

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**INFLUENCIA DE LA INTERCONEXIÓN REGIONAL Y LAS  
CONDICIONES CLIMÁTICAS EN LA FRECUENCIA  
ELÉCTRICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO SALVADOREÑO**

PRESENTADO POR:

**BRANDON SAMUEL LARIN CHICAS**

**MEDARDO DE JESÚS PORTILLO HERNÁNDEZ**

PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

CIUDAD UNIVERSITARIA, SEPTIEMBRE DE 2025

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADO**

RECTOR:

MSC. JUAN ROSA QUINTANILLA

SECRETARIO GENERAL:

LIC. PEDRO ROSALÍO ESCOBAR CASTANEDA

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**

DECANO:

MSC. LUIS SALVADOR BARRERA MANCÍA

SECRETARIO:

ARQ. RAÚL ALEXANDER FABIÁN ORELLANA

**ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

DIRECTOR:

ING. WERNER DAVID MELÉNDEZ VALLE

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACION PREVIO A LA OPCION AL GRADO DE:  
**INGENIERO ELECTRICISTA**

TITULO:

**INFLUENCIA DE LA INTERCONEXIÓN REGIONAL Y LAS  
CONDICIONES CLIMÁTICAS EN LA FRECUENCIA  
ELÉCTRICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO SALVADOREÑO**

PRESENTADO POR:

**BRANDON SAMUEL LARIN CHICAS  
MEDARDO DE JESÚS PORTILLO HERNÁNDEZ**

TRABAJO DE GRADUACION APROBADO POR:

DOCENTE ASESOR:

**PhD. CARLOS OSMIN POCASANGRE JIMENEZ**

SAN SALVADOR, SEPTIEMBRE DE 2025

TRABAJO DE GRADUACION APROBADO POR:

DOCENTE ASESOR:

**PhD. CARLOS OSMIN POCASANGRE JIMENEZ**

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar, agradezco profundamente a Dios por permitirme llegar a este punto de mi vida, concediéndome la fortaleza física y mental necesaria para afrontar los desafíos que se han presentado en el camino y por guiarme en cada etapa de este recorrido.

Expreso mi más sincero agradecimiento a mi madre, Febe luz Chicas de Larin, por su apoyo, incondicional y sabios consejos, siendo mi mejor ejemplo a seguir, mostrándome cómo enfrentar cada desafío con valentía, así como a mi padre, Samuel Larin Hernández, por su acompañamiento y apoyo constante. De igual manera, agradezco profundamente a mi hermana, Josseline Ivania Larin, quien siempre me ofreció apoyo y compañía, así como a los miembros de mi familia materna y paterna, por sus palabras motivadoras y apoyo en este proceso.

Deseo expresar un agradecimiento especial a mi amiga Estefany Abigail Machado cuya presencia fue invaluable durante mis primeros años de etapa universitaria, brindándome motivación y apoyo. Asimismo, agradezco a todos mis compañeros y amigos de la UES, con quienes compartí experiencias y aprendizajes en circunstancias académicas extraordinarias. A todos aquellos que se mantuvieron a mi lado hasta el final, les guardo un profundo aprecio por su respaldo constante.

Agradezco profundamente a mi jefe/mentor Ing. Manuel Rodolfo Cruz por la guía brindada en el ámbito laboral, así como por sus enseñanzas y consejos que contribuyeron de manera significativa a mi desarrollo profesional y personal. Extiendo también mi agradecimiento a mis compañeros de trabajo, quienes compartieron conmigo su experiencia y conocimientos, convirtiendo esta etapa en una oportunidad invaluable de aprendizaje.

Agradezco a todos los docentes que formaron parte de mi proceso de formación universitaria, quienes con su dedicación y compromiso transmitieron conocimientos fundamentales para mi desarrollo académico y profesional. De manera especial, expreso mi sincero agradecimiento al PhD. Carlos Pocasangre por su guía, paciencia y orientación a lo largo de este proyecto, cuyo apoyo fue esencial para alcanzar la culminación de esta etapa.

**Brandon Larin**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Dios por darme fortaleza y sabiduría a lo largo de mi carrera y poder concluir satisfactoriamente con esta etapa de mi vida. A mi padre Cruz Portillo por acompañarme y apoyarme a lo largo de mi carrera además de haberme formado para llegar a ser la persona que soy. A mi madre Gloria Hernández por su amor incondicional, su apoyo y por siempre llevarme en sus oraciones. A mis hermanos Isaías, Jonás, Joel y Oscar Portillo por acompañarme desde mi infancia, su apoyo constante e incondicional. Gracias por su amor, apoyo y esfuerzo.

A mi abuela Ester Diaz, quien en vida me dio su amor, me apoyó y estuvo pendiente de mí desde mi niñez, me enseñó grandes valores los cuales ayudaron a formarme como persona. A mi abuelo Medardo Hernández, quien en vida me instruyó en la catequesis, cuidó de mí y siempre me dio su gran cariño. Siempre los llevaré en mi corazón.

A Rosa Angelica de Campos, por brindarme un hogar y acogerme durante todo el tiempo que transcurrió mi carrera, por brindarme su apoyo incondicional, sus oraciones y estar junto a mí en los momentos difíciles. Su generosidad fue un pilar fundamental para mí, y su bondad hizo que el camino fuera mucho más llevadero.

Agradezco a toda mi familia, amigos, compañeros de la universidad y seres queridos quienes siempre han expresado su cariño, apoyo y buenos deseos. Al Ministerio María Madre de la Iglesia quienes más que amigos son como mi segunda familia, han estado junto a mí a lo largo de muchos años compartiendo momentos inolvidables y su compañía me ha ayudado a motivarme para seguir adelante.

Mi gratitud al PhD. Carlos Pocasangre, por su invaluable orientación y apoyo durante el transcurso de este trabajo, por su orientación y apoyo facilitándonos con contactos tanto para el desarrollo de este trabajo de graduación como para elaboración de un artículo científico enviado al congreso CONESCAPAN 2025. Mis agradecimientos a Reina Vides por su gran apoyo a lo largo del desarrollo de nuestro trabajo de graduación. A las autoridades de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura por brindar financiamiento para asistir al congreso CONESCAPAN 2025.

*Con todo mi cariño y gratitud.*

**Medardo Portillo**

### *AGRADECIMIENTOS GENERALES.*

Agradecemos a las siguientes instituciones y sus miembros por su gran apoyo en el desarrollo de este trabajo de graduación.

- A la Universidad Nacional Autónoma de México, por almacenar brindar los datos de frecuencia recolectados en El Salvador y asesorar sobre la configuración de equipos.
- A la Unidad de Transacciones, por interesarse en el proyecto y brindar las mediciones de frecuencia del sistema SCADA, los cuales han permitido complementar este trabajo.
- A la Universidad de Tennessee, Knoxville, quienes gestionan el proyecto FNET/GridEye y han confiado en la Universidad de El Salvador para la participación del proyecto.
- A las autoridades de la FIA-UES, por dar apoyo al proyecto FNET/GridEye.
- Al Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales por proporcionarnos registros de medición de variables climáticas.

Además de profesionales de otras instituciones, a nivel nacional y extranjero, que nos brindaron asesoramiento para la realización de este proyecto.

## INTRODUCCIÓN

La estabilidad de la frecuencia eléctrica de un sistema interconectado, como el Sistema Eléctrico Salvadoreño dentro del Sistema Eléctrico Regional (SER), depende del balance entre la generación y la demanda de energía, así como de las dinámicas de la interconexión con otros países. Este documento se enfoca en analizar dos factores clave que influyen en la estabilidad de la frecuencia en la red de El Salvador: la interconexión con el sistema eléctrico de México y las condiciones climáticas locales.

El estudio profundiza en la infraestructura y operación de la interconexión entre Centroamérica y México, describiendo la configuración de la subestación Tapachula en México. Se evalúa el grado de influencia de la interconexión centroamericana en la frecuencia eléctrica salvadoreña, demostrando que el SER actúa como un amortiguador, lo que beneficia al sistema de El Salvador.

Además de la interconexión, el documento aborda la influencia de las condiciones climáticas en las fluctuaciones de frecuencia. Se detalla la metodología utilizada para el análisis de datos, incluyendo la obtención y preprocesamiento de información de frecuencia de las unidades Frequency Disturbance Recorder (FDR) y de la Unidad de Transacciones (UT), así como la de los datos climáticos. Se utiliza el coeficiente de correlación de Pearson para determinar la medida en que las variables climáticas se relacionan con los eventos de perturbación de frecuencia.

Finalmente, el documento presenta una serie de recomendaciones técnicas y operativas para mitigar los riesgos asociados a estos factores. Los hallazgos de esta investigación buscan contribuir a la mejora de la estabilidad del suministro eléctrico en El Salvador, considerando su vulnerabilidad climática y su dependencia de la interconexión regional.

# INDICE

## Capítulo 1. Perfil del proyecto

1.1.	Descripción del tema .....	19
1.2.	Objetivos .....	20
1.2.1.	Objetivo general.....	20
1.2.2.	Objetivos específicos .....	20
1.2.3.	Alcances .....	21
1.2.4.	Antecedentes .....	21
1.2.5.	Planteamiento del problema .....	22
1.2.6.	Justificación.....	22
1.2.7.	Resultados esperados .....	22

## Capítulo 2. Definición de instituciones, organizaciones, estándares y conceptos relacionados con la frecuencia

2.1.	Frecuencia de la red eléctrica salvadoreña .....	23
2.2.	Definición de fasor sincronizado (sincrofasor) .....	23
2.3.	Influencia de la carga y la generación en la frecuencia .....	25
2.4.	Sistema eléctrico regional (ser) .....	26
2.5.	Instituciones y organizaciones .....	26
2.6.	Otros entes relacionados.....	28
2.7.	Normas y estándares .....	29

## Capítulo 3. Metodología de cálculo de la frecuencia por el medidor fdr.

3.1.	Implementación de sincrofasores .....	31
3.1.1.	Definición de sincrofasor .....	31

3.1.2.	Referencia de tiempo y etiquetado de fasores con formato de tiempo utc .....	32
3.2.	Descripción del algoritmo de cálculo de frecuencia del medidor fdr.....	33
<b>Capítulo 4. Análisis de datos de la unidad fdr-ues 1628 y scada-ut</b>		
4.1.	Tratamiento y limpieza de datos .....	41
4.1.1.	Estructura de directorio de datos.....	41
4.1.2.	Creación de sets de datos.....	42
4.1.3.	Procesado y limpieza de datos del fdr-ues 1628.....	43
4.1.4.	Procesado y limpieza de datos del scada-ut.....	45
4.1.5.	Comparación entre los datos obtenidos por el fdr-ues y el scada-ut .....	47
4.2.	Detección y clasificación de eventos de perturbación de frecuencia .....	49
4.2.1.	Criterio para la detección y clasificación de eventos.....	49
4.2.2.	Identificación de eventos de perturbación.....	50
4.2.3.	Registro de perturbación de eventos. ....	52
<b>Capítulo 5. Descripción de la configuración de la interconexión entre centroamérica y México en la subestación tapachula.</b>		
5.1.	Generalidades de la red eléctrica centroamericana.....	53
5.1.1.	Contexto histórico del sistema de interconexión eléctrica para los países centroamericanos (siepac).....	53
5.1.2.	Instituciones y acuerdos .....	54
5.2.	Interconexión México – Guatemala .....	56
5.2.1.	Configuración de la subestación los brillantes, Guatemala .....	58
5.3.	Configuración de subestación tapachula, México .....	61
5.3.1.	Configuración y equipamiento.....	62
5.3.2.	Instrumentación y medición .....	63

5.3.3.	Energía auxiliar y emergencias .....	63
5.3.4.	Mantenimiento y seguridad .....	63

**Capítulo 6. Determinación el grado de influencia de la interconexión centroamericana en la frecuencia de la red eléctrica salvadoreña.**

6.2.	Métricas de respuesta en frecuencia .....	70
6.3.	Análisis comparativo y cuantificación de la influencia de la interconexión de el salvador con el ser .....	75

**Capítulo 7. Caracterización de los factores climáticos que afectan la frecuencia eléctrica en el salvador.**

7.1.	Variables atmosféricas con impacto directo .....	78
7.2.	Temperatura .....	78
7.3.	Humedad relativa.....	79
7.4.	Precipitación pluvial (lluvia).....	80
7.5.	Velocidad del viento .....	81

**Capítulo 8. Relación entre las condiciones climáticas y las variaciones en la frecuencia de la red eléctrica en el salvador.....**

8.1.	Obtención y preprocesamiento de datos climáticos .....	82
8.2.	Obtención y preprocesamiento de datos de frecuencia .....	83
8.3.	Consolidación de datos.....	83
8.4.	Metodología para el análisis de correlación.....	85
8.4.1.	Criterios para la delimitación de los casos de estudio.....	86
8.4.2.	Planteamiento de hipótesis .....	86
8.4.3.	Metodología estadística.....	88
8.5.	Determinación de los casos de estudio .....	91

8.6.	Análisis de correlación .....	100
8.7.	Propuesta de medidas técnicas para mitigar el impacto de los factores climáticos y operativos en la estabilidad de la frecuencia eléctrica en centroamérica. ....	117

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 2.1</b> <i>Una senoide con un período de <math>T</math> observado en instantes que están separados por múltiplos de <math>T_0</math>. <math>T_0</math> no es un múltiplo entero de <math>T</math>. Extraído de (IEEE SA - IEEE C37.118-2005, n.d.)</i> .....	24
<b>Figura 2.2</b> <i>Convención para la representación de sincrofasores. Extraído de (IEEE SA - IEEE C37.118-2005, n.d.)</i> .....	24
<b>Figura 2.3</b> <i>Analogía del balance entre la generación y la carga eléctrica. Extraído de (Palo Alto, 2009).</i> .....	25
<b>Figura 2.4</b> <i>Flujo de potencia en el SER – 27 de julio de 2025.</i> .....	26
<b>Figura 3.1</b> <i>Definición de sincrofasor. Disponible en (8 Application of Phasor Measurement Units for Disturbance Recording, n.d.)</i> .....	33
<b>Figura 3.2</b> <i>Ilustración del remuestreo. Disponible en (Wang et al., 2010).</i> .....	39
<b>Figura 4.1</b> <i>Estructura de los directorios de datos y scripts. Los archivos de datos y los scripts se muestran en negrita y las carpetas en texto normal (el nombre “datos” se reemplaza por el nombre de cada archivo de datos .csv).</i> .....	42
<b>Figura 4.2</b> <i>Archivos de datos sin procesar de parte del año 2022 y parte del año 2023.</i> .....	43
<b>Figura 4.3</b> <i>Estructura de los datos de los archivos sin procesar obtenidos del FDR-UES 1628 (visualizados en Notepad+).</i> .....	43
<b>Figura 4.4</b> <i>Datos procesados y organizados por mes correspondientes al año 2023.</i> .....	44
<b>Figura 4.5</b> <i>Estructura de los datos correspondientes al FDR-UES 1628 luego de procesarlos y limpiarlos (Visualizados en Notepad++).</i> .....	44
<b>Figura 4.6</b> <i>Algunos archivos de datos sin procesar correspondientes al mes de diciembre de 2023.</i> .....	45
<b>Figura 4.7</b> <i>Estructura de los datos de los archivos sin procesar obtenidos del SCADA-UT (visualizados en Notepad+).</i> .....	45
<b>Figura 4.8</b> <i>Ejemplo de archivo de datos procesados y organizados por mes (en este caso el correspondiente a febrero de 2023).</i> .....	46

<b>Figura 4.9</b> Estructura de los datos correspondientes al SCADA-UT luego de procesarlos y limpiarlos (Visualizados en Notepad++) .....	47
<b>Figura 4.10</b> Comparación de mediciones: FDR-UES 1628 (datos brutos) vs SCADA UT, en condición normal, entre las 10:10 hasta las 10:14 del 19 de febrero del 2023 (UTC-6).....	48
<b>Figura 4.11</b> Comparación de mediciones: FDR-UES 1628 (remuestreado a cuatro segundos) vs SCADA UT, en condición normal, entre las 10:10 hasta las 10:14 del 19 de febrero del 2023 (UTC-6). .....	49
<b>Figura 4.12</b> Ilustración del funcionamiento del algoritmo del promedio móvil y la desviación estándar móvil. Disponible en (Lúe González & Arce Arauz, 2024). .....	51
<b>Figura 5.1</b> Institucionalidad del Mercado Eléctrico Regional (MER). Disponible en (Mapa SIEPAC   CREE, n.d.).....	54
<b>Figura 5.2</b> Gráfica de demanda del Sistema Interconectado Nacional. Martes 5 de agosto 2025. Disponible en (Gráfica de Demanda, n.d.).....	56
<b>Figura 5.3</b> Estructura de acero galvanizado. Disponible en (INDE, 2013). .....	57
<b>Figura 5.4</b> Interconexión Guatemala – México. Disponible en (Interconexión Guatemala-México, n.d.).....	58
<b>Figura 5.5</b> Vista frontal de Subestación Los Brillantes, Guatemala. Disponible en (INDE, 2013). .....	60
<b>Figura 5.6</b> Reactores de línea, Subestación Los Brillantes. Disponible en (INDE, 2013). .....	60
<b>Figura 5.7</b> Unidad blindada aislada con SF6, Subestación Los Brillantes. Disponible en (INDE, 2013). .....	61
<b>Figura 5.8</b> Infraestructura de la interconexión entre México y Guatemala. Disponible en (Roberto & Ruiz, 2007). .....	61
<b>Figura 5.9</b> Subestación Tapachula Potencia. Disponible en (INDE, 2013). .....	62
<b>Figura 6.1</b> Evento de perturbación de frecuencia – 27 de mayo de 2022. ....	65
<b>Figura 6.2</b> Evento de perturbación – 11 de diciembre de 2024. ....	67
<b>Figura 6.3</b> Evento de perturbación – 5 de julio de 2025. ....	68

<b>Figura 7.1</b> Descarga de corona en aisladores. Disponible en (Zaitsev & Kuchanskyy, 2021)....	80
<b>Figura 8.1</b> Código Python para la determinación del p-valor a partir del valor de prueba estadística $t$ y los grados de libertad. ....	90
<b>Figura 8.2</b> Seis meses más cálidos según los datos de temperatura (2022-2024). ....	92
<b>Figura 8.3</b> Temperatura en un día cálido en El Salvador y las horas donde estas ocurren. 21 de marzo de 2022 en San Salvador. ....	93
<b>Figura 8.4</b> Promedio mensual de humedad relativa (%). De 2022 hasta 2024 .....	94
<b>Figura 8.5</b> Promedio mensual de lluvia (mm). De 2022 hasta 2024. ....	96
<b>Figura 8.6</b> Promedio mensual de velocidad del viento (kt). De 2022 hasta 2024. ....	97
<b>Figura 8.7</b> Grafico de dispersión para caso T01 – febrero de 2022. ....	107
<b>Figura 8.8</b> Grafico de dispersión para caso T02 – marzo de 2022 .....	107
<b>Figura 8.9</b> Grafico de dispersión para caso T03 – abril de 2024. ....	108
<b>Figura 8.10</b> Grafico de dispersión para caso H04 – septiembre de 2023 .....	108
<b>Figura 8.11</b> Grafico de dispersión para caso H05 – junio de 2023. ....	109
<b>Figura 8.12</b> Grafico de dispersión para caso H06 – octubre de 2023. ....	109
<b>Figura 8.13</b> Grafico de dispersión para caso H07 – septiembre de 2024. ....	110
<b>Figura 8.14</b> Grafico de dispersión para caso L04 – septiembre de 2023. ....	110
<b>Figura 8.15</b> Grafico de dispersión para caso L06 – junio de 2023. ....	111
<b>Figura 8.16</b> Grafico de dispersión para caso L07 – septiembre de 2024. ....	111
<b>Figura 8.17</b> Grafico de dispersión para caso L08 – julio de 2024. ....	112
<b>Figura 8.18</b> Grafico de dispersión para caso L09 – junio de 2024. ....	112
<b>Figura 8.19</b> Grafico de dispersión para caso W02 – noviembre de 2022. ....	113
<b>Figura 8.20</b> Grafico de dispersión para caso W03 – febrero de 2022. ....	113
<b>Figura 8.21</b> Grafico de dispersión para caso W04 – diciembre de 2023. ....	114
<b>Figura 8.22</b> Grafico de dispersión para caso W05 – noviembre de 2023. ....	114

<b>Figura 8.23</b> <i>Grafico de dispersión para caso W06 – febrero de 2023.</i> .....	115
<b>Figura 8.24</b> <i>Grafico de dispersión para caso W07 – noviembre de 2024.</i> .....	115
<b>Figura 8.25</b> <i>Grafico de dispersión para caso W08 – febrero de 2024.</i> .....	116

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 5.1.</b> <i>Descripción de línea de transmisión que conecta México y Guatemala</i> .....	57
<b>Tabla 6.1</b> <i>Resumen de datos de evento 1.</i> .....	69
<b>Tabla 6.2</b> <i>Resumen de datos de evento 2.</i> .....	69
<b>Tabla 6.3</b> <i>Resumen de datos de evento 3.</i> .....	70
<b>Tabla 6.4</b> <i>Valores de RoCoF de eventos.</i> .....	72
<b>Tabla 6.5</b> <i>Estimación de inercia efectiva por evento.</i> .....	74
<b>Tabla 6.6</b> <i>Índice de Rigidez del Sistema por evento.</i> .....	75
<b>Tabla 8.1</b> <i>Unidades de medida de las variables climáticas obtenidas de los archivos originales.</i> .....	83
<b>Tabla 8.2</b> <i>Clasificación de la magnitud del coeficiente de correlación de Pearson. Extraído de (Cohen, 2013).</i> .....	90
<b>Tabla 8.3</b> <i>Casos analizados de temperatura (°C) por año, mes y franja horaria.</i> .....	93
<b>Tabla 8.4</b> <i>Casos analizados de humedad relativa (%) por año y mes.</i> .....	95
<b>Tabla 8.5</b> <i>Casos analizados de lluvia (mm) por año y mes.</i> .....	96
<b>Tabla 8.6</b> <i>Casos analizados de velocidad del viento (kt) por año y mes.</i> .....	98
<b>Tabla 8.7</b> <i>Resumen de casos para análisis de correlación.</i> .....	98
<b>Tabla 8.8</b> <i>Coeficiente de Pearson y valor de la prueba estadística para los casos de correlación entre temperatura y cantidad de eventos de perturbación.</i> .....	100
<b>Tabla 8.9</b> <i>Coeficiente de Pearson y valor de la prueba estadística para los casos de correlación entre humedad relativa y cantidad de eventos de perturbación.</i> .....	101
<b>Tabla 8.10</b> <i>Coeficiente de Pearson y valor de la prueba estadística para los casos de correlación entre lluvia y cantidad de eventos de perturbación.</i> .....	102
<b>Tabla 8.11</b> <i>Coeficiente de Pearson y valor de la prueba estadística para los casos de correlación entre velocidad del viento y cantidad de eventos de perturbación.</i> .....	103

<b>Tabla 8.12</b> <i>Resultados de prueba de hipótesis para cada caso.....</i>	103
<b>Tabla 8.13</b> <i>Casos en los que se rechazó la hipótesis <math>H_0</math>.....</i>	105
<b>Tabla 8.14</b> <i>Tipos de correlación y resultado de aplicación de hipótesis <math>H_A</math>. ....</i>	106

# CAPITULO 1. PERFIL DEL PROYECTO.

## 1.1. Descripción del tema.

El comportamiento de la frecuencia eléctrica está determinado por el equilibrio entre la generación y la demanda de energía. En sistemas interconectados, como el de El Salvador dentro del Sistema Eléctrico Regional (SER), la estabilidad de la frecuencia no solo depende de la operación local, sino también de las dinámicas de interconexión con otros países. Este estudio analiza los factores que afectan la estabilidad de la frecuencia en la región centroamericana, centrándose en dos aspectos clave: la interconexión con México y las condiciones climáticas locales en El Salvador.

A nivel regulatorio, la calidad de la frecuencia está normada por diferentes estándares nacionales e internacionales. Según el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), en condiciones normales la frecuencia debe mantenerse en un rango de 60.12 Hz a 59.88 Hz ( $\pm 0.2\%$ ), y en condiciones de emergencia, entre 60.60 Hz y 59.40 Hz ( $\pm 1\%$ ). De manera similar, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) establece que el 90% de las variaciones de frecuencia en períodos de 10 minutos deben mantenerse dentro de  $60 \pm 0.05$  Hz, asegurando una operación estable del sistema interconectado.

La investigación examina el impacto de la interconexión entre Centroamérica y México en la estabilidad de la frecuencia, considerando fenómenos como la apertura de líneas de transmisión debido a eventos de sobrecarga o fallas en generación. Según los protocolos del Ente Operador Regional, cuando la frecuencia cae por debajo de 58.80 Hz, se activan esquemas de apertura escalonada de interconexiones para evitar colapsos en el sistema. Además, el Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia (EDCBF) establece una serie de etapas coordinadas a nivel centroamericano para reducir la demanda y mitigar desviaciones severas de frecuencia.

Por otro lado, se estudia la influencia de las condiciones climáticas en las fluctuaciones de frecuencia del sistema eléctrico salvadoreño. Fenómenos como olas de calor, lluvias intensas y tormentas eléctricas pueden afectar la estabilidad del sistema al provocar cambios abruptos en la demanda, interrupciones en la generación renovable y fallas en la red de transmisión. La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), en su reporte técnico IEC TR 61000-2-5, establece que la frecuencia fundamental del sistema de potencia no debe variar más de 0.2% (0.12 Hz en El Salvador), parámetro que puede verse comprometido ante eventos climáticos extremos.

El estudio también incluye una evaluación del Frequency Disturbance Recorder (FDR) como herramienta clave para el monitoreo de frecuencia. Este dispositivo permite identificar perturbaciones en tiempo real y correlacionarse con eventos en la red eléctrica. Se caracterizan los principales factores que influyen en la estabilidad de la frecuencia y se proponen estrategias para mitigar los riesgos asociados.

Los resultados de esta investigación pretenden proporcionar recomendaciones técnicas y operativas que contribuyan a mejorar la estabilidad del suministro eléctrico en El Salvador, considerando su vulnerabilidad climática y su dependencia de la interconexión regional.

## **1.2. Objetivos.**

### **1.2.1. Objetivo general.**

1. Analizar la influencia de la interconexión regional y las condiciones climáticas en la frecuencia del sistema eléctrico salvadoreño.

### **1.2.2. Objetivos específicos.**

1. Describir la metodología del proceso de cálculo de la frecuencia por parte del medidor FDR.
2. Analizar los datos de FDR y Unidad de Transacciones UT en el período 2023 - 2024.
3. Describir la configuración de la interconexión entre Centroamérica y México en la subestación Tapachula.
4. Determinar el grado de influencia de la interconexión Centroamericana en la frecuencia de la red eléctrica salvadoreña.
5. Establecer la relación entre las condiciones climáticas y las variaciones en la frecuencia de la red eléctrica en El Salvador.
6. Caracterizar los factores climáticos que afectan la frecuencia eléctrica en El Salvador

### **1.2.3. Alcances.**

1. La investigación abarca el sistema interconectado centroamericano y su vínculo con la red eléctrica de México, con un enfoque particular en El Salvador.
2. Se evaluará el funcionamiento del medidor FDR, la infraestructura de interconexión México-Centroamérica, y la influencia de la interconexión en la frecuencia eléctrica centroamericana.
3. Se analizará la relación entre las variaciones climáticas (temperatura, humedad, lluvias, entre otros) y las fluctuaciones de frecuencia en El Salvador.
4. Se emplearán datos históricos de frecuencia, operación eléctrica, y condiciones climáticas. No se incluirán análisis económicos o comerciales del sistema eléctrico, centrándose únicamente en los aspectos técnicos y climáticos.

### **1.2.4. Antecedentes.**

La interconexión eléctrica entre México y Centroamérica se rige por el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), que busca mejorar la estabilidad y eficiencia energética en la región. La red eléctrica centroamericana está diseñada para operar de manera sincronizada, lo que hace que las fluctuaciones de frecuencia en un país puedan repercutir en toda la región.

En paralelo, los medidores Frequency Disturbance Recorder (FDR) han demostrado ser herramientas clave para monitorear la frecuencia eléctrica, ya que registran y analizan las perturbaciones con alta precisión.

Las condiciones climáticas, como las altas temperaturas y los fenómenos meteorológicos extremos son factores que podrían influir en la estabilidad de la frecuencia eléctrica por lo que se debe saber que factores climáticos particulares podrían tener influencia en la red eléctrica de El Salvador.

### **1.2.5. Planteamiento del problema.**

El sistema eléctrico de El Salvador forma parte de la red interconectada centroamericana y está sujeto a variaciones de frecuencia que pueden afectar su estabilidad. Estas fluctuaciones pueden originarse tanto por la interconexión con otros países como por las condiciones climáticas locales. Sin embargo, no se cuenta con un análisis detallado que cuantifique la influencia de estos factores en la estabilidad de la frecuencia en el país. La falta de información precisa sobre el impacto de la interconexión y el clima dificulta la toma de decisiones para mitigar riesgos operativos. Por lo tanto, es necesario determinar el grado de influencia de estos factores y establecer estrategias que permitan mejorar la estabilidad de la frecuencia eléctrica en El Salvador y la región.

### **1.2.6. Justificación.**

Comprender la influencia de la interconexión de la red eléctrica a nivel centroamericano con la red eléctrica de México, así como las condiciones climáticas en El Salvador permitirá desarrollar estrategias para mitigar riesgos y mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico en dicho país lo cual a su vez es un tema crucial para el desarrollo económico y social de la región. Además, el estudio contribuirá al conocimiento técnico sobre el funcionamiento del medidor FDR y su papel en el monitoreo de la frecuencia, lo que puede beneficiar futuras investigaciones y aplicaciones en sistemas eléctricos interconectados. Desde una perspectiva académica, este trabajo integra análisis técnicos y climáticos, aportando un enfoque interdisciplinario que fortalece la formación en ingeniería eléctrica y energías renovables.

### **1.2.7. Resultados esperados.**

1. Metodología de cálculo de la frecuencia por el medidor FDR.
2. Configuración de la interconexión eléctrica entre México y Centroamérica.
3. Análisis cuantitativo sobre el impacto de la interconexión con México en las variaciones de frecuencia en la red centroamericana.
4. Factores climáticos más influyentes en las fluctuaciones de frecuencia eléctrica en El Salvador.
5. Propuesta de medidas técnicas para mitigar el impacto de los factores climáticos y operativos en la estabilidad de la frecuencia eléctrica en Centroamérica.
6. Documento de trabajo de graduación y artículo científico.

## **CAPITULO 2. DEFINICIÓN DE INSTITUCIONES, ORGANIZACIONES, ESTÁNDARES Y CONCEPTOS RELACIONADOS CON LA FRECUENCIA.**

### **2.1. Frecuencia de la red eléctrica salvadoreña.**

En las aplicaciones de sistemas eléctricos, la frecuencia de una señal de corriente alterna (CA) se define convencionalmente como la derivada temporal del argumento de la función coseno de la propia señal (Federico Milano, n.d.). Se entiende por frecuencia a la cantidad de ciclos que completa una onda sinusoidal en un periodo de tiempo establecido y la unidad es Hz (Hercio). En el salvador la frecuencia nominal es de 60Hz y es SIGET (Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones) quien se encarga de que la frecuencia de la red eléctrica permanezca en los límites aceptables de frecuencia.(SIGET, 2014)

### **2.2. Definición de fasor sincronizado (sincrofasor).**

Un fasor, que consiste en la magnitud y el ángulo de fase de una senoide, es una forma estándar de representar una forma de onda de CA para su análisis. La medición del sincrofasor va un paso más allá atando el ángulo de fase a un coseno sincronizado con una referencia de tiempo estándar, como la proporcionada por el GPS (Global Positioning System). Esto proporciona una medición que puede en una serie de lugares y luego se comparan para Diferencias precisas de ángulo de fase. (Martin, 2013)

El sincrofasor  $X$  para una señal  $x(t)$  está dado por la siguiente ecuación:

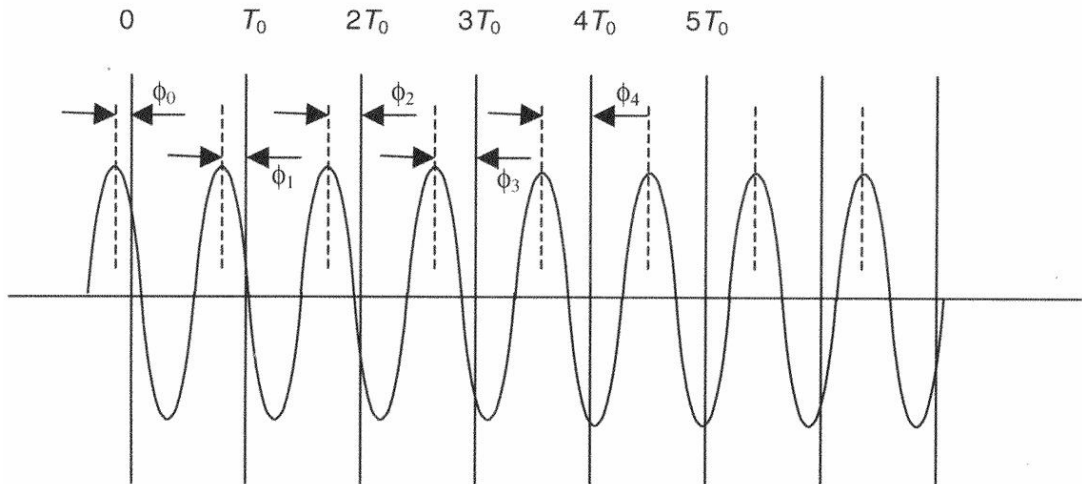
$$X = X_r + jX_i = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) e^{j\phi}$$
$$X = \frac{X_m}{\sqrt{2}} (\cos(\phi) + j \sin(\phi))$$

donde  $X_m/2$  es el valor eficaz de la señal  $x(t)$  y  $\phi$  es su ángulo de fase instantáneo en relación con una función de coseno a la frecuencia nominal del sistema sincronizada con el tiempo universal coordinado (UTC). Este ángulo se define como  $0^\circ$  cuando el máximo de  $x(t)$  se produce en el segundo desplazamiento UTC [señal de tiempo de 1 pulso por segundo (PPS)] y  $-90^\circ$  cuando se

produce el cruce positivo por cero en el segundo desplazamiento UTC. La figura 2.1 ilustra esta relación. (IEEE SA - IEEE C37.118-2005, n.d.)

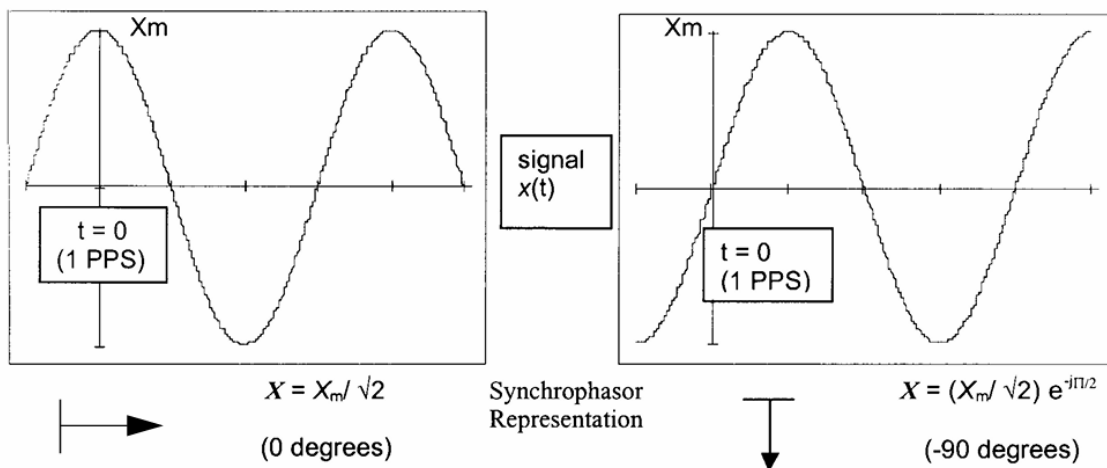
**Figura 2.1**

Una senoide con un período de  $T$  observado en instantes que están separados por múltiplos de  $T_0$ .  $T_0$  no es un múltiplo entero de  $T$ . Extraído de (IEEE SA - IEEE C37.118-2005, n.d.)



**Figura 2.2**

Convención para la representación de sincrofasores. Extraído de (IEEE SA - IEEE C37.118-2005, n.d.).

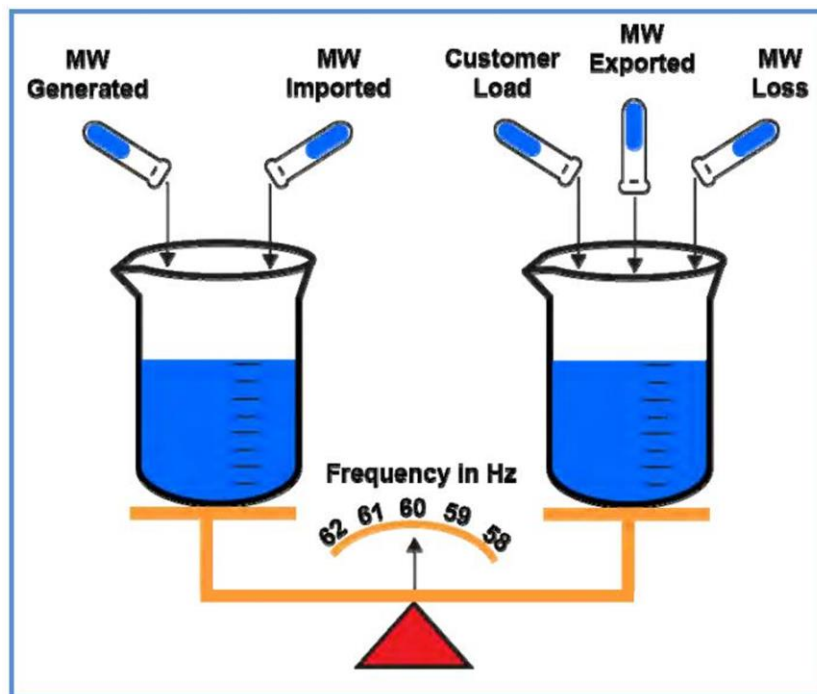


### 2.3. Influencia de la carga y la generación en la frecuencia.

El concepto de control de frecuencia en los sistemas de energía está estrechamente relacionado con el equilibrio entre la generación de energía y el consumo de energía. Por lo tanto, una potencia generada excedente conduce a la aceleración en generadores síncronos, velocidad de rotación y, por lo tanto, desviación positiva de la frecuencia de potencia. Por otro lado, un aumento en la demanda eléctrica o, de manera equivalente, una pérdida repentina de una unidad de generación da como resultado una caída en la frecuencia del sistema, afectando a toda carga motora. En la práctica es imposible poder tener una igualdad entre la generación y demanda, siendo algo que se logra en pocos momentos del día (Dehghanpour & Afsharnia, 2015a) (Palo Alto, 2009).

**Figura 2.3**

*Analogía del balance entre la generación y la carga eléctrica. Extraído de (Palo Alto, 2009).*



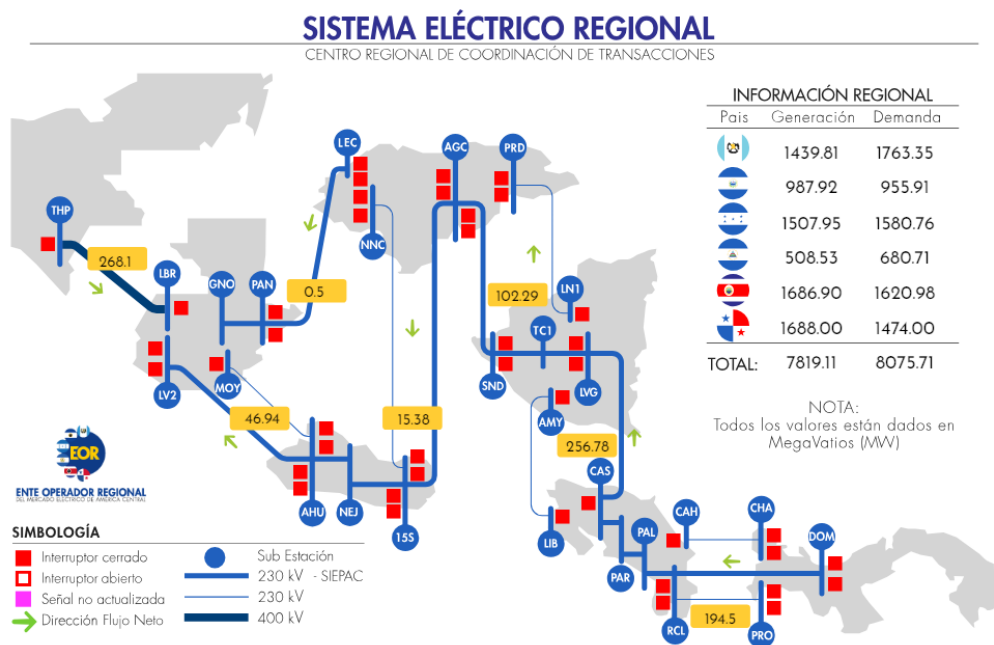
Las perturbaciones en la frecuencia pueden afectar negativamente a equipos electrónicos y electromecánicos sensibles; existiendo un mayor riesgo en máquinas síncronas, incluidos generadores y motores síncronos, ya que algunos de sus devanados pueden experimentar flujos de corrientes irregulares y sobrecargarse (A. von Meier, 2006).

## 2.4. Sistema Eléctrico Regional (SER).

El Sistema Eléctrico Regional (SER) de Centroamérica es gestionado por el Ente Operador Regional (EOR), un organismo adscrito al Sistema de la Integración Centroamericana (SICA). El EOR se encarga de coordinar la operación técnica del SER, asegurando la seguridad y calidad del servicio eléctrico en la región. Además, el EOR promueve la expansión de la energía renovable y la interconexión eléctrica entre los países miembros, como Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

**Figura 2.4**

*Flujo de potencia en el SER – 27 de julio de 2025.*



## 2.5. Instituciones y organizaciones.

### A. IEEE.

El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE, Institute of Electrical and Electronics Engineers), es la mayor organización técnica profesional del mundo, que agrupa a más de 420.000 ingenieros, científicos, tecnólogos y profesionales en más de 160 países, que se dedican al avance en la innovación tecnológica ya la excelencia en beneficio de la humanidad (*¿Qué Es El IEEE? -*, n.d.)(*IEEE - The World's Largest Technical Professional Organization Dedicated to Advancing Technology for the Benefit of Humanity. | IEEE*, n.d.).

### ***B. IEC.***

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) es la organización de normalización líder en el mundo que desarrolla y publica estándares internacionales para todas las tecnologías eléctricas, electrónicas y relacionadas. Estos campos se agrupan bajo el nombre de "electrotecnología". Reconocidas por la Organización Mundial del Comercio (OMC), las normas IEC cubren una amplia gama de tecnologías que van desde la generación, transmisión y distribución de energía, equipos médicos, semiconductores, fibras ópticas, desde nanotecnologías hasta energías renovables (*IEC Homepage*, n.d.)(*IEC Normas Internacionales Normas*, n.d.).

### ***C. SIGET.***

SIGET es la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones de El Salvador. Es la entidad estatal encargada de regular, supervisar y garantizar el cumplimiento de las leyes relacionadas con los sectores de energía eléctrica y telecomunicaciones en El Salvador. Fue creada por Decreto Legislativo No. 808 del 12 de septiembre de 1996, como una institución autónoma de servicio público sin fines de lucro, con atribuciones para aplicar las normas contenidas en tratados internacionales sobre electricidad y telecomunicaciones vigentes en El Salvador, en las leyes que rigen los sectores de Electricidad y de Telecomunicaciones, y sus reglamentos, así como aplicar de conformidad con lo establecido en la Ley General de Electricidad la protección de los derechos de los usuarios y de todas las entidades que desarrollan actividades en el sector (*SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES*, n.d.).

### ***D. Unidad de Transacciones (UT).***

La Unidad de Transacciones es una sociedad dedicada a operar el sistema de transmisión y administrar el mercado mayorista de electricidad, es una entidad clave en el sector eléctrico de El Salvador. Su rol principal es operar el sistema de transmisión y administrar el mercado mayorista de electricidad, asegurando que las transacciones entre generadores, distribuidores y otros agentes del mercado se lleven a cabo de forma transparente, eficiente y conforme al cumplimiento del marco legal aplicable y la norma ISO 9001 (*Unidad de Transacciones*, n.d.).

### ***E. EOR.***

El Ente Operador Regional (EOR) es la entidad encargada de operar, coordinar y administrar el Mercado Eléctrico Regional (MER) en América Central, surgido del proyecto SIEPAC impulsado

por los presidentes centroamericanos en 1996, con el objetivo de integrar el sistema eléctrico regional. Su creación se formalizó tras la ratificación del Tratado Marco del MER, y desde junio de 2006, el EOR asumió plenamente la gestión comercial del mercado, consolidando la interconexión física y normativa entre los países del Istmo para garantizar un intercambio energético eficiente y legalmente ordenado (*ENTE OPERADOR REGIONAL – Del Sistema Eléctrico Regional*, n.d.).

#### ***F. MARN.***

El Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales de El Salvador cumple su mandato como rector de la gestión ambiental nacional y es una institución cohesionada y respetada que promueve una vigorosa cultura ciudadana para recuperar el medio ambiente y reducir los riesgos socioambientales (*Marco Institucional - Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales*, n.d.).

### **2.6. Otros entes relacionados.**

#### ***A. CRIE.***

La CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, con personalidad jurídica propia, capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad, y transparencia. El CRIE busca fomentar la integración y desarrollo del Mercado Eléctrico Regional, posibilitando el acceso a la energía eléctrica (*Acercas de La CRIE - CRIE*, n.d.).

#### ***B. MER.***

El Mercado Eléctrico Regional (MER) tiene como normativa fundamental el Tratado Marco aprobado por representantes de los gobiernos de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá en mayo de 2000. Su diseño general conceptualiza al MER como un séptimo mercado, superpuesto con los seis mercados o sistemas nacionales existentes, con regulación regional, en el cual los agentes habilitados por el Ente Operador Regional (EOR) realizan transacciones internacionales de energía eléctrica en la región centroamericana (*MER - CRIE*, n.d.).

## 2.7. Normas y Estándares.

- **ISO 9001:** Esta Norma Internacional promueve la adopción de un enfoque a procesos al desarrollar, implementar y mejorar la eficacia de un sistema de gestión de la calidad, para aumentar la satisfacción del cliente mediante el cumplimiento de los requisitos del cliente. La comprensión y gestión de los procesos interrelacionados como un sistema contribuye a la eficacia y eficiencia de la organización en el logro de sus resultados previstos. Este enfoque permite a la organización controlar las interrelaciones e interdependencias entre los procesos del sistema, de modo que se pueda mejorar el desempeño global de la organización (*ISO 9001:2015 (Traducción Oficial)*, 2015).
- **ISO 8601:** Esta Norma Internacional es aplicable siempre que se incluyan en el intercambio de información representaciones de fechas del calendario gregoriano, horas en el sistema de medición del tiempo de 24 horas, intervalos de tiempo e intervalos de tiempo recurrentes, o los formatos de estas representaciones (*ISO - ISO 8601 — Date and Time Format*, n.d.). Incluye:
  - fechas del calendario expresadas en términos de año natural, mes natural y día natural del mes.
  - hora local basada en el sistema de 24 horas.
  - hora universal coordinada del día.
  - hora local y la diferencia con respecto a la hora universal coordinada.
  - combinación de fecha y hora del día.
  - intervalos de tiempo.
- **IEEE std.1159:** Esta práctica recomendada abarca el monitoreo de las características de los sistemas de energía eléctrica. Incluye descripciones consistentes de fenómenos electromagnéticos conducidos que ocurren en los sistemas de energía. Esta práctica recomendada presenta definiciones de condiciones nominales y desviaciones de estas condiciones nominales que pueden originarse dentro de la fuente de suministro o equipo de carga o pueden originarse a partir de interacciones entre la fuente y la carga. Esta práctica recomendada también analiza las técnicas de medición, las técnicas de aplicación y la interpretación de los resultados del monitoreo (*IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*, 2019b).

- **IEC TR 61000-2-5:** es un informe técnico destinado a orientar a quienes están a cargo de considerar y desarrollar requisitos de inmunidad. También brinda orientación básica para la selección de niveles de inmunidad. Los datos son aplicables a cualquier elemento de equipo, subsistema o sistema eléctrico o electrónico que opere en una de las ubicaciones consideradas en este documento (IEC, 2017). Este Informe Técnico proporciona lo siguiente:
  - introduce el concepto de grados de perturbación y los define para cada fenómeno electromagnético.
  - clasifica en varias clases de ubicación y las describe mediante atributos.
  - proporciona información básica sobre los diferentes fenómenos electromagnéticos que pueden existir en el medio ambiente.
  - compila cuadros de niveles de compatibilidad para fenómenos electromagnéticos que se consideran pertinentes para esas clases de emplazamiento.

## **CAPITULO 3. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA FRECUENCIA POR EL MEDIDOR FDR.**

Los medidores FDR (Frequency Disturbance Recorder) tienen la función de medir y registrar las variaciones de frecuencia de la red eléctrica con el fin de monitorear la calidad de la energía y detectar perturbaciones. Estos dispositivos, a diferencia de otros medidores que se basan en técnicas de muestreo tradicionales, cuentan con mayor precisión e intervalos más cortos para la captura de datos. Mientras los PMU (Phasor Measurement Units) comúnmente miden y registran la magnitud y fase de la tensión y corriente, los medidores FDR se centran en la medición de frecuencia.

Un estudio en el que se utilizó una comparación entre PMUs y un FDR de primera generación muestra claramente como la precisión de frecuencia del FDR está muy por encima de los PMU de modo que al momento de capturar datos de frecuencia de forma más eficientes estos dispositivos son una mejor alternativa (Wang et al., 2007).

### **3.1. Implementación de sincrofasores.**

#### **3.1.1. Definición de sincrofasor.**

La definición de sincrofasores se describe a continuación tal y como lo indica en el estándar IEEE C37.118 (*IEEE SA - IEEE C37.118-2005*, n.d.).

Una forma de onda de CA puede ser representada matemáticamente por la ecuación 3.1:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) \quad (3.1)$$

Donde.

$X_m$  = magnitud de la forma de onda sinusoidal,

$\omega = 2 * \pi * f$  donde  $f$  es la frecuencia instantánea

$\phi$  = Punto de inicio angular para la forma de onda.

Nótese que el sincrofasor está referenciado a la función coseno. En una notación de fasor, esta forma de onda se representa típicamente como se muestra en la ecuación 3.2:

$$\bar{X} = X_m \angle \theta \quad (3.2)$$

Dado que en la definición del sincrofasor se desea la correlación con la cantidad RMS equivalente, se debe aplicar un factor de escala de  $1/\sqrt{2}$  a la magnitud que da como resultado la representación del fasor como se muestra en la ecuación 3.3:

$$\bar{X} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} \angle \theta \quad (3.3)$$

### 3.1.2. Referencia de tiempo y etiquetado de fasores con formato de tiempo UTC.

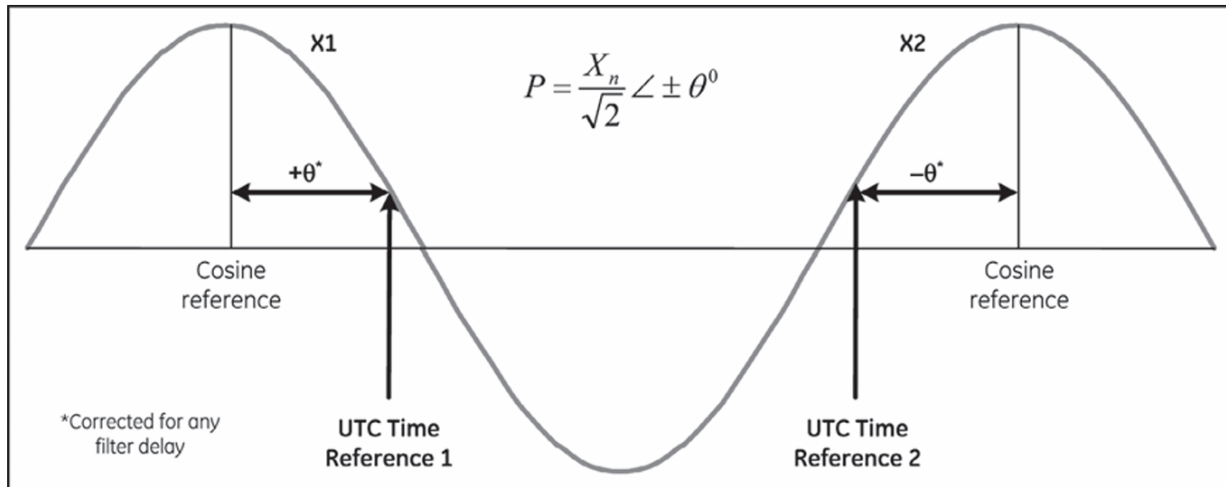
En la actualidad, los sistemas eléctricos ya no son redes aisladas si no sistemas interconectados a gran escala y para analizar su comportamiento en tiempo real se utiliza la medición de fasores, pero estos al estar en diferentes ubicaciones pueden tener distintas referencias de tiempo. De aquí la necesidad de unificar estos sistemas con una referencia de tiempo general, de aquí la implementación del UTC "tiempo universal coordinado". Esto permite una sincronización precisa entre los ángulos de los fasores medidos en cualquier parte del mundo.

Añadiendo la marca de tiempo absoluto basada en UTC, un sincrofasor se define como la magnitud y el ángulo de una forma de onda de frecuencia fundamental en referencia a una señal de coseno (Figura 4.1) (*Application of Phasor Measurement Units for Disturbance Recording*, n.d.).

En la Figura 3.1, los estroboscopios temporales se muestran como Referencia de Hora UTC 1 y Referencia de Hora UTC 2. En el instante en que se produce la referencia de tiempo UTC 1, hay un ángulo que se muestra como " $+\phi$ " y, suponiendo una senoide de estado estacionario (es decir, frecuencia constante), hay una magnitud de la forma de onda de  $X_1$ . De manera similar, en la referencia de tiempo UTC 2, se mide un ángulo, con respecto a la onda del coseno, de " $-\phi$ " junto con una magnitud o  $X_2$ .

**Figura 3.1**

*Definición de sincrofasor. Disponible en (8 Application of Phasor Measurement Units for Disturbance Recording, n.d.)*



El rango del ángulo medido debe informarse en el rango de  $\pm\phi$ . Cabe destacar que el estándar de sincrofasor se centra en las señales de estado estacionario, es decir, una señal en la que la frecuencia de la forma de onda es constante durante el período de medición. En el mundo real, el sistema de energía rara vez funciona exactamente a la frecuencia nominal. Como tal, el cálculo del ángulo de fase,  $\phi$ , debe tener en cuenta la frecuencia del sistema en el momento de la medición. Por ejemplo, si la frecuencia nominal de funcionamiento a 59,5 Hz en un sistema de 60 Hz, el período de la forma de onda es de 16,694 ms en lugar de 16,666 ms, una diferencia del 0,167% (*8 Application of Phasor Measurement Units for Disturbance Recording, n.d.*).

### **3.2. Descripción del algoritmo de cálculo de frecuencia del medidor FDR.**

A continuación, se muestra el proceso de cálculo de frecuencia que implementa el medidor FRD tal como lo describe el autor Lei Wang en su trabajo “Next Generation Frequency Disturbance Recorder Design and Timing Analysis” (Wang et al., 2010).

Este algoritmo utiliza una técnica en la que se busca calcular la frecuencia del sistema por medio de estimación de fasores, esto es útil ya que permite calcular el valor de la frecuencia aun frente a pequeñas perturbaciones en la frecuencia nominal (para el caso de El Salvador son 60Hz).

El algoritmo de cálculo de fasores se basa en la relación de que una pequeña perturbación de frecuencia puede aproximarse midiendo la tasa de cambio de su ángulo de fasor (A.G. Phadke & J.S. Thorp, 1983). Esto se representa matemáticamente mediante la ecuación 3.4.

$$\frac{(d\phi)}{(dt)} = 2\pi(\Delta f) \quad (3.4)$$

Obsérvese que la relación entre el ángulo del fasor y la frecuencia en la Ecuación 3-4 se basa en la hipótesis de que la desviación de la frecuencia con respecto a la nominal es relativamente pequeña. Para ilustrar esto, supongamos que la señal de entrada es una forma de onda sinusoidal escrita como se muestra en la ecuación 3.5:

$$x(t) = \sqrt{2}X \sin(2\pi(f_0 + \Delta f)t + \phi) \quad (3.5)$$

Donde  $f_0$  es la frecuencia nominal del sistema,  $f$  es la desviación de la frecuencia nominal y  $\phi$  es el ángulo fasorial. Usando la transformada discreta recursiva de Fourier, se calcula el fasor de voltaje en un instante  $r$ , como se muestra en la ecuación 3.6 (C. Xu, 2006):

$$\vec{X}_{f_0+\Delta f}^{(r)} = \vec{X}_{f_0}^{(r)} e^{j(N-1)\pi\frac{\Delta f}{Nf_0}} e^{j\frac{2\pi\Delta f}{Nf_0}r} \frac{\sin\left(\pi\frac{\Delta f}{f_0}\right)}{N \sin\left(\pi\frac{\Delta f}{Nf_0}\right)} - \vec{X}_{f_0}^{(r)} e^{-j\frac{2\pi\Delta f}{Nf_0}r} e^{-j(N-1)\left(\frac{2\pi}{N} + \frac{\pi\Delta f}{Nf_0}\right)} \frac{\sin\left(\frac{\pi\Delta f}{f_0}\right)}{N \sin\left(\frac{2\pi}{N} + \pi\frac{\Delta f}{Nf_0}\right)} \quad (3.6)$$

Siendo  $N$  el número de muestras por ciclo de la señal, esto bajo la suposición de que  $\Delta f$  es relativamente pequeño. Ahora, se introducen las siguientes relaciones (C. Xu, 2006):

$$\frac{\sin\left(\frac{\pi\Delta f}{60}\right)}{N \sin\left(\frac{\pi\Delta f}{60N}\right)} \approx 1 \quad (3.7)$$

$$\frac{\sin\left(\frac{2\pi\Delta f}{60N}\right)}{N \sin\left(\frac{2\pi}{N} + \pi\frac{\Delta f}{60N}\right)} \approx 0 \quad (3.8)$$

Considerando lo anterior, se puede eliminar el segundo término de la ecuación 3-6 para obtener la ecuación simplificada 3.9 (C. Xu, 2006):

$$X_{f_0+\Delta f}^{(r)} = X_{f_0}^{(r)} e^{j(N-1)\pi\frac{\Delta f}{Nf_0}} e^{\frac{j2\pi\Delta f r}{Nf_0}} \quad (3.9)$$

Dado que  $\phi_r$  y  $\phi_{r+1}$  se definen como el ángulo fasorial del r-ésimo y (r+1)-ésimo fasor respectivamente, el cambio en el ángulo del fasor se puede calcular como: (J. Chen, 1994)

$$\frac{d\phi}{dt} = \lim_{t \rightarrow 0} \frac{\phi_r - \phi_{r-1}}{t} \quad (3.10)$$

El denominador t se puede representar por el tiempo entre muestras consecutivas y se puede aproximar mediante la ecuación 3.11 (J. Chen, 1994):

$$t \approx \frac{t}{Nf_0} \quad (3.11)$$

Por lo tanto, a medida que N aumenta, t se acercará a cero y establecerá la relación representada en la ecuación 3-4. Finalmente, se puede obtener la relación entre la desviación de frecuencia y los ángulos de fasor (J. Chen, 1994):

$$f = f_0 + \Delta f = f_0 + \frac{1}{2\pi} \frac{d\phi}{dt} \quad (3.12)$$

En este punto, es importante tener en cuenta que a medida que la frecuencia del sistema se acerca a la frecuencia nominal del sistema, el algoritmo del ángulo fasorial alcanza su máxima precisión y, a la inversa, la precisión se degrada a medida que la frecuencia del sistema se desvía de la frecuencia nominal del sistema. Sin embargo, se verá más adelante que se puede utilizar un método de remuestreo múltiple para minimizar este error (J. Chen, 1994).

Dada la relación entre el ángulo del fasor y la desviación de frecuencia, la implementación del algoritmo se discute en [3] y se presenta aquí para proporcionar como referencia. Para ilustrar la representación del fasor, se puede escribir una señal de entrada sinusoidal de frecuencia  $\omega$  como se muestra en la ecuación 3.13:

$$x(t) = \sqrt{2}x \sin(\omega t + \phi) \quad (3.13)$$

y su representación equivalente en forma de fasor:

$$Xe^{j\phi} = X \cos(\phi) + jX \sin(\phi) \quad (3.14)$$

Suponiendo que la señal  $x(t)$  se muestrea  $N$  veces por ciclo de la forma de onda de voltaje nominal para producir el conjunto de muestras que se muestra en la ecuación 3.15:

$$x_k = \sqrt{2}x \sin\left(\frac{2\pi}{N}k + \phi\right) \quad (3.15)$$

La transformada discreta de Fourier (DFT) de la ecuación 4-13 se puede escribir como se muestra en la ecuación 3.16:

$$X = \frac{1}{\sqrt{2}}(X_c + jX_s) \quad (3.16)$$

Dónde

$$X_c = \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{(N-1)} X_k \cos\left(\frac{2\pi}{N}k\right) \quad (3.17)$$

$$X_s = -\frac{2}{N} \sum_{k=0}^{(N-1)} X_k \sin\left(\frac{2\pi}{N}k\right) \quad (3.18)$$

Para obtener más resultados de fasor se utiliza la técnica de cálculo de fasor recursivo para obtener el fasor sucesivo:

$$(X_c)^{(k+1)} = (X_c)^{(k)} + \frac{2}{N}(x_{(k+1)} - x_{(k+1-N)}) \cos\left(\frac{2\pi}{N}k\right) \quad (3.19)$$

$$(X_s)^{(k+1)} = (X_s)^{(k)} - \frac{2}{N}(x_{(k+1)} - x_{(k+1-N)}) \sin\left(\frac{2\pi}{N}k\right) \quad (3.20)$$

Donde  $k = Nf_0t$ . Entonces, el ángulo del  $k$ -ésimo fasor se puede calcular mediante la ecuación 3.21

$$\phi(k) = \tan^{-1} \left( -\frac{X_s^k}{X_c^k} \right) \quad (3.21)$$

Suponiendo que los ángulos de los fasores de voltaje varían como una función cuadrática con respecto al número de muestra:

$$\phi(k) = a_0 + a_1k + a_2k^2 \quad (3.22)$$

Usando una ventana de cálculo de ángulos de fasor  $M$ , la relación entre los ángulos de fasor y el número de muestra se puede poner en forma de matriz:

$$\begin{bmatrix} \phi_1 \\ \phi_2 \\ \phi_3 \\ \vdots \\ \phi_M \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 2 & 2^2 \\ & \ddots & \\ & \ddots & \\ 1 & M & M^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \\ a_3 \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

La ecuación 3.21 también se puede escribir simplemente como:

$$\phi = Xa \quad (3.24)$$

La matriz desconocida  $a$  se puede resolver utilizando la solución de mínimo error cuadrado:

$$a = [X^T X]^{-1} X^T \phi \quad (3.25)$$

Donde la matriz pseudo-inversa  $[X^T X]^{-1} X^T$  se conoce como matriz de ganancia y se puede calcular sin conexión.

Una vez calculados los valores de  $a_1$  y  $a_2$ , se puede calcular la frecuencia y la tasa de cambio de frecuencia. Tomando la derivada de la ecuación 3.22 con respecto a  $k$ :

$$\frac{d\phi}{dk} = a_1 + 2a_2k \quad (3.26)$$

Luego, tomando la derivada de la ecuación 3-24 con respecto al tiempo  $t$ :

$$\frac{dk}{dt} = Nf_0 \quad (3.27)$$

La derivada del ángulo fasorial con respecto al tiempo  $t$  se puede escribir como:

$$\frac{d\phi}{dt} = \frac{d\phi}{dk} \frac{dk}{dt} = Nf_0 \frac{d\phi}{dk} = Nf_0(a_1 + 2a_2Nf_0t) \quad (3.28)$$

La desviación de la frecuencia,  $\Delta f$ , se puede obtener mediante:

$$\Delta f \approx \frac{1}{2\pi} Nf_0(a_1 + 2a_2Nf_0t) \quad (3.29)$$

$$\frac{df}{dt} \approx \frac{1}{2\pi} 2(Nf_0)^2 a_2 \quad (3.30)$$

Donde  $t$  determina a qué instante dentro de la ventana de cálculo corresponde la frecuencia calculada.

Como se mencionó anteriormente, la simplificación de la Ecuación 3-8 se realiza para obtener la relación entre el ángulo del fasor y la frecuencia desviada. Sin embargo, esta aproximación introducirá algún error en la estimación. La estimación de la frecuencia será más precisa cuando la frecuencia real se acerque a la frecuencia establecida para la frecuencia de muestreo. Por lo tanto, volver a muestrear la forma de onda con la frecuencia estimada y utilizar el nuevo fasor para realizar correcciones en la estimación final es una solución bastante atractiva (J. Chen, 1994). En detalle, supongamos que la frecuencia nominal es de 60 Hz y el número de muestras por ciclo  $N$  es 24, lo que da como resultado 1440 muestras tomadas por segundo. Cuando la frecuencia ha cambiado a 55 Hz, cada ciclo tendrá ahora unas 26.18 muestras en lugar de las 24 muestras indicadas. Para resolver este problema, se puede implementar la renormalización a través del remuestreo para interpolar los puntos de modo que siempre haya 24 muestras por ciclo, independientemente de la frecuencia de la forma de onda. El algoritmo de remuestreo se puede resumir de la siguiente manera:

$$Z_1 = Z_m \sin(\phi) \quad (3.31)$$

$$Z_2 = Z_m \sin(\phi + \alpha) = Z_m \sin(\phi) \cos(\alpha) + Z_m \cos(\phi) \sin(\alpha) \quad (3.32)$$

Donde

$Z_m$  es la amplitud de la forma de onda

$\phi$  es un instante de muestra y es un valor conocido arbitrario

$\alpha$  es el intervalo entre dos muestras a la nueva frecuencia y es igual a  $2\pi f_{new}/(Nf_0)$

La combinación de las ecuaciones 3.29 y 3.30 da como resultado:

$$Z_m \cos(\phi) = \frac{(z_2 - z_1 \cos(\alpha))}{\sin(\alpha)} \quad (3.33)$$

Sea  $x$  la distancia fraccionaria entre  $z_1$  y  $z_2$ , el punto remuestreado  $z'$  viene dado por:

$$z' = Z_m \sin(\phi + x\alpha) \quad (3.34)$$

$$z' = Z_m \sin(\phi) \cos(x\alpha) + Z_m \cos(\phi) \sin(x\alpha) \quad (3.35)$$

$$z' = Z_1 \cos(x\alpha) + (z_2 + z_1 \cos(\alpha)) \frac{\sin(x\alpha)}{\sin(\alpha)} \quad (3.36)$$

Una vez encontrados los puntos de remuestreo, se calculan los ángulos de los fasores de los nuevos datos remuestreados y se realiza otra estimación utilizando la Ecuación 3-23, la Ecuación 3-27 y la Ecuación 3-28 para obtener la frecuencia de corrección,  $\Delta f'$ , y la tasa final de cambio de frecuencia. Como resultado, la estimación final de la frecuencia se calcula mediante la ecuación 3.37:

$$f_{final} = f_0 + \Delta f + \Delta f' \quad (3.37)$$

Donde:

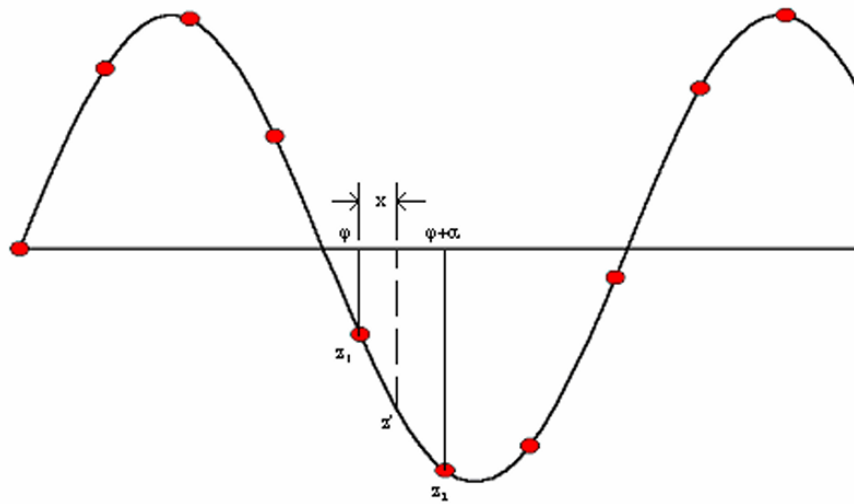
$f_0$ : es el valor de la frecuencia nominal del sistema. Para el caso de El Salvador el valor es de 60Hz

$\Delta f$ : es un término que representa la desviación inicial de la frecuencia del sistema, la cual, puede ser causada por perturbaciones en la red. Usualmente se asocia a desbalances entre la generación y la carga.

$\Delta f'$ : es un factor de corrección

### Figura 3.2

*Ilustración del remuestreo. Disponible en (Wang et al., 2010).*



## **CAPITULO 4. ANÁLISIS DE DATOS DE LA UNIDAD FDR-UES 1628 Y SCADA-UT.**

Para este capítulo se cuenta con 2 series de datos de frecuencia capturados por dos unidades diferentes. La primera es la unidad FDR-UES 1628 la cual, en su momento, estuvo posicionada en la Escuela de Ingeniería Eléctrica (EIE) de la Universidad de El Salvador (UES) y capturo datos en el periodo de septiembre de 2022 hasta junio de 2023, lo que corresponde a 10 meses en total. La segunda serie de datos fue proporcionada por la Unidad de Transacciones (UT) por medio del medidor SCADA-UT y van desde enero de 2022 hasta diciembre de 2024.

Cabe resaltar que el periodo de muestreo de datos de la unidad SCADA-UT es de cuatro segundos mientras que el de la unidad FDR-UES es de 100 milisegundos.

Ya que se busca tener una correlación entre ambas series de datos, se utilizaron los datos correspondientes al período de intersección de ambos intervalos, es decir, el periodo común a analizar es de septiembre de 2022 hasta junio de 2023. Posteriormente se realizará el análisis para un periodo más prolongado y con más datos obtenidos tanto del SCADA-UT como de la unidad FDR-UES 1750 (nueva unidad) pero haciendo algunos ajustes.

### **4.1. Tratamiento y limpieza de datos.**

El proceso y código usados para esta sección son los descritos en (Lúe González & Arce Arauz, 2024). Se han hecho algunas modificaciones en algunos de los códigos originales para adaptarlos de acuerdo a los resultados que se busca obtener.

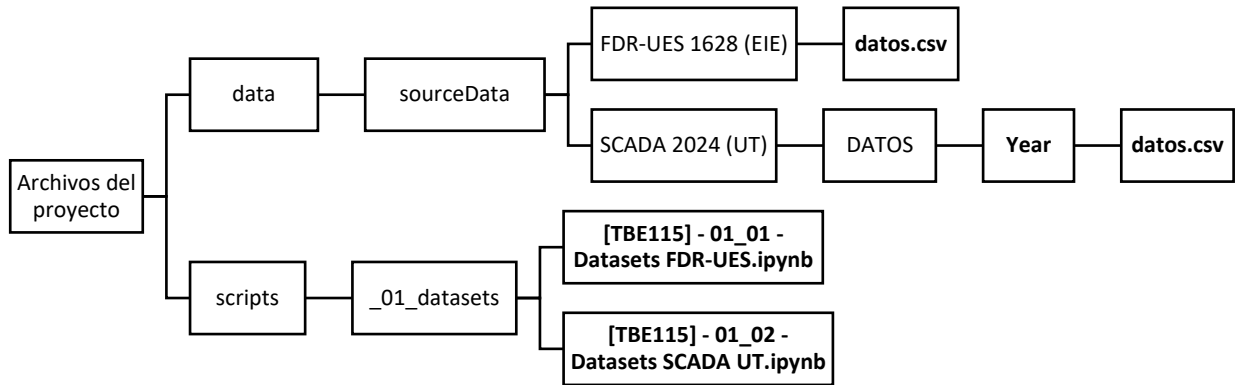
Los datos tanto del FDR-UES 1628 como los del SCADA-UT están en formato csv. Los scripts a utilizar están hechos en Python junto con Jupyter Notebooks (archivos con extensión .ipynb).

#### **4.1.1. Estructura de directorio de datos.**

La estructura del directorio donde están tanto los datos del SCADA-UT como del FDR-UES 1628 deben cumplir con una jerarquía y nomenclaturas de las carpetas específicas ya que los scripts parten de esto para navegar y buscar los archivos correspondientes a la hora de ejecutarse. A continuación, se muestra dicha jerarquía y nomenclaturas.

**Figura 4.1**

*Estructura de los directorios de datos y scripts. Los archivos de datos y los scripts se muestran en **negrita** y las carpetas en texto normal (el nombre “datos” se reemplaza por el nombre de cada archivo de datos .csv).*



Posteriormente al tratamiento y limpieza de los datos de irán creando nuevas carpetas y archivos

#### **4.1.2. Creación de sets de datos.**

Los datos originales proporcionados tanto por el FDR-UES 1628 como el SCADA-UT necesitan ser normalizados y limpiar de cualquier otro dato que no sean de nuestro interés ya que únicamente nos interesaran las columnas con los datos de tiempo (Time) y frecuencia (Frequency).

El procesado y limpieza de los datos varía dependiendo si provienen del FDR-UES 1628 o del SCADA-UT. Además, los códigos se implementan en Visual Studio Code abriendo el directorio: Archivos del proyecto\scripts\\_01\_datasets (el cual puede estar localizado en el directorio más conveniente para el usuario), de este modo se establece automáticamente \Archivos del proyecto como directorio principal y a partir de ahí el código se encarga de navegar y buscar los archivos por sí mismo (siempre y cuando los directorios estén estructurados correctamente).

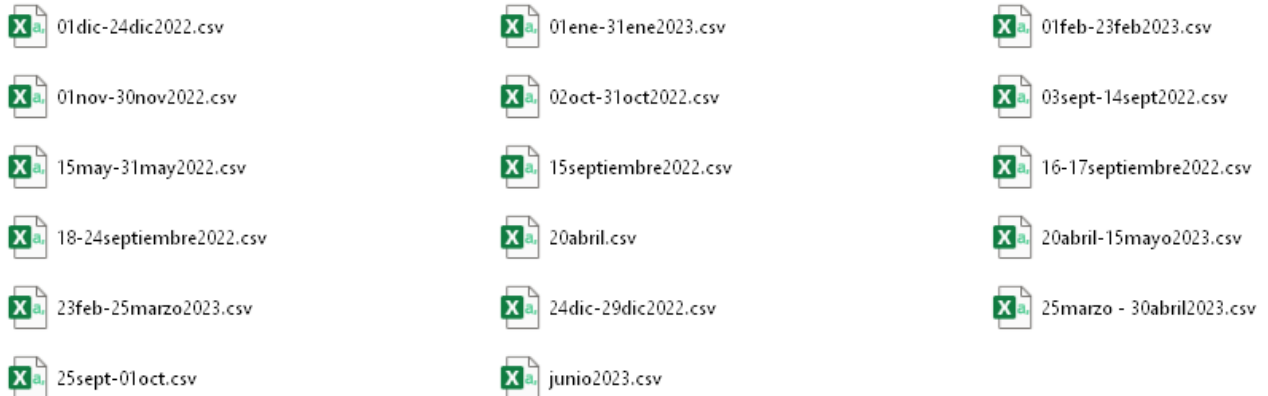
Los datos normalizados estarán en formato csv con dos columnas de datos los cuales serán: “Time” y “Frequency” (tiempo y frecuencia respectivamente) además de un encabezado

### 4.1.3. Procesado y limpieza de datos del FDR-UES 1628.

Antes de comenzar debe cerciorarse de que los datos estén en el directorio correspondiente: Archivos del proyecto\data\sourceData\FDR-UES 1628 (EIE-UES).

**Figura 4.2**

*Archivos de datos sin procesar de parte del año 2022 y parte del año 2023.*



**Figura 4.3**

*Estructura de los datos de los archivos sin procesar obtenidos del FDR-UES 1628 (visualizados en Notepad+).*

```
1 Historian Data Viewer Export: 11/01/2022 00:00:00.000 to 11/30/2022 23:59:59.900
2
3 Average, NaN, 60.0025452732045, NaN
4 Maximum, NaN, 67.3886032104492, NaN
5 Minimum, NaN, 57.1935997009277, NaN
6
7 Time, GPA_F-NBT_UNIT1385:F F-Net Unit Frequency, GPA_F-NBT_UNIT1628:F F-Net Unit 1628 Frequency, GPA_D-PMU_JUAREZ:F D-Emu_Juarez Frequency
8 01-nov.-2022 00:00:00.000, NaN, 59.9943, NaN
9 01-nov.-2022 00:00:00.100, NaN, 60.0028, NaN
10 01-nov.-2022 00:00:00.200, NaN, 59.9975, NaN
11 01-nov.-2022 00:00:00.300, NaN, 59.9981, NaN
12 01-nov.-2022 00:00:00.400, NaN, 60.0014, NaN
13 01-nov.-2022 00:00:00.500, NaN, 59.9977, NaN
14 01-nov.-2022 00:00:00.600, NaN, 60.0061, NaN
15 01-nov.-2022 00:00:00.700, NaN, 59.9976, NaN
16 01-nov.-2022 00:00:00.800, NaN, 60.0045, NaN
```

Para esta serie de datos se usará el script [TBE115] - 01\_01 - Datasets FDR-UES.ipynb, el cual cumple con las siguientes funciones.

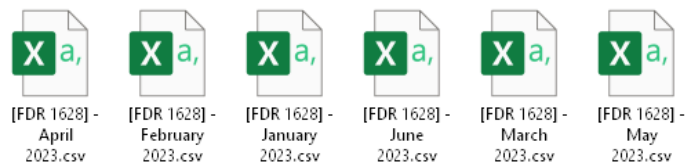
1. Lee los archivos de datos .csv del directorio.
2. Realiza una limpieza preliminar en la que se valores duplicados y valores NaN para extraer únicamente los datos de las columnas “Time” y “Frequency”.

3. La fecha se traslada a formato en inglés y posteriormente a formato ISO 8601 (*ISO - ISO 8601 — Date and Time Format*, n.d.)
4. Las fechas se trasladan de UTC a UTC-6.
5. Se organizan los datos por mes (En el caso donde los datos de un mes están en más de un archivo, se extrañen de los diferentes archivos y se guardan en un solo archivo con el mes correspondiente).
6. Se hace una segunda limpieza de posibles datos duplicados y valores NaN.
7. Los datos se ordenan cronológicamente.
8. Se crea una nueva carpeta en el directorio /data llamada “cleanedData” (si es que no existe), en él se crean una carpeta llamada “FDR-UES 1628 (EIE-UES)” (si esta no existe) y en dicha carpeta una nueva carpeta con el nombre del año correspondiente de los datos (si esta no existe).
9. En la carpeta del año correspondiente, se coloca el archivo .csv que contiene los datos ya procesados con un encabezado fon el formato: [FDR 1628] - Month Year.csv.
10. Todo el proceso anterior se repite si hay datos de más de un mes.

Con esto se obtiene una serie de archivos .csv para cada mes, los cuales contienen los datos de fecha y frecuencia respectivos ya procesados.

#### Figura 4.4

*Datos procesados y organizados por mes correspondientes al año 2023.*



#### Figura 4.5

*Estructura de los datos correspondientes al FDR-UES 1628 luego de procesarlos y limpiarlos (Visualizados en Notepad++).*

```

1 UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
2 FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
3 ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
4 CONTENTS : FDR-UES #1628: Frequency Measurement Records
5 FACILITATOR : Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM)
6 INTERVAL : February 2023
7 -----
8 Time, Frequency
9 2023-02-01 00:00:00.000,60.03
10 2023-02-01 00:00:00.100,60.0278
11 2023-02-01 00:00:00.200,60.0273
12 2023-02-01 00:00:00.300,60.0281
13 2023-02-01 00:00:00.400,60.0278
14 2023-02-01 00:00:00.500,60.027
15 2023-02-01 00:00:00.600,60.027
16 2023-02-01 00:00:00.700,60.0274
17 2023-02-01 00:00:00.800,60.0269

```

#### 4.1.4. Procesado y limpieza de datos del SCADA-UT.

Nuevamente se recalca que los datos a procesar deben estar en el directorio correspondiente: Archivos del proyecto\data\sourceData\SCADA 2024 (UT)\DATOS\Year\Month, donde “Year” y “Month” se reemplaza por el año y mes correspondiente a los datos.

Figura 4.6

*Algunos archivos de datos sin procesar correspondientes al mes de diciembre de 2023.*

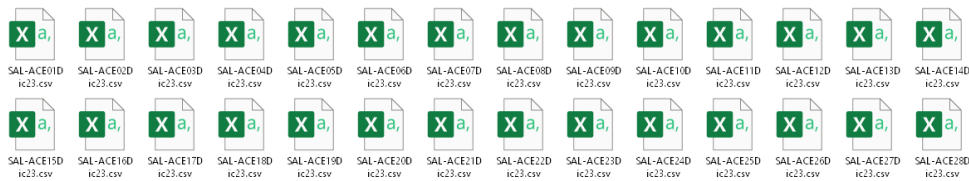


Figura 4.7

*Estructura de los datos de los archivos sin procesar obtenidos del SCADA-UT (visualizados en Notepad+).*

```

1 FECHA:,,05/12/2023,,,,,Letra de Memoria:,E
2 ENTIDAD:,, "Unidad de Transacciones, S.A. De C.V.",,,,,,
3 GENERADORES BAJO AGC:,, "5NOV-U1, U2, U3, U4, U5; ACAJ-M1, M2, M3, M4, M5, M6, U5; TALN-G1; TPTO-G1",,,,,,
4 NOTA:,,,,,
5
6 HORA, DEMANDA, FRECUENCIA, FRECUENCIA, POTENCIA (MW) ,, POTENCIA (MW) ,, ACE,
7 (hh:mm:ss), SISTEMA, PROGRAMADA, MEDIDA, REAL, PROGRAMADA, REAL, PROGRAMADA,
8 (cada 4 segundos), (MW), (Hz), <lugar de medición>, < AHUACHAPAN >, < 15 DE SEPTIEMBRE >, (MW), SCHD AGC
9 00:00:00,806,60,60.002,-140.064,-171.000,67.861,128.840,-4.783,-65
10 00:00:04,806,60,59.995,-137.229,-171.000,71.877,128.840,-2.717,-65
11 00:00:08,809,60,59.988,-140.312,-171.000,75.210,128.840,-4.122,-64
12 00:00:12,805,60,60.007,-145.718,-171.000,79.507,128.840,-4.002,-64
13 00:00:16,809,60,60.031,-145.108,-171.000,81.277,128.840,-0.627,-64
14 00:00:20,808,60,60.045,-144.588,-171.000,83.377,128.840,4.307,-64
15 00:00:24,805,60,60.024,-145.108,-171.000,83.059,128.840,4.260,-63
16 00:00:28,806,60,60.021,-143.954,-171.000,84.927,128.840,5.142,-63
17 00:00:32,807,60,60.021,-140.181,-171.000,80.471,128.840,2.467,-63
18 00:00:36,808,60,60.016,-140.022,-171.000,81.436,128.840,3.388,-62

```

Se puede observar que en la serie de datos obtenidos del SCADA-UT hay algunos otros datos a parte de la frecuencia (datos de generación) pero para nuestro análisis solamente nos interesan los datos de frecuencia y tiempo. Esto nos lleva a modificar el código que se aplicará a los datos

eliminando aquel parque enfocadas al procesamiento de datos que no sean la frecuencia o el tiempo (que son los datos de interés), todo esto debido a lo antes mencionado.

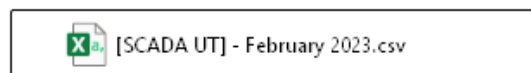
Una vez modificado el código, este se encarga de hacer lo siguiente:

1. Lee los archivos de datos sin procesar .csv correspondientes al SCADA-UT y selecciona las columnas de interés (Tiempo y frecuencia).
2. Se realiza una primera limpieza donde se remueven valores duplicados y NaN.
3. Los datasets tienen la fecha en formato español, por lo que se trasladan al formato inglés, para posteriormente ser traducidos más adelante al formato ISO 8601. Además, las fechas están en hora UTC, por lo que se pasan a hora local UTC-6.
4. Luego los datos extraídos y procesados se dividen por mes.
5. Si del respectivo mes, ya existe un archivo escrito (debido a algún proceso anterior), se lee, y se le anexan los nuevos datos. Si no existe, ignórese este paso.
6. Una segunda limpieza se encarga eliminar posibles datos duplicados, valores NaN y se ordena cronológicamente los datos.
7. Se agrega un encabezado a los datos y se guardan en archivos .csv (respectivamente por mes).
8. Se repite todo el proceso en caso de que los archivos sean de más de un mes.

Los archivos resultantes tienen una estructura de encabezado como se muestra a continuación:

#### **Figura 4.8**

*Ejemplo de archivo de datos procesados y organizados por mes (en este caso el correspondiente a febrero de 2023).*



## Figura 4.9

Estructura de los datos correspondientes al SCADA-UT luego de procesarlos y limpiarlos (Visualizados en Notepad++).

```
1 UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
2 FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
3 ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
4 CONTENTS      : SCADA UT: Frequency
5 FACILITATOR   : Unidad de Transacciones S.A de C.V
6 INTERVAL     : February 2023
7 -----
8 Time, Frequency
9 2023-02-01 00:00:00,60.013
10 2023-02-01 00:00:04,60.028
11 2023-02-01 00:00:08,60.02
12 2023-02-01 00:00:12,60.009
13 2023-02-01 00:00:16,60.016
14 2023-02-01 00:00:20,60.018
15 2023-02-01 00:00:24,60.0
16 2023-02-01 00:00:28,60.006
17 2023-02-01 00:00:32,60.001
```

### 4.1.5. Comparación entre los datos obtenidos por el FDR-UES y el SCADA-UT.

Al tener datos obtenidos de diferentes fuentes y con diferentes equipos, es común pensar en si los datos cuentan con alguna especie de discrepancia. En el documento titulado “Análisis Estadístico de la Calidad de Frecuencia en la Red Eléctrica de El Salvador” (Lúe González & Arce Arauz, 2024) se realizaron tres tipos de análisis para comparar los datos de ambos equipos.

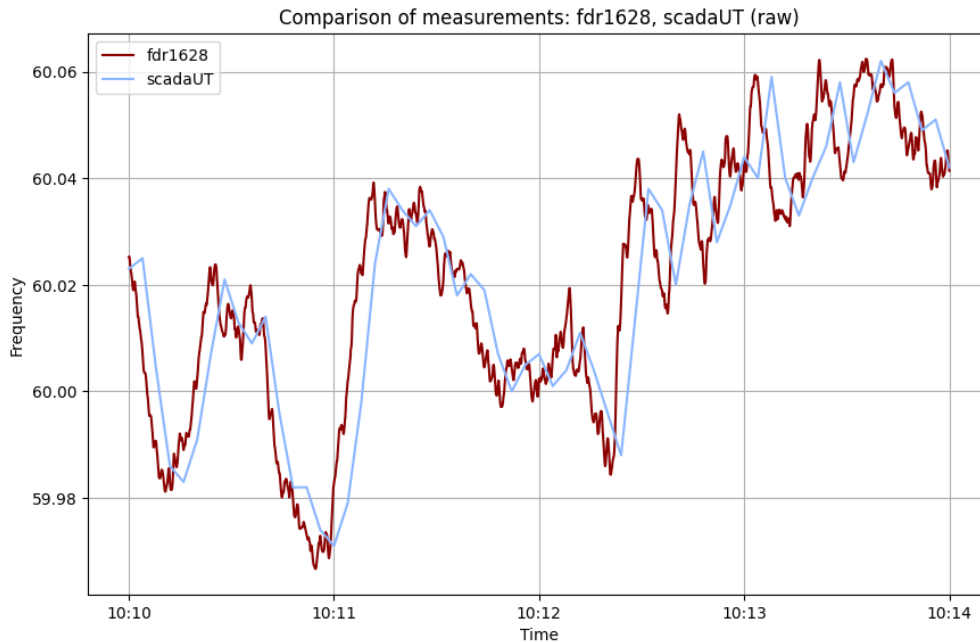
1. Una comprobación grafica.
2. El cálculo de la diferencia existente entre las mediciones del SCADA y el FDR-UES.
3. Una prueba estadística de hipótesis.

Los resultados mostraron que no existen diferencias significativas. Una de las pequeñas diferencias encontradas es un retraso de 4 segundos en los datos de la unidad SCADA-UT en comparación a los datos del FDR-UES, pero aun así esa pequeña diferencia no presenta afectaciones notables.

A continuación, se presenta una visualización grafica de la comparativa entre los datos del SCADA-UT y el FDR-UES, específicamente los datos obtenidos el 19 de febrero de 2023 de las 10:10 hasta las 10:14 (UTC-6).

### Figura 4.10

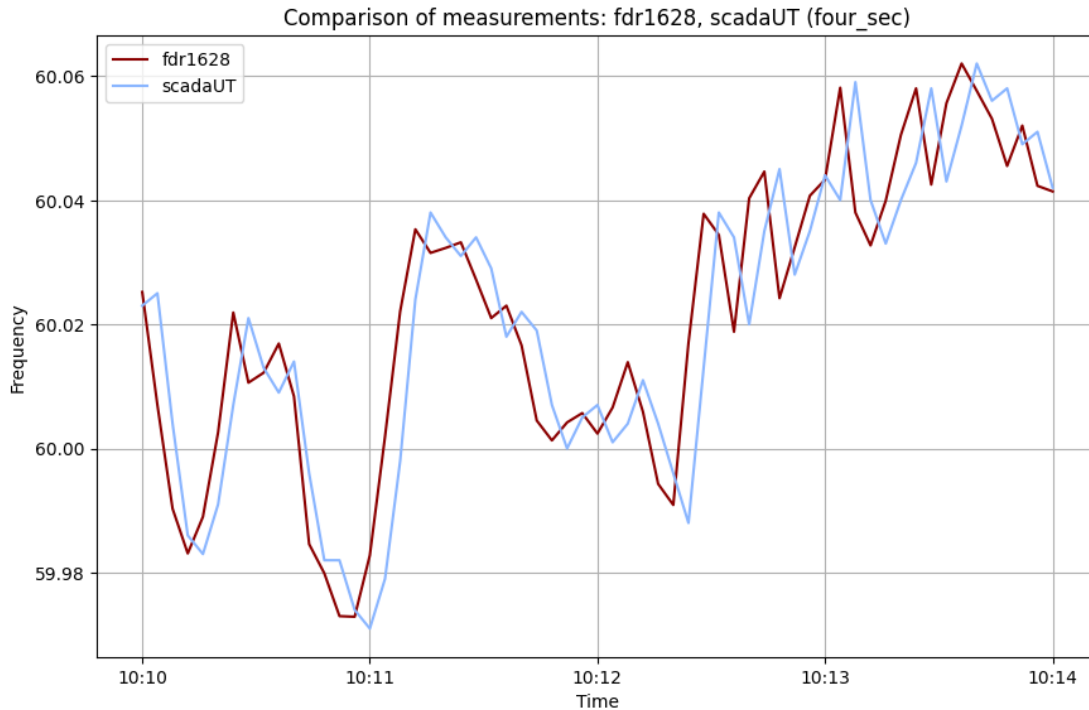
*Comparación de mediciones: FDR-UES 1628 (datos brutos) vs SCADA UT, en condición normal, entre las 10:10 hasta las 10:14 del 19 de febrero del 2023 (UTC-6).*



En la Figura 4.10 se puede apreciar el ligero retraso antes mencionado de los datos proporcionados por la unidad SCADA-UT. Además, se puede observar que, ya que la unidad FDR-UES tiene un menor periodo de muestreo, la gráfica de los datos de dicha unidad tiene mayor resolución. Para igualar las condiciones y poder tener una visualización que nos permita comparar mejor los datos, se vuelve a obtener la gráfica de la Figura 4.10 pero esta vez con los datos de la unidad FDR-UES remuestreados a cuatro segundos.

**Figura 4.11**

*Comparación de mediciones: FDR-UES 1628 (remuestreado a cuatro segundos) vs SCADA UT, en condición normal, entre las 10:10 hasta las 10:14 del 19 de febrero del 2023 (UTC-6).*



Con esto, la Figura 4.11 nos muestra una clara similitud entre los datos obtenidos por la unidad SCADA-UT y la unidad FDR-UES.

#### **4.2. Detección y clasificación de eventos de perturbación de frecuencia.**

Una vez teniendo los datos procesados y limpios podemos comenzar a utilizarlos para realizar de detección y clasificación de eventos. Los resultados obtenidos serán de mucha utilidad en los siguientes capítulos cuando se analice la posible correlación entre dichos eventos de perturbación de frecuencia y las condiciones climáticas en la región.

##### **4.2.1. Criterio para la detección y clasificación de eventos.**

Antes de explicar el criterio que se tomará para la detección y clasificación de eventos de perturbación de frecuencia se mostrará a continuación una serie de consideraciones importantes.

- El estándar IEEE 1159-2019 recomienda que, en condición normal, la frecuencia eléctrica no deberá de superar los 0.10 Hz de variación, y que el periodo de tiempo del evento de

la variación no deberá ser mayor a los 10 segundos (*IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*, 2019a).

- Según IEC 61000-2-5, "la frecuencia fundamental de una red de suministro de energía es generalmente muy estable y no varía más del 0.2%" (IEC, 2017).
- Según el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista, la frecuencia podría variar hasta 0.12 Hz y seguir en condición operativa. A su vez, el rango de operación de emergencia sería entre 59.40 hasta 59.88 Hz (Unidad de Transacciones (UT), 2022).

Para nuestro caso, el criterio que se usara es el descrito en (Lúe González & Arce Arauz, 2024). Por tanto, solo se considerarán variaciones de la frecuencia a partir de  $\pm 0.05$  Hz como lo sugiere el CRIE para el 90% del tiempo. Con todo lo mencionado, con respecto a la magnitud, tendríamos las siguientes clasificaciones:

1. Leve: La desviación máxima en la frecuencia ronda entre 0.05 Hz hasta 0.12 Hz.
2. Moderado: La desviación máxima está en el rango de 0.12 Hz hasta 0.60 Hz.
3. Crítico: La desviación máxima es mayor o igual a 0.60 Hz.

#### **4.2.2. Identificación de eventos de perturbación.**

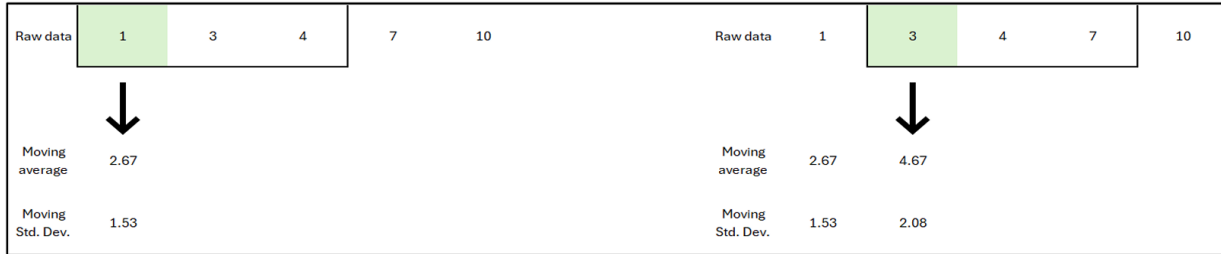
Tal como se menciona en (Lúe González & Arce Arauz, 2024), el algoritmo que se implementara es relativamente simple ya que se omiten los métodos y técnicas basados en la estimación como los realizados en (P. Shaw y M. Kumar Jena, 2021) (G. Gajjar y S. A. Soman, 2015). Hay dos puntos importantes a considerar que son el inicio y finalización del evento. A continuación, se explican los parámetros a considerar para el inicio y finalización de un evento.

##### ***A. Detección del inicio de un evento de perturbación.***

Para esta parte se aplica una ventana móvil para la detección de eventos de perturbación, tal como se explica en (Lúe González & Arce Arauz, 2024). Para un punto de tiempo  $tk$  existente, se tomará una ventana de datos de tamaño  $n$ , tal que cubra un total de 12 segundos (debido a la tasa de muestreo del SCADA, el tiempo debe ser un múltiplo de 4). Se calculará su promedio y desviación estándar, y se asignarán esos valores al punto de tiempo  $tk$  actual. Luego la ventana se desplaza al siguiente punto de tiempo  $tk+1$ , repitiendo el proceso. Esta idea se basa en lo descrito en (P. Shaw y M. Kumar Jena, 2021) (G. Gajjar y S. A. Soman, 2015).

### Figura 4.12

*Ilustración del funcionamiento del algoritmo del promedio móvil y la desviación estándar móvil. Disponible en (Lúe González & Arce Arauz, 2024).*



Si se da que alguno de estos parámetros supere un umbral respectivo, entonces se detectará que ha iniciado un evento de perturbación.

- El promedio móvil deberá de tener un valor superior a 0.05 Hz.
- La desviación estándar móvil deberá de superar el valor de la desviación estándar general, que podemos aproximar a 0.025 Hz en base a lo descrito en (Lúe González & Arce Arauz, 2024).

Todo lo mencionado sirve para identificar los puntos donde la distribución de probabilidad de los datos cambia dentro de una serie de datos (N. Peach & I. V. Nikiforov, 1995) (P. F. R. Killick & I. A. Eckley, 2012).

#### ***B. Criterio de finalización de evento de perturbación.***

Tal como lo se explica en (Lúe González & Arce Arauz, 2024), para que finalice un evento de perturbación, deberá de cumplirse que el valor de la frecuencia se haya normalizado, cumpliéndose con un “tiempo de estudio”, con el fin de evitar el tener falsos registros de múltiples eventos consecutivos, siendo que en la realidad se tratan del mismo evento. Según la clasificación de magnitud, así será el tiempo de estudio. Estos tiempos fueron sacados a base de prueba y error, concluyendo que:

- Para un evento de magnitud leve, el tiempo de estudio será de un minuto; durante ese periodo, el valor de la frecuencia no deberá de sobrepasar los 0.05 Hz.

- Para un evento de magnitud considerable, el tiempo de estudio será de cinco minutos; durante ese periodo, el valor de la frecuencia no deberá de sobrepasar los 0.12 Hz.
- Para un evento de magnitud crítica, el tiempo de estudio será de diez minutos; durante ese periodo, el valor de la frecuencia no deberá de sobrepasar los 0.12 Hz.

Como requisito final, deberá cumplirse que durante el último minuto del evento no se presentó ningún valor de la frecuencia superior a los 0.05 Hz.

#### **4.2.3. Registro de perturbación de eventos.**

Ya teniendo un criterio establecido para la identificación del inicio y fin de un evento de perturbación, se procede a obtener un registro de los datos más relevantes tal como se indica en (Lúe González & Arce Arauz, 2024).

Algunos datos que pueden ser registrados, teniendo identificado el inicio y finalización del evento, serían:

- El tiempo en el cual inició y finalizó el evento de perturbación de frecuencia y su duración.
- El valor mínimo y máximo de la frecuencia que fue identificado durante el evento.
- La clasificación del evento registrado.
- El o los medidores que identificaron el evento.

Existen otros parámetros que también son necesarios de calcular para poder realizar un registro completo, los cuales requieren una explicación ampliada. Esos parámetros serán introducidos posteriormente, según las necesidades existentes. Actualmente con los parámetros obtenidos, se puede realizar un estudio preliminar de los eventos de perturbación para lo que se necesita para este capítulo.

# **CAPITULO 5. DESCRIPCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN ENTRE CENTROAMÉRICA Y MÉXICO EN LA SUBESTACIÓN TAPACHULA.**

## **5.1. Generalidades de la red eléctrica centroamericana.**

Antes de proceder a describir propiamente del punto de interconexión entre la red eléctrica centroamericana con la red eléctrica mexicana vamos a ampliar un poco sobre la descripción individual de la red centroamericana.

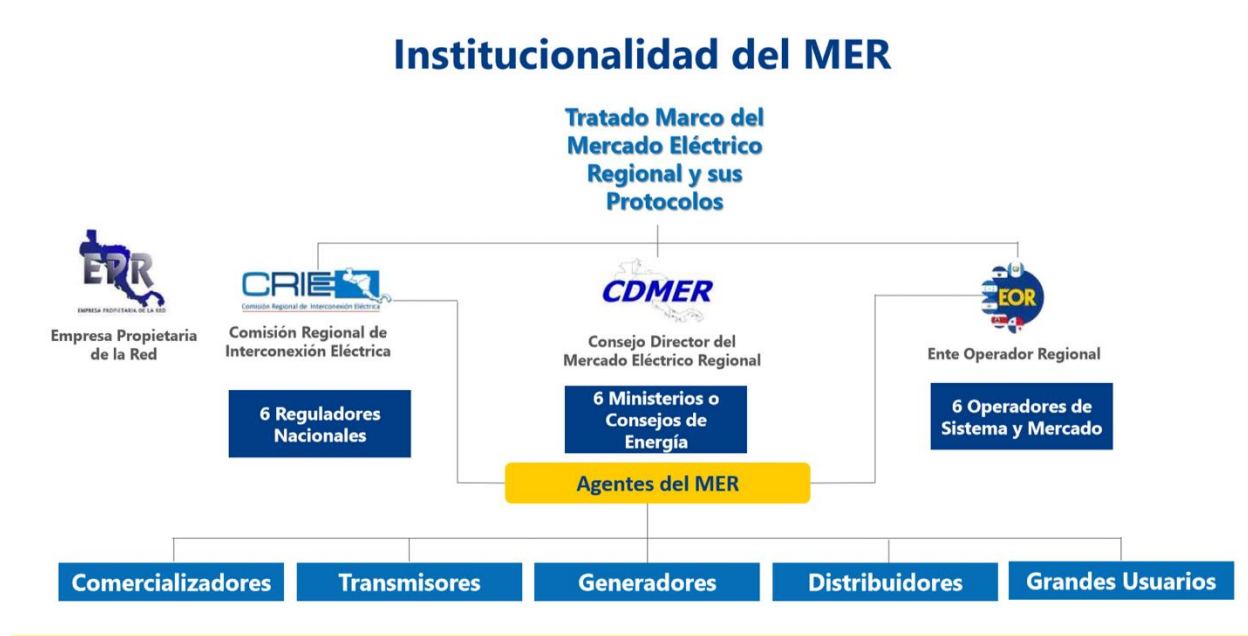
Actualmente, el sistema eléctrico centroamericano esta interconectado por medio del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países Centroamericanos (SIEPAC), el cual está conformado por seis países: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Esta red de aproximadamente 1800 kilómetros de líneas de transmisión a 230 KV y una capacidad instalada para transportar 300 MW en total, consta de 20 subestaciones de conexión a los países de la región mediante 28 bahías de acceso. Esto permite el intercambio de energía entre los países antes mencionados con el fin de brindar un suministro continuo de electricidad. (*CENTROAMÉRICA INTERCONNECTADA - Centroamérica Economía, n.d.*)(*Sistema de Interconexión Eléctrica Para Países de América - EcuRed, n.d.*)

### **5.1.1. Contexto histórico del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países Centroamericanos (SIEPAC).**

EL proyecto comienza en 1996 con el fin de mejorar la seguridad y eficiencia energética de Centroamérica, esta idea comienza a formalizarse con la firma del Tratado Marco del Mercado de América Central en 1996 en Guatemala. Este hito, donde los 6 países designan un socio, da paso a la formación de la Empresa Propietaria de la Línea (EPL). Posteriormente se elabora un plan de financiamiento para las obras de transmisión y en 1998 se crea el Ente Operador Regional junto con otro grupo de empresas a fines. En el 2003 comienzan los estudios iniciales y posteriormente en 2006 la construcción de la línea. En 2010 comienza la energización de la línea y en 2011 se da la primera apertura de la línea luego de gestiones y autorizaciones regionales. Posteriormente se dan hechos importantes como la apertura de nuevos circuitos y el protocolo ante la pandemia Covid-19 en 2020. (*Línea de Tiempo - EPR SIE PAC, n.d.*)

**Figura 5.1**

Institucionalidad del Mercado Eléctrico Regional (MER). Disponible en (*Mapa SIEPAC | CREE, n.d.*).



### 5.1.2. Instituciones y Acuerdos.

#### *A. Centro Nacional de Control de Energía.*

presenta las Reglas que definen las Especificaciones Técnicas de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución. Durante el proceso de Interconexión y Conexión se determinan las obras necesarias y los instrumentos contractuales que deberá cumplir el solicitante de una interconexión de fuente de energía (renovable y no renovable) o de una conexión de Centro de Carga a la red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución (*Centro Nacional de Control de Energía | Gobierno | Gob.Mx, n.d.; Interconexión y Conexión | Centro Nacional de Control de Energía | Gobierno | Gob.Mx, n.d.*).

#### *B. Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE*

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE) es la encargada de la transmisión de energía eléctrica a través del Sistema Nacional Interconectado (SIN) y las

interconexiones regionales, abarcando más de 3,400 kilómetros de líneas de transmisión (*Instituto Nacional de Electrificación (INDE) - BNamericas, n.d.*).

### ***C. Comisión Federal de Electricidad (CFE).***

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) es una empresa pública de carácter social que provee energía eléctrica, servicio fundamental para el desarrollo de una nación. Es una empresa productiva del Estado, propiedad exclusiva del gobierno federal, con personalidad jurídica y patrimonio propio. Goza de autonomía técnica, operativa y de gestión conforme a lo dispuesto en la Ley de la Comisión Federal de Electricidad. La CFE fue creada el 14 de agosto de 1937 por el gobierno mexicano para organizar un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, ante las deficiencias del servicio ofrecido por empresas privadas. Desde entonces, ha evolucionado hasta convertirse en la principal empresa eléctrica del país, nacionalizando la industria en 1960 y expandiendo su cobertura a casi todo el territorio nacional. Hoy en día, la CFE atiende a más de 46 millones de clientes, opera 158 centrales de generación con diversas tecnologías, y mantiene una electrificación superior al 98% (*CFE, n.d.*).

### ***D. Convenio Marco de Cooperación Interinstitucional entre el CENACE y el EOR.***

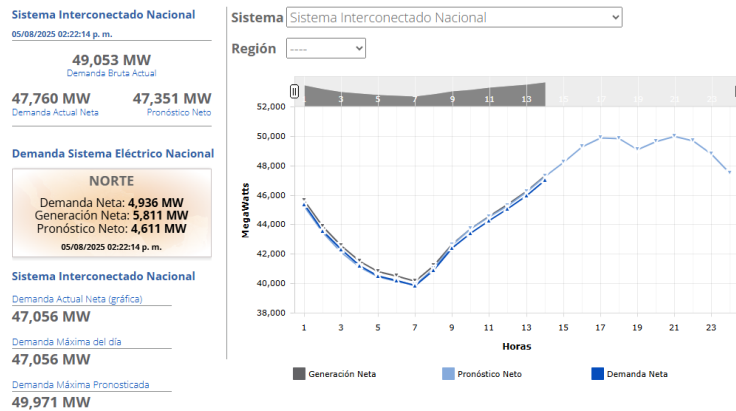
Establece mecanismos de colaboración tecnológica y operativa, orientados a desarrollar proyectos conjuntos en áreas clave para la integración y el fortalecimiento del sistema eléctrico regional (CENACE y El EOR Renuevan Alianza Estratégica Para Fortalecer La Operación Eléctrica Regional | Centro Nacional de Control de Energía | Gobierno | Gob.Mx, n.d.).

Durante los últimos años, la cooperación entre el CENACE y el EOR ha permitido avances notables, entre los que destacan:

- Intercambios de información técnica de interés mutuo.
- Elaboración de estudios especializados en estabilidad regional, incluyendo análisis de oscilaciones electromecánicas entre áreas de control.
- Acceso a bases de datos con modelos equivalentes del Sistema Eléctrico de México, lo que ha mejorado la precisión de análisis de seguridad operativa.
- Intercambios periódicos de experiencias entre profesionales de ambas instituciones, impulsando capacidades técnicas compartidas.
- Firma de convenios específicos en materias operativas, comerciales y tecnológicas.

## Figura 5.2

Gráfica de demanda del Sistema Interconectado Nacional. Martes 5 de agosto 2025. Disponible en (Gráfica de Demanda, n.d.).



### 5.2. Interconexión México – Guatemala.

Las redes eléctricas de México y Guatemala se interconectan por medio de una línea de transmisión que opera a 400 kV, la cual cuenta con una longitud de 71.15 km en Guatemala y 30 km en México, lo que sumado forman una línea de 101.15 km de longitud. La configuración de la línea de transmisión es de circuito simple con dos conductores por fase del tipo ASCR/AS 1113 con una disposición vertical (INDE, 2013).

Las líneas están sostenidas por estructuras del tipo auto soportadas de acero galvanizado tipo celosía. Además, las estructuras están diseñadas para soportar un segundo circuito. El sistema cuenta con cable de guarda compuesto por fibra óptica de 36 fibras. El tipo de aislamiento utilizado es vidrio templado y las cimentaciones son de concreto reforzado. La Tabla 5.1 muestra un resumen de los parámetros eléctricos y estructurales de la línea de transmisión (INDE, 2013).

**Figura 5.3**

*Estructura de acero galvanizado. Disponible en (INDE, 2013).*



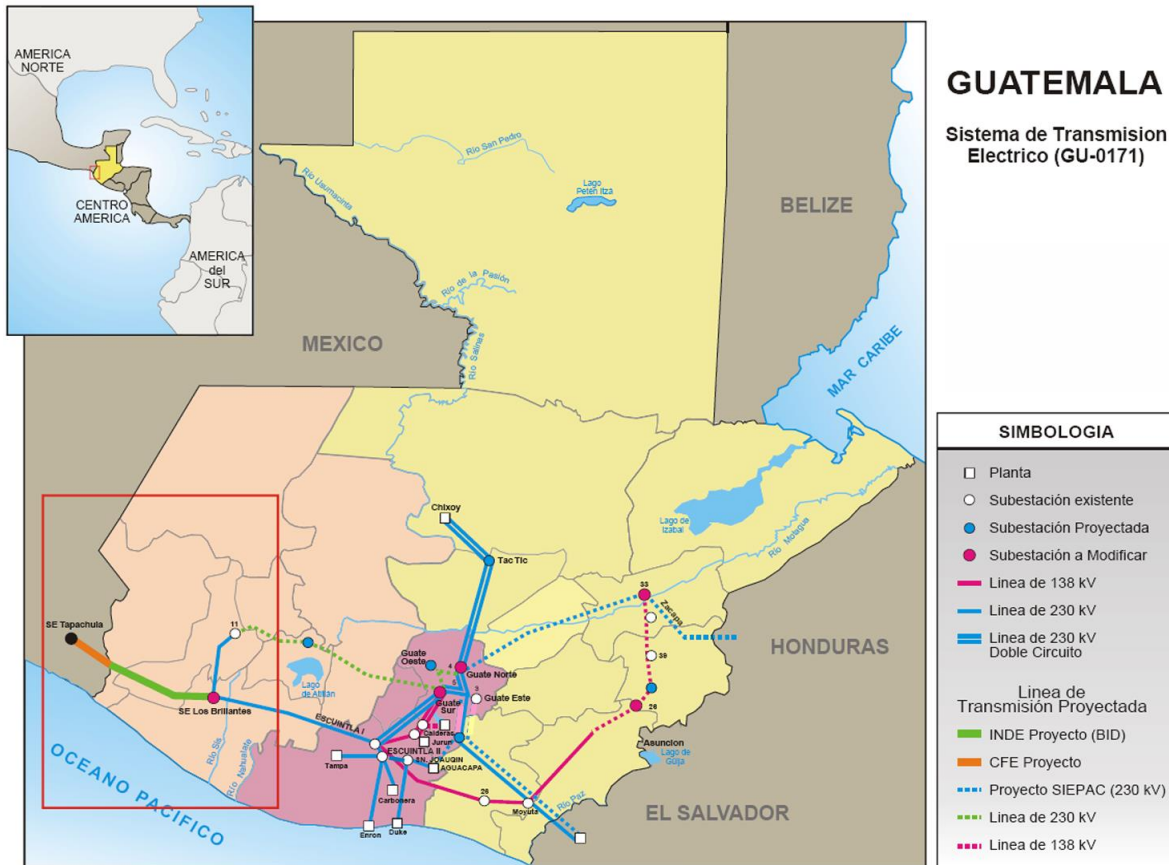
**Tabla 5.1.**

*Descripción de línea de transmisión que conecta México y Guatemala*

<b>Parámetro</b>	<b>Descripción</b>
Nivel de tensión	400 KV
Longitud	71.15 km Guatemala, 30 km México.
Configuración	Circuito simple con 2 conductores por fase ACSR/AS 1113, vertical.
Estructuras	Auto soportadas de acero galvanizado tipo celosía, preparadas para la instalación de un segundo circuito.
Cable de guarda	Fibra óptica de 36 fibras.
Aislamiento	Vidrio templado
Cimentaciones	Concreto reforzado

**Figura 5.4**

*Interconexión Guatemala – México. Disponible en (Interconexión Guatemala-México, n.d.).*



### 5.2.1. Configuración de la Subestación Los Brillantes, Guatemala.

La subestación Los Brillantes en Guatemala cuenta con una configuración de barra principal + barra de transferencia de 400kV con tecnología de aislamiento encapsulada en SF6, cuenta con 2 bahías de línea, 1 bahía de transformador y una bahía de transferencia. A continuación, se describen a detalle el resto de parámetros de dicha subestación (INDE, 2013).

Banco de Transformación:

- Nivel de Tensión: 400/230 KV
- Capacidad Inicial: 225 MVA,
- Arreglo: Tres autotransformadores monofásicos 75 MVA cada uno, más uno de reserva.
- Tipo de Conexión: YNynD1

#### Compensación Reactiva:

- Arreglo: Banco de reactores monofásicos de línea
- Tecnología de Aislamiento: Aceite
- Capacidad: 50 MVAR

#### Sincronización:

- Frecuencia:  $\pm 0.05\text{Hz}$ , frecuencia MX mayor a GUA
- Diferencial de Voltaje: menor a 12 kV
- Diferencia Angular: menor a 10 grados, fasor MX delante de GUA

#### Protección:

- Protección Línea: Distancia, Sobre corriente y Comparación Direccional. Se migrará la protección principal a diferencial de línea y se instalarán localizadores de falla.
- Protección Transformador: Diferencial, Sobre corriente de fase y neutro, Protecciones propias.
- Barras: Diferencial, Falla de Interruptor

#### Control:

- Supervisión en tiempo real y Maniobras: Vía remota desde SCADA del centro de control de
- ETCEE ubicado en la subestación Guatemala Sur.
- Monitoreo vía PMU: Información transferida a concentrador de datos en Guatemala Sur, para análisis de eventos. No tiene habilitados controles.

**Figura 5.5**

*Vista frontal de Subestación Los Brillantes, Guatemala. Disponible en (INDE, 2013).*



**Figura 5.6**

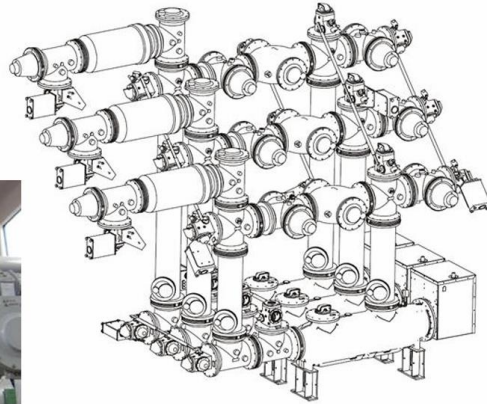
*Reactores de línea, Subestación Los Brillantes. Disponible en (INDE, 2013).*



**Figura 5.7**

*Unidad blindada aislada con SF6, Subestación Los Brillantes. Disponible en (INDE, 2013).*

**HB10m - 40 kA**  
**Unidad blindada aislada con SF6**



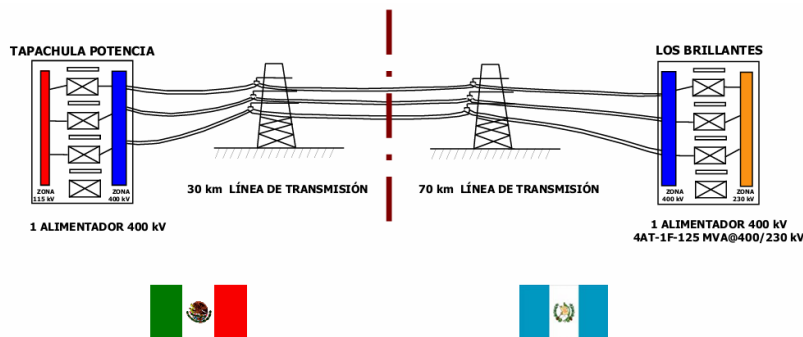
### 5.3. Configuración de Subestación Tapachula, México.

La subestación está ubicada en Tapachula, Chiapas. Cuenta con dos bahías, una de 400kV y otra de 115kV. Esta subestación suministra energía a Tapachula, Mazatán dentro de la región de México y otra parte de dirige a Guatemala (Edihno Marcel Ruíz Romero, 2019).

**Figura**

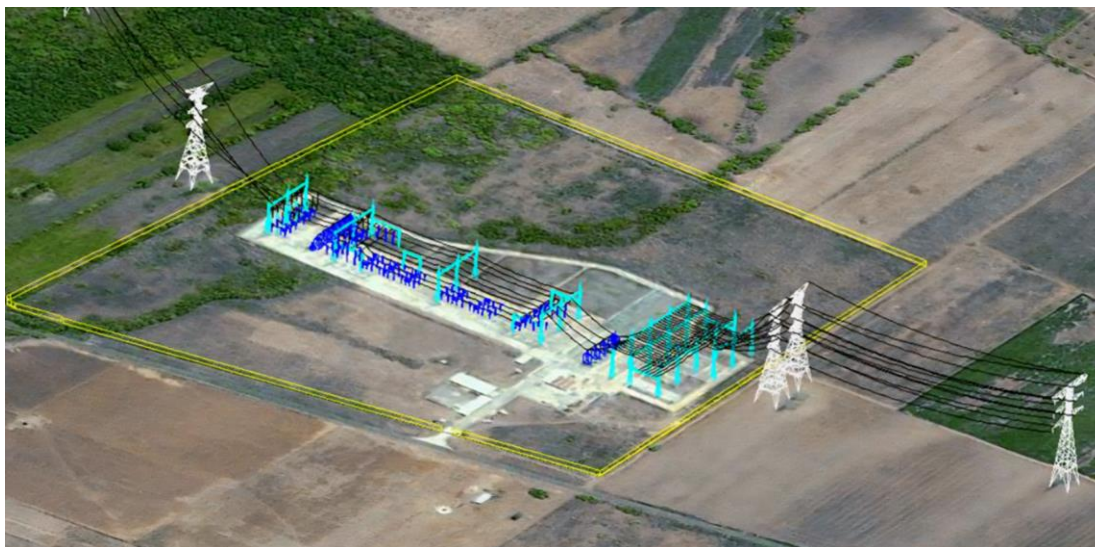
**5.8**

*Infraestructura de la interconexión entre México y Guatemala. Disponible en (Roberto & Ruiz, 2007).*



**Figura 5.9**

*Subestación Tapachula Potencia. Disponible en (INDE, 2013).*



### **5.3.1. Configuración y Equipamiento.**

La Bahía de 400 kV cuenta con una configuración delta y tiene los siguientes componentes principales (Edihno Marcel Ruíz Romero, 2019):

- Pararrayos (uno por fase).
- Transformadores de corriente (TCs) y potencial (TPs), conectados a la sala de control.
- Interruptores de potencia y cuchillas (operables de forma manual o remota).
- Reactores para compensación de reactivos por distancia.
- Buses principales con aisladores tipo soporte (24 aisladores por cadena para 400 kV).
- Efecto corona visible y audible.
- Fibra óptica en hilos de guarda para comunicación.

La segunda bahía es de 115kV y cuenta con los siguientes componentes principales:

- Transformadores reductores: 3 en operación + 1 auxiliar.
- Montaje: Sobre concreto con zonas empedradas para contención de derrames.
- Aislamiento: Muros entre transformadores para evitar accidentes en cadena.
- Sistema de enfriamiento: Ventiladores operados manualmente.
- Configuración estructural: Más compacta (40% menor en dimensión que la bahía de 400 kV).

### **5.3.2. Instrumentación y medición.**

#### **Sala de control:**

- Monitoreo 24/7 de potencia recibida y suministrada.
- Automatización de apertura/cierre de interruptores y cuchillas.
- Comunicación por fibra óptica y trampa de onda.
- Visualización de diagrama unifilar.
- Supervisión de condiciones del sistema en Delta.

#### **Equipos de medición:**

- TTR para pruebas de resistencia de terreno y aislamiento.
- Instrumentos calibrados para precisión.

### **5.3.3. Energía auxiliar y emergencias.**

#### **Banco de baterías:**

- 120 baterías.
- Activa en caso de falla de suministro eléctrico.
- Alimenta equipos de cómputo y monitoreo.
- Sistema de drenaje para líquidos tóxicos.

#### **Reconfiguración de suministro:**

- Oficinas conectadas al tercer devanado de transformadores (34.5 kV a 13.8 kV).
- Solución a fallas frecuentes en línea de 13.8 kV desde Tapachula.

### **5.3.4. Mantenimiento y seguridad.**

#### **Protocolos de ingreso:**

- Casco, botas dieléctricas, lentes, ropa de algodón.

#### **Mantenimiento preventivo:**

- Limpieza de nidos de aves (riesgo de arco eléctrico).
- Sustitución de equipos dañados por sismos (aisladores, cuchillas).

## **CAPITULO 6. DETERMINACIÓN EL GRADO DE INFLUENCIA DE LA INTERCONEXIÓN CENTROAMERICANA EN LA FRECUENCIA DE LA RED ELÉCTRICA SALVADOREÑA.**

En este capítulo se analizan una serie de eventos de perturbación en el SER y su impacto en El Salvador, con el fin de determinar en qué medida afecta la interconexión del SER en la frecuencia de la red eléctrica salvadoreña. Los eventos a analizar tuvieron su origen en alguno de los países que conforma el SER (*Historia – ENTE OPERADOR REGIONAL*, n.d.). Por lo dicho anteriormente se aclara que se:

1. Este capítulo se limita a determinar el grado de influencia de la interconexión centroamericana en la frecuencia de la red eléctrica salvadoreña basado en la información obtenida de los tres reportes de eventos de perturbación en el SER que se mostrarán más adelante.
2. No se determina el grado de influencia de la interconexión centroamericana en la frecuencia de la red eléctrica salvadoreña de forma general.

### ***A. Evento 1: Apagón parcial en Honduras y afectación en el Sistema Eléctrico Regional de Centroamérica.***

Fecha: 27 de mayo de 2022.

Origen y causa: Según un comunicado del Centro Regional de Coordinación de Transacciones de Energía del (EOR), el día 27 de mayo de 2022 a las 9:56 horas se presentó una falla en el sistema eléctrico hondureño originada en la Línea de Transmisión de 230kV Pavana-Santa Lucía, provocando la salida de servicio de varias plantas de generación eléctrica y la desconexión de la línea de interconexión de 400kV entre México y el SER (EOR, 2022a, 2022b).

Impacto en El Salvador y la región: La falla registrada hizo que el territorio hondureño perdiera una demanda aproximada de 1,376 MW y una generación de 972 MW, dejando a ese país en apagón parcial. A nivel regional se registró una pérdida total de la demanda en el Sistema Eléctrico Regional de 2,052 MW, equivalente a un 26%, integrada por la pérdida de la demanda de Honduras y pérdidas parciales en Guatemala y El Salvador. Respecto a la generación regional, se registró una pérdida de aproximadamente 1,380 MW, equivalente al 18% de la generación, integrada por

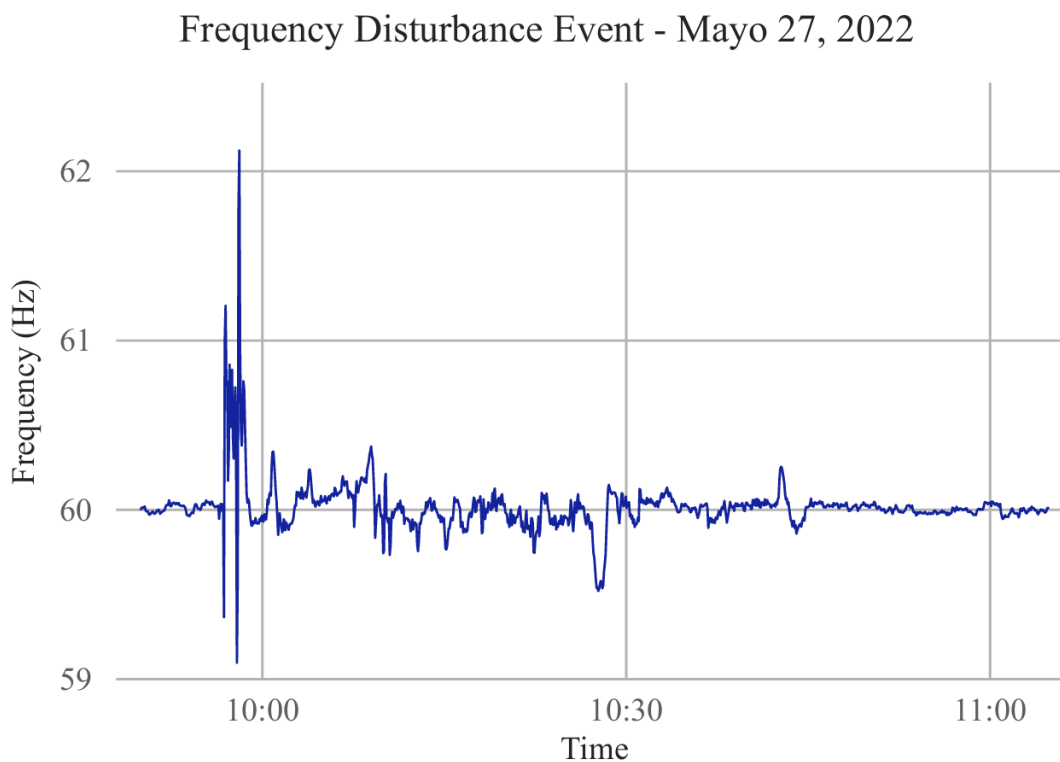
la pérdida de generación en Honduras, más las pérdidas parciales en áreas de Guatemala, El Salvador y Nicaragua (EOR, 2022a, 2022b).

Comportamiento de la frecuencia: Durante este evento, a las 9:58:00 horas, la frecuencia cayó a su valor mínimo de 59.09 Hz, posteriormente a las 9:58:12 horas la frecuencia subió hasta su punto máximo de 62.11 Hz y continuó oscilando abruptamente. Aproximadamente a las 11:02 horas la frecuencia se estabilizó. La duración aproximada del evento es de 64 minutos (EOR, 2022a, 2022b).

Acciones y recuperación: El proceso de sincronización del SER y cierre de las interconexiones comenzó a partir de las 10:04 horas, con el cierre de la línea Pavana – Santa Lucía en Honduras, y finalizó a las 11:02 horas, donde el SER quedó integrado en un solo bloque. Seguidamente fueron reanudados los intercambios de energía programados a las 11:15 horas.

### Figura 6.1

*Evento de perturbación de frecuencia – 27 de mayo de 2022.*



## ***B. Evento 2: Evento de pérdida de carga con origen en El Salvador.***

Fecha: 11 de diciembre de 2024.

Origen y causa: Según un informe de la UT, se originó una pérdida de generación el 11 de diciembre de 2024 en la planta de Energía del Pacífico (EDP), empresa generadora que suministra el 30% de la energía en El Salvador (EOR, 2024a, 2024c, 2024b).

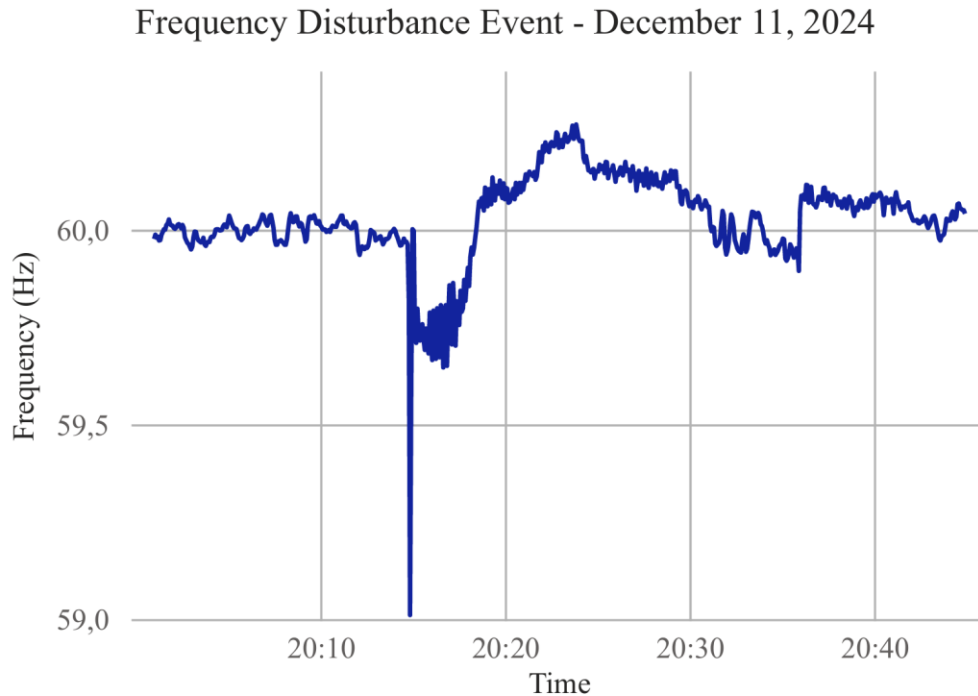
Impacto en El Salvador y la región: Posteriormente a la pérdida de generación de la planta EDP, hubo un disparo de la interconexión México – Guatemala, quedando el Sistema Eléctrico Regional (SER) con un déficit total de 531 MW, operando las etapas 1, 2 y 3 del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia (EDCBF), perdiéndose 120 MW de demanda en El Salvador, decretándose en ese momento un Estado de Alerta en el sistema eléctrico de dicho país. Debido a este evento, El Salvador tuvo una pérdida total de 336 MW de generación (EOR, 2024a, 2024c, 2024b).

Comportamiento de la frecuencia: El evento tuvo una duración de 27 minutos. Durante este evento, la frecuencia cayó a un valor mínimo de 59.01 Hz a las 20:14:52 horas, posteriormente continuó variando y subió hasta su valor máximo de 60.27 Hz a las 20:23:52 horas, luego la frecuencia continuó oscilando, pero siempre en sobrefrecuencia hasta aproximadamente las 20:31:20 horas, donde el valor de frecuencia cruzó por cero. Finalmente, aproximadamente a las 20:41:00 horas, la frecuencia se estabilizó (EOR, 2024c, 2024a, 2024b).

Acciones y recuperación: Para suplir la pérdida de demanda en El Salvador, se arrancó la generación hidroeléctrica por parte de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Rio Lempa (CEL) y térmica por parte de Investigaciones Energéticas (INE); sin embargo, para garantizar la seguridad del sistema, se solicitó a las distribuidoras desconectar manualmente 60 MW adicionales de demanda, mientras se recuperaban los 336 MW de generación perdida. La demanda se normalizó completamente a las 20:41 del 11 de diciembre de 2024, levantándose el estado de alerta y quedando el sistema operando normalmente (EOR, 2024a, 2024c, 2024b).

## Figura 6.2

Evento de perturbación – 11 de diciembre de 2024.



### ***C. Evento 3: Evento en el Sistema Eléctrico Regional.***

Fecha: 5 de julio de 2025.

Origen y causa: Según un informe del Ente Operador Regional (EOR), el día 5 de julio de 2025, a las 7:29 horas, se registró un evento en el SER, originado por una pérdida de generación de 253 MW en el área de control de Guatemala; esta pérdida incrementó la inyección de potencia desde el sistema eléctrico de México en el nodo Los Brillantes en Guatemala desde 158 MW hasta 474 MW y la apertura de la interconexión Guatemala – México por operación del esquema de bajo voltaje en la subestación Tapachula en el sistema de México (EOR, n.d.-b, n.d.-g, 2025c).

Impacto en El Salvador y la región: En total, el SER quedó con un déficit de 494 MW, incluyendo 83 MW de pérdida de generación en Honduras durante el evento. Según la Unidad de Transacciones (UT), a las 7:29 se activó el Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia, alcanzando hasta la etapa 4. El evento que se originó fuera de El Salvador desconectó

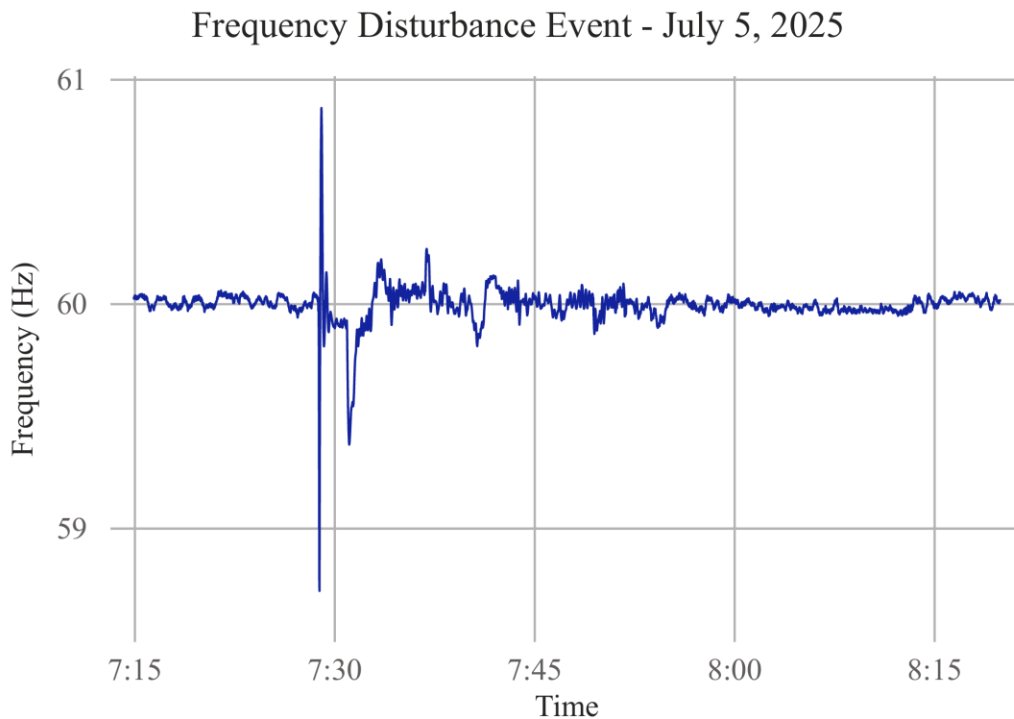
80 MW de carga, los cuales fueron restablecidos por completo a las 8:00 horas (EOR, n.d.-b, n.d.-g, 2025c).

Comportamiento de la frecuencia: Durante este evento, a las 7:28:56 la frecuencia cayó a su valor mínimo de 58.72 Hz, posteriormente a las 7:29:05 horas la frecuencia ascendió al valor máximo de 60.87 Hz y posteriormente continuó oscilando. A las 7:41 horas la frecuencia comenzó a estabilizarse y a las 8:10 horas ya se encontraba estabilizada. Se calcula que el evento tuvo una duración aproximada de 30 minutos antes de estabilizarse en su totalidad (EOR, n.d.-b, n.d.-g, 2025c).

Acciones y recuperación: El EOR coordinó con los centros de control de los sistemas eléctricos de la región “OS/OM” conforme a los protocolos establecidos ante emergencias, las maniobras operativas para restablecer el balance carga/generación y la estabilidad de la operación del SER. A las 7:41 horas se sincronizó la interconexión México – Guatemala. A las 8:10 horas el SER se encontraba integrado y normalizados los intercambios programados (EOR, n.d.-b, n.d.-g, 2025c).

### Figura 6.3

*Evento de perturbación – 5 de julio de 202*



Las Tablas 6.1, 6.2 y 6.3 muestran un resumen de los datos extraídos de los reportes de los eventos.

**Tabla 6.1**

Resumen de datos de evento 1.

<b>Parámetro</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Evento 1 (Externo)</b>	<b>Unidad</b>
Origen del Evento	Origen	Honduras (Externo)	-
Pérdida de Generación/Demanda Total	$\Delta P_{total}$	1380 (Gen) / 2052 (Dem)	MW
Pérdida de Carga/Gen en El Salvador	$\Delta PES$	Parte de 2052 MW	MW
Frecuencia Nominal	fn	60	Hz
Frecuencia Mínima (Nadir)	fmin	59.09	Hz
Frecuencia Máxima (Post-evento)	fmax	62.11	Hz
Hora Inicio Falla	tfalla	09:56:00	hh:mm:ss
Hora Frecuencia Mínima	tnadir	09:58:00	hh:mm:ss
Duración Total del Evento	Tevento	64	min

**Tabla 6.2**

Resumen de datos de evento 2.

<b>Parámetro</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Evento 2 (Interno)</b>	<b>Unidad</b>
Origen del Evento	Origen	El Salvador (Interno)	-
Pérdida de Generación/Demanda Total	$\Delta P_{total}$	531	MW
Pérdida de Carga/Gen en El Salvador	$\Delta PES$	336 (Gen) + 120 (Carga) = 456	MW
Frecuencia Nominal	fn	60	Hz
Frecuencia Mínima (Nadir)	fmin	59.01	Hz
Frecuencia Máxima (Post-evento)	fmax	60.27	Hz
Hora Inicio Falla	tfalla	20:14:XX (implícito)	hh:mm:ss
Hora Frecuencia Mínima	tnadir	20:14:52	hh:mm:ss
Duración Total del Evento	Tevento	27	min

**Tabla 6.3***Resumen de datos de evento 3.*

<b>Parámetro</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Evento 3 (Externo)</b>	<b>Unidad</b>
Origen del Evento	Origen	Guatemala (Externo)	-
Pérdida de Generación/Demanda Total	$\Delta P_{total}$	494	MW
Pérdida de Carga/Gen en El Salvador	$\Delta PES$	80 (Carga)	MW
Frecuencia Nominal	$f_n$	60	Hz
Frecuencia Mínima (Nadir)	$f_{min}$	58.72	Hz
Frecuencia Máxima (Post-evento)	$f_{max}$	60.87	Hz
Hora Inicio Falla	$t_{falla}$	07:29:00	hh:mm:ss
Hora Frecuencia Mínima	$t_{nadir}$	07:28:56	hh:mm:ss
Duración Total del Evento	$T_{evento}$	30	min

## 6.2. Métricas de respuesta en frecuencia.

### A. Desviación máxima de frecuencia ( $\Delta f_{max}$ )

Esta mide la profundidad de la excursión de frecuencia y es un indicador directo de la severidad del evento.

$$\Delta f_{max} = f_n - f_{min} \quad (6.1)$$

Donde

- $f_n$  es la frecuencia nominal de 60 Hz
- $f_{min}$  es la frecuencia mínima registrada durante el evento

Ahora calculamos la desviación máxima de frecuencia para cada uno de los casos.

- Evento 1:  $\Delta f_{max,1} = 60Hz - 59.09Hz = 0.91Hz$
- Evento 2:  $\Delta f_{max,2} = 60Hz - 59.01Hz = 0.99Hz$
- Evento 3:  $\Delta f_{max,3} = 60Hz - 58.72Hz = 1.28Hz$

### ***B. Taza de cambio de la frecuencia RoCoF.***

El ROCOF se utiliza para realizar deslastes rápidos de carga, con el objetivo de acelerar el tiempo de operación en situaciones de sobrefrecuencia y subfrecuencia, así como detectar pérdida de red. Por ejemplo, se puede omitir un relé de deslastre de carga dedicado y centralizado, y reemplazarlo con deslastre de carga distribuido, si todos los alimentadores salientes están equipados con dispositivos de protección. Una aplicación especial del RoCoF es detectar la pérdida de red (formación de islas). Cuanto más se diferencie la carga restante de la carga antes de la pérdida de red, mejor detecta la situación la función RoCoF (SIPSEP, 2025). La ecuación 6.2 muestra la forma en la que se calcula el RoCoF y la aproximación que utilizaremos.

$$\text{RoCoF} = \frac{df}{dt} \approx \frac{\Delta f}{\Delta t_f} \approx \frac{f_{min} - f_n}{t_{fmin} - t_{fn}} \quad (6.2)$$

Donde.

- $f_n$  es la frecuencia nominal de 60 Hz
- $f_{min}$  es la frecuencia mínima registrada durante el evento
- $t_{fn}$  es el último instante donde la frecuencia aún mantiene su valor nominal
- $t_{fmin}$  es el instante donde la frecuencia cae a su valor mínimo

Tras analizar los datos de frecuencia de los eventos se obtienen los siguientes datos adicionales.

- Evento 1:  $t_{fmin} - t_{fn} = 4s = \Delta t_{f1}$
- Evento 2:  $t_{fmin} - t_{fn} = 8s = \Delta t_{f2}$
- Evento 3:  $t_{fmin} - t_{fn} = 4s = \Delta t_{f3}$

Con esto calculamos el RoCoF para cada uno de los casos, los resultados se muestran en la Tabla 6.4.

**Tabla 6.4***Valores de RoCoF de eventos.*

<b>Evento</b>	<b><math>\Delta f_{max}</math></b>	<b><math>\Delta t_f</math></b>	<b>RoCoF</b>
Evento 1	0.91 Hz	4s	-0.23 Hz/s
Evento 2	0.99 Hz	8s	-0.12 Hz/s
Evento 3	1.28 Hz	4s	-0.32 Hz/s

***C. Estimación de Inercia Efectiva del Sistema ( $H_{efectiva}$ ).***

La inercia es una medida de la resistencia del sistema a los cambios de frecuencia. Es la primera línea de defensa del sistema eléctrico ante un desequilibrio de potencia. Si un sistema tiene una inercia alta, la frecuencia caerá o subirá más lentamente después de una perturbación. Partimos de la Ecuación 6.3, siendo esta la ecuación de oscilación (Kundur, 1994; mahsoub, 2014; Trovato et al., 2019; Ulbig et al., 2014).

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \Delta P, \quad \text{en p. u.} \quad (6.3)$$

Donde:

- $H$ : Constante de inercia (s)
- $\omega_0$ : Velocidad síncrona (rad/s)
- $\delta$ : Ángulo del rotor (rad)
- $\Delta P$ : Desbalance de potencia

Ya que la frecuencia del sistema está ligada a la velocidad del rotor ( $\omega_r$ ) y su desviación respecto a la velocidad síncrona.

$$\omega_r = \omega_0 + \frac{d\delta}{dt}, \text{ donde } \omega_r = 2\pi f \quad (6.4)$$

También, la desviación de frecuencia ( $\Delta f = f - f_n$ ) se relaciona con  $\frac{d\delta}{dt}$ .

$$\frac{d\delta}{dt} = 2\pi\Delta f \quad (6.5)$$

Derivando nuevamente la Ecuación 6.5.

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = 2\pi \frac{d(\Delta f)}{dt} \quad (6.6)$$

Sustituyendo la Ecuación 6.6 en la Ecuación 6.3.

$$\frac{2H}{\omega_0} \left( 2\pi \frac{d(\Delta f)}{dt} \right) = \Delta P, \quad \text{en p.u.} \quad (6.7)$$

Simplificando  $\omega_0 = 2\pi f_n$ .

$$\frac{2H}{2\pi f_n} \cdot 2\pi \frac{d(\Delta f)}{dt} = \Delta P \rightarrow \frac{2H}{f_n} \frac{d(\Delta f)}{dt} = \Delta P, \text{ en p.u.} \quad (6.8)$$

Si  $\Delta f$  es pequeño  $\Delta f \approx f - f_n$ , entonces  $\frac{d(\Delta f)}{dt} \approx \frac{df}{dt}$ .

$$\frac{2H}{f_n} \frac{df}{dt} = \Delta P, \text{ en p.u.} \quad (6.9)$$

Para pasar de p.u. a unidades físicas de potencia (MW), multiplicamos ambos lados de la Ecuación 6.9 por  $S_{base}$  y obtenemos la Ecuación 6.10.

$$2H \cdot f_n \cdot \frac{df}{dt} = \Delta P \quad (6.10)$$

De la Ecuación 6.10 podemos despejar  $H$  y con esto poder tener una ecuación para la inercia efectiva del sistema.

$$H_{efectiva} = \frac{\Delta P}{2 \cdot f_n \cdot \left| \frac{df}{dt} \right|} \text{ [s]} \quad (6.11)$$

Reescribiendo la Ecuación 6.11 en términos del RoCoF.

$$H_{efectiva} = \frac{\Delta P}{2 \cdot f_n \cdot |RoCoF|} [s] \quad (6.12)$$

Notar que la inercia “bruta” (J) de los rotores sí se mide en  $\text{kg}\cdot\text{m}^2$ , pero H es una normalización para comparar sistemas independientemente de su tamaño. El valor de  $H_{estimada}$  nos indica la cantidad de energía cinética en los rotores, los cuales pueden suministrar  $H_{estimada}$  segundos de potencia nominal al sistema ante un desbalance (Bergen & Vittal, 2000; Kundur, 1994; Machowski et al., 2011; mahsoub, 2014; Trovato et al., 2019).

EL desbalance de potencia  $\Delta P$  de cada evento se muestra a continuación.

- Evento 1:  $\Delta P_1 = 1380 \text{ MW}$
- Evento 2:  $\Delta P_2 = 336 \text{ MW}$
- Evento 3:  $\Delta P_3 = 253 \text{ MW}$

Con la Ecuación 6.12 calculamos el valor de  $H_{efectiva}$  para cada uno de los eventos. Los resultados se muestran en la Tabla 6.5.

**Tabla 6.5**

*Estimación de inercia efectiva por evento.*

<b>Evento</b>	<b><math>\Delta P</math> (MW)</b>	<b>RoCoF</b>	<b><math>H_{efectiva}</math> (s)</b>
Evento 1	1380	-0.23 Hz/s	50
Evento 2	336	-0.12 Hz/s	23.33
Evento 3	253	-0.32 Hz/s	6.59

#### ***D. Índice de Rigidez del Sistema (System Stiffness Index - SSI).***

Esta métrica relaciona la magnitud de la perturbación con la máxima desviación de frecuencia. Representa la capacidad combinada de la inercia y la respuesta primaria de generación para contener la caída de frecuencia (Bergen & Vittal, 2000). Esta métrica se representa por la Ecuación 6.13.

$$SSI = \frac{\Delta P}{\Delta f_{max}} \quad (6.13)$$

Con la ecuación 6.13 se calcula el SSI para cada evento, los resultados se muestran en la Tabla 6.6.

**Tabla 6.6**

*Índice de Rigidez del Sistema por evento.*

Evento	$\Delta P$ (MW)	$\Delta f_{max}$ (Hz)	$SSI \left( \frac{MW}{Hz} \right)$
Evento 1	1380	0.91	1516.48
Evento 2	336	0.99	339.39
Evento 3	253	1.28	197.66

### 6.3. Análisis Comparativo y Cuantificación de la Influencia de la interconexión de El Salvador con el SER.

Ahora procedemos a comparar las métricas de un evento con origen en nuestra región (El Salvador) con otro evento con origen fuera de la región, pero dentro del SER. Para esto tomaremos el evento 2 y el evento 1 (evento interno y externo respectivamente). Este enfoque comparativo es una técnica práctica para evaluar el comportamiento de sistemas interconectados (Trovato et al., 2019).

#### A. Comparación de Inercia Efectiva.

Procedemos a comparar la inercia efectiva para los eventos de origen dentro y fuera de El Salvador.

$$H_{efectiva,2} = 23.33s = H_{interna}$$

$$H_{efectiva,1} = 50s = H_{externa}$$

Con esto calculamos el grado de influencia inercial empleando la Ecuación 6.14 y la Ecuación 6.15.

$$Influencia_{H,interna}(\%) = \frac{H_{interna}}{H_{interna} + H_{externa}} \times 100\% \quad (6.14)$$

$$Influencia_{H,externa}(\%) = \frac{H_{externa}}{H_{interna} + H_{externa}} \times 100\% \quad (6.15)$$

La ecuación 6.14 representa el porcentaje de inercia efectiva correspondiente al evento interno mientras que la Ecuación 6.15 representa el porcentaje de inercia efectiva del evento externo (Trovato et al., 2019). Reemplazando los datos conocidos en la Ecuación 6.14 y la Ecuación 6.15 obtenemos lo siguiente.

$$Influencia_{H,interna}(\%) = \frac{23.33}{23.33 + 50} \times 100\% = 31.82\%$$

$$Influencia_{H,externa}(\%) = \frac{50}{23.33 + 50} \times 100\% = 68.18\%$$

### ***B. Comparación del Índice de Rigidez (SSI).***

Ahora se comparan los índices de rigidez entre los casos de origen dentro (interno) y fuera de El Salvador (externo).

$$SSI_2 = 339.39 \text{ MW/Hz} = SSI_{interno}$$

$$SSI_1 = 1516.48 \text{ MW/Hz} = SSI_{externo}$$

Con esto calculamos el grado de influencia del índice de rigidez empleando la Ecuación 6.16 y la Ecuación 6.17.

$$Influencia_{SSI,interno}(\%) = \frac{SSI_{interno}}{SSI_{interno} + SSI_{externo}} \times 100\% \quad (6.16)$$

$$Influencia_{SSI,externo}(\%) = \frac{SSI_{externo}}{SSI_{interno} + SSI_{externo}} \times 100\% \quad (6.17)$$

La ecuación 6.16 representa el porcentaje del índice de rigidez correspondiente al evento interno mientras que la Ecuación 6.17 representa el porcentaje del índice de rigidez del evento externo (Trovato et al., 2019). Reemplazando los datos conocidos en la Ecuación 6.16 y la Ecuación 6.17 obtenemos lo siguiente.

$$Influencia_{SSI,interno}(\%) = \frac{339.39}{339.39 + 1516.48} \times 100\% = 18.29\%$$

$$Influencia_{SSI,externo}(\%) = \frac{1516.48}{339.39 + 1516.48} \times 100\% = 81.71\%$$

### ***C. Análisis de resultados.***

Para el caso delimitado por los resultados de las métricas de los eventos 1 y 2 podemos concluir lo siguiente:

1. El porcentaje de influencia de inercia efectiva externa es mayor que el porcentaje de influencia de inercia efectiva interna con un 68.18% frente al 31.82% respectivamente, por lo que el SER es la parte dominante en términos de inercia. Esto beneficia al sistema eléctrico de El Salvador ya que el SER actúa como una especie de amortiguador ante las perturbaciones dentro del sistema eléctrico salvadoreño.
2. El porcentaje de influencia del índice de rigidez externa es mayor que el porcentaje de influencia del índice de rigidez interna con un 81.71% frente al 18.29% respectivamente. La rigidez del SER es mucho mayor que la de El Salvador. Esto significa que la respuesta en frecuencia de la red de El Salvador está fuertemente determinada por la frecuencia del SER de modo que, si hay alguna perturbación en la frecuencia la corrección de dicha perturbación dependerá en gran medida del SER.

Los resultados también nos pueden responder a que ocurre en los siguientes dos casos planteados:

- a) Si el SER experimenta una perturbación, la frecuencia de El Salvador se verá directamente afectada.
- b) Si El Salvador experimenta una perturbación, la frecuencia de todo el sistema interconectado (incluido El Salvador) cambiará, pero la magnitud del cambio será mucho menor de lo que sería en aislamiento, gracias a la influencia dominante del SER.

En conclusión, el grado de influencia de la interconexión centroamericana en la frecuencia de la red eléctrica salvadoreña es alto (dominante).

# **CAPITULO 7. CARACTERIZACIÓN DE LOS FACTORES CLIMÁTICOS QUE AFECTAN LA FRECUENCIA ELÉCTRICA EN EL SALVADOR.**

Ya que las variables con las que se trabajaran tienen periodos largos (estacionales, mensuales o anuales) a partir de este momento y con el fin de hacer uso de una definición más acertada, se hará uso del término variables climáticas (*Clima*, n.d.). La frecuencia de la red eléctrica es un parámetro que está relacionado con mecanismos físicos los cuales a su vez pueden estar influenciados por variables atmosféricas. En este capítulo se busca determinar qué tipo de variables atmosféricas podrían afectar ya sea directa o indirectamente a la frecuencia de la red eléctrica.

## **7.1. Variables atmosféricas con impacto directo.**

Se consideran como variables con impacto directo a las variables climáticas que tienen una influencia directa en los procesos operativos y/o mecanismos físicos. Para esto nos apoyaremos en diferentes antecedentes. Ya que la frecuencia está directamente relacionada al equilibrio entre la generación y la carga (Dehghanpour & Afsharnia, 2015b) se usará la influencia de las variables climáticas en la demanda (carga) como parámetro para determinar si dichas variables influyen en la frecuencia.

## **7.2. Temperatura.**

El aumento o disminución de la temperatura puede tener cierto impacto ya que como es lógico en el caso de los días donde se presenten altas temperaturas los dispositivos de aire acondicionado trabajan a mayor potencia. Además, las líneas de transmisión tienen a aumentar su resistencia (Louis & Bergren, 2023).

Un estudio realizado en Portugal muestra como los incrementos de la temperatura, específicamente los puntos de temperatura máxima, muestran una relación notable en cuanto al consumo de energía. Para esto se realizó un estudio que relaciona los cambios de temperatura con el consumo de electricidad, utilizamos datos mensuales para capturar la estacionalidad y cubrir el período de enero de 2010 a diciembre de 2018. Portugal utiliza la electricidad de forma más intensiva para calefacción que para refrigeración (Silva et al., 2020).

Otro efecto de las altas temperaturas es que cuando los equipos se sobrecargan (por ejemplo, por el uso de equipos de acondicionamiento climático) pueden generar sobrecargas en los transformadores, sumado al efecto directo de las altas temperaturas sobre dichos equipos, se puede presentar fallas en los sistemas de refrigeración y acumulación de presión lo que puede ocasionar que los transformadores colapsen.

### **7.3. Humedad relativa.**

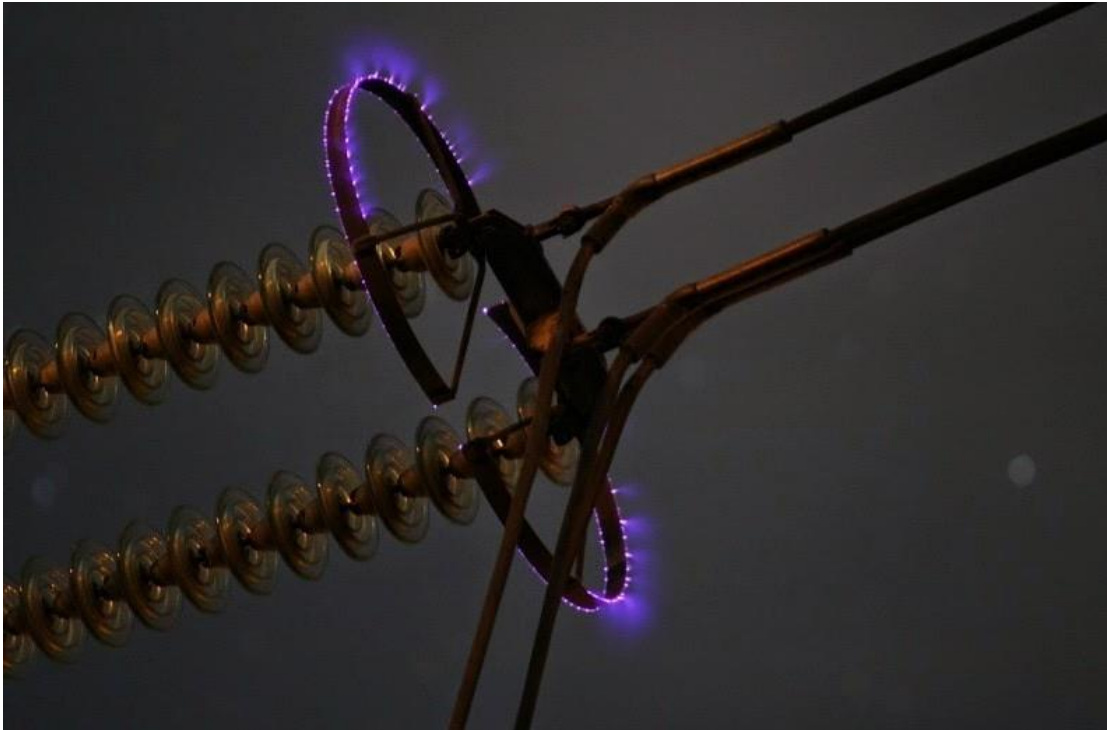
Para determinar en como la humedad relativa puede crear eventos que ocasionen variaciones de frecuencia primero cabe aclarar que nos enfocamos en las posibles concordancias entre niveles particulares de humedad y su relación con algunos eventos en la red eléctrica relacionados con las variaciones de frecuencia, descartando de esta forma, por ejemplo, los posibles efectos en distintos equipos debido a exposición en periodos mucho más prolongados con la humedad (como podría ser la corrosión u oxidación de algunos materiales).

Por tanto, el enfoque que se eligió va dirigido a la relación entre los distintos niveles de humedad y como esta variable atmosférica esta involucradas en la aparición de descargas atmosféricas ya que dichas descargas sí que son causas de fallos en la red eléctrica, tal como se explica más adelante.

El estudio titulado “Study on the Effective Ionization Rate of Atmospheric Corona Discharge Plasmas by Considering Humidity” (X. Wen et al., 2016), explica que la humedad afecta directamente el coeficiente de ionización de Townsend, el cual se relaciona con la creación de plasma en descargas eléctricas. En otras palabras, la humedad contribuye con la ionización la cual a su vez contribuye con la generación de descargas eléctricas.

## Figura 7.1

*Descarga de corona en aisladores. Disponible en (Zaitsev & Kuchanskyy, 2021).*



Las descargas de corona generan pérdidas en la red ya que consumen potencia activa, además, generan degradación de los materiales lo cual reduce la confiabilidad y aumenta el riesgo de fallas (Zaitsev & Kuchanskyy, 2021). Aparte de la humedad en la relación de las descargas de corona, la humedad también se relaciona con la formación de rayos (descargas atmosféricas), dichos fenómenos afectan de forma aún más directa los sistemas eléctricos pudiendo ocasionar fallas que se retraten las variaciones de la frecuencia eléctrica. Tal como se menciona en el artículo “Effects of relative humidity on electrification and lightning discharges in thunderstorms” (Shi et al., n.d.), la humedad relativa es un factor crítico en la formación de rayos debido a factores como convección más rápida y fuerte, lo que resulta en una electrificación y descargas de rayos más tempranas en las tormentas, además de que el número total de rayos aumenta a medida que la humedad relativa aumenta del 60-90%.

### **7.4. Precipitación pluvial (lluvia).**

Las fuertes lluvias es otro de los fenómenos de iteres ya que consigo pueden traer algunas de las otras variables como cambios en la humedad relativa, fuertes vientos o directamente descargas

atmosféricas. Las lluvias intensas se asocian normalmente con fuertes vientos o rayos, que tienen más probabilidades de causar fallas que la lluvia, cuando estas son intensas pueden provocar la entrada de agua en los aisladores y otros equipos de alto voltaje, lo que provoca descargas eléctricas internas y fallos catastróficos. Si bien un mantenimiento cuidadoso puede minimizar el riesgo de tales fallos, una consecuencia más significativa de un período prolongado de lluvias intensas son las inundaciones y los deslizamientos de tierra afectados tendidos eléctricos. (David M. Ward, 2013) (M. Panteli and P. Mancarella, n.d.).

Además, si bien la lluvia por sí sola no suele comprometer las líneas de transmisión, su acumulación en ciertos entornos puede afectar la capacidad de operación de los sistemas eléctricos. En áreas de alto riesgo, la exposición prolongada a precipitaciones extremas puede derivar en fallas en los transformadores y otros componentes de la red. La combinación de lluvia con tormentas eléctricas y vientos intensos genera condiciones adversas que pueden ocasionar interrupciones en el suministro eléctrico. La exposición constante a estos eventos meteorológicos puede acelerar el desgaste de los sistemas de distribución y aumentar la frecuencia de apagones (M. Panteli and P. Mancarella, n.d.).

### **7.5. Velocidad del viento.**

Una de las repercusiones directas que puede tener las altas velocidades del viento de manifiesta en fallas en las turbinas eléctricas. Las condiciones extremas del viento generan esfuerzos mecánicos al obligar a las turbinas a trabajar fuera de las condiciones óptimas pero el viento no solo genera estrés mecánico, sino que también puede influir en los componentes eléctricos (Alewine & Chen, 2012). En el artículo “Study of weather and location effects on wind turbine failure rates” se encontraron correlaciones cruzada entre fallas en turbinas de viento y la velocidad del viento. Pero esto es solo en cuanto a afectaciones en la generación, también hay estudios que muestran el impacto de vientos fuertes que ocasionan fallas en líneas de media tensión. En el artículo “Modelling the influence of atmospheric conditions represented by wind, precipitation and air temperature on the intensity of failure and restoration time of medium-voltage power lines” se explica que, en el estudio que se realizó, el viento resulta ser el factor que causa el mayor número de fallas, incluso por encima de la precipitación y la temperatura (Chojnacki, 2025).

## **CAPITULO 8. RELACIÓN ENTRE LAS CONDICIONES CLIMÁTICAS Y LAS VARIACIONES EN LA FRECUENCIA DE LA RED ELÉCTRICA EN EL SALVADOR.**

### **8.1. Obtención y preprocesamiento de datos climáticos.**

Los datos climáticos con los que se cuentan fueron proporcionados por el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN) gracias al “Convenio de cooperación entre la Universidad de El Salvador (UES) y el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales de El Salvador. En dicho convenio se establece mecanismos de participación y coordinación técnica para el desarrollo de actividades socio-educativas en Medio Ambiente.

Dichos datos climáticos con los que se cuentan corresponden a las estaciones meteorológicas en El Salvador: UES San Salvador, UES, San Miguel y La providencia. Cabe aclarar que los diferentes datos obtenidos son promedios diarios lo cual tiene ciertas implicaciones a la hora de realizar el análisis de correlación con la frecuencia. Los datos climáticos que se obtuvieron corresponden a temperatura, velocidad del viento, humedad relativa y lluvia. Dichas variables climáticas se presentan cada una con su correspondiente unidad tal como se muestra en la Tabla 8.1.

**Tabla 8.1**

*Unidades de medida de las variables climáticas obtenidas de los archivos originales.*

<b>Variable</b>	<b>Temperatura</b>	<b>Velocidad del viento</b>	<b>Humedad relativa</b>	<b>Lluvia</b>
Unidad	°C	kt	%	mm

Los archivos de origen fueron proporcionados en formato de Microsoft Excel, pero para mayor comodidad a la hora de trabajar los datos se convierten a formato de archivo de texto con valores separado por comas (CSV). Posteriormente se ordenan los datos y se analiza el periodo de los datos de cada archivo. Ya que los archivos de datos climáticos cuentan con diferentes periodos y además en algunos archivos se cuenta con datos de ciertas fechas que en otros archivos no aparecen o aparecen como datos nulos se combinan todos los archivos de datos climáticos y se consolidan en un solo archivo en formato CSV y codificación UTF-8 que contiene datos desde 2022 hasta 2024.

### **8.2. Obtención y procesamiento de datos de frecuencia.**

Para el caso de los datos de frecuencia se cuentan con dos sets de datos, los cuales corresponden a SCADA-UT y FDR-1628. La metodología aplicada para procesar estos datos es la misma que se explicó en el capítulo 4. Al final y después de realizar dicho proceso se obtiene, entre otras cosas, un archivo CSV que contiene un registro de los eventos de perturbación de frecuencia en el periodo de 2022 hasta 2024, en el cual, se muestra la fecha y hora de inicio y fin del evento, su clasificación, duración del evento y frecuencia máxima y mínima registrada durante el evento.

### **8.3. Consolidación de datos.**

En esta sección, nos apoyaremos del software Microsoft Power BI para poder integrar los diferentes tipos de datos en un solo lugar y de esta forma realizar los análisis posteriores. Lo primero es crear dos tablas base: una a partir del archivo CSV de datos climáticos descrito en la sección 8.1; y otra tabla para el archivo CSV con los datos correspondientes a los eventos de perturbación de frecuencia descrito en la sección 8.2. Al momento de importar cada archivo por separado se debe hacer algunos ajustes previos a cargar las tablas.

- Delimitador: se debe establecer de forma correcta el delimitador que separa cada uno de los campos (columnas).
- Codificación: la codificación del archivo fuente se debe establecer para UTF-8.
- Cabeceras y encabezado de archivos: los archivos CSV cuentan con un encabezado que muestra algunos detalles, pero lo que realmente nos interesa son los datos y las cabeceras con la descripción de cada tipo de dato de la tabla. Por esto, se deben omitir las filas que corresponden al encabezado del archivo. Además, se debe establecer la primera fila (fila antes de la primera fila de datos) como cabeceras.

Una vez realizados estos ajustes procedemos a crear cada una de las tablas. Para poder distinguir más fácilmente ambas tablas renombramos la tabla con los eventos de perturbación de frecuencia como “Disturbance\_events” y la tabla con los datos climáticos como “Climate\_data”. Para el análisis que se realizará posteriormente se requiere conocer la cantidad de eventos de perturbación de frecuencia diarios y su clasificación, para esto realizamos el siguiente procedimiento.

- Seleccionamos la opción Transform data para acceder al editor de consultas.
- Duplicar la consulta Disturbance\_events y renombrar la nueva consulta como Count\_events.
- En la consulta Count\_events seleccionamos la columna con la fecha y hora de inicio de eventos y en la opción Add column seleccionamos Date y posteriormente la opción Date. Con esto creamos una nueva columna con las fechas de inicio de cada evento (sin la hora).
- En la opción Transform seleccionamos Group by, establecemos el nombre de la nueva columna como Count\_events y en Operation seleccionamos Count rows.
- Cerramos el editor de consultas.

De esta forma, conseguimos agrupar los eventos que comienzan en el mismo día y obtener como resultado una tabla con dos columnas: una con la fecha y otra con la cantidad de eventos. Ahora lo que resta es unir esta nueva tabla con la tabla que contiene los eventos climáticos. Esto es posible ya que las dos tablas tienen una columna en común con la fecha (para agilizar el proceso es conveniente renombrar dicha columna de la tabla Climate\_data con el nombre Date para que corresponda con la columna correspondiente de la tabla Count\_events). Para esto realizamos el siguiente proceso.

- Seleccionamos la opción Transform data para acceder al editor de consultas.
- Seleccionamos la consulta Climate\_data.
- Seleccionamos la opción Home y luego la opción Merge Queries y en la pestaña para desplegar más opciones seleccionamos Merge Queries as New.
- Por defecto en la parte superior aparece la tabla actual Climate\_data, en dicha tabla seleccionamos la columna Date. En la parte inferior seleccionamos la consulta Count\_events y cuando se muestre la tabla también seleccionamos la columna Date.
- Al final verificamos que en el apartado Join Kind este seleccionada la opción Left outer. Damos clic en aceptar y se creará una nueva consulta (Por defecto con el nombre Merge1 el cual debemos cambiar a Combined\_data).
- En la nueva consulta nos desplazamos hasta la última columna de la tabla, desplegamos y seleccionamos la casilla de Count\_events. Se agregará la columna y posteriormente volvemos a renombrar dicha columna como Count\_events.
- Seleccionamos la columna Date y agregamos una nueva columna con Add column, Date, Month.
- Seleccionamos la columna Date y agregamos una nueva columna con Add column, Date, Year.
- Cerramos el editor de consultas.

Ahora tenemos una tabla que relaciona los datos de eventos climáticos con la cantidad de eventos de perturbación de frecuencia diarios por medio de la fecha. Las dos últimas columnas creada muestran el mes y el año, respectivamente. Esto nos ayudará posteriormente al momento de filtrar nuestros datos.

#### **8.4. Metodología para el análisis de correlación.**

Para determinar en qué medida y de qué forma están relacionados los eventos de perturbación de frecuencia con las variables climáticas, se realizará un análisis de correlación utilizando como indicador principal el coeficiente de correlación de Pearson. Se analizará el comportamiento de las distintas variables climáticas a lo largo de los años estudiados para delimitar los casos específicos que se tomarán para el análisis de correlación. Para cada variable climática se generan distintas hipótesis ajustadas a las particularidades de cada tipo de variable climática, pero en general la metodología que se aplica para determinar el grado de correlación entre una variable climatiza y

los eventos de perturbación de frecuencia para los casos pertinentes es la misma. En general se busca determinar si existe o no correlación entre una variable climática y los eventos de perturbación de frecuencia; y se existe correlación, en qué medida.

#### **8.4.1. Criterios para la delimitación de los casos de estudio.**

Lo primero será realizar un análisis de los datos correspondientes a cada una de las variables climáticas y delimitarlos a los periodos temporales donde sea más probables que dichos datos climáticos tengan relación con la frecuencia, o siendo más específicos, tenga más impacto en la cantidad de eventos de perturbación de perturbación de frecuencia, para esto aplicaremos tres criterios fundamentales.

Primero analizaremos los datos para identificar patrones temporales en las diferentes estaciones, temporadas o meses de los años a estudiar y determinar en qué meses alguna de las variables tiene mayor impacto. Por ejemplo, si hablamos de las temperaturas altas, se busca identificar que meses tienden a tener las mayores temperaturas y de esta forma se descartan los meses con temperaturas moderadas o bajas y de esta forma también estamos delimitando los eventos de perturbación para enfocarnos en aquellos en los que sea más probable que se hayan ocasionado por altas temperaturas. Esto mismo se aplica para la humedad relativa, lluvia y el resto de la variable que se estudiarán.

Como segundo punto, una vez determinados los meses de interés, vamos a definir ventanas horarias en los que dicha variable tenga valores más altos. De nuevo tomando como ejemplo el caso de las altas temperaturas, se considerarían las horas del día en las que se presenten las temperaturas más altas, descartando de esta forma los eventos de perturbación que se den cuando las temperaturas bajan ya que estos eventos no son los que se relacionan con dicha variable climática. Lo mismo se aplicaría para el resto de variables. Los criterios específicos para cada variable se describirán con más detalle posteriormente, lo que se busca de momento es establecer y describir la metodología general que sirve de guía.

#### **8.4.2. Planteamiento de hipótesis.**

Primero definimos una hipótesis nula  $H_0$ , la cual buscaremos refutar en principio. Si se logra refutar la hipótesis  $H_0$  automáticamente pasamos a la hipótesis alternativa  $H_A$  (Choi, n.d.)(Box et al., 2008)(Montgomery, 2011).

$H_0$  (hipótesis nula): No existe una correlación significativa entre la cantidad de eventos de perturbación de frecuencia y la variable climática estudiada en el intervalo temporal establecido para dicha variable climática.

$$H_0: r = 0 \quad (8.1)$$

$H_A$  (hipótesis alternativa): Existe una correlación significativa entre la cantidad de eventos de perturbación de frecuencia y la variable climática estudiada en el intervalo temporal establecido para dicha variable climática.

$$H_A: r \neq 0 \quad (8.2)$$

Para dichas hipótesis, los intervalos temporales que limitan los datos climáticos para cada variable climática se determinan aplicando la metodología explicada en la sección 8.4.1, estableciendo dichas delimitaciones como “casos”.

Según lo dicho anteriormente, si en al menos uno de los casos seleccionados se encuentra una correlación comprobable estancamente, se considera suficiente para descartar la hipótesis  $H_0$  y proceder con la comprobación de la hipótesis  $H_A$ , esto para la correlación de cada una de las variables climáticas.

El parámetro de nivel de significancia  $\alpha$  que se emplear' a en los siguientes análisis se establece en 0.05 y se procede a la determinación del p-valor considerando lo siguiente (Choi, n.d.)(Triola, 2013)(Helmreich, 2015).

- Si  $p < \alpha$  y la correlación es moderada o fuerte, se considera que la correlación es estadísticamente significativa, por lo tanto, rechazamos la hipótesis  $H_0$ .
- Si  $p \geq \alpha$  se considera que no hay datos suficientes y la correlación estadísticamente insignificante, por lo tanto, no se rechaza la hipótesis  $H_0$ .

Debido a lo anterior, solo se analizarán los casos donde la hipótesis  $H_0$  sea rechazada. Los parámetros para definir si la correlación es fuerte o moderada se explican posteriormente.

### 8.4.3. Metodología estadística.

En esta sección se describe la metodología que se implementará para determinar si existe o no correlación entre una variable climática y los eventos de perturbación; y si existe, que tan fuerte es la correlación y si es lo suficientemente fuerte para ser considerada.

Previo a someter los casos a las pruebas estadísticas se establecen las hipótesis para cada tipo de análisis de correlación (dependiendo de la variable climática). En general, se establecerá que si existe al menos un caso con correlación lo suficientemente fuerte podemos descartar las que posteriormente se describirán como hipótesis nulas. Una vez aclarado eso, procedemos con la descripción de las pruebas y métodos estadísticos que se utilizarán.

#### *A. Coeficiente de correlación de Pearson.*

El coeficiente de correlación de Pearson  $r$  mide la fuerza de la relación lineal entre los valores cuantitativos pareados  $x$  y  $y$  en una muestra  $n$ . Puesto que el coeficiente de correlación  $r$  se calcula utilizando datos muestrales, se trata de un estadístico muestral empleado para medir la fuerza de correlación lineal entre dos variables. Otras propiedades de  $r$  son que no cambia si todos los valores de cualquiera de las variables se convierten a una escala diferente,  $r$  no se ve afectado por la elección de  $x$  o  $y$ . Intercambie todos los valores de  $x$  y  $y$ , y el valor de  $r$  no sufrirá cambios.

El valor de  $r$  está siempre entre -1 y 1 (Peña, 2002)(Härdle et al., 2024)(Lalinde & others, 2018). Para calcular dicho coeficiente se emplea la ecuación 8.3.

$$r = \frac{Cov(x, y)}{\sigma_x * \sigma_y}, -1 \leq r \leq 1 \quad (8.3)$$

Donde.

- $Cov(x, y)$  es la covarianza entre la variable independiente y la variable dependiente.
- $\sigma_x$  es la desviación estándar de la variable independiente  $x$ , en nuestro caso la variable climática en análisis.
- $\sigma_y$  es la desviación estándar de la variable dependiente  $y$ , en nuestro caso la cantidad de eventos de perturbación de frecuencia.

#### *B. Covarianza.*

La covarianza se calcula a partir de la ecuación 8.4 (Härdle et al., 2024) (Hair et al., 2010).

$$Cov(x, y) = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{n - 1} \quad (8.4)$$

Donde.

- $n$  es el número de observaciones (la muestra) para cada caso
- $x_i$  e  $y_i$  son los valores individuales de las variables  $x$  y  $y$ , respectivamente.
- $\bar{x}$  y  $\bar{y}$  son las medias aritméticas de las variables  $x$  e  $y$ , respectivamente.

### ***C. Grados de libertad (DF).***

Para determinar la distribución muestral, calculamos los grados de libertad (DF) mediante la ecuación (Box et al., 2008)(Härdle et al., 2024).

Donde.

- $n$  es el número de observaciones (la muestra) para cada caso

### ***D. Valor de la prueba estadística $t$ .***

Otro parámetro necesario para calcular el p-valor es el valor de la prueba estadística (o valor  $t$ ), para el que se utiliza la ecuación 8.5 (Härdle et al., 2024)(Triola, 2013).

$$t = \frac{r\sqrt{n-2}}{1-r^2} \quad (8.5)$$

Donde.

- $r$  es el coeficiente de Pearson.
- $n$  es el número de observaciones (la muestra) para cada caso.

### ***E. p-valor.***

Hay múltiples formas de calcular el p-valor, por ejemplo, con el uso de tablas; pero en nuestro caso optamos por calcular el p-valor utilizando un script de Python con los valores de entrada  $t$  y  $DF$  para cada caso, tal como se muestra en la Figura 8.1. Dado que descartar la hipótesis  $H_0$  requiere que el valor del coeficiente de Pearson sea significativamente diferente de cero (positivo o negativo), lo más apropiado es realizar una prueba bilateral (Triola, 2013)(Helmreich, 2015)(Härdle et al., 2024). El parámetro del nivel de significación  $\alpha$  se fija en 0,05 (Frost, 2024).

### Figura 8.1

Código Python para la determinación del p-valor a partir del valor de prueba estadística  $t$  y los grados de libertad.

```
1 import scipy.stats as stats
2 t = 2.46 # Estadístico t
3 gl = 204 # Grados de Libertad
4 # Prueba bilateral
5 p_valor = 2 * (1 -
6 stats.t.cdf(abs(t), gl))
7 print(f"{p_valor:.3e}")
8 print(f"{p_valor}")
```

### F. Clasificación de correlación.

Una vez determinado si existe correlación entre los eventos de perturbación y la variable climática correspondiente y para el caso en análisis, se debe determinar la fuerza de dicha correlación, ya que, solo se considerarán las correlaciones moderadas y fuertes. De este modo, aunque en un caso determinado se encuentre correlación, si dicha correlación no es lo suficientemente fuerte se procede a descartarla. Para la determinación de la fuerza de una correlación nos apoyaremos de la Tabla 8.2 (Cohen, 2013).

### Tabla 8.2

Clasificación de la magnitud del coeficiente de correlación de Pearson. Extraído de (Cohen, 2013).

Magnitud	$ r $	Clasificación
Pequeña	0.1 - 0.29	Efecto débil
Mediana	0.30 - 0.49	Efecto moderado
Grande	> 0.49	Efecto fuerte

Basados en los criterios de la Tabla 8.2, se considerará únicamente los casos que muestren correlación con valor de  $r$  mayores a 0.29.

## **8.5. Determinación de los casos de estudio.**

Como se explica en la sección 8.4.1, los casos a estudiar se determinan particularmente según el tipo de variable climática involucrada. A continuación, se explica el proceso llevado a cabo para la determinación de dichos casos. Cabe mencionar que cada caso se identificará de forma única con una letra mayúscula (identificador según la variable climática estudiada) seguido de 2 dígitos.

Para comenzar, los datos de frecuencia obtenidos por la unidad FDR-1628 y el SCADA-UT tienen distintos intervalos de tiempo, pero el que muestra el intervalo más amplio es el set de datos proporcionados por el SCADA-UT, el cual va desde enero de 2022 hasta diciembre de 2024. Con esto hemos definido el parámetro general para determinar el periodo de estudio y casos a analizar.

El en caso de los datos climáticos, para el mes de diciembre de 2024 no se cuenta con datos, esto es importante a la hora de delimitar los casos ya que si se encuentra que diciembre es un mes de interés solo se podrán tomar casos de 2022 y de 2023.

### ***A. Casos con la variable climática temperatura.***

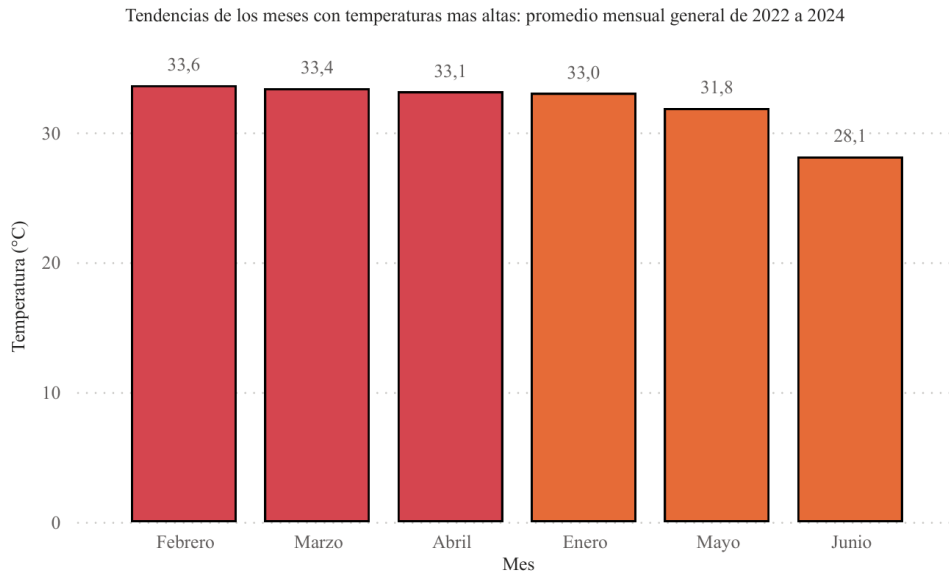
Para el caso de la temperatura, en El Salvador desde principios hasta mediados de año se encuentran los meses más cálidos con temperaturas que superan los 32 °C. Con el fin de obtener un rango ajustado lo suficientemente cerrado para garantizar que los datos de temperatura correspondan al periodo más cálido y a su vez que sea lo suficientemente amplio para garantizar un mayor número de muestras se opta 3 por determinar los tres meses más cálidos en promedio y dentro de los tres años que se estudiarán. En la Figura 8.2 se muestra los seis meses del año con temperaturas más altas (promedios mensuales) según los datos registrados desde 2022 hasta 2024.

Los resultados muestran que los tres meses con mayores temperaturas en los años en estudio corresponden a febrero, marzo y abril por lo que dichos meses dentro de los tres años establecidos de ahora en adelante se llamarán casos y ya que son tres meses por un periodo de 3 años se tienen un total de 9 casos. Si se ordenan en orden secuencial el caso 1 es febrero de 2022, el caso 2 es marzo de 2022 y así sucesivamente.

Algo muy importante a considerar es que dentro de las 24 horas de un día hay periodos de temperaturas altas, pero también periodos en los que la temperatura baja considerablemente por lo que es importante que estos últimos sean descartados del análisis ya que de lo contrario podrían aportar datos erróneos.

## Figura 8.2

*Seis meses más cálidos según los datos de temperatura (2022-2024).*

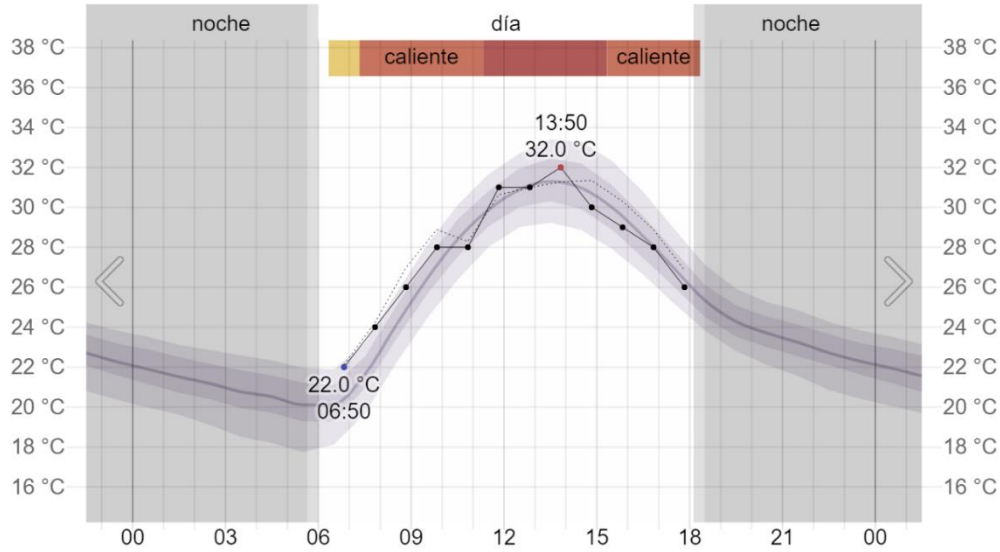


Por lo dicho anteriormente, para nuestro último criterio vamos a definir un margen de las horas promedio del día en las que se presentan las temperaturas más altas. Ya que los registros de datos climáticos en general proporcionados por el MARN están promediados a 24 horas se ha optado por recopilar datos usando una base de datos externa. La Figura 8.3 muestra, poniendo como ejemplo el caso específico del día lunes 21 de marzo de 2022 en San Salvador, como la temperatura comienza a incrementar cerca de las 9:00 AM y vuelve a descender casi al mismo nivel cerca de las 6:00 PM. Analizando varios escenarios correspondientes a los meses en estudio se observó un comportamiento casi invariable.

Para este último criterio el intervalo de horas que se considerará será de las 12:00 a las 15:00 horas del día (4 horas). Con esto hemos delimitado nuestros casos para la temperatura, dichos casos se resumen en la Tabla 8.3.

**Figura 8.3**

*Temperatura en un día cálido en El Salvador y las horas donde estas ocurren. 21 de marzo de 2022 en San Salvador.*



**Tabla 8.3**

*Casos analizados de temperatura (°C) por año, mes y franja horaria.*

Año	Mes	Ventana horaria	Caso
	Febrero	12:00-15:00	T01
2022	Marzo	12:00-15:00	T02
	Abril	12:00-15:00	T03
2023	Febrero	12:00-15:00	T04
	Marzo	12:00-15:00	T05
	Abril	12:00-15:00	T06
2024	Febrero	12:00-15:00	T07
	Marzo	12:00-15:00	T08
	Abril	12:00-15:00	T09

### ***B. Casos con la variable climática humedad relativa.***

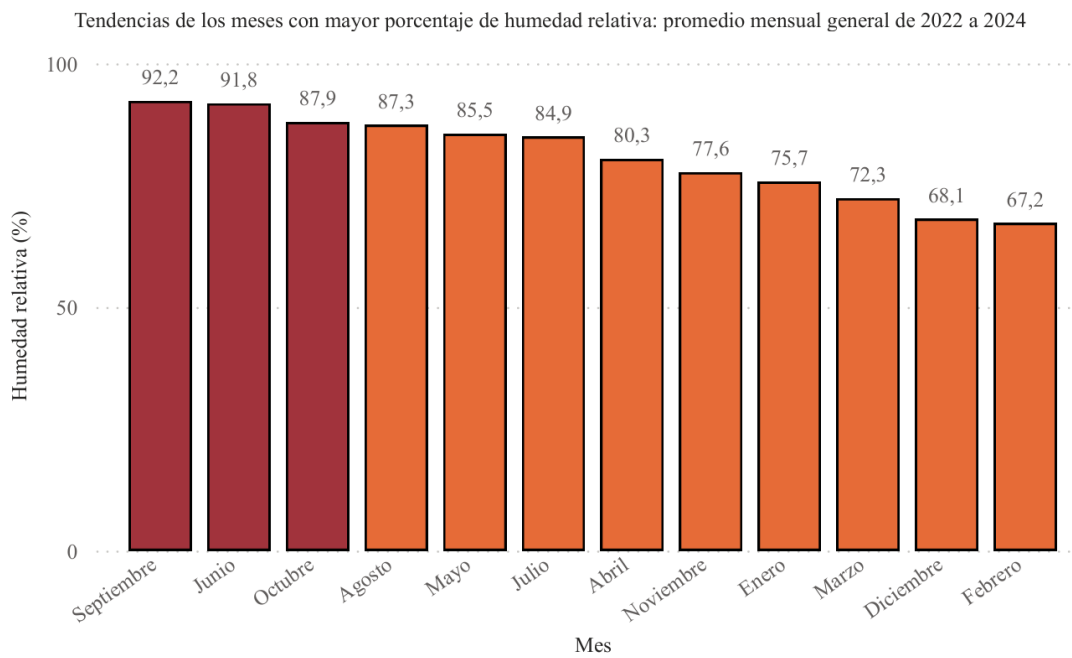
Se procede a analizar los datos de humedad relativa del periodo de 2022 – 2024 con el fin de determinar los tres meses con mayores índices de humedad relativa. La figura 8.4 muestra el promedio mensual general de niveles de humedad relativa registrados desde 2022 hasta 2024.

Como se muestra en la figura 8.4, los tres meses con promedios más altos de humedad relativa corresponden a septiembre, junio y octubre. Cabe mencionar que, aunque septiembre y octubre son meses consecutivos, junio no lo es. Esto puede parecer atípico pero la realidad es que la humedad relativa no depende únicamente de la proximidad temporal, si no de condiciones meteorológicas específicas. En general para este estudio nos limitaremos a trabajar con los datos proporcionados y resultados obtenidos a partir de dichos datos sin explorar las causas de las condiciones climáticas en los periodos de estudio.

A diferencia de la temperatura, la cual sigue un patrón de alza y baja dependiendo de la hora del día, la humedad relativa presenta un comportamiento más complejo, influenciado por múltiples factores que no siempre varían de manera cíclica.

**Figura 8.4**

*Promedio mensual de humedad relativa (%). De 2022 hasta 2024*



Dicho esto, no se aplicarán restricciones horarias y se trabajará con los datos proporcionados por el MARN sin necesidad de acudir a datos externos. En resumen, considerando que se analizarán los meses de septiembre, junio y octubre desde 2022 hasta 2024, se tiene un total de 9 casos, los cuales se muestran resumidos en la Tabla 8.4.

**Tabla 8.4**

*Casos analizados de humedad relativa (%) por año y mes.*

<b>Año</b>	<b>Mes</b>	<b>Caso</b>
2022	Septiembre	H01
	Junio	H02
	Octubre	H03
2023	Septiembre	H04
	Junio	H05
	Octubre	H06
2024	Septiembre	H07
	Junio	H08
	Octubre	H09

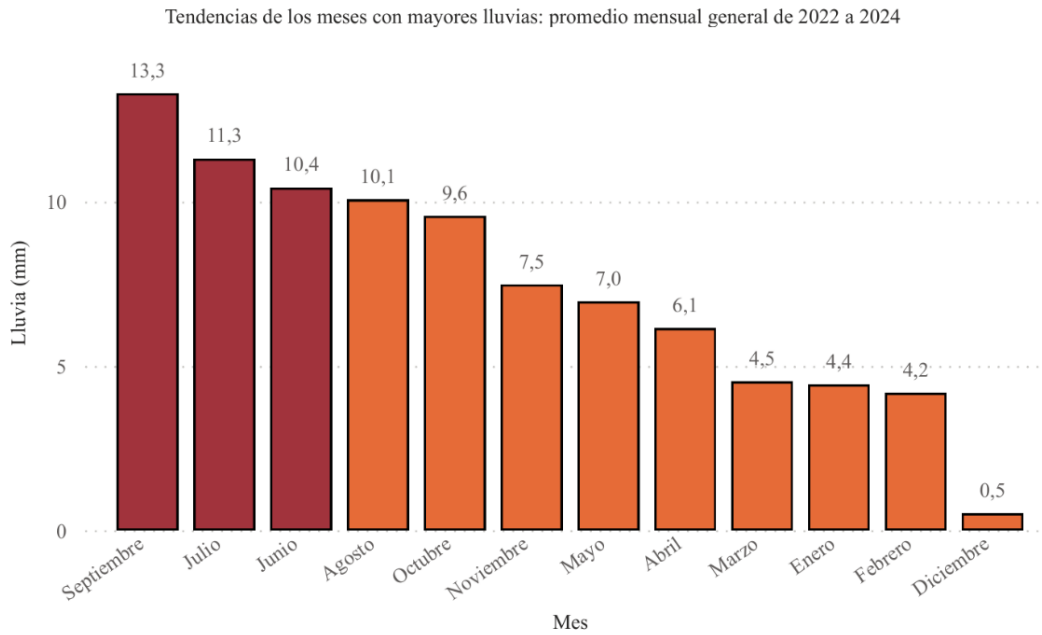
***C. Casos con la variable climática lluvia (mm).***

Se analizan los datos de lluvia para determinar los 3 meses con mayores lluvias durante el periodo de 2022 – 2024. Los promedios mensuales de lluvia durante dichos años se muestran en la Figura 8.5.

Como se muestra en la figura 8.5, los tres meses con promedios más altos de lluvias corresponden a septiembre, julio y noviembre. Al igual que la humedad relativa, la lluvia presenta un comportamiento más complejo, influenciado por múltiples factores que no siempre varían de manera cíclica. Dicho esto, no se aplicarán restricciones horarias y se trabajará con los datos proporcionados por el MARN sin necesidad de acudir a datos externos. En resumen, considerando que se analizarán los meses de septiembre, julio y junio desde 2022 hasta 2024, se tiene un total de 9 casos, los cuales se muestran resumidos en la Tabla 8.5.

### Figura 8.5

*Promedio mensual de lluvia (mm). De 2022 hasta 2024.*



Se analizan los datos de velocidad del viento para determinar los 3 meses con mayores lluvias durante el periodo de 2022 – 2024. Los promedios mensuales de lluvia durante dichos años se muestran en la Figura 8.6.

### Tabla 8.5

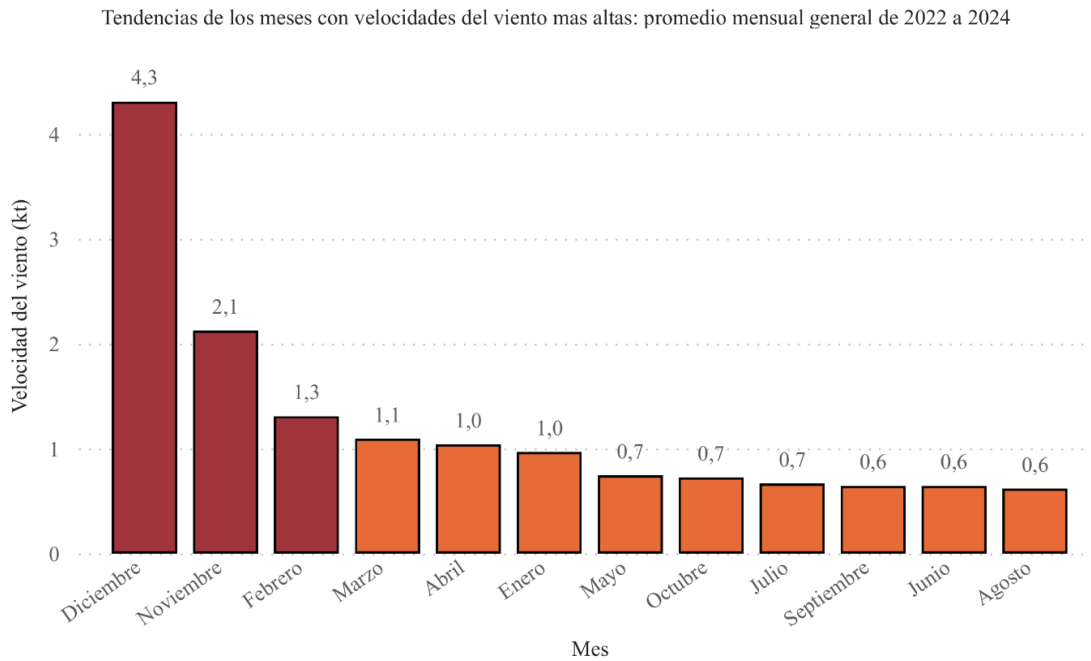
*Casos analizados de lluvia (mm) por año y mes.*

Año	Mes	Caso
2022	Septiembre	L01
	Julio	L02
	Junio	L03
2023	Septiembre	L04
	Julio	L05
	Junio	L06
2024	Septiembre	L07
	Julio	L08
	Junio	L09

#### D. Casos con la variable velocidad del viento.

Figura 8.6

Promedio mensual de velocidad del viento (kt). De 2022 hasta 2024.



Como se muestra en la figura 8.6, los tres meses con promedios más altos de lluvias corresponden a diciembre, febrero y enero. En este caso si se logra apreciar que estos tres meses son vecinos, pero aún no se presenta un orden consecutivo. Ya que los cambios de velocidad del viento no son lo suficientemente constantes en periodos cortos y específicos dentro de 24 horas, no se aplicarán restricciones horarias y se trabajará con los datos proporcionados por el MARN sin necesidad de acudir a datos externos. Ya que no se cuenta con datos climáticos para diciembre de 2024, se omite el caso correspondiente a dicho mes y año. En resumen, considerando que se analizarán los meses de diciembre, noviembre y febrero desde 2022 hasta 2024, se tiene un total de 9 casos, los cuales se muestran resumidos en la Tabla 8.6.

**Tabla 8.6***Casos analizados de velocidad del viento (kt) por año y mes.*

<b>Año</b>	<b>Mes</b>	<b>Caso</b>
2022	Diciembre	W01
	Noviembre	W02
	Febrero	W03
2023	Diciembre	W04
	Noviembre	W05
	Febrero	W06
2024	Noviembre	W07
	Febrero	W08

Con esto hemos definidos todos los casos a analizar, clasificados según la variable climática involucrada. Los casos se muestran detallados en la Tabla 8.7. Para los casos en los que se explicó que no se establecería una ventana horaria específica se establece un rango de 24 horas (un día). La Tabla 8.7 también especifica las variables involucradas en el análisis de correlación para cada uno de los casos, así como el mes y año correspondiente

**Tabla 8.7***Resumen de casos para análisis de correlación.*

<b>Año</b>	<b>Mes</b>	<b>Ventana horaria</b>	<b>Caso</b>	<b>Variable independiente</b>	<b>Variable dependiente</b>
2022	Febrero	12:00-15:00	T01	Temperatura	Eventos de perturbación
	Marzo	12:00-15:00	T02	Temperatura	Eventos de perturbación
	Abril	12:00-15:00	T03	Temperatura	Eventos de perturbación
2023	Febrero	12:00-15:00	T04	Temperatura	Eventos de perturbación
	Marzo	12:00-15:00	T05	Temperatura	Eventos de perturbación
	Abril	12:00-15:00	T06	Temperatura	Eventos de perturbación
2024	Febrero	12:00-15:00	T07	Temperatura	Eventos de perturbación
	Marzo	12:00-15:00	T08	Temperatura	Eventos de perturbación

	Abril	12:00-15:00	T09	Temperatura	Eventos de perturbación
	Septiembre	00:00-23:59	H01	Humedad relativa	Eventos de perturbación
2022	Junio	00:00-23:59	H02	Humedad relativa	Eventos de perturbación
	Octubre	00:00-23:59	H03	Humedad relativa	Eventos de perturbación
	Septiembre	00:00-23:59	H04	Humedad relativa	Eventos de perturbación
2023	Junio	00:00-23:59	H05	Humedad relativa	Eventos de perturbación
	Octubre	00:00-23:59	H06	Humedad relativa	Eventos de perturbación
	Septiembre	00:00-23:59	H07	Humedad relativa	Eventos de perturbación
2024	Junio	00:00-23:59	H08	Humedad relativa	Eventos de perturbación
	Octubre	00:00-23:59	H09	Humedad relativa	Eventos de perturbación
	Septiembre	00:00-23:59	L01	Lluvia	Eventos de perturbación
2022	Julio	00:00-23:59	L02	Lluvia	Eventos de perturbación
	Junio	00:00-23:59	L03	Lluvia	Eventos de perturbación
	Septiembre	00:00-23:59	L04	Lluvia	Eventos de perturbación
2023	Julio	00:00-23:59	L05	Lluvia	Eventos de perturbación
	Junio	00:00-23:59	L06	Lluvia	Eventos de perturbación
	Septiembre	00:00-23:59	L07	Lluvia	Eventos de perturbación
2024	Julio	00:00-23:59	L08	Lluvia	Eventos de perturbación
	Junio	00:00-23:59	L09	Lluvia	Eventos de perturbación
	Diciembre	00:00-23:59	W01	Velocidad del viento	Eventos de perturbación
2022	Noviembre	00:00-23:59	W02	Velocidad del viento	Eventos de perturbación
	Febrero	00:00-23:59	W03	Velocidad del viento	Eventos de perturbación
	Diciembre	00:00-23:59	W04	Velocidad del viento	Eventos de perturbación
2023	Noviembre	00:00-23:59	W05	Velocidad del viento	Eventos de perturbación
	Febrero	00:00-23:59	W06	Velocidad del viento	Eventos de perturbación
2024	Noviembre	00:00-23:59	W07	Velocidad del viento	Eventos de perturbación
	Febrero	00:00-23:59	W08	Velocidad del viento	Eventos de perturbación

---

## 8.6. Análisis de correlación.

Para comenzar el análisis se toma cada una de las muestras y se calcula el coeficiente de Pearson individual para cada caso. El parámetro de significancia  $\alpha$  se ha establecido en 0.05. La Tabla 8.8 muestra los resultados del coeficiente de Pearson y el valor de la prueba estadística para cada uno de los casos de correlación entre la temperatura y la cantidad de eventos de perturbación.

**Tabla 8.8**

*Coeficiente de Pearson y valor de la prueba estadística para los casos de correlación entre temperatura y cantidad de eventos de perturbación.*

<b>Caso</b>	<b>Coeficiente de Pearson ( r )</b>	<b>Muestra (n)</b>	<b>Valor de prueba estadística (t)</b>	<b>Nivel de significancia (<math>\alpha</math>)</b>
T01	0.42	375	8.94	0.05
T02	0.65	310	15.01	0.05
T03	0.09	250	1.42	0.05
T04	-0.17	362	-3.27	0.05
T05	0.04	285	0.67	0.05
T06	0.02	250	0.32	0.05
T07	0.17	206	2.46	0.05
T08	0.14	194	1.96	0.05
T09	0.55	139	7.71	0.05

La Tabla 8.9 muestra los resultados del coeficiente de Pearson y el valor de la prueba estadística para cada uno de los casos de correlación entre la humedad relativa y la cantidad de eventos de perturbación.

**Tabla 8.9**

*Coeficiente de Pearson y valor de la prueba estadística para los casos de correlación entre humedad relativa y cantidad de eventos de perturbación.*

<b>Caso</b>	<b>Coeficiente de Pearson ( r )</b>	<b>Muestra (n)</b>	<b>Valor de prueba estadística (t)</b>	<b>Nivel de significancia (<math>\alpha</math>)</b>
H01	0.02	930	8.94	0.05
H02	0.02	741	15.01	0.05
H03	-0.07	1693	1.42	0.05
H04	0.26	564	-3.27	0.05
H05	0.30	702	0.67	0.05
H06	0.28	1176	0.32	0.05
H07	0.37	992	2.46	0.05
H08	-0.08	1101	1.96	0.05
H09	0.08	1562	7.71	0.05

La Tabla 8.10 muestra los resultados del coeficiente de Pearson y el valor de la prueba estadística para cada uno de los casos de correlación entre la lluvia y la cantidad de eventos de perturbación.

**Tabla 8.10**

*Coeficiente de Pearson y valor de la prueba estadística para los casos de correlación entre lluvia y cantidad de eventos de perturbación.*

<b>Caso</b>	<b>Coeficiente de Pearson ( r )</b>	<b>Muestra (n)</b>	<b>Valor de prueba estadística (t)</b>	<b>Nivel de significancia (α)</b>
L01	0.42	375	8.94	0.05
L02	0.65	310	15.01	0.05
L03	0.09	250	1.42	0.05
L04	-0.17	362	-3.27	0.05
L05	0.04	285	0.67	0.05
L06	0.02	250	0.32	0.05
L07	0.17	206	2.46	0.05
L08	0.14	194	1.96	0.05
L09	0.55	139	7.71	0.05

La Tabla 8.11 muestra los resultados del coeficiente de Pearson y el valor de la prueba estadística para cada uno de los casos de correlación entre la velocidad del viento y la cantidad de eventos de perturbación.

**Tabla 8.11**

*Coeficiente de Pearson y valor de la prueba estadística para los casos de correlación entre velocidad del viento y cantidad de eventos de perturbación.*

<b>Caso</b>	<b>Coeficiente de Pearson ( r )</b>	<b>Muestra (n)</b>	<b>Valor de prueba estadística (t)</b>	<b>Nivel de significancia (α)</b>
W01	0.42	375	8.94	0.05
W02	0.65	310	15.01	0.05
W03	0.09	250	1.42	0.05
W04	-0.17	362	-3.27	0.05
W05	0.04	285	0.67	0.05
W06	0.02	250	0.32	0.05
W07	0.17	206	2.46	0.05
W08	0.55	139	7.71	0.05

Ahora, se procede a calcular el p-valor para cada caso y posteriormente determinar si se acepta o se rechaza la hipótesis  $H_0$ . La Tabla 8.12 muestra el p-valor obtenido para cada uno de los casos, además de los grados de libertad y el resultado de la hipótesis.

**Tabla 8.12**

*Resultados de prueba de hipótesis para cada caso.*

<b>Caso</b>	<b>DF</b>	<b>p-valor</b>	<b>Hipótesis <math>H_0</math></b>
T01	373	0.00	Rechazada
T02	308	0.00	Rechazada
T03	248	0.16	No rechazada
T04	360	0.00	Rechazada
T05	283	0.50	No rechazada
T06	248	0.75	No rechazada

T07	204	0.01	Rechazada
T08	192	0.05	No rechazada
T09	137	0.00	Rechazada
H01	928	0.54	No rechazada
H02	739	0.59	No rechazada
H03	1691	0.00	Rechazada
H04	562	0.00	Rechazada
H05	700	0.00	Rechazada
H06	1174	0.00	Rechazada
H07	990	0.00	Rechazada
H08	1099	0.01	Rechazada
H09	1560	0.00	Rechazada
L01	928	1.00	No rechazada
L02	913	0.76	No rechazada
L03	739	0.41	No rechazada
L04	562	0.00	Rechazada
L05	693	0.00	Rechazada
L06	700	0.00	Rechazada
L07	990	0.00	Rechazada
L08	774	0.00	Rechazada
L09	1099	0.00	Rechazada
W01	1650	0.42	No rechazada
W02	1878	0.00	Rechazada
W03	2188	0.00	Rechazada
W04	1897	0.00	Rechazada
W05	2704	0.00	Rechazada
W06	1955	0.00	Rechazada
W07	1062	0.00	Rechazada
W08	1164	0.00	Rechazada

Solo se consideran los casos en los que la hipótesis  $H_0$  sea rechazada, dichos casos se resumen en la Tabla 8.13.

**Tabla 8.13***Casos en los que se rechazó la hipótesis  $H_0$ .*

<b>Caso</b>	<b>DF</b>	<b>p-valor</b>	<b>Hipótesis <math>H_0</math></b>
T01	373	0.00	Rechazada
T02	308	0.00	Rechazada
T04	360	0.00	Rechazada
T07	204	0.01	Rechazada
T09	137	0.00	Rechazada
H03	1691	0.00	Rechazada
H04	562	0.00	Rechazada
H05	700	0.00	Rechazada
H06	1174	0.00	Rechazada
H07	990	0.00	Rechazada
H08	1099	0.01	Rechazada
H09	1560	0.00	Rechazada
L04	562	0.00	Rechazada
L05	693	0.00	Rechazada
L06	700	0.00	Rechazada
L07	990	0.00	Rechazada
L08	774	0.00	Rechazada
L09	1099	0.00	Rechazada
W02	1878	0.00	Rechazada
W03	2188	0.00	Rechazada
W04	1897	0.00	Rechazada
W05	2704	0.00	Rechazada
W06	1955	0.00	Rechazada
W07	1062	0.00	Rechazada
W08	1164	0.00	Rechazada

Al ser rechazada la hipótesis  $H_0$ , automáticamente se acepta la hipótesis alternativa. Lo siguiente es aplicar los criterios de la Tabla 8.2 para determinar cuáles de los casos se consideran con

correlación moderada o fuerte. La Tabla 8.14 muestra los casos de la Tabla 8.13 que cumplen con los criterios de correlación moderada o fuerte.

**Tabla 8.14**

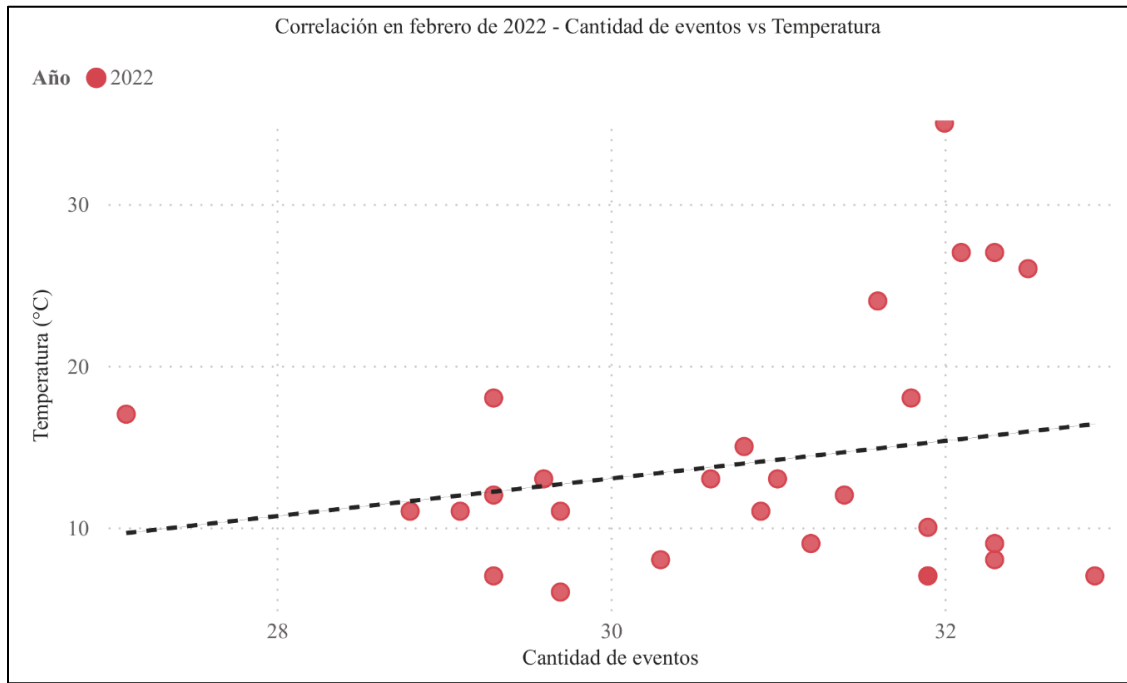
*Tipos de correlación y resultado de aplicación de hipótesis  $H_A$ .*

<b>Caso</b>	<b>r</b>	<b>Tipo de correlación</b>	<b>Hipótesis <math>H_A</math></b>
T01	0.42	Moderado	Aceptada
T02	0.65	Fuerte	Aceptada
T09	0.55	Fuerte	Aceptada
H04	0.26	Moderado	Aceptada
H05	0.30	Moderado	Aceptada
H06	0.28	Moderado	Aceptada
H07	0.37	Fuerte	Aceptada
L04	-0.31	Fuerte	Aceptada
L06	-0.27	Moderado	Aceptada
L07	-0.11	Moderado	Aceptada
L08	-0.17	Moderado	Aceptada
L09	-0.20	Moderado	Aceptada
W02	0.14	Moderado	Aceptada
W03	0.11	Moderado	Aceptada
W04	0.15	Moderado	Aceptada
W05	0.13	Moderado	Aceptada
W06	0.33	Fuerte	Aceptada
W07	0.27	Moderado	Aceptada
W08	-0.12	Moderado	Aceptada

En total se cuentan con 19 casos en los que se encontró correlación de moderada a fuerte y en dichos casos la hipótesis alternativa  $H_A$  es aceptada. De estos 19 casos, 5 cuentan con correlación fuerte y los otros 14 entran en la clasificación de correlación moderada. A continuación, se muestra de forma gráfica el gráfico de dispersión de cada uno de los casos de la Tabla 8.14.

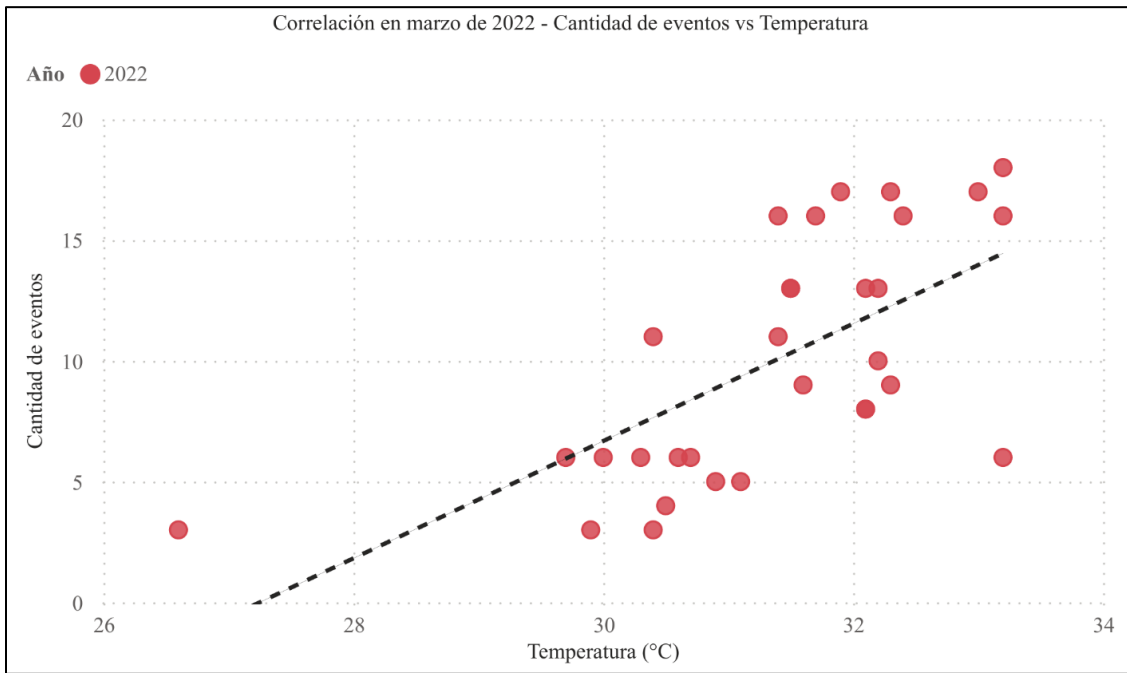
**Figura 8.7**

*Grafico de dispersión para caso T01 – febrero de 2022.*



**Figura 8.8**

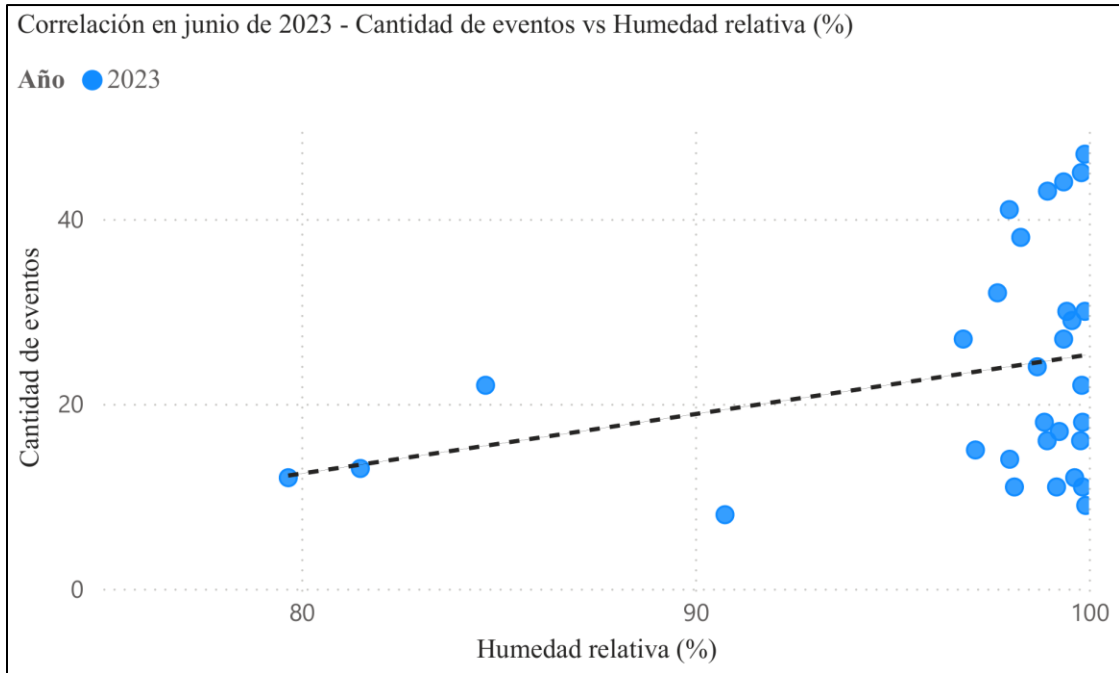
*Grafico de dispersión para caso T02 – marzo de 2022.*





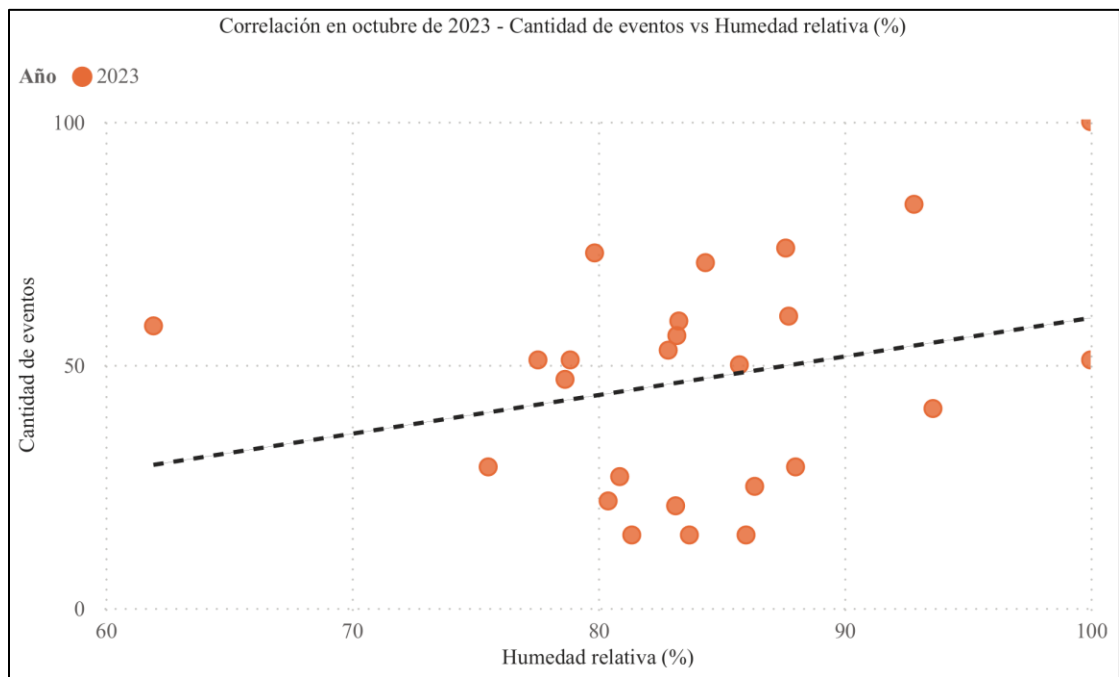
**Figura 8.11**

*Grafico de dispersión para caso H05 – junio de 2023.*



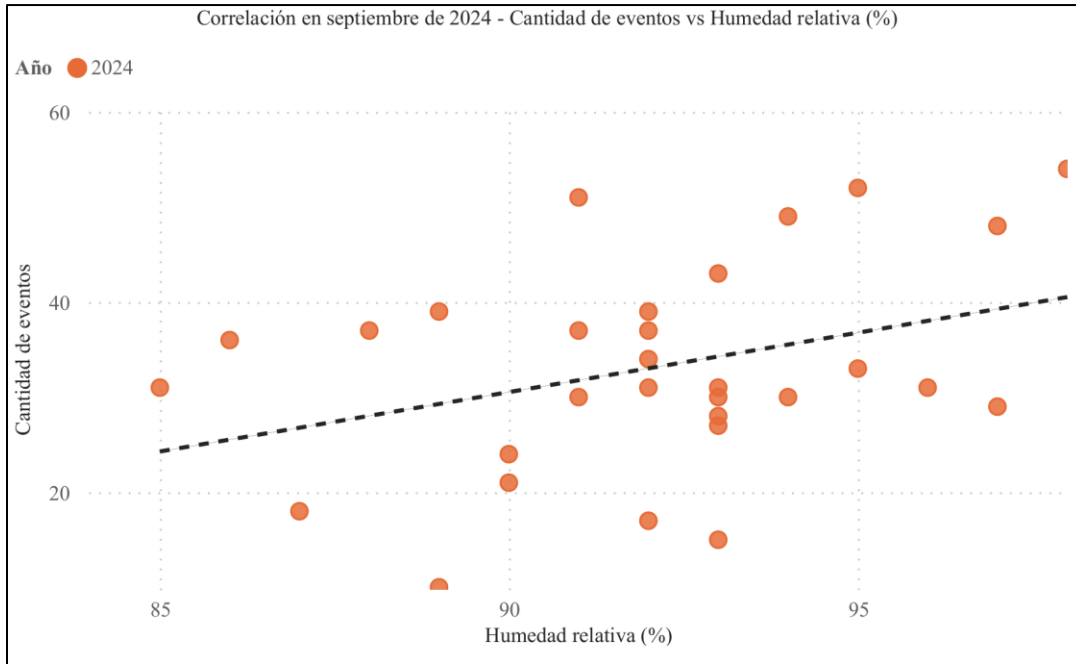
**Figura 8.12**

*Grafico de dispersión para caso H06 – octubre de 2023.*



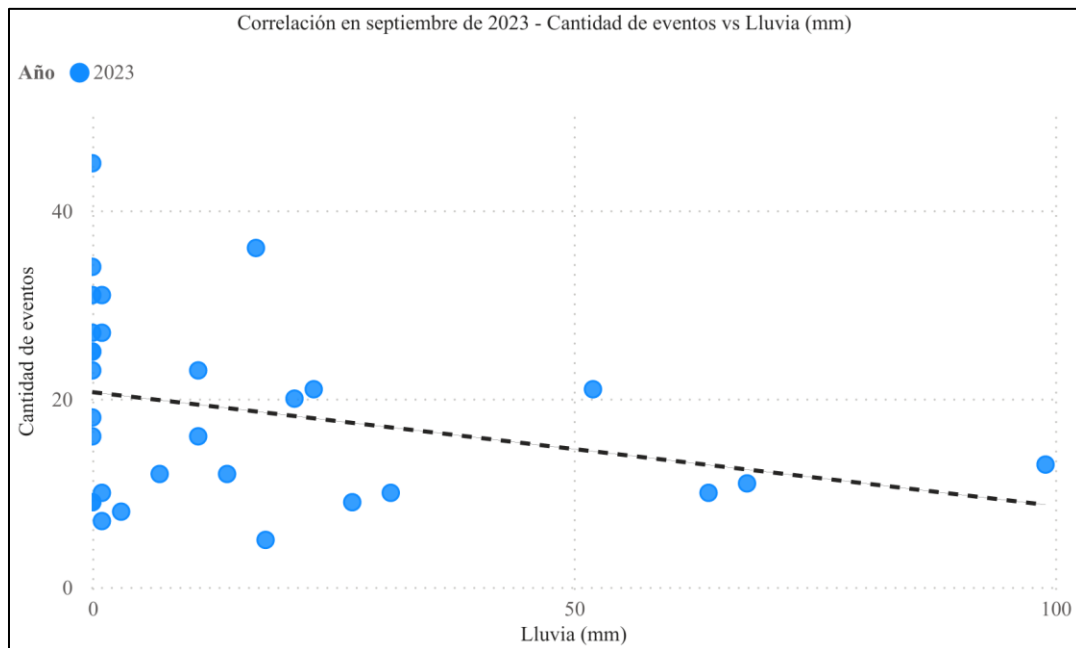
**Figura 8.13**

*Grafico de dispersión para caso H07 – septiembre de 2024.*



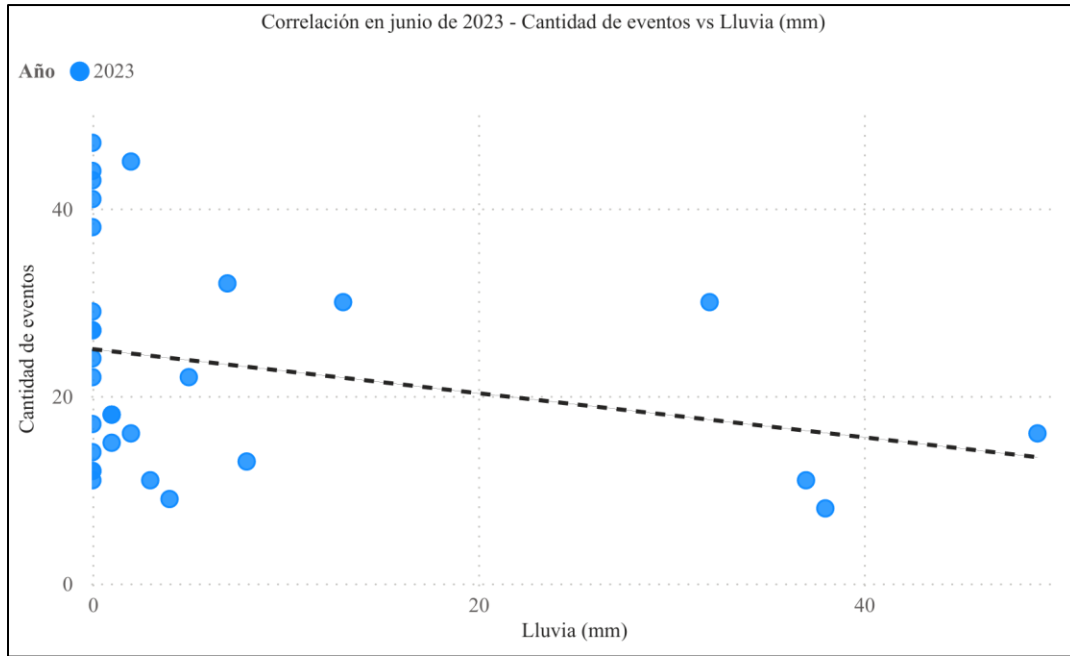
**Figura 8.14**

*Grafico de dispersión para caso L04 – septiembre de 2023.*



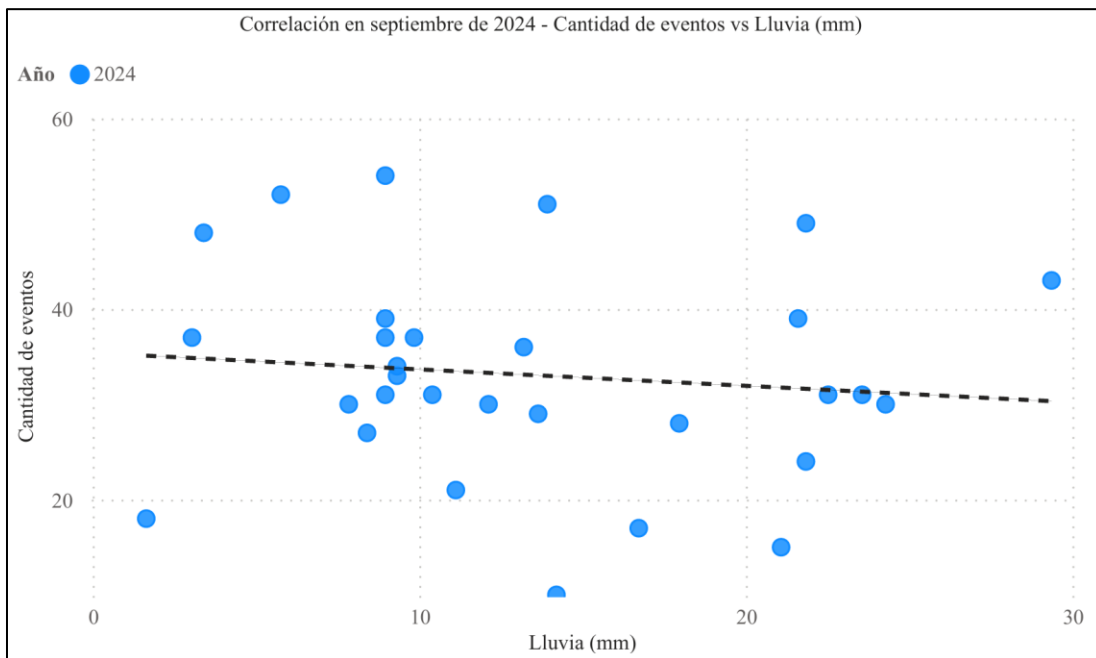
**Figura 8.15**

*Grafico de dispersión para caso L06 – junio de 2023.*



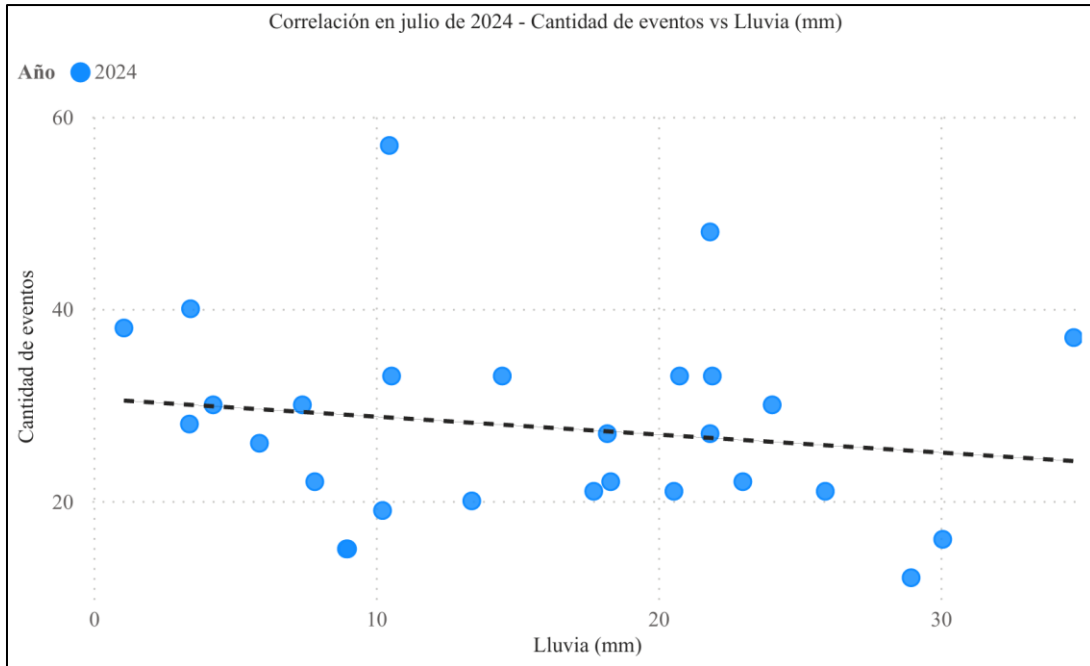
**Figura 8.16**

*Grafico de dispersión para caso L07 – septiembre de 2024.*



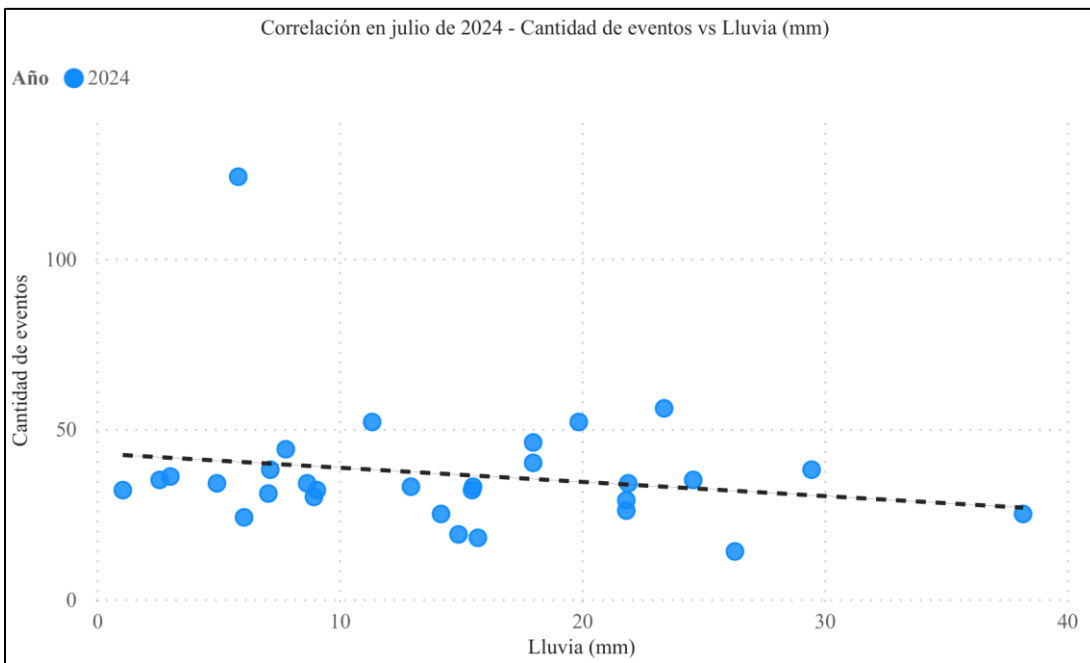
**Figura 8.17**

*Grafico de dispersión para caso L08 – julio de 2024.*



**Figura 8.18**

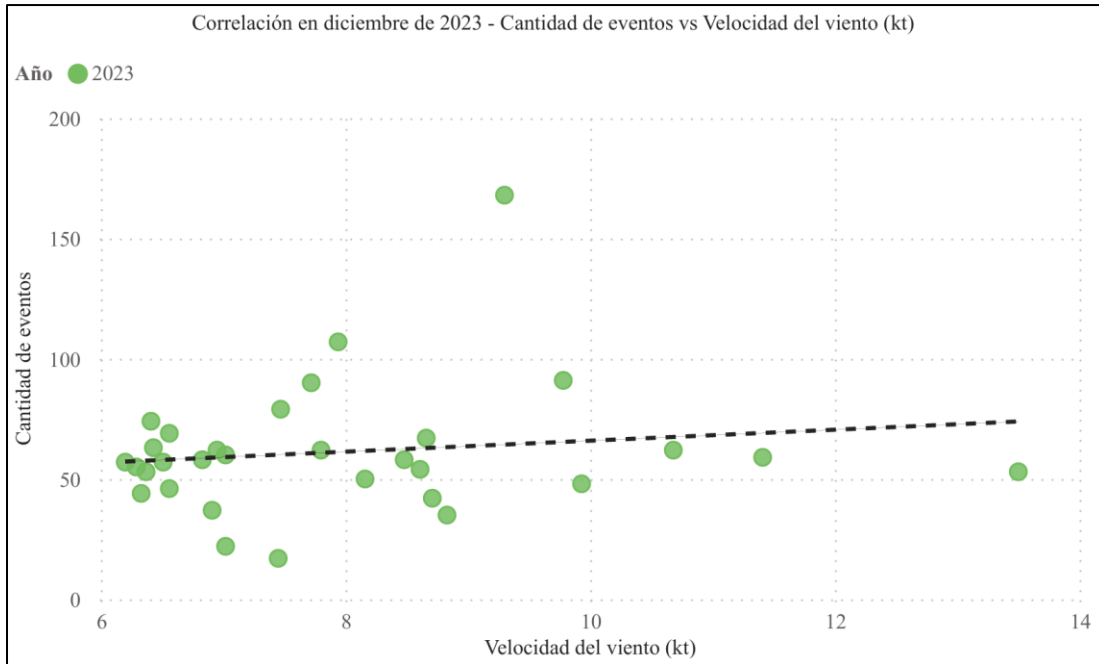
*Grafico de dispersión para caso L09 – junio de 2024.*





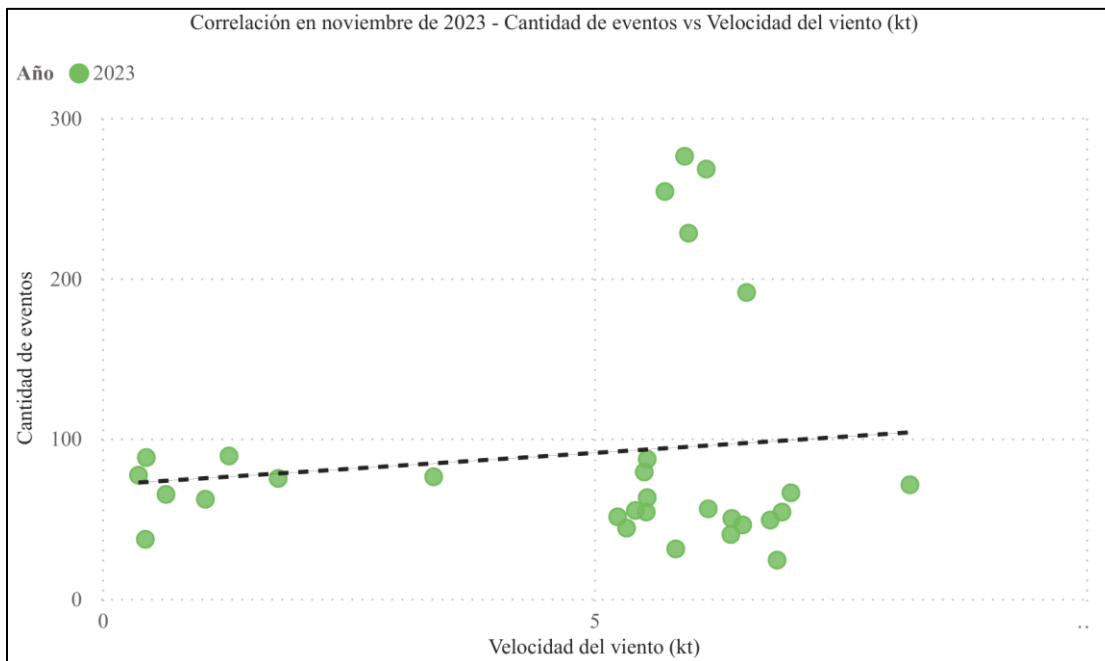
**Figura 8.21**

*Grafico de dispersión para caso W04 – diciembre de 2023.*



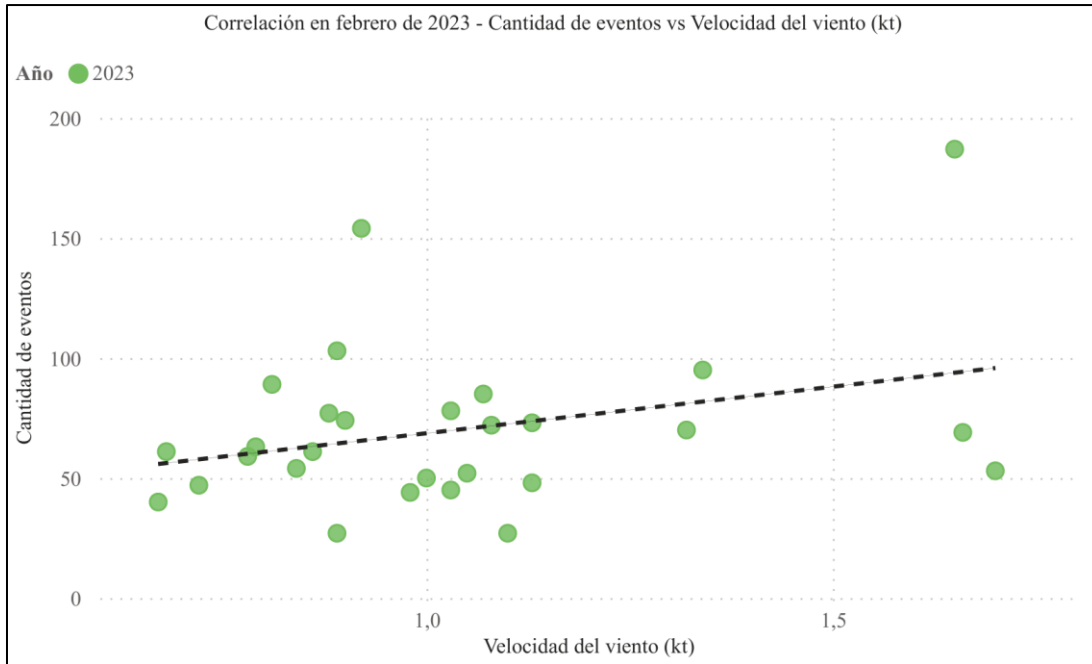
**Figura 8.22**

*Grafico de dispersión para caso W05 – noviembre de 2023.*



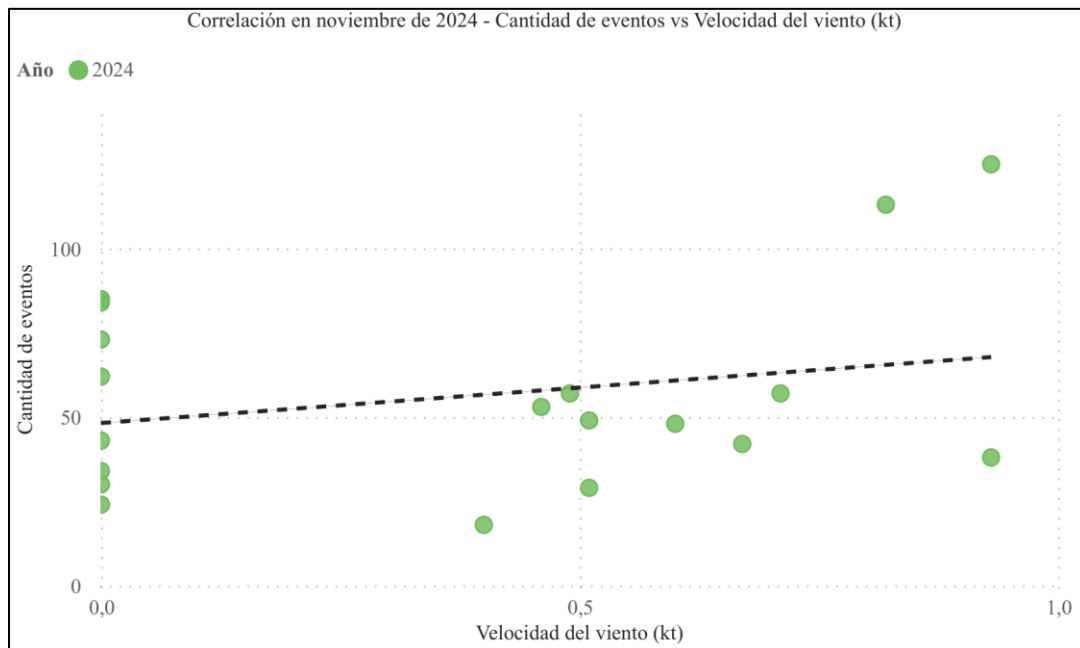
**Figura 8.23**

*Grafico de dispersión para caso W06 – febrero de 2023.*



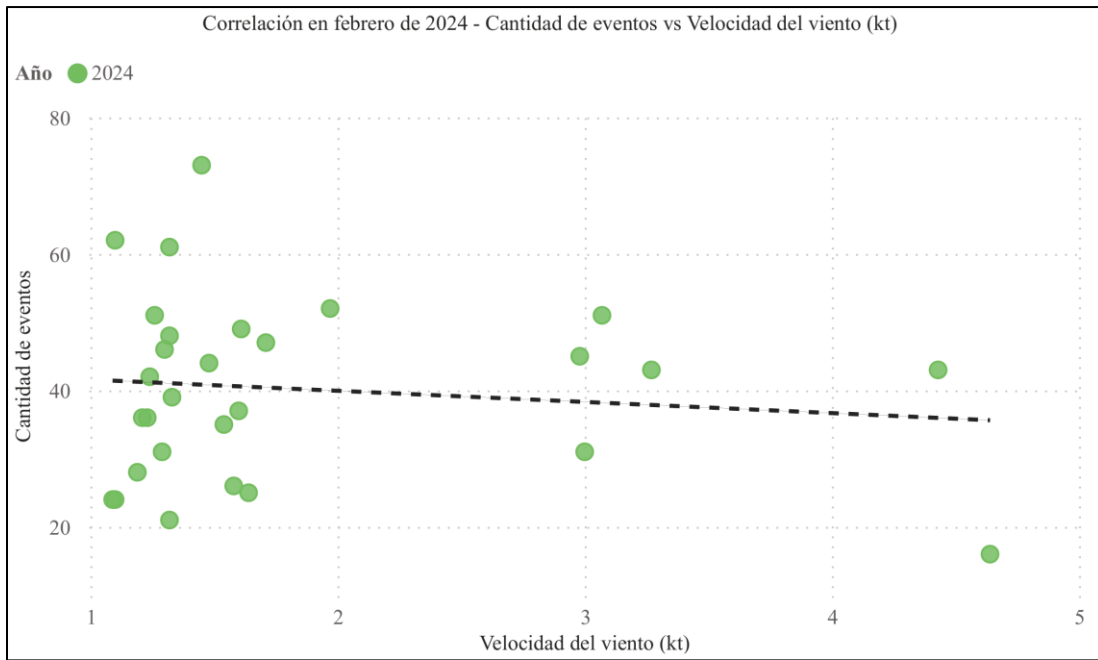
**Figura 8.24**

*Grafico de dispersión para caso W07 – noviembre de 2024.*



**Figura 8.25**

*Grafico de dispersión para caso W08 – febrero de 2024*



### **8.7. Propuesta de medidas técnicas para mitigar el impacto de los factores climáticos y operativos en la estabilidad de la frecuencia eléctrica en Centroamérica.**

1. Instalar estaciones meteorológicas en diferentes puntos estratégicos y apoyarse de los datos que puedan proporcionar las estaciones meteorológicas existentes para obtener datos de temperatura, humedad relativa, precipitación, velocidad del viento y alguna otra variable relacionada que pueda aportar información del comportamiento del clima en tiempo real.
2. Integrar los datos meteorológicos obtenido en un modelo predictivo que ayude a detectar patrones y, con suficientes datos y un algoritmo adecuado y robusto, pueda predecir posibles afectaciones.
3. Implementar programas de respuestas ante posibles incrementos en la demanda debido al uso de dispositivos de climatización como aires acondicionados en épocas de altas temperaturas.
4. Reforzar el aislamiento de transformadores y líneas en zonas con alta humedad propensas a corrosión, oxidación y descargas por humedad y lluvias.
5. Hacer una revisión de las zonas más propensas a tormentas eléctricas para coordinar la instalación y revisión de protecciones contra descargas atmosféricas, especialmente en subestaciones.
6. Establecer protocolos de mantenimiento preventivo en temporada de lluvias para evitar fallos por filtración de agua o corrosión.
7. Reforzar estructuras de líneas de media tensión en zonas propensas a vientos extremos.
8. Implementar sistemas de almacenamiento energético (baterías, bombeo hidráulico) para compensar variaciones rápidas de frecuencia causadas por eventos climáticos.
9. Instalar sistemas de regulación primaria y secundaria de frecuencia en plantas clave, con capacidad de respuesta automática ante desviaciones.
10. Capacitar al personal operativo en gestión de contingencias para actuar en situaciones con condiciones climáticas adversas y prevenir accidentes.

## CONCLUSIONES

El estudio detallado de la metodología de cálculo del medidor Frequency Disturbance Recorder (FDR) revela la sofisticación y precisión de este dispositivo para el monitoreo de la red. Se concluye que el FDR no se limita a una medición directa, sino que implementa un algoritmo avanzado basado en la estimación de fasores sincronizados. El proceso numérico determina la frecuencia final a través de una fórmula compuesta:  $f_{final} = f_0 + \Delta f + \Delta f'$ , donde  $f_0$  es la frecuencia nominal del sistema (60 Hz),  $\Delta f$  representa una primera estimación de la desviación de frecuencia basada en la tasa de cambio del ángulo del fasor, y  $\Delta f'$  es un factor de corrección crucial. Este factor se obtiene mediante un proceso de remuestreo que refina la estimación inicial, minimizando los errores que pueden surgir cuando la frecuencia del sistema se desvía de su valor nominal. Esta capacidad de corrección dota al FDR de una alta fiabilidad para capturar con precisión la dinámica de las perturbaciones, desde las más sutiles hasta las más severas, lo cual fue fundamental para la calidad de los datos utilizados en este trabajo.

La validación de las fuentes de datos fue un paso metodológico esencial. Al comparar las mediciones de frecuencia de la unidad FDR-UES 1628 con las del sistema SCADA de la Unidad de Transacciones (UT) para el período comprendido entre septiembre de 2022 y junio de 2023, se encontró una notable consistencia entre ambos conjuntos de datos. A pesar de las diferencias intrínsecas en la tecnología y la tasa de muestreo (100 milisegundos para el FDR frente a 4 segundos para la UT), las tendencias y los valores registrados durante eventos de perturbación mostraron una alta correlación. Se identificó un desfase temporal constante de 4 segundos en los registros de la UT, pero se determinó que esta discrepancia no compromete la integridad del análisis, ya que no altera la magnitud ni la forma de las perturbaciones. Esta consistencia validó la fiabilidad de ambos sistemas y permitió la integración de sus datos, combinando la alta resolución del FDR con la extensa cobertura temporal de la UT (2022-2024) para construir un panorama más completo y robusto de los eventos de frecuencia en el sistema eléctrico salvadoreño.

El análisis sobre la interconexión regional revela que el sistema eléctrico de El Salvador opera como una parte integral y fuertemente acoplada al Sistema Eléctrico Regional (SER). Los resultados cuantitativos, basados en el estudio de eventos de perturbación de origen tanto interno como externo, indican que el SER ejerce una influencia dominante sobre la red salvadoreña. En términos de inercia efectiva, se calculó que la contribución del SER representa el 68.18% de la

respuesta inercial total durante una contingencia, mientras que el sistema salvadoreño aporta el 31.82% restante. Esto significa que la gran masa rotativa de los generadores del SER actúa como un amortiguador significativo, ralentizando la tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF) ante un desbalance de potencia en El Salvador. Esta característica es sumamente beneficiosa, pues otorga un margen de tiempo valioso para la actuación de los esquemas de protección y control primario.

De manera aún más pronunciada, la influencia del SER se manifiesta en el Índice de Rigidez del Sistema (SSI). Los cálculos muestran que la red regional es responsable del 81.71% de la rigidez total del sistema. Este hallazgo implica que la capacidad de la red para limitar la desviación máxima de frecuencia (el nadir) ante una pérdida de generación o carga está determinada en gran medida por la respuesta combinada de todos los agentes del SER. En consecuencia, se concluye que, si bien la interconexión expone al sistema salvadoreño a perturbaciones originadas en otros países de la región, el beneficio de operar dentro de un sistema más grande y robusto es sustancial, ya que la estabilidad de su frecuencia depende en gran medida de la solidez del conjunto. Esta fuerte dependencia subraya la importancia de la coordinación y los protocolos operativos a nivel regional para garantizar la seguridad del suministro eléctrico en El Salvador.

Se estableció una relación estadística entre las condiciones climáticas y la cantidad de eventos de perturbación de frecuencia. Se identificaron cuatro variables climáticas clave: temperatura, humedad relativa, precipitación y velocidad del viento, cuyos efectos sobre la red se explican por mecanismos físicos directos e indirectos, como el aumento de la demanda por climatización o el estrés mecánico sobre la infraestructura. El análisis de correlación de Pearson, aplicado a datos del período 2022-2024, arrojó los siguientes resultados:

Se encontró una correlación positiva, de moderada a fuerte, entre la temperatura y la cantidad de eventos de perturbación, especialmente durante los meses más cálidos del año (febrero a abril). Este resultado sugiere que el aumento de la carga eléctrica, principalmente por el uso de sistemas de aire acondicionado durante olas de calor, somete al sistema a un mayor estrés, lo que se traduce en un mayor número de desbalances entre generación y demanda que se manifiestan como perturbaciones de frecuencia.

Para la precipitación pluvial, el análisis reveló una correlación negativa moderada. Este hallazgo, aparentemente contraintuitivo, sugiere que los períodos con mayor volumen de lluvia están asociados a una menor cantidad de eventos de perturbación. Una posible explicación es que las

lluvias suelen ir acompañadas de un descenso de la temperatura, lo que reduce la carga por climatización. Aunque las tormentas eléctricas severas pueden causar fallas graves, el promedio de los datos indica que la condición de "lluvia" en general se asocia con un sistema menos estresado.

La humedad relativa y la velocidad del viento mostraron, en la mayoría de los casos analizados, una correlación positiva moderada con la cantidad de perturbaciones. Niveles altos de humedad pueden facilitar condiciones para fallas en aisladores, mientras que vientos fuertes pueden causar fallas mecánicas en las líneas de transmisión.

La estabilidad de la frecuencia en la red eléctrica de El Salvador es el resultado de una interacción compleja entre su operación interna, su profunda integración en el robusto Sistema Eléctrico Regional y su exposición a las condiciones climáticas locales. La interconexión regional actúa como el principal pilar de estabilidad, mientras que los factores climáticos se presentan como fuentes significativas de estrés operativo que se correlacionan con la ocurrencia de perturbaciones.

## RECOMENDACIONES

1. Los datos climaticos con los que se trabajaron están promediados a periodos de 24 horas, siendo estos periodos muy largos si los comparamos con los periodos de los datos de frecuencia. Para obtener resultados más claros y precisos se necesitaría de datos atmosféricos en periodos más cortos que se acerquen al periodo de los datos de frecuencia.
2. Analizar un mayor número de eventos y datos de reportes repostes para la determinación del grado de influencia de la interconexión Centroamericana en la frecuencia de la red eléctrica salvadoreña, de modo que se pueda determinar si hay casos que tengan discrepancia y muestren una relación inversa a la demostrada en este documento.
3. Ampliar la infografía con datos de potencia, generación, demanda y como estos se comportan no solo durante eventos de perturbación si no durante periodos más grandes (incluso anuales) para poder acercarse más a una respuesta generalizada y consistente respecto al grado de influencia de la interconexión Centroamericana en la frecuencia de la red eléctrica salvadoreña.
4. Ampliar el set de datos de información tanto de frecuencia como de valores variables atmosféricas de años adicionales para tener un rango más amplio de datos de análisis y poder obtener resultados más contundentes. Además, se pueden incluir más variables atmosféricas que se consideren pertinentes y que puedan ten

## REFERENCIAS

- 8 Application of Phasor Measurement Units for Disturbance Recording.* (n.d.).
- A. von Meier. (2006). *Electric Power Systems*. <https://doi.org/10.1002/0470036427>
- Acerca de la CRIE - CRIE.* (n.d.). Retrieved June 22, 2025, from <https://crie.org.gt/acerca-de-la-crie/>
- A.G. Phadke, & J.S. Thorp. (1983). A new measurement technique for tracking voltage phasors, local system frequency, and rate of change of frequency. *IEEE Transaction on PAS*.
- Alewine, K., & Chen, W. (2012). A review of electrical winding failures in wind turbine generators. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 28(4), 8–13. <https://doi.org/10.1109/MEI.2012.6232004>
- Bergen, A. R., & Vittal, V. (2000). *Power Systems Analysis*. Prentice Hall.
- Box, G. E. P. ., Hunter, J. Stuart., & Hunter, W. Gordon. (2008). *Estadística para investigadores : diseño, innovación y experimentos*. 639.
- C. Xu. (2006). High Accuracy Real-time GPS Synchronized Frequency Measurement Device for Wide-area Power Grid Monitoring. *Ph.D. Dissertation, Bradley Dept. Elect. Comput. Eng., Virginia Polytechnic Inst. State Univ., Blacksburg, VA*.
- CENACE y el EOR renuevan alianza estratégica para fortalecer la operación eléctrica regional | Centro Nacional de Control de Energía | Gobierno | gob.mx.* (2022). <https://www.gob.mx/cenace/articulos/cenace-de-mexico-y-el-eor-renuevan-alianza-estrategica-para-fortalecer-la-operacion-electrica-regional>
- Centro Nacional de Control de Energía | Gobierno | gob.mx.* (n.d.). Retrieved August 4, 2025, from <https://www.gob.mx/cenace>
- CENTROAMÉRICA INTERCONECTADA - Centroamérica Economía.* (n.d.). Retrieved March 7, 2025, from <https://centroamericaeconomia.com/2017/11/23/centroamerica-interconectada/>

- CFE. (n.d.). Retrieved August 4, 2025, from <https://www.cfe.gob.mx/nuestraempresa/pages/historia.aspx>
- Choi, D.-H. (n.d.). *The Basic Practice of Statistics 6th ed. - D. Moore, et. al., (W. H. Freeman, 2012) BBS.*
- Chojnacki, A. (2025). Modelling the influence of atmospheric conditions represented by wind, precipitation and air temperature on the intensity of failure and restoration time of medium-voltage power lines. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 42, 101652. <https://doi.org/10.1016/J.SEGAN.2025.101652>
- Clima. (n.d.). Retrieved June 7, 2025, from <https://wmo.int/topics/climate>
- Cohen, J. (2013). Statistical Power Analysis for the Behavioral Sciences. *Statistical Power Analysis for the Behavioral Sciences*. <https://doi.org/10.4324/9780203771587>
- David M. Ward. (2013). The effect of weather on grid systems and the reliability of electricity supply. *Climatic Change*. <https://doi.org/10.1007/s10584-013-0916-z>
- Dehghanpour, K., & Afsharnia, S. (2015a). Electrical demand side contribution to frequency control in power systems: a review on technical aspects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 1267–1276. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.09.015>
- Dehghanpour, K., & Afsharnia, S. (2015b). Electrical demand side contribution to frequency control in power systems: a review on technical aspects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 1267–1276. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2014.09.015>
- Edihno Marcel Ruíz Romero. (2019). *ENSAYO SOBRE SUBESTACIONES ELECTRICAS (VISITA A SUBESTACION POTENCIA, TAPACHULA; 400 KV-115 KV).*
- ENTE OPERADOR REGIONAL – *Del Sistema Eléctrico Regional*. (n.d.). Retrieved July 26, 2025, from <https://www.enteoperador.org/>
- EOR. (2022a). *REPORTE DE EVENTO N° 78-05-22.* [https://docs.google.com/viewerng/viewer?url=https://www.enteoperador.org/?red\\_fm\\_connect%3Dtrue%26front%3Duser%26fid%3D175%26defaults%3D0%26access\\_a](https://docs.google.com/viewerng/viewer?url=https://www.enteoperador.org/?red_fm_connect%3Dtrue%26front%3Duser%26fid%3D175%26defaults%3D0%26access_a)

11%3D0%26cmd%3Dfile%26target%3D11\_MjAyMi8wNS1tYXlvLzc4LTA1X0V2Z  
W50b19IT05fMjdNQVkyMDIyXzA5NTYucGRm%26\_t%3D1653774319

EOR. (2022b). *Reportes de Eventos del SER mayo 2022.*  
[https://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/reportes-de-eventos-del-ser/#elf\\_11\\_MjAyMi8wNS1tYXlv](https://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/reportes-de-eventos-del-ser/#elf_11_MjAyMi8wNS1tYXlv)

EOR. (2024a). *REPORTE DE EVENTO N° 302-12-2024.*  
[https://docs.google.com/viewerng/viewer?url=https://www.enteoperador.org/?red\\_fm\\_connect%3Dtrue%26front%3Duser%26fid%3D175%26defaults%3D0%26access\\_a11%3D0%26cmd%3Dfile%26target%3D11\\_MjAyNC8xMi1kaWNpZW1icmUvMzAyLTEyLUV2ZW50by1HVUEXMURJQzIwMjQtMDgwOC5wZGY%26\\_t%3D1734034275](https://docs.google.com/viewerng/viewer?url=https://www.enteoperador.org/?red_fm_connect%3Dtrue%26front%3Duser%26fid%3D175%26defaults%3D0%26access_a11%3D0%26cmd%3Dfile%26target%3D11_MjAyNC8xMi1kaWNpZW1icmUvMzAyLTEyLUV2ZW50by1HVUEXMURJQzIwMjQtMDgwOC5wZGY%26_t%3D1734034275)

EOR. (2024b). *REPORTE DE EVENTO N° 303-12-2024.*  
[https://docs.google.com/viewerng/viewer?url=https://www.enteoperador.org/?red\\_fm\\_connect%3Dtrue%26front%3Duser%26fid%3D175%26defaults%3D0%26access\\_a11%3D0%26cmd%3Dfile%26target%3D11\\_MjAyNC8xMi1kaWNpZW1icmUvMzAzLTEyLUV2ZW50by1TQUwxMURJQzIwMjQtMjAxMi5wZGY%26\\_t%3D1734034268](https://docs.google.com/viewerng/viewer?url=https://www.enteoperador.org/?red_fm_connect%3Dtrue%26front%3Duser%26fid%3D175%26defaults%3D0%26access_a11%3D0%26cmd%3Dfile%26target%3D11_MjAyNC8xMi1kaWNpZW1icmUvMzAzLTEyLUV2ZW50by1TQUwxMURJQzIwMjQtMjAxMi5wZGY%26_t%3D1734034268)

EOR. (2024c). *Reportes de Eventos del SER diciembre 2024.*  
[https://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/reportes-de-eventos-del-ser/#elf\\_11\\_MjAyNC8xMi1kaWNpZW1icmU](https://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/reportes-de-eventos-del-ser/#elf_11_MjAyNC8xMi1kaWNpZW1icmU)

EOR. (2025a). *REPORTE DE EVENTO N° 113-7-2025.*  
[https://docs.google.com/viewerng/viewer?url=https://www.enteoperador.org/?red\\_fm\\_connect%3Dtrue%26front%3Duser%26fid%3D175%26defaults%3D0%26access\\_a11%3D0%26cmd%3Dfile%26target%3D11\\_MjAyNS8wNy1qdWxpbj8xMTMtMDctRXZlbnRvLUhPTjA1SIVMMjAyNS0wMTA5LnBkZg%26\\_t%3D1751835140](https://docs.google.com/viewerng/viewer?url=https://www.enteoperador.org/?red_fm_connect%3Dtrue%26front%3Duser%26fid%3D175%26defaults%3D0%26access_a11%3D0%26cmd%3Dfile%26target%3D11_MjAyNS8wNy1qdWxpbj8xMTMtMDctRXZlbnRvLUhPTjA1SIVMMjAyNS0wMTA5LnBkZg%26_t%3D1751835140)

EOR. (2025b). *REPORTE DE EVENTO N° 114-7-2025.*  
[https://docs.google.com/viewerng/viewer?url=https://www.enteoperador.org/?red\\_fm\\_connect%3Dtrue%26front%3Duser%26fid%3D175%26defaults%3D0%26access\\_a](https://docs.google.com/viewerng/viewer?url=https://www.enteoperador.org/?red_fm_connect%3Dtrue%26front%3Duser%26fid%3D175%26defaults%3D0%26access_a)

11%3D0%26cmd%3Dfile%26target%3D11\_MjAyNS8wNy1qdWxpby8xMTQtMDct  
RXZlbnRvLUdVQTA1SIVMMjAyNS0wNzI4LnBkZg%26\_t%3D1751835138

EOR. (2025c). *Reportes de Eventos del SER julio 2025*.  
[https://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/reportes-de-eventos-del-ser/#elf\\_11\\_MjAyNS8wNy1qdWxpby8xMTQtMDctRXZlbnRvLUdVQTA1SIVMMjAyNS0wNzI4LnBkZg%26\\_t%3D1751835138](https://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/reportes-de-eventos-del-ser/#elf_11_MjAyNS8wNy1qdWxpby8xMTQtMDctRXZlbnRvLUdVQTA1SIVMMjAyNS0wNzI4LnBkZg%26_t%3D1751835138)

Federico Milano, F. I. (n.d.). *A Geometrical Interpretation of Frequency*.

Frost, J. (2024). *Understanding Significance Levels in Statistics*.

G. Gajjar y S. A. Soman. (2015). Auto detection of power system events using wide area frequency measurements. *En 2014 18th National Power Systems Conference, NPSC 2014*. <https://doi.org/10.1109/NPSC.2014.7103879>

*Gráfica de Demanda*. (n.d.). Retrieved August 4, 2025, from <https://www.cenace.gob.mx/GraficaDemanda.aspx>

Hair, J. F., Black, W. C., Babin, B. J., & Anderson, R. E. (2010). Logistic Regression: Regression with a Binary Dependent Variable. *Multivariate Data Analysis*, 313–340.

Härdle, W. K., Simar, L., & Fengler, M. R. (2024). *Applied Multivariate Statistical Analysis*. <https://doi.org/10.1007/978-3-031-63833-6>

Helmreich, J. E. (2015). Statistics: An Introduction Using R (2nd Edition) . *Journal of Statistical Software*, 67(Book Review 5). <https://doi.org/10.18637/JSS.V067.B05>

*Historia – ENTE OPERADOR REGIONAL*. (n.d.). Retrieved August 3, 2025, from <https://www.enteoperador.org/nosotros/quienes-somos/historia/>

IEC. (2017). Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-5: Environment – Description and classification of electromagnetic environments. *IEC TR 61000-2-5:2017*.

*IEC homepage*. (n.d.). Retrieved July 26, 2025, from <https://www.iec.ch/homepage>

*IEC Normas Internacionales Normas*. (n.d.). Retrieved July 26, 2025, from <https://www.normadoc.com/spanish/normas/normas-internacionales/iec-1.html>

- IEEE - The world's largest technical professional organization dedicated to advancing technology for the benefit of humanity. | IEEE.* (n.d.). Retrieved July 26, 2025, from <https://www.ieee.org/>
- IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.* (2019a). <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2019.8796486>
- IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality* (Issue IEEE Std 1159-2019). (2019b). IEEE. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2019.8796486>
- IEEE SA - IEEE C37.118-2005.* (n.d.). Retrieved March 3, 2025, from <https://standards.ieee.org/ieee/C37.118/3058/>
- INDE. (2013). *INTERCONEXION ELECTRICA GUATEMALA – MEXICO 400 KV.*
- Instituto Nacional de Electrificación (INDE) - BNAmericas.* (n.d.). Retrieved August 4, 2025, from <https://www.bnamericas.com/es/perfil-empresa/instituto-nacional-de-electrificacion>
- Interconexión Guatemala-México.* (n.d.).
- Interconexión y Conexión | Centro Nacional de Control de Energía | Gobierno | gob.mx.* (n.d.). Retrieved August 4, 2025, from <https://www.gob.mx/cenace/acciones-y-programas/interconexion-y-conexion-60721>
- ISO - ISO 8601 — Date and time format.* (n.d.). Retrieved March 5, 2025, from <https://www.iso.org/iso-8601-date-and-time-format.html>
- ISO 9001:2015 (traducción oficial).* (2015). [www.iso.org](http://www.iso.org)
- J. Chen. (1994). Accurate frequency estimation with phasor angles. *M.Sc. Dissertation, Bradley Dept. Elect. Comput. Eng., Virginia Polytechnic Inst. State Univ., Blacksburg, VA.*
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control.* McGraw-Hill.
- Lalinde, J. D. H., & others. (2018). Sobre el uso adecuado del coeficiente de correlación de Pearson: definición, propiedades y suposiciones / On the proper use of the Pearson

- correlation coefficient: definitions, properties and assumptions. *Archivos Venezolanos de Farmacología y Terapéutica*, 37(5).
- Línea de tiempo - EPR SIE PAC*. (n.d.). Retrieved March 7, 2025, from <https://www.eprsiepac.com/linea-siepac/linea-de-tiempo/>
- Louis, L., & Bergren, K. A. (2023). *The Effect of Temperature on Resistance*. <https://louis.uah.edu/honors-capstones/776>
- Lúe González, J. G., & Arce Arauz, C. A. (2024). *Análisis estadístico de la calidad de frecuencia en la red eléctrica de El Salvador*. <https://hdl.handle.net/20.500.14492/29961>
- M. Panteli and P. Mancarella. (n.d.). Influence of extreme weather and climate change on the resilience of power systems: Impacts and possible mitigation strategies. *Electric Power Systems Research*, 127. <https://doi.org/10.1016/j.epr.2015.06.012>
- Machowski, J., Bialek, J. W., & Bumby, J. R. (2011). *Power System Dynamics: Stability and Control*. John Wiley & Sons.
- mahsoub, mahmoud. (2014). *Modelling and Analysis of Electric Power Systems Power Flow Analysis Fault Analysis Power Systems Dynamics and Stability Lecture 227-0526-00, ITET ETH Zürich*. [https://www.academia.edu/9826094/Modelling\\_and\\_Analysis\\_of\\_Electric\\_Power\\_Systems\\_Power\\_Flow\\_Analysis\\_Fault\\_Analysis\\_Power\\_Systems\\_Dynamics\\_and\\_Stability\\_Lecture\\_227\\_0526\\_00\\_ITET\\_ETH\\_Z%C3%BCrich](https://www.academia.edu/9826094/Modelling_and_Analysis_of_Electric_Power_Systems_Power_Flow_Analysis_Fault_Analysis_Power_Systems_Dynamics_and_Stability_Lecture_227_0526_00_ITET_ETH_Z%C3%BCrich)
- Mapa SIEPAC | CREE*. (n.d.). Retrieved March 7, 2025, from <https://www.cree.gob.hn/sistema-de-interconexion-electrico-de-los-paises-de-america-central/>
- Marco Institucional - Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales*. (n.d.). Retrieved July 26, 2025, from <https://www.ambiente.gob.sv/marco-institucional/>
- Martin, K. E. (2013). Synchrophasor standards and guides for the smart grid. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. <https://doi.org/10.1109/PESMG.2013.6672705>

- MER - CRIE. (n.d.). Retrieved July 26, 2025, from <https://crie.org.gt/mer/>
- Montgomery, D. C. ; R. G. C. . (2011). *Applied Statistics and Probability for Engineers*.
- N. Peach, M. B., & I. V. Nikiforov. (1995). “Detection of Abrupt Changes: Theory and Applications. *J R Stat Soc Ser A Stat Soc, Vol. 158, Núm. 1.* <https://doi.org/10.2307/2983416>
- P. F. R. Killick, & I. A. Eckley. (2012). “Optimal Detection of Changepoints With a Linear Computational Cost. *J Am Stat Assoc, Vol. 107, Núm. 500, Pp. 1590–1598.* <https://doi.org/10.1080/01621459.2012.737745>
- P. Shaw y M. Kumar Jena. (2021). A Novel Event Detection and Classification Scheme Using Wide-Area Frequency Measurements. *IEEE Trans Smart Grid, Vol. 12, Núm. 3.* <https://doi.org/10.1109/TSG.2020.3039274>
- Palo Alto. (2009). *EPRI Power System Dynamics Tutorial.* <https://www.epri.com/research/products/000000000001016042>
- Peña, D. (2002). Análisis de datos multivariantes. *Book*, 515. <https://doi.org/8448136101>
- ¿Qué es el IEEE? -. (n.d.). Retrieved July 26, 2025, from <https://edu.ieee.org/py-una/que-es-el-ieee/>
- Roberto, I., & Ruiz, D. (2007). *IV FORO DEL SECTOR PRIVADO DE LA OEA IV FORO DEL SECTOR PRIVADO DE LA OEA “Energía para el Desarrollo de las Américas: El Rol de las Alianzas Público-Privadas.”*
- Shi, Z., Tan, Y., Liu, Y., Liu, J., Lin, X., Wang, M., Luan, J., Shi, Z., Tan, Y., Liu, Y., Liu, J., Lin, X., Wang, M., & Luan, J. (n.d.). *Effects of relative humidity on electrification and lightning discharges in thunderstorms.* <https://doi.org/10.3319/TAO.2018.09.06.01>
- SIGET. (2014). *Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.* <https://www.siget.gob.sv/download/normas-de-calidad-del-servicio-de-los-sistemas-de-distribucion/>

- Silva, S., Soares, I., & Pinho, C. (2020). Climate change impacts on electricity demand: The case of a Southern European country. *Utilities Policy*, 67, 101115. <https://doi.org/10.1016/J.JUP.2020.101115>
- SIPSEP. (2025). *Diseño e implementación de un sistema de deslastre rápido de carga mediante ROCOF*. <https://www.sipsep.net/ewExternalFiles/S24-08.pdf>
- Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América - EcuRed*. (n.d.). Retrieved March 7, 2025, from [https://www.ecured.cu/Sistema\\_de\\_Interconexi%C3%B3n\\_El%C3%A9ctrica\\_para\\_Pa%C3%ADses\\_de\\_Am%C3%A9rica](https://www.ecured.cu/Sistema_de_Interconexi%C3%B3n_El%C3%A9ctrica_para_Pa%C3%ADses_de_Am%C3%A9rica)
- SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES*. (n.d.). Retrieved July 26, 2025, from <https://www.siget.gob.sv/marco-institucional/>
- Triola, M. F. (2013). *Estadística*. 273.
- Trovato, V., Biale, R., & C2.25, C. W. G. (2019). Frequency management and control under low inertia conditions. *CIGRE Science & Engineering*, 14, 69–81.
- Ulbig, A., Borsche, T. S., & Andersson, G. (2014). Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation. *IFAC Proceedings Volumes*, 47(3), 7290–7297.
- Unidad de Transacciones*. (n.d.). Retrieved June 18, 2025, from <https://www.ut.com.sv/home>
- Unidad de Transacciones (UT). (2022, February). *ANEXO – NORMAS DE CALIDAD Y SEGURIDAD OPERATIVAS. REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISION Y DEL MERCADO MAYORISTA - ROBCP*. <https://www.ut.com.sv/documents/10100/279097/ROBCPAnexos.pdf/f5ec6c02-8426-4cb6-5a61-e7cba80ff34b?t=1679083382997>
- Wang, L., Burgett, J., Zuo, J., Xu, C. C., Billian, B. J., Connors, R. W., & Liu, Y. (2007). Frequency disturbance recorder design and developments. *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES*. <https://doi.org/10.1109/PES.2007.385880>

- Wang, L., Conners, R. W., Schaumont, P., & Sun, S.-M. (2010). *Next Generation Frequency Disturbance Recorder Design and Timing Analysis*.
- X. Wen, X. Yuan, L. Lan, M. Long, & L. Hao. (2016). Study on the Effective Ionization Rate of Atmospheric Corona Discharge Plasmas by Considering Humidity. *IEEE Transactions on Plasma Science*, 44(12), 3386–3391. <https://doi.org/10.1109/TPS.2016.2623805>
- Zaitsev, I. O., & Kuchanskyy, V. V. (2021). Corona discharge problem in extra high voltage transmission line. *Studies in Systems, Decision and Control*, 346, 3–30. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9\\_1](https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9_1)