge con documento de identificación N°1714298005, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: AMORTIGUACIÓN DE LA RESONANCIA SUB-SÍNCRONA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN APLICANDO COMPENSACIÓN CAPACITIVA MEDIANTE EL CONTROL DE TIRISTORES, realizado por Henry Fabricio Capa Uyaguari con documento de identificación N° 1724758048, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción de Artículo Académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 05 de mayo del año 2022

Atentamente,



---

Ing. Manuel Dario Jaramillo Monge, MSc  
1714298005

# Índice General

|   |      |
|---|------|
| Resumen .....   | viii |
| Abstract.....   | viii |
| 1. Introducción.....  | 9    |
| 2. Marco Teórico .....  | 10   |
| 1.1 Sistemas Serie .....  | 10   |
| 1.2 Sistema Paralelo.....   | 10   |
| 1.3 Líneas de Transmisión .....                                     | 11   |
| 1.3.1 Líneas de transmisión largas.....                             | 12   |
| 1.4 Compensadores .....   | 13   |
| Compensación por capacitores controlados con tiristores (TCSC)..... | 13   |
| 1.5 Controlador de flujo de potencia unificado .....                | 14   |
| 1.6 Resonancia sub-síncrona.....                                    | 14   |
| 2 Planteamiento del problema .....                                  | 16   |
| 2.1 Formulación del problema .....                                  | 16   |
| 2.2 Inclusión de cargas no lineales .....                           | 17   |
| 2.3 Inclusión del TCSC.....   | 18   |
| 2.4 Casos de estudio.....   | 19   |
| Caso 1.- Introducción de compensador al 30% .....                   | 19   |
| Caso 2.- Introducción de compensador al 50% .....                   | 19   |
| Caso 3.- Introducción de compensador al 70% .....                   | 19   |
| Caso 4.- Introducción de compensador al 90% .....                   | 19   |
| 3 Análisis de resultados .....                                      | 20   |
| 3.1 Comparativa entre el escenario base y modificado.....           | 20   |
| 3.2 Caso 1.- Introducción de compensador al 30% .....               | 22   |
| 3.3 Caso 2.- Introducción de compensador al 50% .....               | 24   |
| 3.4 Caso 3.- Introducción de compensador al 70% .....               | 25   |
| 3.5 Caso 4.- Introducción de compensador al 90% .....               | 27   |
| 4 Conclusiones.....   | 28   |
| 5 Trabajos Futuros .....  | 29   |
| 6 Referencias .....   | 29   |
| 7 Matriz de Estado del Arte.....                                    | 32   |
| 7.1 Resumen de Indicadores .....                                    | 37   |
| 7.2 Formulación del problema .....                                  | 38   |



## Índice de figuras

|  |    |
|--|----|
| Figura 1 FIABILIDAD DE LOS SISTEMAS.....                               | 11 |
| Figura 2 DIAGRAMA DEL CIRCUITO TCSC .....                              | 13 |
| Figura 3 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UN TCSC PRACTICO. ....                | 14 |
| Figura 4 RELACIÓN SSR ENTRE LOS SISTEMAS MECÁNICO Y ELÉCTRICO. 15      |    |
| Figura 5 SISTEMA IEEE 399-1997.....                                    | 16 |
| Figura 6 SISTEMA IEEE399-1993 APLICADOS AEROGENERADORES DFIG.....      | 18 |
| Figura 7 SISTEMA IEEE399-1993 APLICADA COMPENSACIÓN CAPACITIVA. 20     |    |
| Figura 8 PERFIL DE TENSIÓN ENTRE ESCENARIO BASE VS. MODIFICADO.. 20    |    |
| Figura 9 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 36... 21     |    |
| Figura 10 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 39. 21      |    |
| Figura 11 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 08. 21      |    |
| Figura 12 COMPARACIÓN DEL THD ENTRE LOS SISTEMAS INICIALES..... 21     |    |
| Figura 13 COMPARACIÓN DE THD DE NODOS CON AEROGENERADOR. .... 22       |    |
| Figura 14 ANÁLISIS DEL PERFIL DE TENSIÓN ENTRE LOS ESCENARIOS. .... 22 |    |
| Figura 15 ANÁLISIS DEL PERFIL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 36. .... 23  |    |
| Figura 16 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 39. 23      |    |
| Figura 17 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 08. 23      |    |
| Figura 18 AMORTIGUAMIENTO ENTRE LOS SISTEMAS..... 23                   |    |
| Figura 19 THD DE LOS NODOS QUE POSEEN UN AEROGENERADOR. .... 24        |    |
| Figura 20 ANÁLISIS DEL PERFIL DE TENSIÓN ENTRE LOS ESCENARIOS. .... 24 |    |
| Figura 21 PERFIL DE TENSIÓN ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 36. .... 24    |    |
| Figura 22 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 39. 24      |    |
| Figura 23 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 08. 25      |    |
| Figura 24 AMORTIGUAMIENTO ENTRE LOS SISTEMAS. .... 25                  |    |
| Figura 25 THD DE LOS NODOS QUE POSEEN UN AEROGENERADOR. .... 25        |    |
| Figura 26 ANÁLISIS DEL PERFIL DE TENSIÓN ENTRE LOS ESCENARIOS. .... 25 |    |
| Figura 27 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 36. 26      |    |
| Figura 28 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 39. 26      |    |
| Figura 29 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 08. 26      |    |
| Figura 30 AMORTIGUAMIENTO ENTRE LOS SISTEMAS. .... 26                  |    |
| Figura 31 THD DE LOS NODOS QUE POSEEN UN AEROGENERADOR. .... 27        |    |
| Figura 32 PERFIL DE TENSIÓN ENTRE LOS SISTEMAS. .... 27                |    |
| Figura 33 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 36. 27      |    |
| Figura 34 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 39. 27      |    |
| Figura 35 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 08. 28      |    |
| Figura 36 AMORTIGUAMIENTO ENTRE LOS ESCENARIOS..... 28                 |    |
| Figura 37 THD DE LOS NODOS QUE POSEEN UN AEROGENERADOR. .... 28        |    |

## **Índice de Tablas**

|  |    |
|--|----|
| Tabla 1 CLASIFICACIÓN DE TIPOS DE CONFIGURACIÓN DE L/T ..... | 11 |
| Tabla 2 DEFINICIÓN DE VARIABLES .....                        | 15 |
| Tabla 3 DATOS DEL SISTEMA IEEE 399-1997 .....                | 16 |
| Tabla 4 DATOS DE LOS NODOS DEL SISTEMA IEEE 399-1997 .....   | 17 |

# AMORTIGUAMIENTO DE LA RESONANCIA SUB-SÍNCRONA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN APLICANDO COMPENSACIÓN CAPACITIVA MEDIANTE CONTROL DE TIRISTORES.

## Resumen

El presente documento hace referencia sobre la resonancia armónica inyectada hacia la red de transmisión debido al uso de cargas no lineales utilizadas en las industrias, áreas comerciales y residenciales ya que son causales de inestabilidad del sistema así como un impacto económico a las empresas de transmisión al tener que reemplazar con anterioridad los equipos, para lo cual se plantea el uso de un modelo de 42 barras estandarizado por la IEEE, el cual se analiza la conducta de la resonancia en el sistema propuesto y se conecta aerogeneradores en ciertos nodos teniendo en cuenta los perfiles de tensión más bajos, esto provoca una inyección de resonancia al sistema, adicionalmente se conecta un TCSC en cada uno de los nodos modificados, el cual debe amortiguar la resonancia de acuerdo a la configuración de los casos de estudios propuestos, el análisis de los resultados proveniente del procesamiento de la información de las simulaciones efectuadas a través de MATLAB-SIMULINK y mostradas a través de material gráfico, donde se detalla los niveles de tensión en cada uno de los nodos antes y después así como también los niveles de armónicos en cada nodo intervenido de acuerdo a la configuración empleada, como material extra se emplea la representación de la señal onda de cada nodo antes y después de la intervención.

**Palabras Clave:** Análisis armónico, Distorsión armónica total, Simulación por ordenador, Análisis de Circuitos, Distorsión armónica total.

## Abstract

This document refers to the harmonic resonance injected into the transmission network due to the use of non-linear loads used in industries, commercial and residential areas, since they cause system instability as well as an economic impact to the transmission companies by having to replace the equipment beforehand, For which we propose the use of a 42-bar model standardized by the IEEE, which analyzes the behavior of resonance in the proposed system and connects wind turbines at certain nodes taking into account the lower voltage profiles, this causes an injection of resonance to the system, Additionally, a TCSC is connected in each of the modified nodes, which should damp the resonance according to the configuration of the proposed case studies, the analysis of the results from the processing of the information of the simulations carried out through MATLAB-SIMULINK and shown through graphic material, where the voltage levels in each of the nodes before and after are detailed as well as the harmonic levels in each intervened node according to the configuration used, as extra material the representation of the wave signal of each node before and after the intervention is used.

**Keywords:** Harmonic analysis, Total Harmonic Distortion, Computer Simulation, Circuit Analysis, Total Harmonic distortion.

## 1. Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia poseen dentro de su constitución una serie de etapas, entre las cuales se encuentran, la generación, transmisión y distribución, la etapa de transmisión de energía eléctrica es la encargada de transportar la energía desde el punto A al punto B con la menor pérdida de energía, esto se logra a través de la generación siendo esta la encargada de introducir la potencia eléctrica al sistema de transmisión, desde los puntos de generación hacia las diferentes subestaciones, en la etapa de generación se eleva la tensión a los diferentes niveles de tensión de acuerdo a los estudios pertinentes [1].

El aumento de tensión para el transporte de energía se logra a través del uso de transformadores, una vez se eleva la tensión y se envíe por las líneas se generan efectos dentro de la etapa de transmisión, entre los que se encuentra la disminución de la intensidad de corriente, con lo cual, se reduce significativamente la transmisión de energía, esta disminución es generada por el efecto Joule[1].

Las líneas de transmisión de longitud larga poseen una compensación de acuerdo a la cantidad de potencia que por ella atraviesa, y esta es la encargada de reducir la impedancia de la línea, y con ello el aumento de capacidad de transmisión, dentro de las líneas de longitud larga existen casos, donde se generan oscilaciones debido a la impedancia entre el sistema eléctrico y los generadores, dando lugar a la aparición de la resonancia sub-síncrona o (SSR)[2],[3].

La intercomunicación entre las distintas etapas que se encuentra comprendido el sistema de transmisión con el sistema de generación contempla ciertos parámetros en la detección de frecuencias armónicas, estas se encuentran más comúnmente en los campos de generación eólica,

donde los aerogeneradores son incluidos al conjunto de la red de transmisión, el punto de interconexión de los parques eólicos con el sistema genera un punto de acoplamiento común o (PCC) [2], [3].

El transporte de energía a través de líneas de transmisión de longitud larga plantea una limitación en respuesta a la impedancia reactiva presente en la línea, para un mejor desempeño de las líneas se emplean dispositivos de compensación, los que permiten realizar una variación de impedancia dentro de las líneas y así subir la potencia de transmisión soportada [4],[5],[6].

Existen varios tipos de compensación dentro del amortiguamiento de una línea de transmisión, entre las que destacan la compensación en serie fija (FSC) y la compensación serie controlada por tiristores(TCSC)[4].

El uso de los dispositivos de compensación como el TCSC, son utilizados en la obtención de la variación suave de la reactancia, el TCSC tiene origen capacitivo, el cual mejora sustancialmente la capacidad de potencia de las líneas de transmisión evidenciando un aumento de energía en los perfiles de tensión de los nodos de acuerdo a las características presentes en la línea de transmisión de longitud larga[4].

En la actualidad la electrónica de potencia lleva un gran avance en el desarrollo de dispositivos destinados a la electrónica de potencia, los dispositivos como los TCSC tienen gran éxito en el control de potencia mejorando la estabilidad del sistema [7],[8].

Analizando el comportamiento del sistema de la IEEE, así como la de su resonancia a través de sus diferentes ondas senoidales, el cual da como resultado la creación de diferentes casos, el cual se pondrá en funcionamiento con diferentes configuraciones de carga capacitiva, con el fin de analizar el efecto que esta tiene sobre

la cantidad de amortiguación de resonancia presente en cada uno de los casos de estudios en comparación con un escenario base.

Cuando se implementa los sistemas de compensación se los realiza a través de los diferentes análisis de cada uno de los casos, los mismos que se aplica el uso de simulaciones por ordenador a través de la utilización de herramientas computacionales que son proporcionadas por diferentes empresas entre las cuales se encuentran el software de MATLAB-SIMULINK de la compañía de Mathworks [7].

La incorporación de la compensación con sus variantes dentro del sistema eléctrico de la IEEE evidencia una amortiguación de la resonancia debido a la configuración del TCSC, así como el aumento de potencia que atraviesa las líneas de transmisión siendo estas las responsables del aumento del perfil de tensión, el mismo que es medido en [p.u], el aumento de tensión se produce en cada nodo intervenido por la colocación de compensadores [4].

Las diferentes configuraciones planteadas a continuación en la compensación, recaba información con la cual se analiza la configuración que tenga mejores resultados con el amortiguamiento de la resonancia logrando un aumento en la transmisión de energía [4].

El presente trabajo se encuentra configurado por la introducción y precedentes los cuales se los denominara como sección 1, el marco teórico se lo denomina como sección 2 y es en esta donde se expresa el modelo de compensador utilizado para el amortiguamiento de la resonancia, así como los diferentes controladores de tiristores como los de flujo.

La sección 3, plantea el sistema eléctrico de la IEEE, así como sus diferentes características que comprende el

sistema eléctrico de potencia, en el cual se efectúan las respectivas simulaciones, así como los casos de estudio y sus variantes, la sección 4 se encuentra destinada al análisis de la información resultante de las simulaciones realizadas, así como las conclusiones y los trabajos a futuro.

## 2. Marco Teórico

### 1.1 Sistemas Serie

Un sistema eléctrico es expresado como el producto de todos los componentes existentes, con lo cual, la fiabilidad de un sistema se encuentra dada por la siguiente ecuación, donde  $n$  es el número de componentes que, en este exista dando por consiguiente la siguiente expresión [9].

$$R_s = R_1 R_2 R_3 \dots R_n = \prod_{i=1}^n R_i \quad (1)$$

La ecuación (1) se denomina como ley del producto de la fiabilidad, cuando la variable  $R_i$  es exponencial, la ecuación, el valor de la confiabilidad el cual todos sus componentes están en operación, está dada por la siguiente expresión, siendo estas ecuaciones utilizadas para todos los sistemas en la cual se requiera que sus elementos tengan que funcionar sin excepción [9].

$$R_s = e^{-\lambda_1 t} e^{-\lambda_2 t} \dots e^{-\lambda_n t}$$

$$R_s = e^{-(\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \dots + \lambda_n) t}$$

$$R_s = e^{-\sum_{i=1}^n \lambda_i t} = \exp(-\sum_{i=1}^n \lambda_i t) \quad (2)$$

### 1.2 Sistema Paralelo

En la gran mayoría de los circuitos de transmisión emplean sistemas redundantes, esto se debe a que para el funcionamiento normal solo se emplea uno de los dos componentes, este tipo de

sistemas se encuentra conformado por dos o más componentes que estén conectados todos a un mismo inicio, así como su final [9].

Los sistemas que se encuentre conformado por dos componentes en paralelo y que se encuentre dentro de su vida útil su fiabilidad está dada por la siguiente expresión matemática [9].

$$R_s = R_1 + R_2 - R_1 * R_2 \quad (3)$$

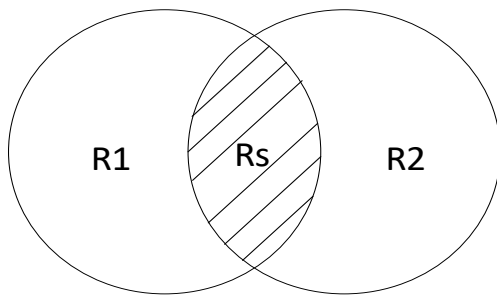


Figura 1 FIABILIDAD DE LOS SISTEMAS

Para un circuito en el cual este comprendido por varios componentes en redundancia se emplea la siguiente expresión [9].

$$Q_s = \prod_{i=1}^n Q_i \quad (4)$$

Este tipo de expresiones matemáticas se utiliza dentro de los sistemas en paralelo y se las denomina Ley de probabilidad de fallo en operación en paralelo, cuya expresión es descrita de la siguiente forma [9].

$$R_s = 1 - Q_s = 1 - \prod_{i=1}^n Q_i \quad (5)$$

### 1.3 Líneas de Transmisión

Las líneas de transmisión junto con las líneas de subtransmisión poseen una gran importancia dentro del sistema eléctrico de

potencia, siendo estas, una serie de agrupaciones, como lo son las estructuras, conductores, entre otras, los diferentes componentes con las que están constituidas sirven para el transporte de grandes cantidades de potencia, de las centrales de generación hasta los centros de consumo de la forma más eficiente posible [1],[10].

Los centros de generación de la energía eléctrica son instalados a grandes distancias de los centros de carga y las líneas son las encargadas de unir estos dos puntos, la longitud que cubre la línea de transmisión para interconectar la generación y la carga, influye en el nivel de tensión a la que está trabaje [1],[11].

La implementación de las líneas de transmisión se lo realiza en base de estudios, donde se consideran los niveles de potencia que se va a transportar desde las centrales de generación hacia la carga, uno de los factores importantes es la longitud de la línea, la cual influye en el nivel de tensión a la que la línea será sometida, dentro de la sección de líneas de transmisión se puede encontrar una clasificación definida de la siguiente manera [1],[11].

Tabla 1 CLASIFICACIÓN DE TIPOS DE CONFIGURACIÓN DE L/T

| Tipo                  | Definición  |
|-----------------------|---|
| Nivel de Tensión      | – Media tensión<br>– Alta tensión<br>– Extra alta tensión |
| Tipo de Conexión      | – Líneas de alimentación<br>– Líneas de interconexión     |
| Número de Circuitos   | – Línea de simple terna<br>– Línea de doble terna         |
| Número de Conductores | – Un conductor por fase<br>– Dos conductores por fase     |

- Tres conductores por fase
- Cuatro conductores por fase

A lo largo de la historia la forma más común de transportar energía de un punto al otro, es a través de la utilización de líneas de transmisión de corriente alterna o mejor conocidas como HVAC, pero con el pasar de los años, las líneas de transmisión de corriente continua o HVDC, han vuelto a tomar protagonismo dentro de la industria, a nivel internacional el HVDC es utilizado en el transporte de energía en distancias extremadamente largas a través de enlaces de cable submarinos y en la conexión entre sistemas asíncronos de tipo CA [6],[12].

Las aplicaciones que las líneas HVDC están obteniendo en la actualidad son de gran importancia para la sociedad moderna ya que son utilizadas en los corredores para la transmisión de energía vía aérea como en el transporte de potencia multiterminal radial o mallado en la generación de energía renovable de tipo offshore [6],[13].

La transmisión de potencia eléctrica cada día va creciendo, y los operadores del sistema de transmisión son los encargados del almacenamiento e intercambio de la información entre los distintos operarios de manera eficaz, con un grado de confiabilidad alta [6],[14].

Los grandes proyectos están utilizando el sistema HVDC por sus grandes beneficios al momento de su instalación entre los que destacan lo económico, la simplificación de procesos técnicos, como ambientales [6].

### 1.3.1 Líneas de transmisión largas

Las líneas de este tipo se aprecian efectos como la admitancia y la impedancia, estos parámetros y sus efectos no se los puede concentrar en un solo sitio debido a la longitud de la línea por consiguiente existe

la necesidad de realizar varias previsiones para distribuir de manera igualitaria a la admitancia, así como también la impedancia presente en la línea de transmisión y calcular la cantidad de corriente y de tensión a la que esta va a funcionar, dentro de las líneas de este tipo, existen fenómenos adversos como la resonancia sub-síncrona la cual es perjudicial para la integridad del sistema así como también financieramente [1],[11].

Las respuestas ante una línea de longitud de transmisión larga con más de 241.402 km con una frecuencia de 60Hz se toma en consideración los parámetros antes mencionados con lo cual da como resultado las siguientes ecuaciones [15].

$$V = \frac{V_R + I_R Z_C}{2} \varepsilon^{\gamma x} + \frac{V_R - I_R Z_C}{2} \varepsilon^{-\gamma x} \quad (6)$$

$$I = \frac{\frac{V_R}{Z_C} + I_R}{2} \varepsilon^{\gamma x} - \frac{\frac{V_R}{Z_C} - I_R}{2} \varepsilon^{-\gamma x} \quad (7)$$

Donde  $Z_C = \sqrt{z/y}$  se la denomina como impedancia característica de la línea siendo estas cantidades complejas y  $\gamma = \sqrt{zy}$  se denomina constante de propagación siendo su parte real denominada constante de atenuación  $\alpha$  y la parte en cuadratura se la denomina constante de la fase  $\beta$  quedando la siguiente ecuación [15].

$$\gamma = \alpha + j\beta \quad (8)$$

Si operamos la ecuación (8) con las ecuaciones (6) y (7) da como resultado la siguiente ecuación.

$$V = \frac{V_R + I_R Z_C}{2} \varepsilon^{\gamma x} \varepsilon^{j\beta x} + \frac{V_R - I_R Z_C}{2} \varepsilon^{-\gamma x} \varepsilon^{-j\beta x} \quad (9)$$

$$I = \frac{\frac{V_R}{Z_C} + I_R}{2} \varepsilon^{\gamma x} \varepsilon^{j\beta x} - \frac{\frac{V_R}{Z_C} - I_R}{2} \varepsilon^{-\gamma x} \varepsilon^{-j\beta x} \quad (10)$$

## 1.4 Compensadores

El comportamiento de los sistemas de transporte de energía es en utilizar diferentes tipos de compensación dependiendo del tipo de línea, entre las cuales están, las de longitud media y longitud larga, la configuración de los compensadores pueden poseer características inductivas como capacitivas, entre los compensadores de tipo capacitivos se encuentran [15].

### Compensación por capacitores controlados con tiristores (TCSC)

Este sistema de compensación implementa la tecnología denominada FATS, que está basada en el uso de tiristores, esta posee una conexión de tipo serie hacia el banco compensador, este tipo cumple con funciones en la reducción de las pérdidas, oscilaciones de potencia y la amortiguación de la resonancia [4], [16].

Promueve el control flexible y suave de la impedancia de la línea de transmisión, los beneficios que ofrece es el control de los transitorios, añadiendo una mejora en la estabilidad transitoria y en la mitigación de la resonancia sub-síncrona o más conocida como (SSR)[4], [16],[17].

La amortiguación de las oscilaciones de potencia es otra de las ventajas que el compensador proporciona, su objetivo es de controlar de manera concisa la potencia real que se esté transmitiendo por las líneas, esto se logra a través de la conexión un TCSC en paralelo con la línea y variando el ángulo de disparo del módulo de compensación TCSC, consiguiendo una modificación suave del flujo de potencia [4].

La tecnología de compensación de TCSC están constituida por capacitores fijos (FC), estos a su vez están conectados en forma de paralelo y están controlados por tiristores a través de un reactor (TCR), la conmutación de los tiristores (TCR) está

compuesto por dos tiristores antiparalelos, los cuales alternan su conmutación a una frecuencia de alimentación [4], [16].

El sistema es dirigido a través de la modificación del ángulo de disparo de los pulsos de los tiristores, estos están relacionados con la cresta de tensión del capacitor de forma general o el equivalente del cruce por cero de la corriente de línea [4],[16].

El diseño del compensador, consta de un capacitor de serie en conexión paralelo con el controlador de tiristor (TCR), algunos sistemas de (TCSC) están diseñados con protección Varistor de oxido metálico (MOV) [16],[18].

El MOV consta de una resistencia de tipo no lineal que está conectada del capacitor de serie con el fin de evitar el alto voltaje del capacitor, además de mejorar la estabilidad transitoria al permitir al capacitor se encuentre en funcionamiento durante una falla [16].

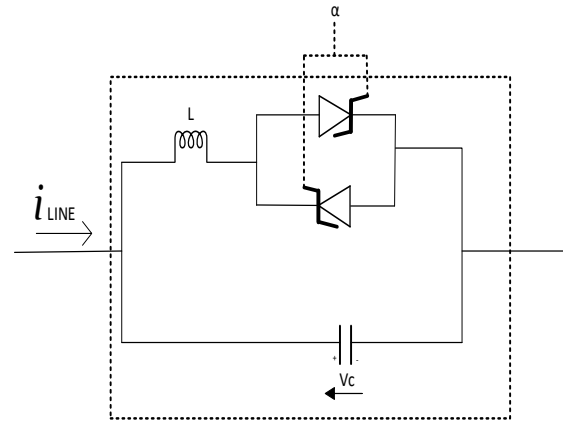


Figura 2 DIAGRAMA DEL CIRCUITO TCSC

El controlador para su funcionamiento depende de la cantidad de reactancia que esté presente en la línea de transmisión, junto con la potencia que este atravesando en ese momento, este tipo de compensación añade un 10% de reactancia capacitiva máxima a la red de transmisión [4],[19].



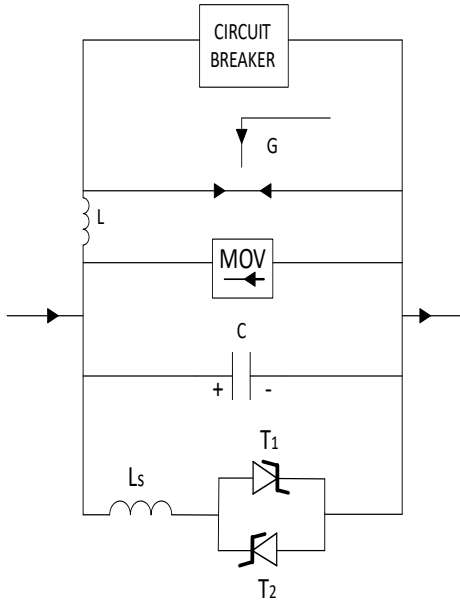


Figura 3 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UN TCSC PRACTICO.

Para el cálculo de la reactancia neta del controlador TCSC puede ser definida por la siguiente ecuación [16],[20].

$$X_{neta} = 1 + \left[ \frac{k^2}{(k^2 - 1) * \pi} \left\{ 2(\pi - \alpha_0) + \text{sen}(2 * (\pi - \alpha_0)) \right\} - \left[ \frac{4k^2}{(k^2 - 1)^2 * \pi} * (\cos(\pi - \alpha_0))^2 * k * \tan(k * (\pi - \alpha_0)) - \tan(\pi - \alpha_0) \right] \right] \quad (11)$$

$$X_{tcsc} = X_{neta} * X_C \quad (12)$$

Para la reactancia del sistema eléctrico se expresa de la siguiente manera [16].

$$X_{total} = X'_D + X_T + X_{eQ} + X_{tcsc} \quad (13)$$

Donde  $\alpha_0$  es el Angulo de disparo del TCSC y  $k$  equivale:

$$k = \sqrt{\frac{X_C}{X_L}}$$

### 1.5 Controlador de flujo de potencia unificado

El controlador denominado UPFC o controlador de flujo de potencia unificado es aquel utilizado para la reducción de SSR del sistema de transmisión, este componente presenta novedades sobre los dispositivos FACTS, esto se debe a su funcionamiento, este emplea un controlador integral proporcional (PI) basado en lógica difusa (FL) [21],[22].

La unión de estos controladores aumenta la capacidad dinámica del sistema de alimentación, este tipo de controlador está por encima de los demás componentes de control debido a su robustez, por su tiempo reducido al efectuar cálculos computacionales y de su reducido tamaño, este tipo de controlador no es necesario de modelos matemáticos del sistema, este también es usado en sistemas eléctricos no lineales haciendo especial a este componente [21].

### 1.6 Resonancia sub-síncrona

La resonancia sub-síncrona o (SSR) es un estado del sistema eléctrico de potencia, el cual ocasiona que el sistema eléctrico intercambie energía con los generadores en varias frecuencias naturales por debajo de la frecuencia síncrona del sistema y existen varias versiones de interacciones de este evento de acuerdo al lugar en donde se produce [21], [10].

La interacción torsional ocurre cuando el par sub-síncrono del generador se encuentra en valores cercanos a los modos naturales de torsión del eje de la turbina de generación, en la líneas de transmisión de tipo larga, es el lugar donde más se produce

la corriente sub-síncrona donde la frecuencia del sistema eléctrico de potencia se expresa de la siguiente ecuación [21], [10].

$$f_e = f_s \sqrt{\frac{X_c}{X_t}} \quad (14)$$

Donde:

Tabla 2 DEFINICIÓN DE VARIABLES

| Variable | Definición   |
|----------|--|
| $f_e$    | Frecuencia de resonancia eléctrica.  |
| $f_s$    | Frecuencia fundamental del sistema.  |
| $X_c$    | Reactancia del capacitor en serie.   |
| $X_t$    | Reactancia total de la línea incluyendo la reactancia de fuga del transformador y la reactancia del generador. |

La interacción de par transitorio se produce cuando el sistema compensado es sujeto a falla y despejando simultáneamente lo cual causa un almacenamiento de gran energía en los capacitores y para su descarga lo hace a través del generador en forma de corriente en frecuencia de oscilación torsional natural [23],[24].

Las oscilaciones son muy variantes con lo cual genera un desgaste del eje de generador y por consecuencia una menor vida útil del mismo, en donde las frecuencias naturales del eje mecánico son menores que la frecuencia síncrona o de potencia [10],[25].

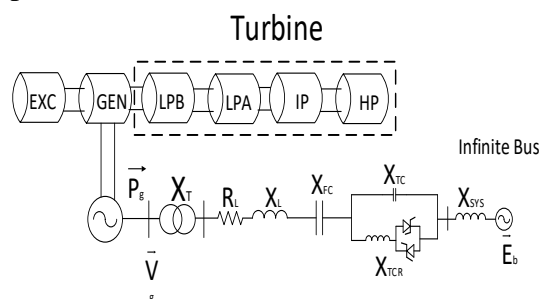


Figura 4 RELACIÓN SSR ENTRE LOS SISTEMAS MECÁNICO Y ELÉCTRICO.

La resonancia sub-síncrona posee un riesgo muy alto dentro de los parques eólicos que se encuentran con una compensación en conexión en serie, dentro de los parques la SSR y se puede manifestar como el efecto generador de inducción (IGE), el cual implica la parte eléctrica del sistema y la interacción entre la red y el generador, por tal razón en los parques eólicos de red compensada el IGE y el modo oscilatorio de la red son los causantes de la SSR, la causa de las interacciones torsionales dentro del parque eólico es por rigidez del tren motriz que es muy baja causando una frecuencia torsional entre el 1 Hz a 3 Hz, [26],[27].

La resonancia fue detectada por una serie de eventos de fallas imprevistas dentro de un eje de una central eléctrica de Mohave en los Estados Unidos, estos eventos fueron causados por la interacción entre el sistema de transmisión que se encontraban compensado por capacitores conectados en serie con los modos torsionales en el sistema generador-turbina [28],[29].

Esta interacción se puede evidenciar que la frecuencia fundamental del sistema eléctrico compensado se encuentra en valores cercanos a la frecuencia natural en modo torsional provoca la inestabilidad en la señal torsional, a este evento se lo denomina como resonancia sub-síncrona (SSR), esta a su vez emerge desde una condición resonante, esta condición en la frecuencia natural debe estar por debajo de la frecuencia fundamental [28], [30].

Los sistemas de capacitores que se encuentran conectados en las líneas de transmisión en forma de compensadores junto con los sistemas mecánicos de masa de resorte pueden crear una interacción adversa entre estos sistemas generando un alto nivel de peligro en la seguridad y estabilidad de las centrales de generación [29], así como también en los sistemas de líneas de transmisión, este fenómeno debe

ser amortiguado cuando recién inicia con el fin de evitar el daño dentro del sistema eléctrico de potencia [30],[31],[32].

## 2 Planteamiento del problema

### 2.1 Formulación del problema

En el presente estudio hace uso del modelo estandarizado de la IEEE 399-1997, el cual se encuentra constituido por 42 nodos, los cuales están a diferente nivel de tensión, este sistema conforma el sistema base para este caso de estudio y las diferentes variantes.

El sistema será simulado a través de la herramienta del software de Matlab llamado Simulink, este software posee un entorno en el cual se podrá simular de manera más específica, cada una de las variables que implica el funcionamiento del sistema IEEE y su flujo de carga.

El sistema mencionado está compuesto por niveles de tensión que van desde los 0.48 kV hasta de 69 kV, los cuales están conectados por las 25 líneas de transmisión, entre los diferentes nodos podemos encontrar diferentes transformadores a diferente potencia, las cargas que se encuentran conectadas al sistema se encuentran a niveles de potencia diferentes de acuerdo a la tensión a la que se encuentra conectada.

Los niveles de tensión son mantenidos gracias a la generación de 2 plantas generadoras, esto permite que los valores en por unidad se encuentren en rangos comprendidos de 0.9 pu hasta el 1.10 pu, mientras que la distorsión armónica del sistema planteado se encuentra en los rangos de 0.10% hasta 0.20% en general, estos datos fueron obtenidos una vez simulado el sistema dentro del software antes mencionado, este sistema es parte fundamental para la simulación de varios casos de estudio.

La información relacionada a las líneas de transmisión que se encuentran

conectadas entre los diferentes nodos se detalla a continuación junto con los valores de los nodos de tensión en por unidad.

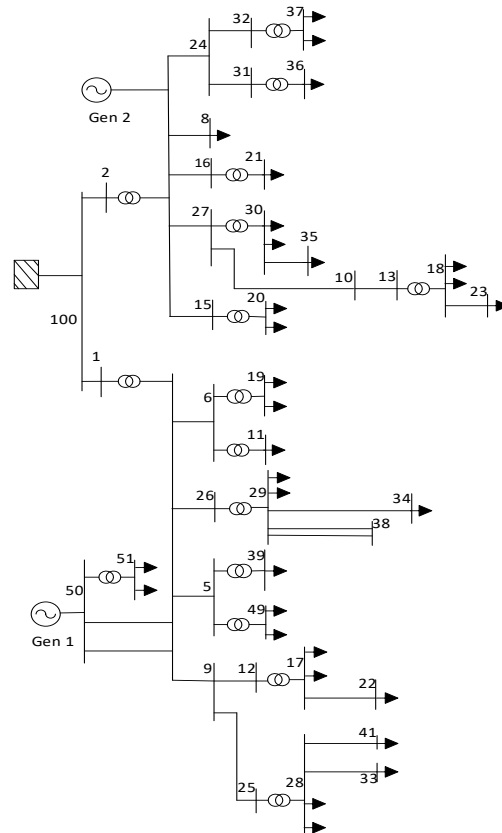


Figura 5 SISTEMA IEEE 399-1997

Tabla 3 DATOS DEL SISTEMA IEEE 399-1997

| Nodo   |        |     |          |         |
|--------|--------|-----|----------|---------|
| Nombre | Inicio | Fin | R        | X       |
| L 1    | 3      | 9   | 0,144488 | 0,12034 |
| L 2    | 9      | 25  | 0,144488 | 0,12034 |
| L 3    | 9      | 12  | 0,144488 | 0,12034 |
| L 4    | 3      | 5   | 0,144488 | 0,12034 |
| L 5    | 3      | 26  | 0,144488 | 0,12034 |
| L 6    | 3      | 6   | 0,144488 | 0,12034 |
| L 7    | 15     | 4   | 0,144488 | 0,12034 |
| L 8    | 4      | 27  | 0,144488 | 0,12034 |
| L 9    | 4      | 16  | 0,144488 | 0,12034 |
| L 10   | 10     | 13  | 0,144488 | 0,12034 |
| L 11   | 10     | 27  | 0,144488 | 0,12034 |
| L 12   | 4      | 8   | 0,092881 | 0,11234 |
| L 13   | 4      | 24  | 0,144488 | 0,12034 |
| L 14   | 24     | 31  | 0,144488 | 0,12034 |
| L 15   | 24     | 32  | 0,144488 | 0,12034 |

|      |     |    |          |         |
|------|-----|----|----------|---------|
| L 16 | 28  | 33 | 0,144127 | 0,09262 |
| L 17 | 29  | 34 | 0,144127 | 0,09262 |
| L 18 | 30  | 35 | 0,144127 | 0,09262 |
| L 19 | 17  | 22 | 0,144127 | 0,09262 |
| L 20 | 18  | 23 | 0,144127 | 0,09262 |
| L 21 | 50  | 3  | 0,075919 | 0,15164 |
| L 22 | 50  | 3  | 0,075919 | 0,15164 |
| L 23 | 100 | 1  | 0,217154 | 0,46244 |
| L 24 | 100 | 2  | 0,217154 | 0,46244 |
| L 25 | 28  | 41 | 0,052493 | 0,03281 |

|    |    |      |      |
|----|----|------|------|
| 29 | 21 | 0,48 | 0,99 |
| 30 | 22 | 0,48 | 1,02 |
| 31 | 23 | 0,48 | 0,96 |
| 32 | 28 | 0,48 | 1,04 |
| 33 | 29 | 0,48 | 1,02 |
| 34 | 30 | 0,48 | 0,99 |
| 35 | 33 | 0,48 | 1,01 |
| 36 | 34 | 0,48 | 0,96 |
| 37 | 35 | 0,48 | 0,96 |
| 38 | 37 | 0,48 | 0,99 |
| 39 | 38 | 0,48 | 1,02 |
| 40 | 41 | 0,48 | 0,99 |
| 41 | 49 | 0,48 | 0,90 |
| 42 | 51 | 0,48 | 1,08 |

Tabla 4 DATOS DE LOS NODOS DEL SISTEMA IEEE 399-1997

| Nodo | Barra | Tensión [kV] | Pu   |
|------|-------|--------------|------|
| 1    | 1     | 6,9          | 1,02 |
| 2    | 100   | 6,9          | 1,02 |
| 3    | 2     | 6,9          | 1,02 |
| 4    | 39    | 4,16         | 0,98 |
| 5    | 11    | 2,4          | 1,05 |
| 6    | 19    | 2,4          | 0,98 |
| 7    | 20    | 2,4          | 0,93 |
| 8    | 36    | 2,4          | 0,92 |
| 9    | 10    | 13,8         | 1,00 |
| 10   | 12    | 13,8         | 1,05 |
| 11   | 13    | 13,8         | 1,00 |
| 12   | 15    | 13,8         | 0,99 |
| 13   | 16    | 13,8         | 0,99 |
| 14   | 24    | 13,8         | 0,99 |
| 15   | 25    | 13,8         | 1,05 |
| 16   | 26    | 13,8         | 1,05 |
| 17   | 27    | 13,8         | 1,00 |
| 18   | 3     | 13,8         | 1,05 |
| 19   | 31    | 13,8         | 0,99 |
| 20   | 32    | 13,8         | 0,99 |
| 21   | 4     | 13,8         | 1,00 |
| 22   | 5     | 13,8         | 1,05 |
| 23   | 50    | 13,8         | 1,09 |
| 24   | 6     | 13,8         | 1,05 |
| 25   | 8     | 13,8         | 0,99 |
| 26   | 9     | 13,8         | 1,05 |
| 27   | 17    | 0,48         | 1,04 |
| 28   | 18    | 0,48         | 0,99 |

## 2.2 Inclusión de cargas no lineales

La cantidad de armónicos dentro del sistema denominado como caso base es el resultado de cada uno de los parámetros establecidos en el sistema IEEE399-1993, partiendo de este escenario base se pretende realizar un análisis de resonancia con el cual se incluye nuevas cargas de tipo no lineal, las cuales serán las encargadas de generar cierta cantidad de armónicos dentro del sistema, dando como resultado a un nuevo escenario, el cual se constituye por la modificación de los armónicos y el mejoramiento de los perfiles de tensión.

La modificación propuesta se logra a través de la conexión de aerogeneradores de tipo DFIG de 1 MW de potencia, esta cantidad de potencia de los aerogeneradores son de valores comerciales y los mismos son los encargados de inyectan cierta cantidad de armónicos al sistema, estos se encuentran instalados en los nodos con niveles de tensión bajos en p.u, estos nodos trabajan a diferentes niveles de tensión y su localización se encuentra en los nodos 36, 39 y 08 del sistema.

Una vez que se establezca la modificación a través de los aerogeneradores se producirán niveles de

THD que oscilaran entre el 0.22% hasta 10.73% en cada uno de los nodos antes propuestos, para un análisis más profundo se plantea la creación de 4 casos de estudio.

En cada uno de los casos tendrá una determinada configuración indistintamente de cada uno de los casos creados, estos escenarios constan de un mismo sistema IEEE modificado junto con los bancos capacitores y sus respectivos controladores, la característica que los hacen distintos, es su configuración, la misma que posee una potencia reactiva diferente, así como también la duración de señal de control, el conjunto de estos da como resultado cada uno de los casos de estudio.

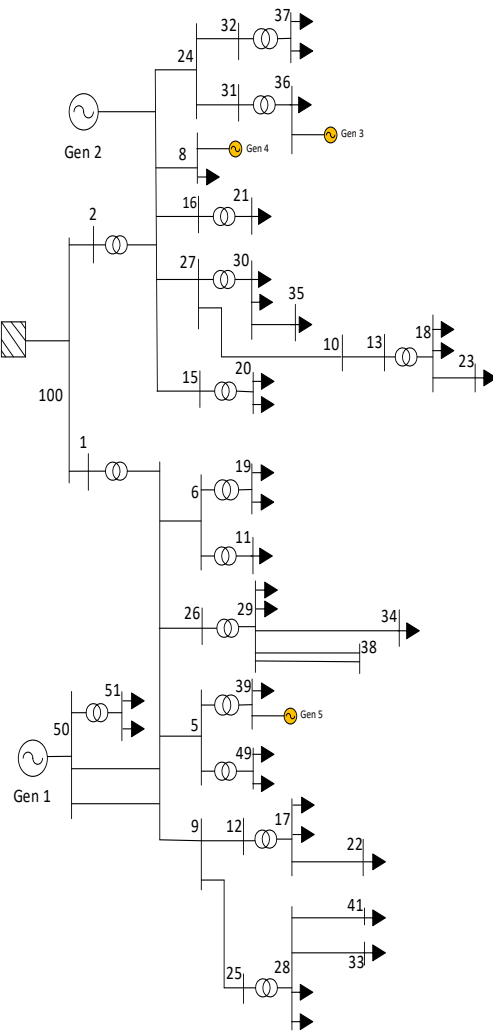


Figura 6 SISTEMA IEEE399-1993 APLICADOS AEROGENERADORES DFIG.

### 2.3 Inclusión del TCSC

La implementación del TCSC dentro del sistema tiene como finalidad el control de los bancos capacitivos implementados en cada uno de los casos de estudio con el cual se logra un control de la compensación independientemente de su configuración, el aumento en la transmisión del flujo de potencia hace que la amortiguación de la resonancia sub-síncrona sea de gran importancia, esto se lo realiza a través de la implementación de un banco capacitivo y los controladores, estos se encuentran junto a los aerogeneradores instalados en los nodos 36, 39 y 08 [7],[33].

Con la implementación de un controlador de tiristores se plantea que los ángulos de los tiristores no permanezcan constantes en el tiempo, sino que estos sean variables, el ángulo de funcionamiento de los tiristores varía entre los  $0^\circ$  a  $40^\circ$  para  $\beta$  dependiendo del parámetro [34].

Para poder registrar la cantidad de armónicos presente en el sistema se utiliza el método de un solo punto el cual se obtiene datos sobre los armónicos los cuales son parte de la distorsión armónica total o THD el cual determina el aporte armónico de las cargas del sistema, con lo cual se plantea 4 casos, los cuales se modifica el tiempo de la señal, la cual acciona a los tiristores y a su vez acciona el banco capacitivo asociado al nodo de generación.

Al comprobar el THD de cada uno de los nodos asociados a la generación eólica se puede comprobar cuál de ellos posee una mejor amortiguación de los armónicos que son inyectados al sistema.

La configuración de los bancos capacitivos se lo hace de forma que la potencia activa que circula por el nodo asociado sea de referente para su configuración, esta configuración va de acuerdo a los casos planteados y con ello

lograr determinar la configuración más idónea para el sistema [34].

## **2.4 Casos de estudio**

Los sistemas TCSC se encuentran en serie a los sistemas de aerogeneradores, los mismos que se interconectan a través de las líneas de transmisión hacia el correspondiente sistema de 42 barras de la IEEE con lo que se procede a su análisis respectivo de acuerdo a los siguientes casos.

### **Caso 1.- Introducción de compensador al 30%**

Este caso de estudio se implementa compensadores capacitivos los mismos que se encuentran controlados o conocido TCSC el cual serán el encargado de amortiguar los armónicos que se encuentren en el nodo, la ubicación de este conjunto, es en cada uno de los nodos en donde se instalaron los aerogeneradores correspondientes a los nodos 36, 39 y 08, la conexión del banco capacitivo está condicionada al 30% de la potencia activa inyectada por el aerogenerador en el nodo y la duración de funcionamiento será de igual forma condicionada al 30%.

### **Caso 2.- Introducción de compensador al 50%**

En este caso se emplea la modificación de armónicos a través de la inclusión de aerogeneradores al sistema y de igual manera se utiliza la compensación capacitiva junto a sus controladores basados en tiristores, la diferencia con el caso 1 radica en la duración del impulso, el cual posee una configuración del 50% de su duración, de otra manera la potencia reactiva que es utilizada en los bancos capacitivos implementados será de un 50% de potencia activa del aerogenerador instalado en el nodo, la ubicación de igual manera que en el caso 1, será la misma

donde se instalaron los aerogeneradores que corresponden a los nodos 36,39 y 08 del sistema.

### **Caso 3.- Introducción de compensador al 70%**

Este caso utiliza por controlador a los tiristores los cuales serán encargados de dominar la compensación de tipo capacitivo que se implementa para la amortiguación de la resonancia, estos controladores poseen una configuración de señal con una duración del 70%, mientras que el banco compensador posee una configuración de potencia reactiva del 70% de la potencia activa inyectada por los aerogeneradores, la conexión del TCSC corresponde a los nodos 36,39 y 08 del sistema antes propuesto.

### **Caso 4.- Introducción de compensador al 90%**

El último caso al igual que los casos anteriores se utiliza un banco compensador de tipo capacitivo controlado a través de un TCSC, los mismo que tiene una configuración con una duración de la señal de un 90%, los bancos capacitivos están ubicados a la par con los aerogeneradores, los bancos capacitivos tienen una configuración de potencia reactiva del 90% de la potencia activa inyectada por los aerogeneradores, todo el conjunto de amortiguación planteado se ubican en los nodos 36,39 y 08 del sistema IEEE399-1993 modificado.

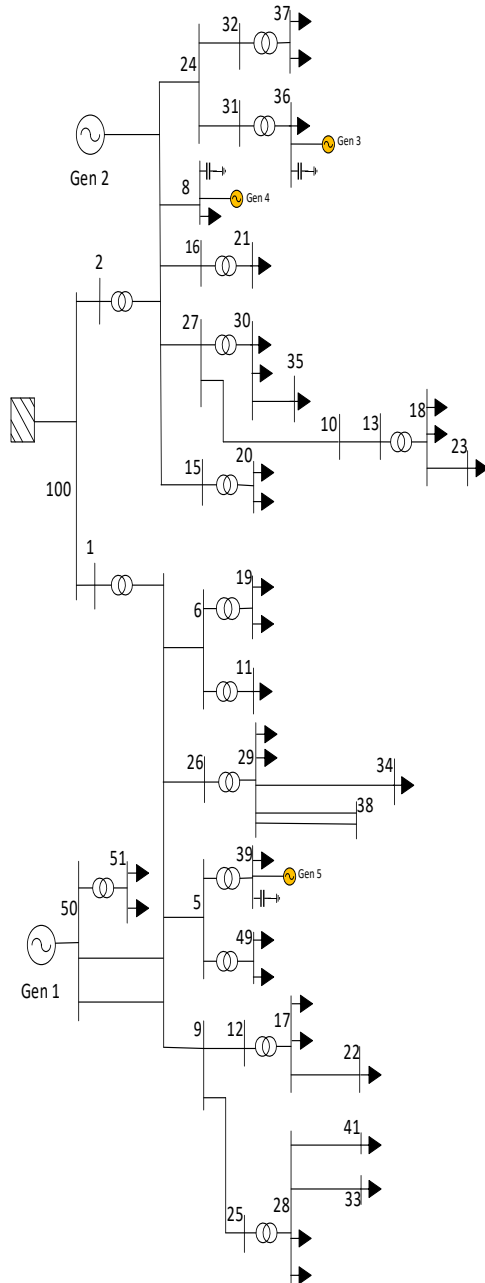


Figura 7 SISTEMA IEEE399-1993 APLICADA COMPENSACIÓN CAPACITIVA.

### 3 Análisis de resultados

#### 3.1 Comparativa entre el escenario base y modificado.

Mediante una simulación se realiza un análisis en el cual, el escenario base se conecta varios aerogeneradores, los mismo que se ubican en los nodos con perfiles de tensión bajo, estos aerogeneradores introducen armónicos al sistema que

conlleva a varias afecciones del sistema analizado, estas producen la modificación de los perfiles de tensión, los mismos que sufren una variación considerable en los niveles de tensión de 13.8kV, 2.4 kV y 4.16kV.

El nivel de tensión de 13.8kV presenta un perfil máximo de 1.094 p.u y un perfil mínimo de 0.9883 p.u, estos valores son de manera casi parecida a los niveles del escenario base, el perfil con nivel de tensión de 2.4kV presenta perfiles máximos de 1.046 p.u y perfiles mínimos de 0.92466 p.u en comparación con el escenario base, de igual manera dentro del nodo 39 correspondiente al nivel de tensión de 4.16kV presenta un aumento del 0.08537 p.u estableciéndose como valor máximo del escenario modificado un 1.0608 p.u.

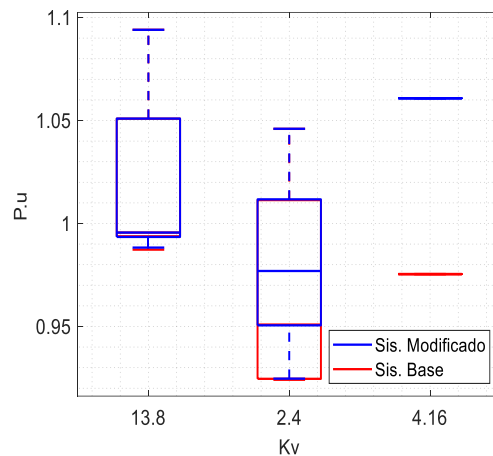


Figura 8 PERFIL DE TENSIÓN ENTRE ESCENARIO BASE VS. MODIFICADO.

El análisis del espectro de señales del sistema eléctrico de potencia evidencia de la inyección de armónicos al sistema, esta señal se encuentra en el nodo 36, lugar donde fue conectado el aerogenerador, esta conexión modifica la señal, existiendo una caída de perfil del 0.02 p.u dentro de los primeros instantes y un aumento de tensión a finales con un 0.02 p.u. dentro de los primeros 0.05 segundos.

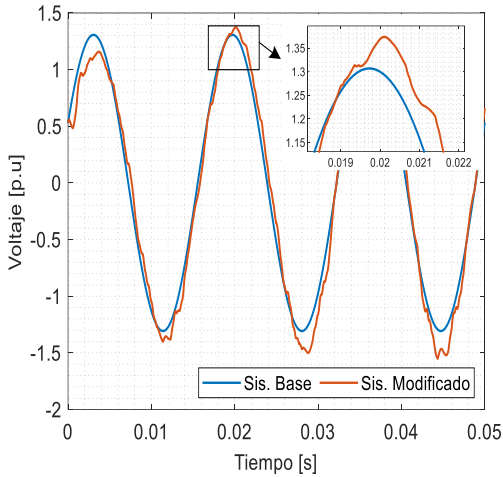


Figura 9 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 36.

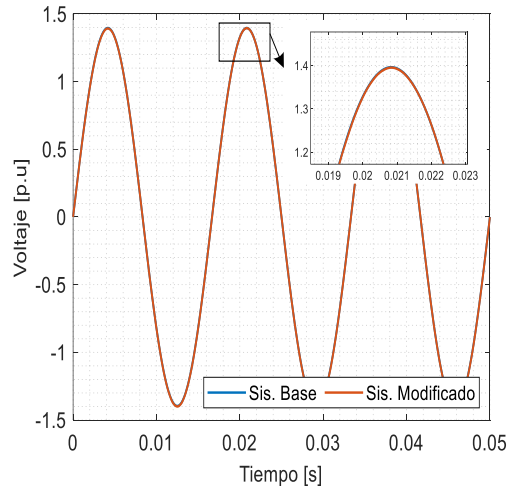


Figura 11 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 08.

Las señales del sistema en el nodo 39 sufre una modificación considerable de la señal, la misma se aprecia que sobrepasa los nivel de 1.10 p.u como mínimo y máximo dentro de la onda, esta modificación produce una inestabilidad del sistema en comparación con el escenario base.

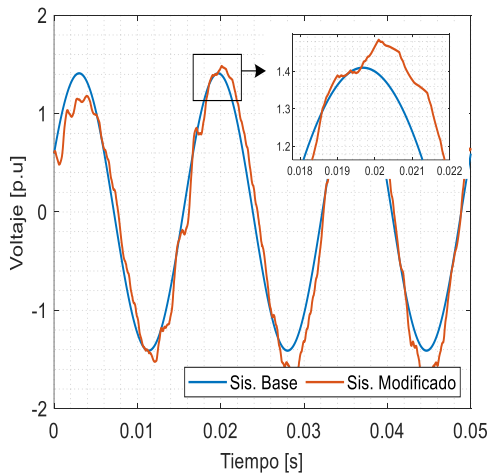


Figura 10 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 39.

Al analizar las señales senoidales dentro del nodo 08 se apreciar la señal sin modificaciones, siendo las señales del escenario base y el escenario modificado casi iguales debido a que presentan una variación de 0.0015 una de la otra.

La cantidad de distorsión armónica producida dentro del escenario base y la cantidad de THD producida en el escenario modificado es causado por la conexión de los aerogeneradores de tipo DFIG, el cual introduce una cantidad de armónicos al sistema, los niveles de tensión de 2.4 kV y 4.16 kV presentan variaciones significativas de THD a nivel general, el escenario base rodea valores que no sobrepasan el 0.25% a nivel general de los nodos, mientras que los valores de THD en el escenario modificado rodean como punto máximo un 10.73% de distorsión armónica.

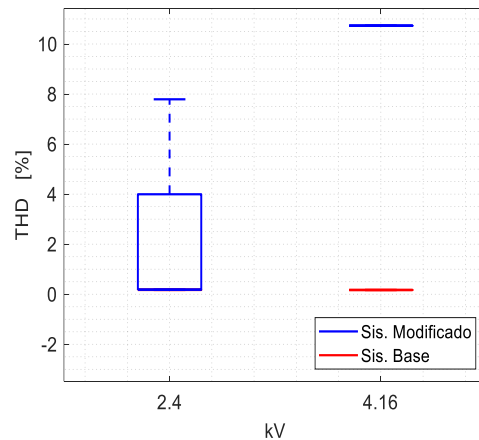


Figura 12 COMPARACIÓN DEL THD ENTRE LOS SISTEMAS INICIALES.



La comparación de información resultante entre estos dos da como resultado que de manera individual el nodo que posee una mayor inserción de armónicos se encuentra en el nodo 39 correspondiente al nivel de tensión de 4.16kV, el mismo que posee dentro del escenario original un 0.17% mientras que una vez conectado los aerogeneradores propuestos en el escenario modificado pasa a tener un 10.73% de THD.

El siguiente nodo con nivel de tensión de 13.8kV correspondiente al nodo 36 pasa de tener un valor inicial de 0.18% a 7.79% de THD, mientras que el nodo 08 que corresponde al nivel de tensión de 13.8kV posee un THD original de 0.19% pasa tener un 0.22%, siendo este nodo el menos afectado en distorsión armónica debido a su poco incremento.

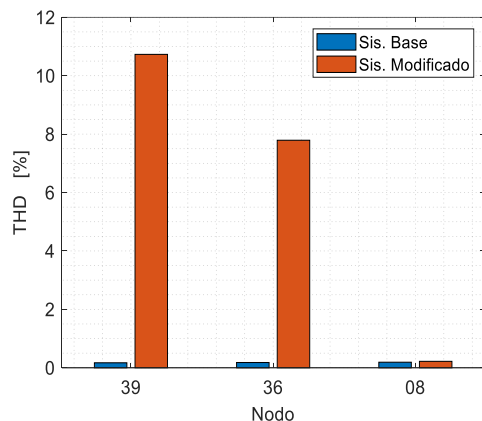


Figura 13 COMPARACIÓN DE THD DE NODOS CON AEROGENERADOR.

### 3.2 Caso 1.- Introducción de compensador al 30%

La implementación de los TCSC en la amortiguación de armónicos conectados en forma de paralelo a los banco capacitores, poseen una configuración de señal del 30% en su duración, esta es la encargada de activar los tiristores que controlan a los capacitores los mismo se encuentran configurados con una potencia reactiva del

30% de la atravesada en el nodo, el banco de capacitores se activa cada vez que se envíe una señal por parte de los tiristores, esto debido a su configuración y está activo mientras que esta dure.

El análisis obtenido dentro del nivel de tensión de 2.4kV posee un valor máximo de 1.046 p.u y un valor mínimo de 0.92465 p.u, dentro de nodo 39 que corresponde al nivel de tensión de 4.16kv en el escenario base posee un valor de 1.0608 p.u y una vez aplicada la compensación con su respectiva configuración antes detallada pasa a un valor de 1.0612 p.u lo que da como resultado un aumento de 0.0004 p.u.

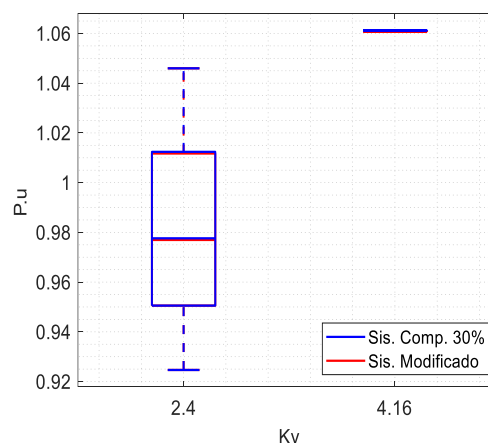


Figura 14 ANÁLISIS DEL PERFIL DE TENSIÓN ENTRE LOS ESCENARIOS.

El análisis del espectro de señales en el nodo 36, se determinó que la configuración antes descrita no puede amortiguar los armónicos de manera eficaz, dando como resultado que la señal trifásica continúa distorsionada en ciertas zonas y en otras se sobrepone a la señal del escenario modificado.

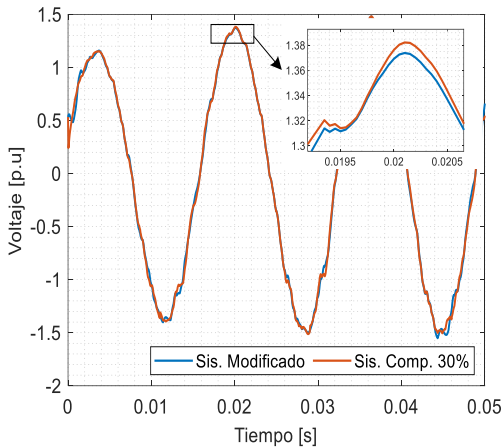


Figura 15 ANÁLISIS DEL PERFIL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 36.

En la señal trifásica del nodo 36 se aprecia que en ciertas partes no amortigua y en otras siendo así una señal irregular, por lo que ambas señales no poseen similitudes, siendo un amortiguamiento mínimo.

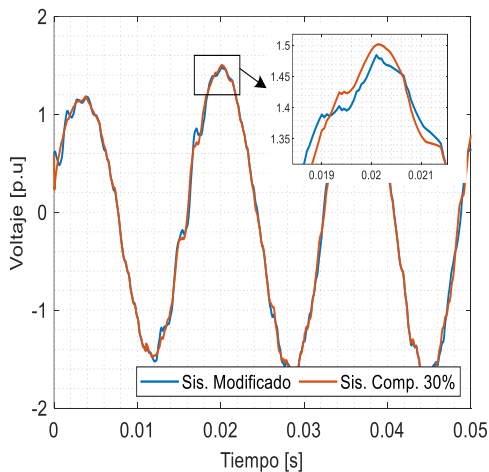


Figura 16 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 39.

Dentro del nodo 08 del sistema en estudio con la configuración del 30%, en el nodo se ha provocado una modificación en su señal de 0.00234 p.u., con lo cual la señal permanece con valores similares en comparación con el escenario de modificación, este nodo en comparación con los demás nodos de estudio ha sufrido cambios mínimos en la señal senoidal.

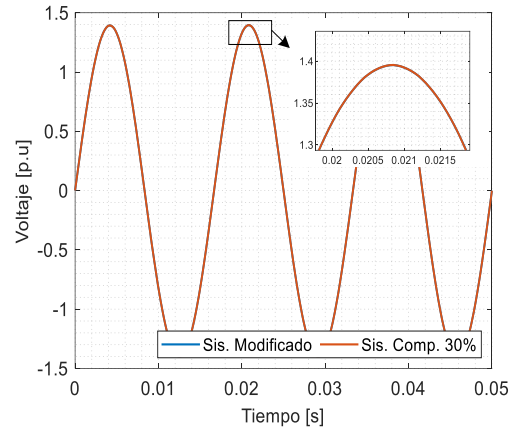


Figura 17 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 08.

El THD inyectado por la conexión de aerogeneradores y sus compensadores es de gran importancia en la reducción de la distorsión, por ello la configuración de una compensación al 30% de la potencia activa, da como resultado una reducción de distorsión, la cual se produce a un nivel de tensión de 4.16kV que corresponde al nodo 39, el cual redujo en 1.74% a la distorsión del escenario modificado.

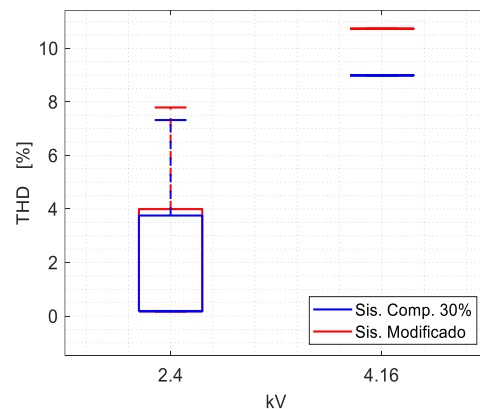


Figura 18 AMORTIGUAMIENTO ENTRE LOS SISTEMAS.

La distorsión que se produce dentro del análisis dentro de un nivel de tensión de 2.4kV corresponde al nodo 36, con una reducción del 0.47% en comparación con el escenario modificado y la distorsión a un nivel de tensión correspondiente a 13.8kV

del nodo 08, es de 0.1% en comparación con el escenario modificado.

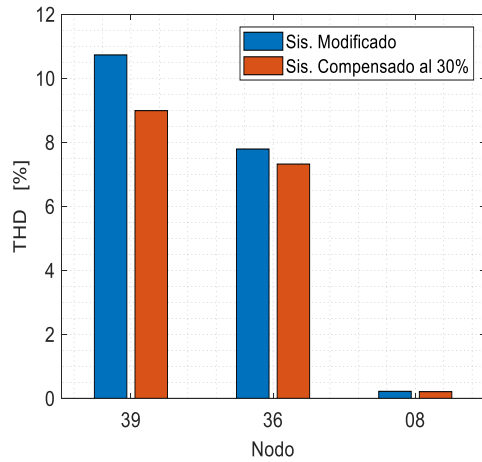


Figura 19 THD DE LOS NODOS QUE POSEEN UN AEROGENERADOR.

### 3.3 Caso 2.- Introducción de compensador al 50%

La conexión de aerogeneradores junto con sus compensadores en los nodos con un perfil de tensión bajo produce que en algunos nodos la misma se modifique, la compensación se configura a la potencia reactiva con el 50% de la potencia activa entregada por el generador, la configuración de sus controladores de igual manera con el 50% de su duración.

Los compensadores se encuentran conectados en paralelo a los aerogeneradores, el control de los mismo se lo hace a través de tiristores los cuales se encuentran con una configuración antes detallada.

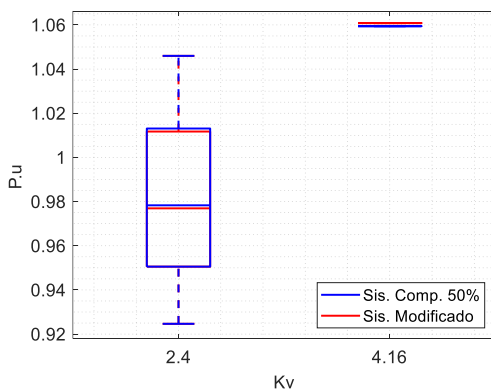


Figura 20 ANÁLISIS DEL PERFIL DE TENSIÓN ENTRE LOS ESCENARIOS.

El análisis de la señal senoidal del nodo 36 se aprecia que, la compensación realiza una sincronización con efecto a la señal del sistema, la señal con armónicos presente en el escenario modificado en ciertos sectores, la cual muestra que las señales son casi similares en varios puntos de la señal.

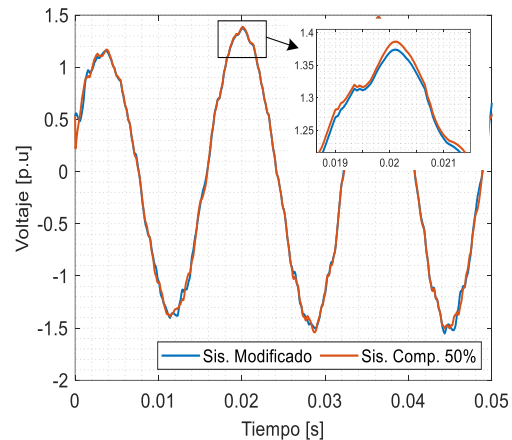


Figura 21 PERFIL DE TENSIÓN ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 36.

La señal trifásica localizada en el nodo 39, producto de la conexión de aerogenerador que en ciertas partes posee más distorsión a la del escenario modificado, la configuración que poseen los bancos capacitivos y sus controladores del 50% no es eficaz para el amortiguamiento de los armónicos presente en el nodo 39 del sistema.

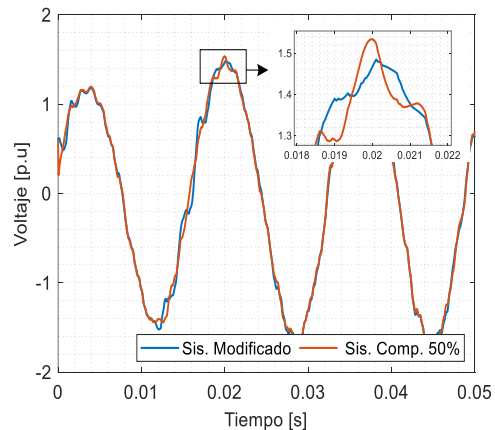


Figura 22 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 39.

Los resultados provenientes del nodo 08 del sistema, la distorsión presente en la onda es casi la misma siendo que las ondas de ambos sistemas se superpongan una encima de la otra, ya que las mismas poseen datos similares con la cual la forma de la onda sigue siendo igual en ambos casos.

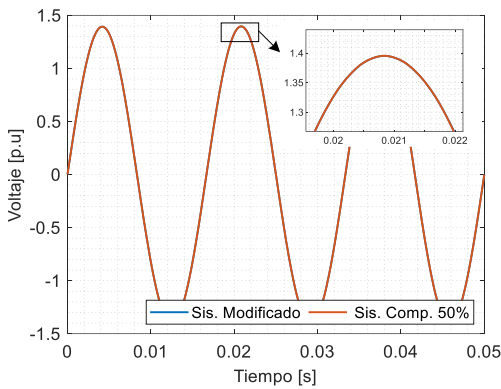


Figura 23 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 08.

El THD en cada uno de los niveles de tensión del cual está constituido el sistema poseen un cambio significativo, los nodos con nivel de tensión de 2.4kV sufre una caída en valor máximo de 0.78% situando en 7.01% en el caso compensado y en el nivel de tensión de 4.16kV cae de 10.73% a 8.25% con una reducción de 2.48%, cada uno de los niveles de tensión se encuentran en los nodos 39 y 36 respectivamente.

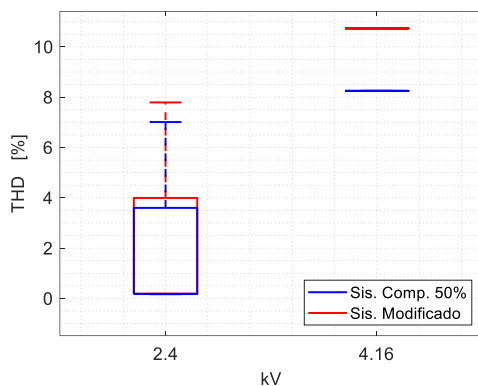


Figura 24 AMORTIGUAMIENTO ENTRE LOS SISTEMAS.

Al analizar el THD en cada uno de los nodos de manera porcentual se puede evidenciar que dentro del nodo 39 posee un amortiguamiento de 2.48% mientras que en el nodo 36 posee un amortiguamiento de 0.78% y en el nodo 08 posee un amortiguamiento de 0.01%.

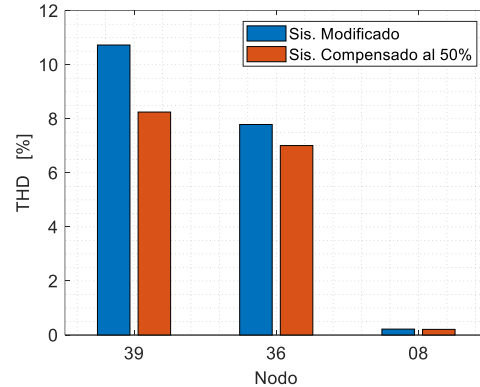


Figura 25 THD DE LOS NODOS QUE POSEEN UN AEROGENERADOR.

### 3.4 Caso 3.- Introducción de compensador al 70%

La incorporación de nuevos elementos como los bancos capacitivos controlados por tiristores genera la modificación en los perfiles de tensión en los niveles de 2.4kV, el mismo que presenta un aumento de tensión despreciable de 0.000001 p.u y en el nivel de 4.16kV presenta un aumento de 0.0023 p.u.

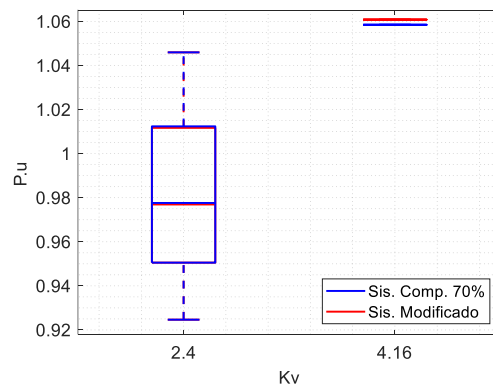


Figura 26 ANÁLISIS DEL PERFIL DE TENSIÓN ENTRE LOS ESCENARIOS.

Al utilizar una configuración de los bancos capacitivos al 70% dentro del espectro de la señal trifásica se evidencia

que las formas de onda en ciertas partes se superponen una entre otras dando como resultado una amortiguación parcial del sistema, el cual debido a los aerogeneradores presentan distorsión en la señal del nodo 36.

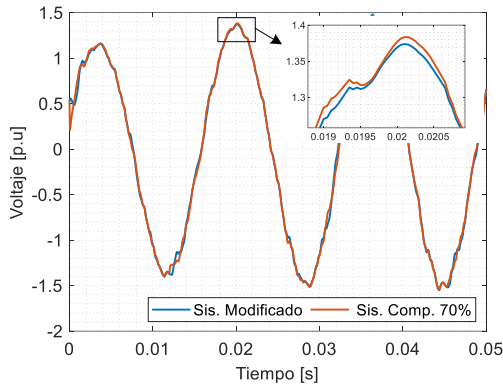


Figura 27 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 36.

Las señales de onda del nodo 39 evidencia una amortiguación parcial, la aplicación de la configuración del 70% en los bancos capacitivos como en los controladores del mismo, estos producen un amortiguamiento parcial, para el análisis se toma una fase del nodo apreciando de mejor manera los resultados.

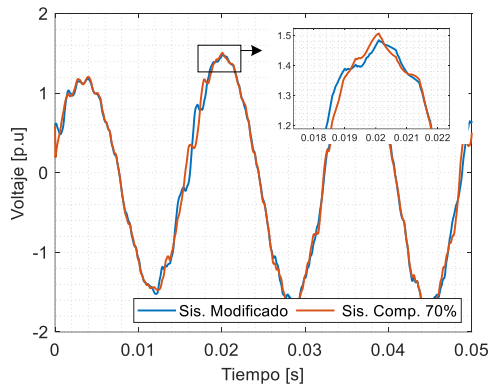


Figura 28 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 39.

El análisis del nodo 08 con la configuración establecida para este caso evidencia que los valores de amortiguamiento son los mismo que se establecieron dentro del escenario de

modificación, causando que la onda del sistema compensado al 70% se superponga las señales entre ambos sistemas.

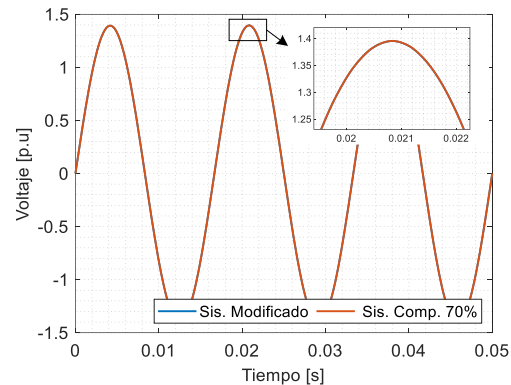


Figura 29 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 08.

El THD referente a la configuración de los capacitores al 70% de la potencia activa proveniente del aerogeneradores junto con los controladores demuestra que existe una amortiguación apreciable dentro de los niveles de tensión de 2.4kV pasando de un nivel máximo de 7.79% a un 6.86% en el sistema compensado y en el nivel de 4.16kV posee un valor máximo de 10.73% a un 10.09% en el sistema compensado, los niveles de tensión antes mencionados hacen referencias a los nodos 36 y 39 del sistema en estudio.

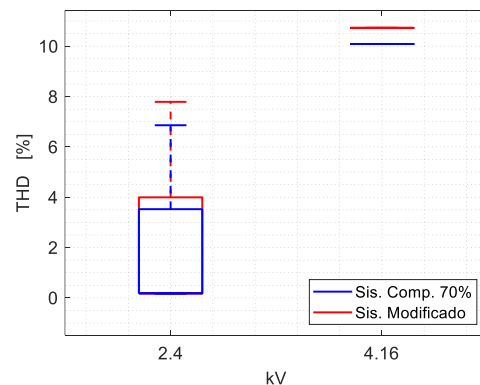


Figura 30 AMORTIGUAMIENTO ENTRE LOS SISTEMAS.

El análisis de cada uno de los nodos en los cuales se instalaron aerogeneradores se evidencia de mejor manera los

amortiguamientos individuales, dentro del nodo 39 el nodo presenta un amortiguamiento individual de 0.8%, en el nodo 36 el amortiguamiento individual es del 1.10% mientras que en el nodo 08 presenta un amortiguamiento del 0.01%

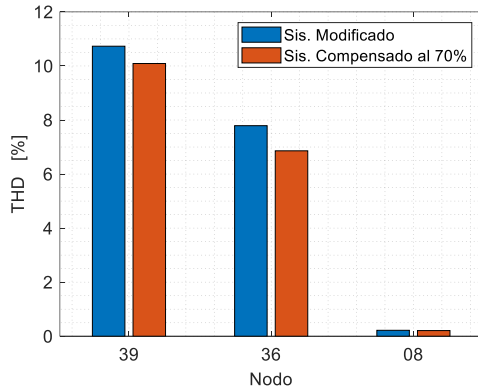


Figura 31 THD DE LOS NODOS QUE POSEEN UN AEROGENERADOR.

### 3.5 Caso 4.- Introducción de compensador al 90%

La instalación de los bancos capacitivos junto con sus controladores posee una configuración de 90% en su duración como en la potencia reactiva y genera un incremento de 0.0069 p.u dentro del nivel de tensión de 4.16kV mientras que en el nivel de tensión sufre un aumento de 0.00001 en sus valores mínimos.

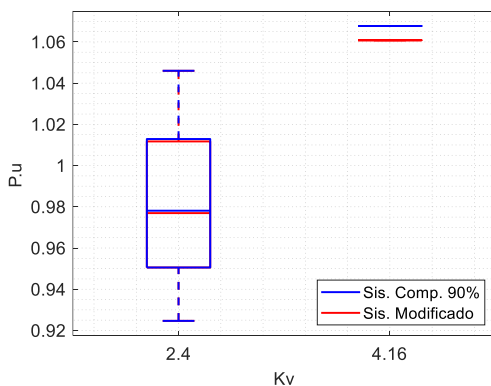


Figura 32 PERFIL DE TENSIÓN ENTRE LOS SISTEMAS.

Los resultados obtenidos dentro del análisis de onda dentro del nodo 36 de manera individual, se aprecia que la forma de la onda aplicada la compensación al

90% no es de todo similar, por lo tanto, la amortiguación dentro del nodo es parcialmente efectiva pero no es muy concreta en su funcionamiento.

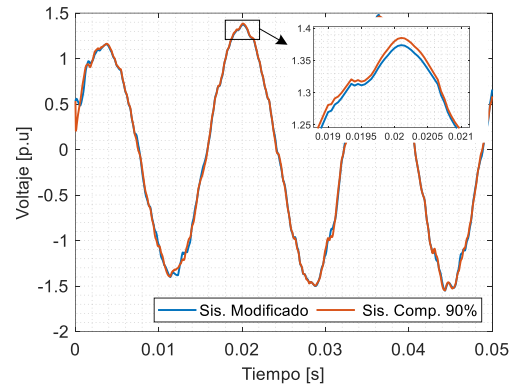


Figura 33 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 36.

La afectación de la onda senoidal del sistema en estudio dentro del nodo 39 al igual que su par del nodo 36 presenta en ciertas zonas una modificación generada por los bancos capacitivos y su configuración, esta configuración se aprecia que la amortiguación no se ejecuta de mejor manera, debido a que en ciertas zonas permanecen con distorsión.

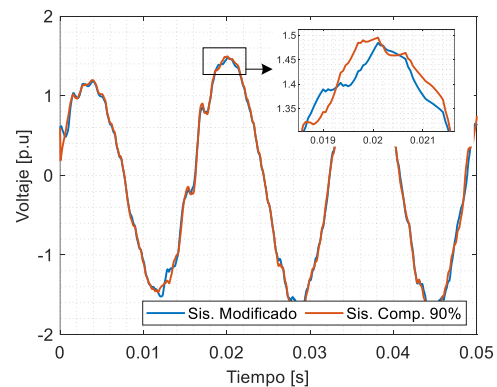


Figura 34 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 39.

Dentro del sistema analizado, el nodo 08 al igual que los demás casos anteriores, los armónicos de la señal ha sido mínima con una variación de 0.00012 p.u, por consiguiente, su forma de onda es similar entre ambos escenarios.



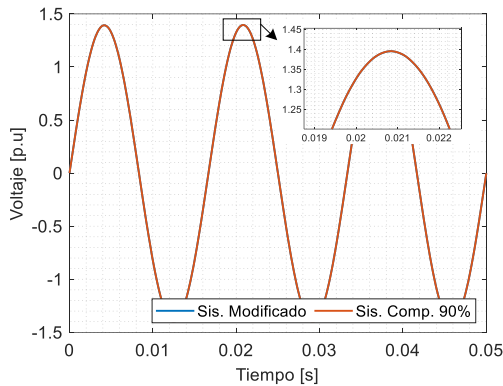


Figura 35 COMPARACIÓN DE SEÑAL ENTRE LOS SISTEMAS EN BARRA 08.

El THD a nivel general del sistema sufre variaciones muy pequeñas, las variaciones más importantes se encuentran en los niveles de tensión de 2.4kV y 4.16kV pertenecientes a los nodos 36 y 39 respectivamente, dentro del nodo 36 se presenta un valor de 6.69% y un valor compensado de 0.18%, estos datos son a nivel general dentro del nivel de tensión que pertenece el nodo, en el caso del nodo 39 presenta un valor de 9.93% en el sistema compensado cuya reducción es del 0.8% en comparación con el escenario modificado.

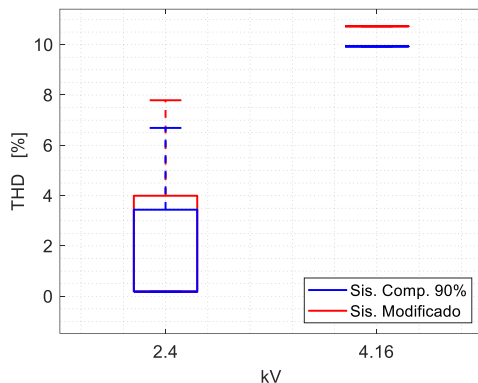


Figura 36 AMORTIGUAMIENTO ENTRE LOS ESCENARIOS.

Si al analizar de forma individual en cada nodo, el THD del nodo 39 presenta una reducción del 0.8% en comparación al escenario de referencia que posee un 10.73%, el nodo 36 presenta una reducción

del 1.19% situándose en 6.69% y el nodo 08 presenta una reducción del 0.01% siendo la cifra más pequeña dentro de este caso con respecto a la reducción del THD.

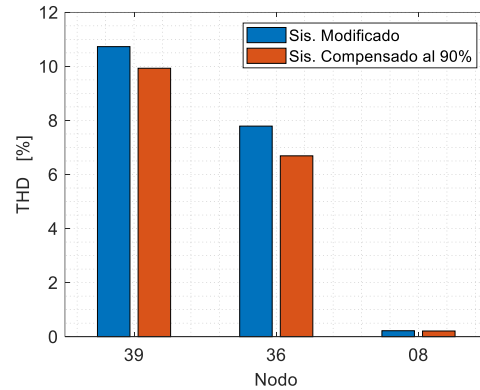


Figura 37 THD DE LOS NODOS QUE POSEEN UN AEROGENERADOR.

## 4 Conclusiones

El análisis de los resultados obtenidos de los diferentes casos de estudio se concluye lo siguiente:

- De acuerdo a la ejecución del modelamiento del sistema IEEE399-1993 con la inserción de las diferentes configuraciones al ingreso de carga no lineal, el THD registra un aumento significativo, por consecuencia el sistema pasa a ser inestable debido a la inserción de resonancia en cada una de las fases siendo estas conducidas a través del sistema de transmisión hacia la etapa de generación siendo el eje de generación el más afectado, este evento de ser un tiempo prolongado podría sufrir daños considerables como lo ocurrido en EEUU.
- La configuración de los bancos capacitivos, así como sus controladores son definidas de acuerdo a cada uno de los casos, así como también al nivel de potencia activa en la cual se analiza, siendo esta una de las más importantes como también el tiempo de funcionamiento de los controladores.

- El análisis de los niveles de distorsión armónica presentes en cada uno de las simulaciones dan como resultado que el ingreso de cargas no lineales a gran escala es perjudicial para el sistema eléctrico en comparación con el sistema base, esto condujo a un aumento de la distorsión armónica, la misma que se amortiguo con la implementación de bancos capacitivos con diferentes configuraciones para un mejor resultado, entre varias opciones de configuración.

## 5 Trabajos Futuros

Con el fin de poder complementar el análisis del sistema se podría investigar los modelos de compensación más eficientes, así como los que usan la electrónica de potencia para el control de los compensadores, y su implementación al sistema eléctrico de estudio.

Adicionalmente se puede lograr un mayor enfoque al análisis entre los diferentes sistemas de compensación y determinar cuál de estos sistemas posee un mejor desempeño al momento de realizar su trabajo dentro del sistema de estudio.

## 6 Referencias

- [1] Ing. Rubén Galeas Arana, “Lineas de Transmision Electrica.” p. 265, 2010.
- [2] S. K. Mittapally, C. Pang, and U. K. Renduchintala, “Mitigation of Subsynchronous Resonance in power grid integrated with PV Power Station,” *2018 Int. Conf. Power Energy, Environ. Intell. Control. PEEIC 2018*, pp. 507–511, 2019, doi: 10.1109/PEEIC.2018.8665436.
- [3] A. Kumar, K. Kumar, N. Kaushik, S. Sharma, and S. Mishra, “Renewable energy in India: Current status and future potentials,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 8, pp. 2434–2442, 2010, doi: 10.1016/j.rser.2010.04.003.
- [4] K. Manjusha, S. Balamurugan, and N. Kirthika, “Real power flow control in transmibion system using TCSC,” *2016 - Bienn. Int. Conf. Power Energy Syst. Towar. Sustain. Energy, PESTSE 2016*, pp. 0–4, 2016, doi: 10.1109/PESTSE.2016.7516532.
- [5] W. M. Lin, S. J. Chen, and Y. S. Su, “An application of interior-point based OPF for system expansion with FACTS devices in a deregulated environment,” *PowerCon 2000 - 2000 Int. Conf. Power Syst. Technol. Proc.*, vol. 3, pp. 1407–1412, 2000, doi: 10.1109/ICPST.2000.898175.
- [6] L. Michi *et al.*, “An overview of the HVDC transmission system models in planning tools: The Italian experience,” *2019 AEIT HVDC Int. Conf. AEIT HVDC 2019*, 2019, doi: 10.1109/AEIT-HVDC.2019.8740460.
- [7] D. K. Mishra, A. Mohanty, and P. Ray, “MATLAB/Simulink based FA for optimizing TCSC controller in a power system,” *2017 4th Int. Conf. Adv. Comput. Commun. Syst. ICACCS 2017*, 2017, doi: 10.1109/ICACCS.2017.8014694.
- [8] M. Peyvandi, M. Zafarani, and E. Nasr, “Comparison of particle swarm optimization and the genetic algorithm in the improvement of power system stability by an SSSC-based controller,” *J. Electr. Eng. Technol.*, vol. 6, no. 2, pp. 182–191, 2011, doi: 10.5370/JEET.2011.6.2.182.
- [9] J. E. Carri *et al.*, *Fiabilidad de redes eléctricas*. Loja - Ecuador, 2019.



- [10] F. A. Kristianto, I. I. Garniwa, A. A. Kusuma, and M. Marbun, "Study of FACTS Implementation to Balance Transmission Line Loading under Steady, Dynamic, and SSR Simulation : Study Case : Suralaya - Balaraja 500 kV," *Proc. 2nd Int. Conf. High Volt. Eng. Power Syst. Towar. Sustain. Reliab. Power Deliv. ICHVEPS 2019*, pp. 2019–2024, 2019, doi: 10.1109/ICHVEPS47643.2019.9011044.
- [11] P. M. Khadke, N. R. Patne, and G. A. Shinde, "Co-ordination of spark gap protection with MOV in EHV transmission line with FSC," *WIECON-ECE 2016 - 2016 IEEE Int. WIE Conf. Electr. Comput. Eng.*, no. December, pp. 16–20, 2017, doi: 10.1109/WIECON-ECE.2016.8009077.
- [12] J. Arrillaga, Y. H. Liu, and N. R. Watson, *Flexible Power Transmission*. 2007.
- [13] G. Migliavacca, C. Rehtanz, H. Ferreira, G. Fulli, and A. Purvins, "THE ROLE OF FACTS AND HVDC IN THE FUTURE."
- [14] G. Migliavacca, "Storage and balancing as key elements for future network planning and electricity markets design," 2016.
- [15] W. D. S. J. John J. Grainger, "Análisis de Sistemas de Potencia." pp. 1–561.
- [16] S. Khan and S. Bhowmick, "A Fuzzy TCSC Controller for transient stability improvement," *12th IEEE Int. Conf. Electron. Energy, Environ. Commun. Comput. Control (E3-C3), INDICON 2015*, pp. 1–5, 2016, doi: 10.1109/INDICON.2015.7443231.
- [17] R. X. Li, "Design and realization of 3-DOF welding manipulator control system based on motion controller," *Energy Procedia*, vol. 14, pp. 931–936, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2011.12.887.
- [18] D. Chatterjee and A. Ghosh, "Transient stability assessment of power systems containing series and shunt compensators," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 3, pp. 1210–1220, 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.901455.
- [19] V. YARLAGADDA, B. RAM, and K. RAO, "Automatic Control of Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC)," *Margin*, vol. 2, no. 3, pp. 444–449, 2012, [Online]. Available: [http://www.ijera.com/papers/Vol2\\_issue3/BW23444449.pdf](http://www.ijera.com/papers/Vol2_issue3/BW23444449.pdf).
- [20] P. C. Srivastava, A. Ghosh, and S. V. Jayaram Kumar, "Model-based control design of a TCSC-compensated power system," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 21, no. 4, pp. 299–307, 1999, doi: 10.1016/S0142-0615(98)00046-5.
- [21] C. E. Prasad and S. Vadhera, "Damping of sub synchronous resonance using fuzzy based PI controlled UPFC," in *2015 IEEE International Conference on Signal Processing, Informatics, Communication and Energy Systems (SPICES)*, Feb. 2015, pp. 1–5, doi: 10.1109/SPICES.2015.7091455.
- [22] M. Bongiorno, L. Angquist, and J. Svensson, "A novel control strategy for subsynchronous resonance mitigation using SSSC," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 2, pp. 1033–1041, 2008, doi: 10.1109/TPWRD.2007.908751.
- [23] K. R. Padiyar, *Facts Controllers in Power Transmission Distribution*. 2007.
- [24] H. A. Mohammadpour, M. M. Islam, E. Santi, and Y. J. Shin, "SSR

- Damping in Fixed-Speed Wind Farms Using Series FACTS Controllers,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 31, no. 1, pp. 76–86, 2016, doi: 10.1109/TPWRD.2015.2464323.
- [25] Qurratulain, E. Jamil, and S. Hameed, “Mitigation of Power System Transients in a Multi-Machine System using Unified Power Flow Controller,” *Proc. IEEE Int. Conf. Signal Process. Control*, vol. 2019-Octob, pp. 119–124, 2019, doi: 10.1109/ISPCC48220.2019.8988305.
- [26] H. A. Mohammadpour, M. M. Islam, E. Santi, and Y. J. Shin, “SSR Damping in Fixed-Speed Wind Farms Using Series FACTS Controllers,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 31, no. 1, pp. 76–86, 2016, doi: 10.1109/TPWRD.2015.2464323.
- [27] L. Fan, R. Kavasseri, Z. L. Miao, and C. Zhu, “Modeling of DFIG-based wind farms for SSR analysis,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 25, no. 4, pp. 2073–2082, 2010, doi: 10.1109/TPWRD.2010.2050912.
- [28] K. R. Padiyar and A. M. Kulkarni, “Analysis of Subsynchronous Resonance,” *Dyn. Control Electr. Transm. Microgrids*, pp. 341–389, 2018, doi: 10.1002/9781119173410.ch10.
- [29] M. C. Chudasama and A. M. Kulkarni, “Dynamic phasor analysis of SSR mitigation schemes based on passive phase imbalance,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1668–1676, 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2072793.
- [30] H. Ghorbani, D. E. Moghadam, A. Luna, J. I. Candela, and P. Rodriguez, “Application of subsynchronous damping controller to static var compensator,” *2015 17th Eur. Conf. Power Electron. Appl. EPE-ECCE Eur. 2015*, 2015, doi: 10.1109/EPE.2015.7309389.
- [31] H. Li *et al.*, “An Improved Fast Detection Method on Subsynchronous Resonance in a Wind Power System with a Series Compensated Transmission Line,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 61512–61522, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2915545.
- [32] D. D. Tung, L. Van Dai, and L. C. Quyen, “Subsynchronous Resonance and FACTS-Novel Control Strategy for Its Mitigation,” *J. Eng. (United Kingdom)*, vol. 2019, 2019, doi: 10.1155/2019/2163908.
- [33] S. Robak, “Selection of PST control signal using block diagram transfer function model,” no. 2, 2003.
- [34] M. Jaramillo and L. Tipán, “Comparative analysis of DG units against Capacitive banks in a micro-grid as an alternative for voltage profile enhancement,” 2020 IEEE International Conference on Computing, Power and Communication Technologies (GUCON), 2020, pp. 261–267, doi: 10.1109/GUCON48875.2020.9231191.



## 7 Matriz de Estado del Arte

Tabla 5. Matriz de estado del arte

| ÍTEM | DATOS |   |       |       | TEMÁTICA                 |                          |                          | FORMULACIÓN DEL PROBLEMA |                          |                          | RESTRICCIONES DEL PROBLEMA    |                          |                          | PROPUESTA PARA RESOLVER EL PROBLEMA |                          |                          | SOLUCIÓN PROPUESTA       |                          |  |                          |
|------|-------|---|-------|-------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--|--------------------------|
|      | AÑO   | TÍTULO DEL ARTÍCULO   | PAÍS  | CITAS | LÍNEAS DE TRANSMISIÓN    | COMPENSADORES            | CONTROLADORES            | RESONANCIA SUB-SÍNCRONA  | PRODUCCIÓN DE RESONANCIA | DETECCIÓN DE RESONANCIA  | CONSECUENCIA DE LA RESONANCIA | SISTEMA DE CONEXIÓN      | SISTEMA DE AMORTIGUACIÓN | SISTEMAS DE CONTROL                 | TÉCNICA DE COMPENSACIÓN  | TÉCNICA DE CONTROL       | IDENTIFICACIÓN DE CARGAS | APLICACIÓN DE TCSC       | AMORTIGUACIÓN DE ONDA SENOIDAL DEL SISTEMA | AMORTIGUACIÓN DEL THD    |
| 1    | 2010  | Líneas de transmisión eléctricas  | Perú  | 0     | X                        | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>      | X                        | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>                   | <input type="checkbox"/> |
| 2    | 2018  | Mitigation of Subsynchronous Resonance in power grid integrated with PV Power Station | India | 1     | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | X                        | X                        | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>      | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | X  | <input type="checkbox"/> |
| 3    | 2010  | Renewable energy in India: Current status and future potentials                       | India | 242   | X                        | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>      | X                        | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | X                        | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>                   | <input type="checkbox"/> |
| 4    | 2016  | Real power flow control in transition system using TCSC                               | India | 6     | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>      | <input type="checkbox"/> | X                        | X                                   | X                        | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | X                        | <input type="checkbox"/>                   | <input type="checkbox"/> |

|    |      |  |           |     |                          |                          |                          |                          |                          |                          |                          |                          |                          |                          |                          |                          |                          |                          |                          |                          |                          |                          |
|----|------|--|-----------|-----|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| 5  | 2000 | An application of interior-point based OPF for system expansion with FACTS devices in a deregulated environment                                      | Australia | 4   | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <b>X</b>                 | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <b>X</b>                 | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <b>X</b>                 | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |                          |
|    | 2019 | An overview of the HVDC transmission system models in planning tools: The Italian experience   | Italia    | 1   | <b>X</b>                 | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <b>X</b>                 | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |                          |
| 6  | 2017 | MATLAB/Simulink based FA for optimizing TCSC controller in a power system  | India     | 279 | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <b>X</b>                 | <b>X</b>                 | <b>X</b>                 | <b>X</b>                 | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |                          |
| 7  | 2011 | Comparison of particle swarm optimization and the genetic algorithm in the improvement of power system stability by an SSSC-based controller         | Irán      | 34  | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <b>X</b>                 | <b>X</b>                 | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |                          |
| 8  | 2019 | Fiabilidad de redes eléctricas   | Ecuador   | 0   | <b>X</b>                 | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <b>X</b>                 | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <b>X</b>                 | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 9  | 2019 | Study of FACTS Implementation to Balance Transmission Line Loading under Steady, Dynamic, and SSR Simulation: Study Case: Suralaya - Balaraja 500 kv | Indonesia | 41  | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <b>X</b>                 | <b>X</b>                 | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <b>X</b>                 | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <b>X</b>                 | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 10 | 2016 | Co-ordination of spark gap protection with MOV in EHV transmission line with FSC   | India     | 1   | <b>X</b>                 | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <b>X</b>                 | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |

|    |      |  |            |     |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|----|------|--|------------|-----|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 11 | 2019 | An overview of the HVDC transmission system models in planning tools: The Italian experience     | Italia     | 1   | X | □ | □ | □ | □ | □ | □ | X | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ |
| 12 | 2007 | Flexible power transmission  | Inglaterra |     | X | □ | □ | □ | □ | □ | □ | X | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ |
| 13 | 2011 | The role of facts and HVDC in the future.  | Inglaterra | 6   | X | □ | □ | □ | □ | □ | □ | X | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ |
| 14 | 2016 | Storage and balancing as key elements for future network planning and electricity markets design | EEUU       | 0   | X | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | X | □ | □ | □ |
| 15 | 2001 | Análisis de Sistemas de Potencia   | EEUU       | 0   | □ | X | □ | □ | □ | □ | X | □ | X | □ | □ | □ | X | X | □ |
| 16 | 2016 | A Fuzzy TCSC Controller for transient stability improvement                                      | India      | 113 | □ | X | □ | □ | □ | □ | □ | □ | X | □ | X | □ | □ | X | □ |
| 17 | 2012 | Design and realization of 3-DOF welding manipulator control system based on motion controller    | Bangladesh | 3   | □ | - | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | X | X | □ | □ | X | □ |
| 18 | 2017 | Transient stability assessment of power systems containing series and shunt compensators         | India      | 42  | □ | X | □ | □ | □ | □ | □ | □ | X | □ | X | □ | □ | □ | □ |
| 19 | 2012 | Automatic Control of Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC)                                | India      | 0   | □ | X | X | □ | □ | □ | □ | □ | X | □ | X | X | □ | □ | X |
| 20 | 1999 | Model-based control design of a TCSC-compensated power system                                    | India      | 10  | □ | X | X | □ | □ | □ | □ | □ | □ | X | □ | □ | □ | X | □ |

|    |      |   |       |     |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|----|------|---|-------|-----|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 21 | 2015 | Damping of sub synchronous resonance using fuzzy based PI controlled UPFC                           | India | 4   | □ | □ | X | X | □ | □ | □ | □ | □ | X | □ | X | □ | □ | □ | □ |   |
| 22 | 2008 | A novel control strategy for subsynchronous resonance mitigation using SSSC                         | EEUU  | 0   | □ | □ | □ | X | X | X | X | □ | X | □ | □ | □ | □ | □ | X | □ |   |
| 23 | 2007 | Facts Controllers in Power Transmission Distribution  | India | 0   | X | X | X | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ |   |
| 24 | 2016 | SSR Damping in Fixed-Speed Wind Farms Using Series FACTS Controllers                                | EEUU  | 42  | □ | □ | □ | X | X | X | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ |   |
| 25 | 2019 | Mitigation of Power System Transients in a Multi-Machine System using Unified Power Flow Controller | India | 27  | □ | □ | □ | □ | □ | □ | X | □ | X | X | X | □ | □ | □ | □ | □ |   |
| 26 | 2016 | SSR Damping in Fixed-Speed Wind Farms Using Series FACTS Controllers                                | EEUU  | 42  | □ | □ | □ | X | X | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | X | □ | □ | □ | X |
| 27 | 2010 | Modeling of DFIG-based wind farms for SSR analysis  | EEUU  | 286 | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | X | □ | □ | □ |
| 28 | 2018 | Analysis of Subsynchronous Resonance  | EEUU  | 0   | □ | □ | □ | X | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | X | □ |
| 29 | 2011 | Dynamic phasor analysis of SSR mitigation schemes based on passive phase imbalance                  | EEUU  | 25  | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | X | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ |
| 30 | 2015 | Application of subsynchronous damping controller to static var compensator                          | Suiza | 172 | □ | □ | □ | X | □ | X | □ | □ | □ | □ | □ | □ | X | □ | □ | X | □ |

|      |      |  |            |    |    |   |   |    |   |   |   |   |   |   |    |   |   |   |   |   |   |
|------|------|--|------------|----|----|---|---|----|---|---|---|---|---|---|----|---|---|---|---|---|---|
| 31   | 2019 | An Improved Fast Detection Method on Subsynchronous Resonance in a Wind Power System with a Series Compensated Transmission Line | China      | 2  | □  | □ | □ | □  | □ | □ | X | X | □ | □ | □  | X | □ | □ | □ | X | □ |
| 32   | 2019 | Subsynchronous Resonance and FACTS-Novels Control Strategy for Its Mitigation  | Inglaterra |    | □  | X | X | □  | □ | □ | □ | □ | □ | □ | X  | 0 | X | □ | □ | □ | □ |
| 33   | 2003 | Selection of PST control signal using block diagram transfer function model  | Italia     | 93 | □  | □ | X | □  | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □  | X | □ | □ | □ | □ | □ |
| 34   | 2020 | Comparative analysis of DG units against Capacitive banks in a micro-grid as an alternative for voltage profile enhancement      | India      | 25 | □  | X | X | □  | □ | □ | □ | □ | □ | □ | X  | X | X | □ | □ | □ | X |
| Suma |      |  |            |    | 10 | 9 | 8 | 10 | 6 | 5 | 5 | 6 | 9 | 7 | 13 | 8 | 4 | 9 | 7 | 5 |   |



**7.1 Resumen de Indicadores**

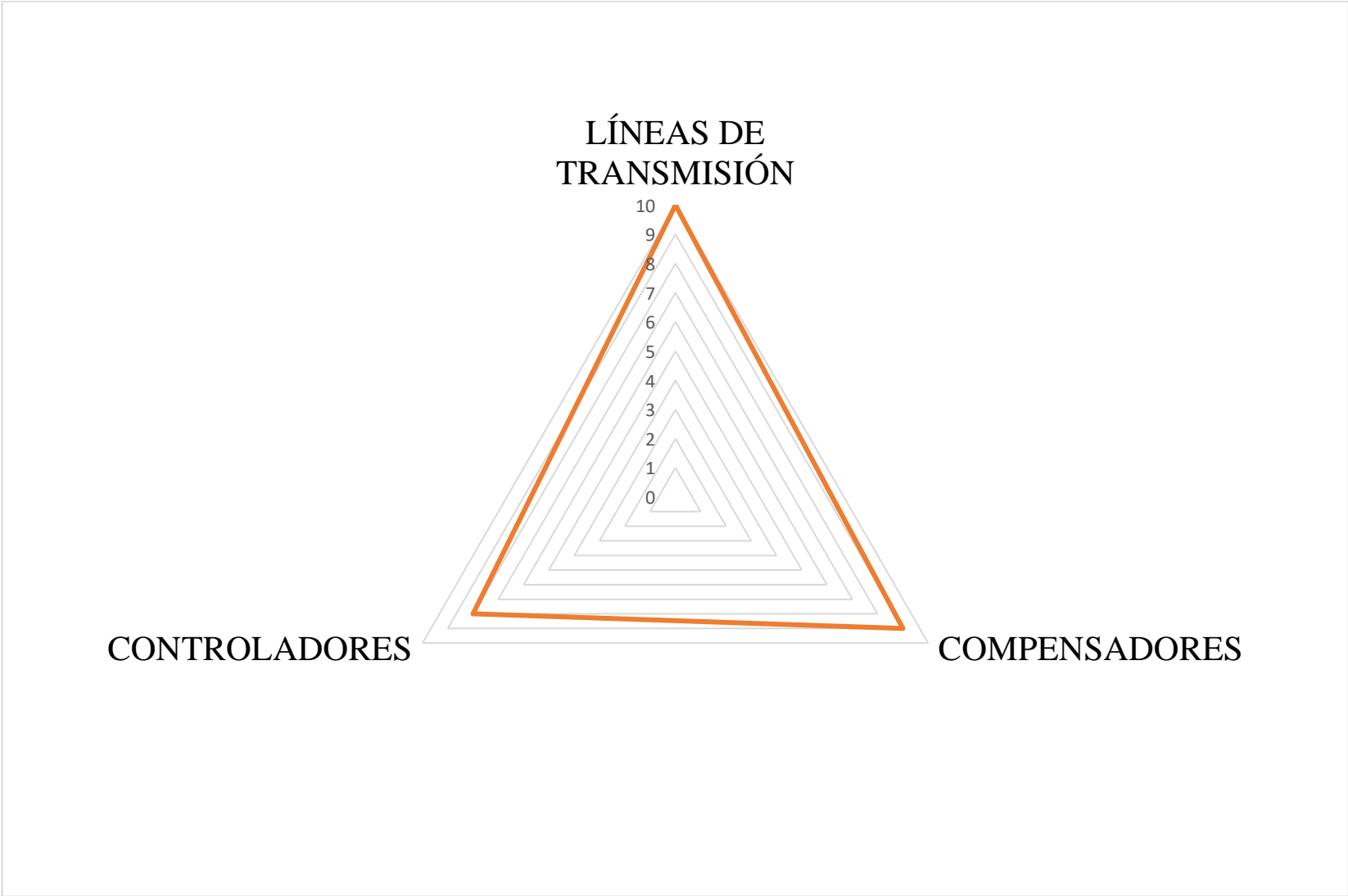


Figura 38. Resumen e Indicador de la temática – Estado del Arte.

## 7.2 Formulación del problema

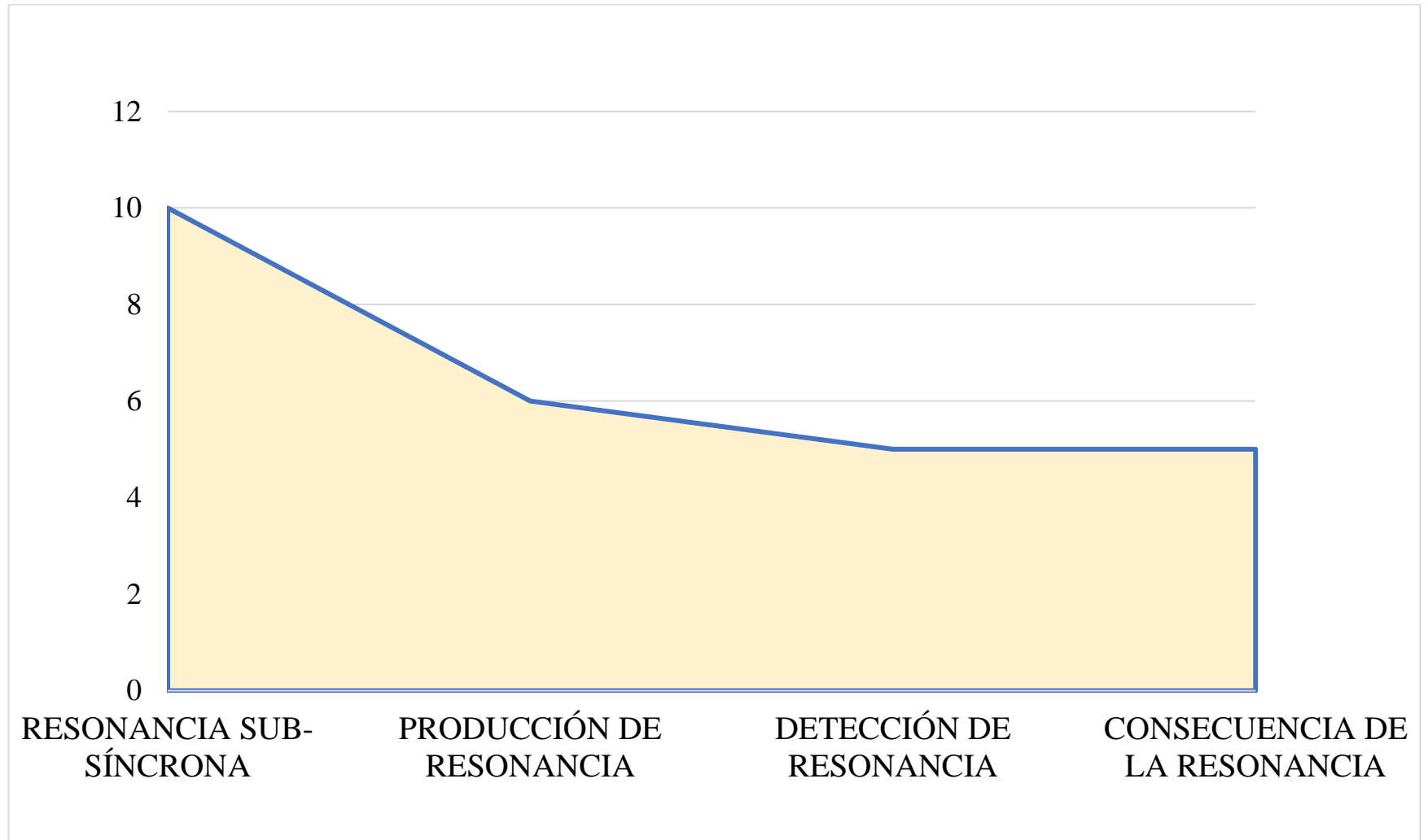


Figura 39. Indicador de formulación del problema – Estado del Arte

**7.3 Solución Propuesta**

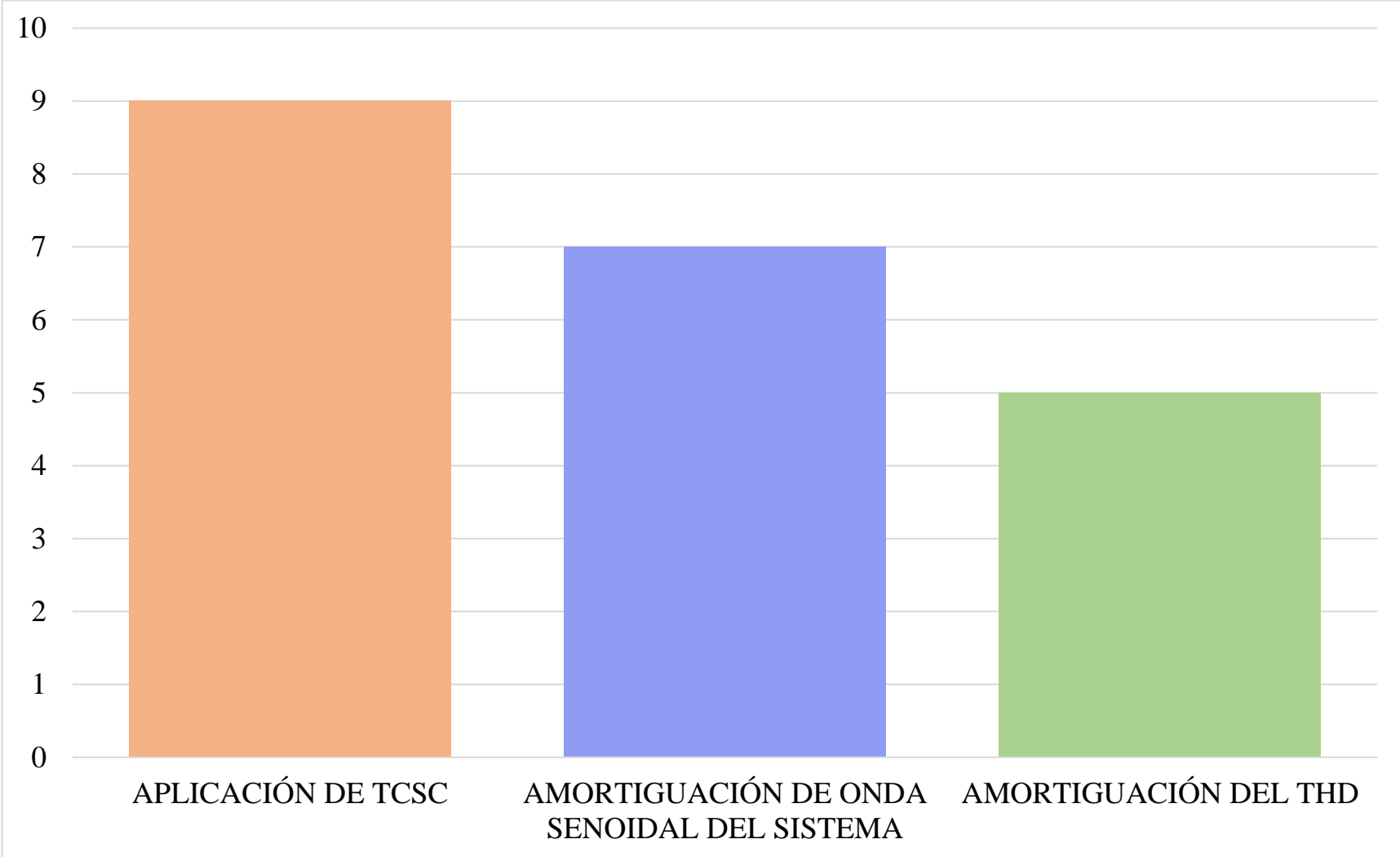


Figura 37. Indicador de Solución.