

**Diseño y Simulación de un Sistema de Protecciones de Área Amplia (WAP), Incorporando
Mediciones Sincrofasoriales**

Carlos Andrés Toledo Santos

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero Electricista

Director:

Mario Roberto Arrieta Paternina

Dsc. Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico - Mecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

Dedico este trabajo principalmente a mis padres Luis y Lucero,
Quienes con su amor, paciencia y esfuerzo me han permitido alcanzar este logro.

Gracias infinitas.

A mi hermana Carol Sofia,
Quién me inspira a ser una mejor persona cada día y demostrarle que con amor, pasión y
disciplina los sueños se vuelven realidad.

A toda mi familia, especialmente a mis primas,
Las cuales han sido un ejemplo a seguir y me han brindado su apoyo incondicional y consejos.

A todas las maravillosas personas que conocí a lo largo de este camino,
A quienes considero parte de mi familia, por tantas historias, risas y aventuras.

Tabla de Contenido

Introducción.....	3
Objetivos.....	9
Objetivo General.....	9
Objetivos Específicos.....	9
1.Generalidades de los Sistemas de Protecciones de Área Amplia	10
1.1 Arquitectura de un sistema de protecciones de área amplia	12
1.1.1 Unidades de medición sincrofasorial.....	13
1.1.2 Concentradores de datos sincrofasoriales.	17
1.1.3 Canales de comunicación.....	18
1.1.4 Aplicaciones de un WAP.....	19
1.2 Arquitectura WAP adoptada.....	20
1.3 Esquema de desconexión automático de cargas	21
2.Simulación de un WAP en un Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica	26
2.1 Interfaz de comunicación entre Matlab y Digsilent Power Factory.....	26
2.2 Metodología propuesta para la simulación del WAP	29
2.2.1 Rutinas iniciales Matlab y DIgSILENT.	30

2.2.2 Rutina principal Matlab y DIgSILENT.	31
2.2.3 Monitoreo de la frecuencia eléctrica y EDAC.	43
3. Aplicación de una Estrategia de Desconexión Automática de Carga	44
3.1 Sistema IEEE de 9 barras.....	45
3.1.1. Topología del Sistema IEEE de 9 barras.	46
3.1.2 Esquemas de desconexión automática de cargas propuestos para el Sistema IEEE de 9 barras.	48
3.1.3 Escenarios de operación.	49
3.1.4 Esquema de desconexión de carga automático seleccionado para el sistema IEEE de 9 barras.	56
3.3 Sistema IEEE de 39 barras	58
3.3.1 Topología del sistema IEEE de 39 barras.....	59
3.3.2 Esquemas de desconexión automática de cargas propuestos para el sistema IEEE de 39 barras.	61
3.3.3 Escenarios de operación para el sistema IEEE de 39 barras.....	62
3.2.4 Esquema de desconexión de carga automático seleccionado para el sistema IEEE de 39 barras.	72
4. Resultados y Discusión.....	74
4.1 Comparación resultada de estimación de la frecuencia eléctrica.....	75

4.2 Evaluación de la ejecución del esquema de acción remedial del WAP propuesto	77
4.3 Selección y diseño de los esquemas remediales EDAC	79
4.4 Evaluación de la respuesta del esquema remedial EDAC	81
4.5 Parámetros de configuración SEL 351, Relé de frecuencia	83
5. Conclusiones	86
Referencias	88
Apéndices	94

Lista de Figuras

<i>Figura 1. Esquema general WAMPC.....</i>	<i>4</i>
<i>Figura 1-1. Arquitectura general de un WAP.</i>	<i>13</i>
<i>Figura 1-2. PMU de la marca ELSPEC modelo BlackBox G5PMU. Adaptado de ELSPEC, (s.f).</i>	<i>14</i>
<i>Figura 1-3. Representación gráfica fasor. Adoptado de Ávalos G, (2018).</i>	<i>15</i>
<i>Figura 1-4. Proceso interno de una PMU.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 1-5: Esquema general de la arquitectura de un PDC.</i>	<i>18</i>
<i>Figura 1-6. Arquitectura WAP adoptada.</i>	<i>21</i>
<i>Figura 2-1. Esquema conceptual de la interfaz de comunicación.....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 2-2. Diagrama de flujo principal de la interfaz de comunicación.</i>	<i>28</i>
<i>Figura 2-3. Proceso para el envío de información CTs y PTs a Matlab.</i>	<i>31</i>
<i>Figura 2-4. Esquema de la metodología propuesta para la simulación del WAP.</i>	<i>33</i>
<i>Figura 2-5. Formato archivo MedPT con las mediciones de tensión de los PT.</i>	<i>34</i>
<i>Figura 2-6. Señal de tensión reconstruida en Matlab.</i>	<i>36</i>
<i>Figura 2-7. Umbrales de frecuencia para la activación del EDAC.</i>	<i>41</i>
<i>Figura 2-8. Interfaz gráfica para monitorear la frecuencia y estado del EDAC.</i>	<i>43</i>
<i>Figura 3-1. Diagrama unifilar del Sistema IEEE de 9 barras.</i>	<i>46</i>
<i>Figura 3-2. Esquema de la Carga A del Sistema IEEE de 9 barras y su modificación.</i>	<i>47</i>
<i>Figura 3-3. Frecuencia eléctrica del sistema IEEE de 9 barras ante el escenario 1.....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 3-4. Respuesta del sistema ante la actuación del EDAC para el escenario 1, Sistema IEEE de 9 barras.</i>	<i>53</i>

<i>Figura 3-5. Frecuencia eléctrica del sistema IEEE de 9 barras ante el escenario 2.....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 3-6. Respuesta del sistema ante la actuación del EDAC para el escenario 2, Sistema IEEE de 9 barras.....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 3-7. Distribución geográfica del Sistema IEEE de 39 barras.</i>	<i>59</i>
<i>Figura 3-8. Diagrama unifilar del sistema IEEE de 39 barras.</i>	<i>60</i>
<i>Figura 3-9. Frecuencia eléctrica del sistema IEEE de 39 barras ante el escenario 1.....</i>	<i>63</i>
<i>Figura 3-10. Gráfica de la respuesta del sistema ante la actuación del EDAC para el escenario 1, sistema IEEE de 39 barras.</i>	<i>65</i>
<i>Figura 3-11. Frecuencia eléctrica del sistema IEEE de 39 barras ante el escenario 2.....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 3-12. Gráfica de la respuesta del sistema ante la actuación del EDAC para el escenario 2, Sistema IEEE de 39 barras.....</i>	<i>69</i>
<i>Figura 3-13. Frecuencia eléctrica del sistema IEEE de 39 barras ante el escenario 2.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 3-14. Gráfica de la respuesta del sistema ante la actuación del EDAC para el escenario 2, Sistema IEEE de 39 barras.....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 4-1. Frecuencia en la barra 12 del sistema IEEE de 39 barras registrada en Matlab....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 4-2. Frecuencia en la barra 12 del sistema IEEE de 39 barras registrada en DIgSILENT.</i>	<i>77</i>
<i>Figura 4-3. Umbrales de frecuencia y tiempo de retardo intencional.</i>	<i>78</i>
<i>Figura 4-4. Tiempo para la ejecución de una etapa del EDAC.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 4-5. Respuesta esquema EDAC con magnitud de carga ascendente.</i>	<i>82</i>

Lista de Tablas

Tabla 1-1. EDAC vigente en Colombia 2019.....	25
Tabla 2-1. Valor umbral de frecuencia y retardo intencional EDAC.	40
Tabla 2-2. Formato de escritura estado de las etapas del EDAC.....	42
Tabla 3-1. Carga a desconectar por etapa del EDAC para los esquemas propuestos.	48
Tabla 3-2. Resultados de la actuación del EDAC para el escenario 1: tiempo de ejecución y carga desconectada.	51
Tabla 3-3. Resultados de la actuación del EDAC para el escenario 1: respuesta de la frecuencia del sistema.	52
Tabla 3-4. Resultados de la actuación del EDAC para el escenario 2: tiempo de ejecución y carga desconectada.	55
Tabla 3-5. Resultados de la actuación del EDAC para el escenario 2: respuesta de la frecuencia del sistema.	56
Tabla 3-6. EDAC adoptado para el Sistema IEEE de 9 barras.....	58
Tabla 3-7. Carga a desconectar por etapa del EDAC para los esquemas propuestos.	61
Tabla 3-8. Resultados de la actuación del EDAC para el escenario 1: tiempo de ejecución y carga desconectada.	64
Tabla 3-9. Resultados de la actuación del EDAC para el escenario 1: respuesta de la frecuencia del sistema.	65
Tabla 3-10. Resultados de la actuación del EDAC para el escenario 2: tiempo de ejecución y carga desconectada.	67

Tabla 3-11. Resultados de la actuación del EDAC para el escenario 2: respuesta de la frecuencia del sistema.	68
Tabla 3-12. Resultados de la actuación del EDAC para el escenario 2: tiempo de ejecución y carga desconectada.	71
Tabla 3-13. Resultados de la actuación del EDAC para el escenario 2: respuesta de la frecuencia del sistema.	71
Tabla 3-14. EDAC adoptado para el sistema IEEE de 39 barras	73
Tabla 4-1. Comparación de la frecuencia eléctrica registrada en DIgSILENT y Matlab.	76
Tabla 4-2. Carga programada EDAC EA2 para el sistema IEEE de 9 barras.	81
Tabla 4-3. Configuración de los parámetros de los elementos de frecuencia del SEL 351	85
Tabla A-1. Datos de los generadores del Sistema IEEE de 9 barras.	94
Tabla A-2. Datos de los transformadores de potencia del Sistema IEEE de 9 barras.	94
Tabla A-3. Datos de las líneas de transmisión del Sistema IEEE de 9 barras.	95
Tabla A-4. Datos de las cargas del Sistema IEEE de 9 barras.	95
Tabla A-5. Datos de los transformadores de tensión del Sistema IEEE de 9 barras.	96
Tabla A-6. Datos de los transformadores de corriente del Sistema IEEE de 9 barras.	96
Tabla B-1. Datos de los generadores del Sistema IEEE de 39 barras.	97
Tabla B-2. Datos de los transformadores del Sistema IEEE de 39 barras.	98
Tabla B-3. Datos de las líneas de transmisión del Sistema IEEE de 39 barras.	99
Tabla B-4. Datos de las cargas del Sistema IEEE de 39 barras.	101
Tabla B-5. Datos de los transformadores de tensión del Sistema IEEE de 39 barras.	102

Lista de apéndices

Apéndice A: Datos de los elementos del Sistema IEEE de 9 barras.....	94
Apéndice B. Datos de los elementos del Sistema IEEE de 39 barras	97

Lista de Acrónimos

CND	Centro Nacional de Despacho
CT	Current Transformer
DFT	Discret Fourier Transform
EDAC	Esquema de Desconexión Automático de Cargas
EMS	Energy Managemet System
EMT	Electromagnetic Transients Simulation
GPS	Global System Position
NASPI	North American Synchrophasor Initiative
PDC	Phasor Data Concentrator
PMU	Phasor Measurement Unit
PT	Potential Transformer
SCADA	Supervisory Control and Data Adquisition
SIN	Sistema Interconectado Nacional
USA	United States of America
UTC	Universal Time Coordinated
WAC	Wide Area Control
WAM	Wide Area Measurement
WAMPC	Wide-Area Monitoring, Protection and Control
WAP	Wide Area Protection
XM	Compañía Expertos en Mercados

Resumen

TÍTULO: DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES DE ÁREA AMPLIA (WAP), INCORPORANDO MEDICIONES SINCROFASORAILES*

AUTOR: TOLEDO SANTOS, Carlos Andrés. **

PALABRAS CLAVES: Deslastre de Carga, PMU, PDC, sincrofasor, Transformada Discreta de Fourier, WAM, WAP, WAMPC.

DESCRIPCIÓN: Este proyecto realiza el diseño y simulación de un sistema de protección de área amplia. Se adopta una arquitectura típica de WAP con respecto a un sistema de monitoreo de área amplia que se encarga de medir la frecuencia eléctrica en el sistema de potencia. Este sistema se ha implementado en los entornos PowerFactory DlgSILENT y Matlab haciendo uso del lenguaje de programación de Digsilent (DPL) y los scripts de Matlab. Luego, se proponen diferentes esquemas de acción remedial para evitar el desequilibrio entre carga-generación. La efectividad de los esquemas se corrobora en diferentes escenarios en los que se varía la perturbación que tiene lugar en dos redes eléctricas de referencia. Finalmente, los resultados muestran y validan que la implementación de un WAP y los esquemas de acción remedial en un entorno simulado pueden ser abordados con éxito.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E³T). Director, Mario R. Arrieta Paternina, DSc en Ingeniería Eléctrica. Codirector, Oscar A. Quiroga Quiroga, Doctor en Tecnología.

Abstract

TITLE: DESIGN AND SIMULATION OF A WIDE AREA PROTECTION SYSTEM (WAP),
INCONPORATING SYNCHROPASOR MEASUREMENTS. *

AUTOR: TOLEDO SANTOS, Carlos Andrés. *†

KEYWORDS: Discrete Fourier Transform, Load Shedding, PMU, PDC, synchrophasor, WAM,
WAP, WAMPC.

DESCRIPCIÓN: This project deals with the design and simulation of a wide-area protection system. A typical architecture of WAP has been adopted regarding a wide-area monitoring system that is in charge of measuring the frequency across the power system. This has been implemented in the PowerFactory DlgSILENT and Matlab environments by making use of the Digsilent Programming Language (DPL) and Matlab scripts. Then, different remedial action schemes are proposed to avoid the unbalance in the duo load and generation. The effectivity of the schemes is corroborated in different scenarios varying the disturbance that takes place in two benchmark the power grids. Finally, results exhibit and validate that the WAP's implementation and remedial action schemes in simulated environment can be successfully addressed.

* Bachelor thesis

*† Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E³T). Director, Mario R. Arrieta Paternina, DSc en Ingeniería Eléctrica. Codirector, Oscar A. Quiroga Quiroga, Doctor en Tecnología.

Introducción

El aumento de la demanda eléctrica ha llevado a que el sistema deba operar en condiciones cercanas a los límites operacionales y a adaptarse a cambios abruptos en los patrones de consumo, debido al mercado desregulado. En Colombia la demanda de energía eléctrica continua en aumento, según lo reportado por XM, operador del Centro Nacional de Despacho (CND), la demanda eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional en el año 2018 creció un 3.3% con respecto al año 2017 (La República, 2019); este aumento pone en evidencia la necesidad de contar con un sistema eléctrico capaz de suplir las necesidades del mercado moderno. Tales condiciones aumentan la posibilidad de que se presenten eventos que lleven al sistema eléctrico a un estado de inestabilidad. Dichos eventos se dan de manera esporádica y no es posible predecir o prevenir cuando y donde se van a producir; y debido a la interconexión del sistema eléctrico, puede desencadenar una serie de eventos que pueden llegarse a propagar por toda la red y conducir al colapso parcial o total del sistema si no se toman acciones apropiadas de forma inmediata.

Los Sistemas de Monitoreo, Protección y Control de Área Amplia (WAMPAC, por sus siglas en inglés Wide-Area Monitoring, Protection and Control), definidos en por Terjiza et al. (2011) como una solución para contrarrestar la propagación de grandes perturbaciones en el sistema, reducir el número de apagones totales y en general aumentar la confiabilidad y seguridad en la generación de electricidad, transmisión y distribución, especialmente en sistemas de potencia con un alto nivel de incertidumbre operacional. En la figura 1, se presenta un esquema general de estos

sistemas, su implementación es hoy en día más factible debido al desarrollo tecnológico para el procesamiento de información, obtención de mediciones sincrofasoriales, telecomunicaciones, y la reducción en los costos en la implementación de estas tecnologías. Por ejemplo, en el 2007 se estableció el NASPI (North American Synchrophasor Initiative) cuyo propósito es mejorar la fiabilidad de la alimentación del sistema eléctrico de Estados Unidos y su monitoreo a través de la medición y control de área amplia.

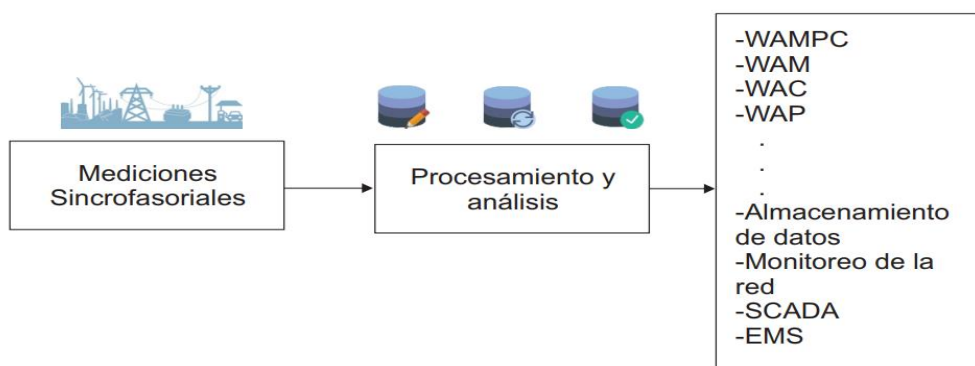


Figura 1. Esquema general WAMPC.

En abril del 2007, en la Subestación Torca, ubicada al norte de Bogotá se presentó un evento que provocó la salida de operación de todo el Sistema Interconectado Nacional desde las 9:58 am hasta las 2:30 pm, hora en la cual fue restablecido totalmente el servicio en el país. Dicho evento fue provocado por un error en la apertura de un interruptor durante un mantenimiento programado en la subestación. Esto produjo la salida instantánea de la totalidad de la Subestación, lo cual llevó a la sobrecarga y posterior salida de funcionamiento de las líneas que estaban en operación en el área. Las líneas no soportaron la transferencia de potencia adicional, lo cual sobrepasó sus límites operativos, produciéndose un efecto cascada en el resto del país (ISA, 2007). Por esto se debe contar con sistemas de protecciones eléctricas que actúen con rapidez y precisión, minimizando

los efectos provocados por este tipo de eventos, en cuanto al número de usuarios afectados y los tiempos de interrupción en el servicio.

Debido al apagón sufrido en el Sistema Interconectado Nacional originado en la subestación Torca, se creó ese mismo año, en el 2007, el proyecto: Sistema de Respaldo Nacional ante eventos de gran magnitud (SIRENA) liderado por XM, con este proyecto se buscaba en el largo plazo implementar un esquema que permitiera ejercer control y protección del sistema para prevenir y mitigar la ocurrencia de eventos de gran magnitud (León, R., Gomez, J., Gonzalez, W., Lopez, G. y Osorio, M., s.f). Actualmente en Colombia se desarrolla el programa de proyectos Supervisión Inteligente y Control Avanzado (iSAAC) continuación del proyecto SIRENA, este proyecto incluye la implementación de medición fasorial, procesamiento distribuido y comunicaciones avanzadas y se constituye en un proyecto pionero de la evolución natural del actual sistema de supervisión y control SCADA/EMS (XM, 2018).

Un sistema de protección de área amplia (WAP) integra equipos de medición sincrofasorial, los cuales recopilan la información de los sincrofasores fasores de tensión y corriente, así como la frecuencia en un área del sistema, dichas mediciones son enviadas a concentradores de datos sincrofasoriales (Terjiza et al. 2011). Mediante un sistema de comunicación los datos son transmitidos a un servidor de datos en donde los sincrofasores son filtrados y analizados con el fin de:

- Lograr un menor tiempo de respuesta ante la ocurrencia de eventos que afecten la estabilidad del sistema.
- Tomar acciones correctivas más eficientes y confiables ante distintas contingencias o fallas en el sistema.
- Contar con información precisa del estado de operación del sistema en tiempo real, lo cual permite incrementar la capacidad y disponibilidad de transmisión y operar en condiciones cercanas a los límites operacionales.

La variación por fuera de los rangos normalizados de la frecuencia eléctrica, en el caso Colombiano el Centro Nacional de Despacho (CND), establece un rango entre 59.80 Hz y 60.20 Hz (Comisión de Regulación de Energía y Gas [CREG], 1995), generando la necesidad de implementar esquemas de acción remediales ante perturbaciones y contingencias con el fin de restablecerla a valores deseables. Dicha variación puede obedecer a diferentes causas como: pérdida de generadores, líneas de transmisión, aumento o disminución súbitos de cargas, conexión y/o desconexión de reactores y/o compensadores estáticos de reactiva VARS. Existen diversos métodos para regular el valor de la frecuencia y el más común es el esquema de desconexión automático de carga (EDAC) que consiste en remover usuarios del sistema (XM, 2012). Sin embargo, estas desconexiones generan malestar entre los usuarios, por esto, un sistema de protecciones de área amplia que permita reconocer tempranamente las causas y variaciones en el valor de la frecuencia minimizaría este tipo de situaciones que afectan la continuidad y calidad en la prestación del servicio eléctrico.

En Colombia, el Esquema de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia se estableció en el código de operación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG 025 del 1995 (CREG, 1995), el cual fue modificado en la CREG 061 del 1996 (CREG, 1996) , donde se definen los criterios para su diseño, actuación y responsables de la supervisión del esquema entre los que se encuentran el Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico (CNO), CND y el Centro Regional de Despacho (CRD), así mismo para dar cumplimiento a lo establecido en el código de operación se creó el Acuerdo CNO 631 del 2 de mayo del 2013 en el que se establecen fechas anuales para el estudio, pruebas, y modificaciones al esquema vigente (Consejo Nacional de Operación [CNO]. 2019).

Dada la importancia y actualidad de la temática, éste trabajo de grado se plantea con el fin de conocer los principios y el funcionamiento de los Sistemas de Protecciones de Área Amplia, para lo cual se realiza el diseño y simulación de un sistema WAP presentando un caso de estudio simulado en DIgSILENT Power Factory y Matlab. Se proponen eventos como fallas eléctricas y contingencias en: líneas de transmisión y generadores, esto con el fin de generar un desbalance de potencia entre carga–generación en el sistema que provoque la disminución de la frecuencia eléctrica, se proponen diferentes EDAC para regular su valor y que el sistema retorne a condiciones adecuadas de operación.

Este documento se estructura de la siguiente manera: en el capítulo 1 se presenta una introducción a los sistemas WAP, se describen los componentes que conforman su arquitectura y se adopta una arquitectura para el desarrollo del proyecto. Las características y normativas para el

Esquema de Desconexión Automático de Carga son presentados en este capítulo. En el capítulo 2 se describe el procedimiento para la simulación del WAP mediante Power Factory DIgSILENT y Matlab. El capítulo 3 presenta las características, resultados y análisis de la aplicación de una estrategia EDAC sobre dos sistemas y se realiza la simulación de diferentes escenarios de operación. En el capítulo 4 se evalúan las características de la simulación del sistema WAP. Finalmente se presentan las conclusiones.

Objetivos

Objetivo General

Diseñar y simular un Sistema de Protecciones de Área Amplia (WAP), incorporando medidores sincrofasoriales.

Objetivos Específicos

- Generar una arquitectura apropiada para el WAP, documentada a partir del estudio del estado del arte.
- Simular un sistema de transmisión de energía eléctrica analizando las mediciones fasoriales de voltaje, corriente y frecuencia en las Barras del sistema.
- Evaluar la respuesta de la arquitectura del WAP propuesta, considerando diferentes condiciones de operación y contingencias.

1. Generalidades de los Sistemas de Protecciones de Área Amplia

Los sistemas de Protección de Área Amplia surgen como una respuesta a las necesidades del sistema eléctrico moderno como lo son: cambios repentinos en las condiciones de operación del sistema debido al consumo desregulado de energía, nuevos patrones en los flujos de potencia, necesidad de operar el sistema cercano a sus límites operacionales, disminuir costos de operación y aumentar la confiabilidad en el suministro de energía, además del desarrollo de tecnologías en cuanto a medición, comunicación y procesamiento de datos que han permitido su desarrollo (Bertsch, J., Carnal, C., Karlsson, D., Mcdaniel. J. y Khoi V., 2005).

Este tipo de sistemas permite monitorear el estado de una red eléctrica de parte o de todo un país, e incluso de varios países interconectados, a partir de los sincrofasores de tensión y corriente del sistema. En caso de que se presenten eventos que ocasionen una gran perturbación en el sistema y pongan en riesgo su estabilidad, este puede ejecutar acciones remediales a fin de preservar la estabilidad mediante acciones rápidas sobre la carga o demás elementos de la red.

La diferencia entre un esquema de protección tradicional y un WAP es que mientras el sistema tradicional actúa para proteger un equipo de la red ante una falla u operación anómala, el sistema WAP actúa sobre todo el sistema, es decir, este actúa con el fin de evitar el colapso del sistema ante grandes perturbaciones y regresarlo a un punto operación de estable. Las perturbaciones que afectan toda o una amplia área del sistema y que pueden ocasionar la activación de las diferentes

acciones del WAP son mencionadas por Begovic, M., Nosovel D., Karlsson, D., Henville, C. y Michel, G., (2005) junto con sus principales causas:

- **Pérdida de sincronismo:** Este fenómeno se da cuando un grupo de generadores del sistema aumentan su velocidad de giro mientras que otros la disminuyen, lo que conlleva a que el sistema se separe en dos partes.
- **Inestabilidad de la tensión:** Es causado por las características de la carga del sistema, principalmente por el aumento o disminución súbitos de potencia reactiva, grandes desequilibrios carga-generación, falla y pérdida de elementos de la red. El colapso de la tensión se da cuando esta inestabilidad hace que disminuya significativamente en una amplia área de sistema.
- **Inestabilidad de la frecuencia:** Se presenta debido al aumento o disminución súbitos de carga, falla y pérdida de generación o líneas de transmisión, ocasiona operación incorrecta y disminución de la vida útil de generadores, motores y demás cargas del sistema que están diseñados para operar en determinados rangos de frecuencia.
- **Desconexión en cascada:** Este escenario se da generalmente después de ocurrida una falla lo que ocasiona el incremento de la cargabilidad de los demás elementos de la red, esto puede ocasionar daños a los equipos y desencadenar más fallas en el sistema.

Para estos escenarios es necesario diseñar esquemas de protección remedial de rápida acción, ya que si estas condiciones no son tratadas rápidamente pueden provocar el colapso total del sistema.

1.1 Arquitectura de un sistema de protecciones de área amplia

La arquitectura de un WAP depende de las necesidades y características particulares de cada sistema, estos elementos deben tener la capacidad de adquirir, transmitir, procesar y almacenar datos en tiempo real y cumplir además con las siguientes características (Cigre Australia, s.f):

- Escalabilidad: Capacidad de poder adaptarse al aumento del número de equipos de medición debido a la expansión de la red.
- Flexibilidad: El diseño debe ser flexible ante las limitaciones presupuestales, de operación y mantenimiento.
- Redundancia: La arquitectura debe proveer suficiente redundancia para evitar la falta de mediciones y pérdida de canales de comunicación que afecten su correcto funcionamiento.

En la figura 1-1, se muestra un esquema de la arquitectura general de un WAP, la cual es descrita por Cardenas, J., et al., (2019) y que puede utilizarse como base para la implementación de otros sistemas como: WAMPS, WAM, WAC, etc. Los principales componentes de esta arquitectura son presentados se presentan a continuación (Terjiza et al., 2011; Bertsch, et al., 2005; Rehtanz, C. y Bertsch, J., 2001):

- Unidades de Medición Sincrofásorial (PMU, por su nombre en inglés Phasor Measurement Unit)
- Concentradores de Datos Sincrofásoriales (PDC, por sus siglas en inglés Phasor Data Concentrator)

- Canales de Comunicación: Líneas de transmisión, fibra óptica, ethernet, etc.
- Aplicaciones.

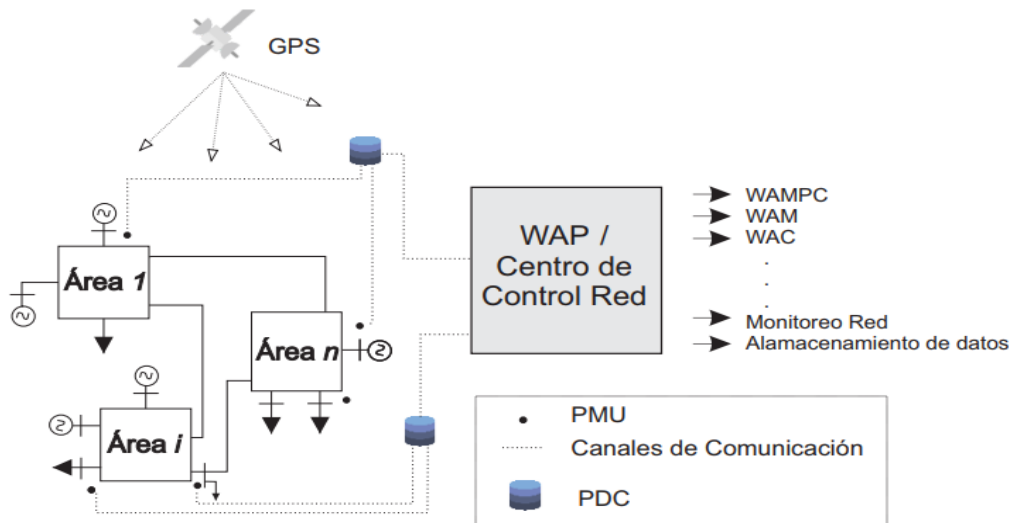


Figura 1-1. Arquitectura general de un WAP.

Las PMU son instaladas en diferentes áreas del sistema para obtener los sincrofasores de tensión y corriente, los cuales son sincronizados mediante el sistema global de posicionamiento GPS (Global System Position), los sincrofasores son enviados a los PDC en donde estos son organizados y enviados al centro de control para su análisis e implementación de acciones remediales del sistema WAP.

1.1.1 Unidades de medición sincrofasorial. Las PMU son definidas por Lozano, C., Castro, F., Ramirez, S., (2012) como un recurso tecnológico que faculta con gran precisión la observación del estado dinámico del sistema eléctrico de potencia. En la figura 1-2, se presenta un modelo actual de una PMU, esta corresponde a la marca ELSPEC modelo BlackBox G5PMU, cuyas dimensiones ancho: 21.5 cm, alto: 22.1 cm y profundidad: 29.1 cm (ELSPEC, s.f).



Figura 1-2. PMU de la marca ELSPEC modelo BlackBox G5PMU. Adaptado de ELSPEC, (s.f).

Acorde al Std Internacional IEEE C37.118 publicado por la IEEE Power & Energy Society, (2011), las unidades de medición sincrofasorial son equipos electrónicos capaces de estimar la representación fasorial de las componentes fundamentales de las ondas de tensión y corriente definidas de la forma:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) \quad (1.1)$$

Donde X_m es la amplitud de la señal, ω representa la frecuencia angular y ϕ es el ángulo de fase instantáneo relativo a una onda coseno en frecuencia nominal. En la figura 1-3, se representa la señal coseno de la ecuación 1.1 en el sistema polar de coordenadas, donde la amplitud X_m representa la magnitud de un vector cuyo ángulo es el argumento $\omega t + \phi$, a esta representación se le conoce como fasor (Ávalos G., 2018).

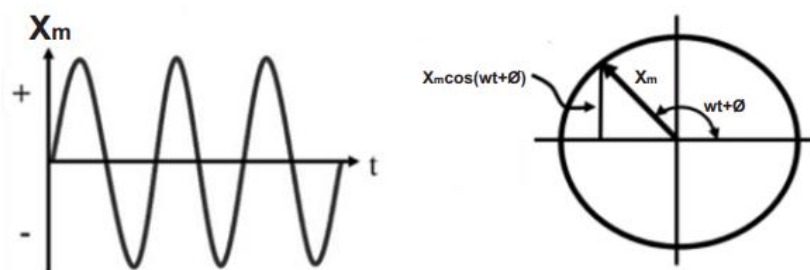


Figura 1-3. Representación gráfica fasor. Adoptado de Ávalos G, (2018).

Esta señal es comúnmente representada como el fasor X , el cual se presenta en la ecuación 1.2:

$$X = (X_m/\sqrt{2})e^{j\phi} \quad (1.2)$$

$$X = (X_m/\sqrt{2}) (\cos\phi + j\sin\phi)$$

$$X = X_r + jX_i$$

Donde la magnitud es el valor de la raíz media cuadrática (valor eficaz) $X_m/\sqrt{2}$ de la forma de onda, y los subíndices r y i indican las parte real e imaginaria de un valor complejo en componentes rectangulares. El valor de ϕ depende de la escala de tiempo, particularmente donde $t = 0$.

Los sincrofasores permiten realizar un análisis a detalle del comportamiento del sistema eléctrico debido a su tasa de muestreo de la red, una PMU se configura normalmente para que obtenga alrededor de 50 sincrofasores por segundo, o uno por ciclo eléctrico. Un sincrofasor es un fasor al cual se le asigna un punto de referencia absoluto proporcionado por el GPS, llamado

Tiempo Universal Coordinado (UTC) el cual es el instante del día en el meridiano de Greenwich (longitud 0°). Por lo tanto, los sincrofasores obtenidos por las PMU instaladas en diversos puntos del sistema con diferentes zonas horarias son etiquetados con mismo formato de tiempo para su análisis y procesamiento.

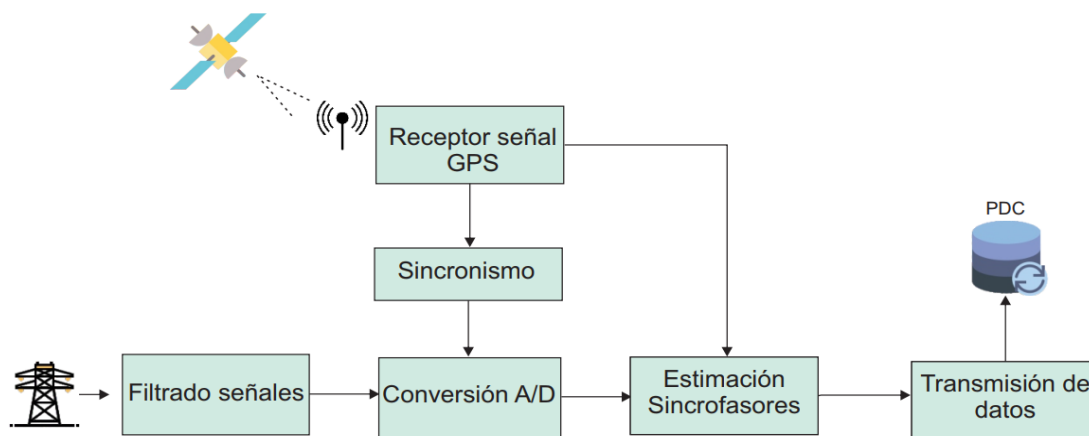


Figura 1-4. Proceso interno de una PMU.

En la figura 1-4, se ilustra el proceso de una PMU, inicialmente adquiere los datos de los bobinados secundarios de los transformadores de potencial (PT) y de los transformadores de corriente (CT), cuya función es transformar y aislar altas corrientes y tensiones a valores bajos de corriente o de tensión apropiados para la PMU, estas señales son filtradas a fin de evitar el traslapamiento. Posterior a esto, la PMU recibe la señal proporcionada por un GPS a fin de sincronizar la hora y ubicación del dispositivo, realiza conversión análogo – digital de las mediciones mediante la Transformada de Fourier o sus variantes y obtiene los fasores de tensión y corriente, a los cuales se impone una etiqueta de tiempo UTC. Los sincrofasores son enviados

mediante los canales de comunicación a un PDC (Terjiza et al. 2011; Dotta, D., Chow, J. y Bertagnolli, D., 2014).

El Std IEEE C37.118.1 – 2011 es un estándar para las mediciones sincrofasoriales en los sistemas de potencia, define las mediciones de sincrofasores, especifica los métodos para evaluar estas mediciones, estampa de tiempo, además brinda métodos para cuantificar las medidas, pruebas para garantizar las mediciones, límites de error para las pruebas y protocolos de comunicación de los datos en tiempo real (IEEE Power & Energy Society, 2011).

1.1.2 Concentradores de datos sincrofasoriales. Un concentrador de datos sincrofasoriales, de acuerdo con el estándar IEEE Std C37.244-2013 publicado por la IEEE Power & Energy Society, (2013) es un equipo cuya función es recibir, concentrar de forma coherente y alinear temporalmente por su estampa de tiempo, todos los sincrofasores provenientes de las PMUs y/o de otros PDCs para enviarlos a un PDC de mayor nivel jerárquico o a un software de aplicación para su análisis, como se muestra en la figura 1-5. Algunas funciones adicionales que puede realizar son:

- Comprobar la calidad de los datos fasoriales e identificar y marcar los flujos de datos correlacionados.
- Monitorear el conjunto de medidas de todo el sistema y mostrar los resultados.
- Incluir salidas especiales, interfaz directa para SCADA o para EMS.

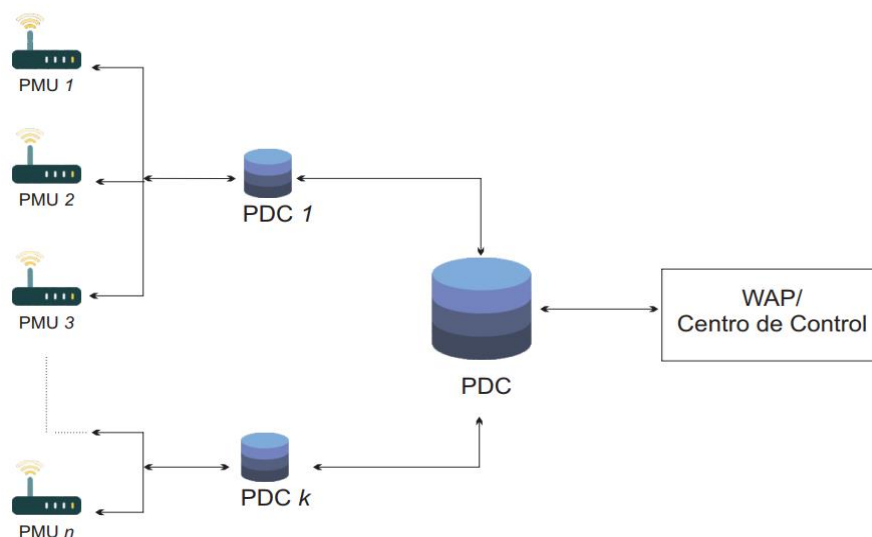


Figura 1-5: Esquema general de la arquitectura de un PDC.

En el estándar IEEE Std C37.244-2013 el cual presenta una Guía para los Requerimientos para los Concentradores de Datos Sincrofasoriales para Sistemas de Protección, Control y Monitoreo en donde se definen los requerimientos funcionales, de operación, de pruebas y comunicaciones de los PDC (IEEE Power & Energy Society, 2013).

Se debe ajustar el tiempo de espera de los PDC para la recepción y transferencia de datos, este debe tener la capacidad de marcar los datos faltantes y si son recibidos después de este tiempo descartarlos verificando la estampa de tiempo de cada sincrofasor.

1.1.3 Canales de comunicación. Existen diferentes canales para la transmisión del flujo de datos entre PMUs y PDCs, estos tienen un alto requerimiento en cuanto al ancho de banda, velocidad de transferencia de datos y latencia ya que el flujo de datos debe ser en tiempo real, los canales de comunicación más comunes son: fibra óptica, líneas de transmisión y Ethernet.

Cada uno de estos ofrece diferentes ventajas y desventajas: la fibra óptica es capaz de soportar grandes anchos de banda a altas velocidades de transmisión, las líneas de transmisión eléctrica es una red ya existente, solo es necesario la conexión en serie de trampas de onda en los extremos de cada línea para captar la información, sin embargo, no es muy empleado actualmente, y el ethernet el cual permite transferir los datos través del sistema de cómputo local.

1.1.4 Aplicaciones de un WAP. La incorporación de los PMU y PDC en un Sistema de Protecciones de Área Amplia, como se menciona en (Terjiza et al., 2011; Bertsch, et al., 2005):

- Monitorear en tiempo real del sistema: un WAP permite tener una vista completa del estado de la red eléctrica: tensión, corriente, frecuencia, y determinar los flujos de potencia y cargabilidad de los elementos de la red.
- Almacenamiento de datos: con la centralización de la información, es posible realizar el almacenamiento histórico del estado y operación de la red, siendo de especial interés los eventos que causan una gran perturbación en el sistema. El análisis posterior de estos eventos permite estudiar el comportamiento de la red, determinar el origen y posibles causas, con esto se pueden establecer patrones de comportamiento de la red y generar estrategias para minimizar a futuro los efectos de estos eventos en el sistema.

Ante la ocurrencia de eventos que afecten la estabilidad del sistema, un WAP puede ejecutar acciones remediales como: separar de manera controlada el sistema en islas que tengan un balance

entre generación y carga, esquemas de desconexión automática de cargas por baja frecuencia o por baja tensión, desconexión de generadores, añadir compensadores VAR, coordinar los relés y controles del sistema (Begovic, M., Nosovel D., Karlsson, D., Henville, C. y Michel, G., 2005). La implementación de estos esquemas depende de la topología y características de cada sistema particular.

1.2 Arquitectura WAP adoptada

La arquitectura adoptada para el WAP se presenta en la figura 1-6. Esta incorpora las PMU, lo ideal es instalar una en todas las barras del sistema, sin embargo, debido a las restricciones económicas y a la magnitud del tamaño de los sistemas de potencia actuales, se deben instalar estratégicamente al largo de las barras del sistema para lograr que todo el sistema sea observable.

Los sincrofasores obtenidos por las PMU son enviados a un PDC, debido a que los sistemas de potencia de interés para la aplicación de un WAP son muy extensos, se deben emplear diferentes PDC para recopilar los sincrofasores, estos enviaran la información a un PDC de mayor nivel jerárquico. Se emplean diferentes canales de comunicación: líneas de transmisión, ethernet y fibra óptica, esto con el fin de incorporar la tecnología existente.

Finalmente, los sincrofasores de todo el sistema son utilizados para: monitoreo en tiempo real de la red, almacenamiento de datos para su análisis posterior y la aplicación del esquema de acción

remedial, el cual para este trabajo corresponde a un Esquema de Desconexión Automático de Carga por baja frecuencia y se describe en el siguiente subíndice.

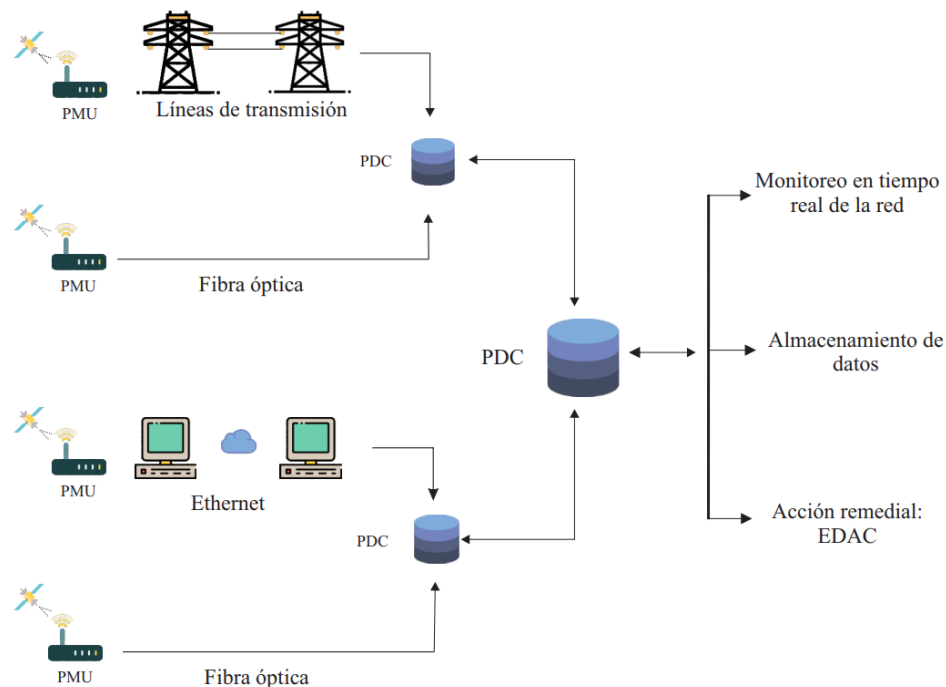


Figura 1-6. Arquitectura WAP adoptada.

1.3 Esquema de desconexión automático de cargas

La variación de frecuencia eléctrica en un sistema de potencia se da cuando hay un desbalance entre la potencia generada y consumida en el sistema, está directamente relacionada con la velocidad de giro de los generadores, los cuales en condiciones de operación normal giran en sincronismo. Se pueden dar dos casos, el primero es que la carga sea mayor que la generación, ocasionando que la frecuencia disminuya, y el segundo es que la carga sea menor que la generación

con lo que la frecuencia eléctrica en el sistema aumenta (Ledesma P., 2008) y pueden ser ocasionadas por perturbaciones en la red eléctrica causadas por eventos como:

- Fallas eléctricas
- Pérdida de líneas de transmisión
- Pérdida de generación
- Aumento o disminución súbitos de carga
- Conexión y/o desconexión de reactores y/o compensadores estáticos de reactiva VARS.

Las cargas conectadas a la red, residencial e industrial cuentan con equipos que están diseñadas para operar a una frecuencia nominal, en el caso de Colombia a 60 Hz, si su valor se encuentra fuera de los rangos permitidos por el CND en un rango entre 59.80 Hz y 60.20 Hz (CREG, 1995), estos equipos pueden operar incorrectamente: sobrecalentarse, disminuir su vida útil y el caso de motores, girar a velocidades diferentes a las que fueron diseñados, afectando su funcionamiento. Existen diferentes métodos para regular la frecuencia en el sistema, los cuales son presentados por Ledesma P., (2008) y se pueden dividir en 3 tipos:

- Regulación de frecuencia primario: Es el más rápido, operando en un margen de tiempo de entre 2 y 20 segundos. Actúa de forma local en cada generador síncrono, atendiendo a la velocidad de giro del eje. La rapidez de este control está limitada por la propia inercia de los generadores.

- Regulación de frecuencia secundario: opera en un margen de tiempo de entre 20 segundos y 2 minutos. Actúa en el ámbito del área de control, atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia con las áreas vecinas.
- Regulación de frecuencia terciario: Opera en un margen de tiempo superior a 10 minutos. Actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando un reparto de cargas optimizado que asegure suficientes reservas de energía.

El Esquema de Desconexión Automático de Carga, es el último recurso que se utiliza para evitar el colapso de la red cuando la caída de frecuencia es tan rápida que no puede ser compensada por los mecanismos de regulación primario y secundario, el EDAC consiste en la desconexión selectiva y automática de cargas del sistema a fin de restablecer el balance entre la carga-generación, este proceso debe realizarse en diferentes etapas, ya que si se desconecta una cantidad abrupta de carga puede causar sobrevoltajes y cambios abruptos en la frecuencia (Ledesma P., 2008; Céspedes, R., Respetrepo, B. y Roa, H., 1984).

La CREG 061 de 1996 (CREG, 1996) establece que:

Cuando el Sistema Interconectado Nacional (SIN) enfrente un evento transitorio de frecuencia originado por un desbalance entre la generación y carga, por la pérdida de unidades generadores o fraccionamiento de la red, se mantendrá la frecuencia en sus valores operativos con el esquema de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia. Este esquema se diseña con los siguientes criterios:

- El disparo de la unidad de mayor capacidad del sistema no deberá activar la primera etapa de desconexión.
- En ningún momento la frecuencia podrá ser inferior a 57.5 Hz. Esta restricción la establecen las unidades térmicas, las cuales no podrán operar por debajo de esta frecuencia un tiempo superior a 48 segundos durante su vida útil.
- En contingencias se debe minimizar el tiempo que la frecuencia permanezca por debajo de 58.5 Hz, para evitar la pérdida de vida útil de las plantas térmicas. Según recomendación de fabricantes estas plantas pueden operar con esta frecuencia hasta 30 minutos durante toda su vida útil.
- Después de 10 segundos de ocurrido un evento, la frecuencia del sistema deberá estar por encima del umbral de la primera etapa del esquema de Desconexión Automática de Carga.
- Se deberá optimizar la cantidad de carga a desconectar en eventos, evitando al máximo la sobrefrecuencia, es decir, frecuencias superiores a 60 Hz después de ocurrido un evento.

Establece además que cada empresa distribuidora habilitará hasta el 60% de su demanda para ser desconectada por relés de baja frecuencia, con el fin de que el SIN pueda soportar la salida de grandes plantas de generación y se eviten, en lo posible, colapsos totales.

El Esquema de Deslastre Automático de Carga EDAC por baja frecuencia para el año 2019 fue aprobado mediante el Acuerdo 1146 del 2019 del CNO (CNO, 2019) y cubre un 40% del total de la demanda, distribuido en 8 etapas de 5% el cual se presenta en la tabla 1-1.

Las cargas seleccionadas para la desconexión durante el EDAC no deben ser cargas prioritarias como hospitales, instituciones educativas e industrias químicas.

Tabla 1-1.

EDAC vigente en Colombia 2019.

ETAPA	Ajustes Umbral		Desconexión de	Ajustes df/dt		
	Frecuencia [Hz]	Retardo Intencional [ms]		Frecuencia [Hz]	df/dt [Hz/s]	Retardo Intencional [ms]
1	59.4	200	5			
2	59.2	200	5			
3	59.0	400	5			
4	58.8	400	5			
5	58.6	600	5			
6	58.6	1000	5			
7	58.4	2000	5	58	-0.3	200
8	58.4	4000	5	58	-0.2	400

El EDAC es revisado y actualizado todos los años, XM publica anualmente la Revisión y actualización del EDAC por baja frecuencia del SIN (XM, 2012; XM, 2017) en los que se presentan los eventos que causaron la activación del EDAC y el comportamiento de la frecuencia eléctrica durante su actuación, de igual manera, se presentan eventos teóricos para observar cómo se comportaría el esquema, se realizan las conclusiones y recomendaciones correspondientes para validar el esquema actual.

2. Simulación de un WAP en un Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica

En este capítulo se presentan la arquitectura y la metodología propuesta para la simulación de un WAP para protección por baja frecuencia de un sistema de transmisión, mediante Matlab y DIgSILENT Power Factory. En DIgSILENT Power Factory se realiza una simulación EMT de la red, cuyas mediciones son enviadas, mediante una interfaz de comunicación, cada 20 ms de simulación a Matlab en donde son analizadas y se ejecuta un algoritmo de decisión para la activación de las etapas del EDAC. Con los resultados se realimenta y modifica la simulación EMT en DIgSILENT para obtener la característica de respuesta de la frecuencia eléctrica del sistema ante la activación del EDAC.

2.1 Interfaz de comunicación entre Matlab y Digsilent Power Factory

Matlab es un software ampliamente conocido que permite realizar complejos análisis y cálculos matemáticos de manera rápida y sencilla. DIgSILENT Power Factory es un software para el análisis de sistemas de energía. Abarca una gama completa de funcionalidades, desde características estándar hasta aplicaciones altamente sofisticadas y avanzadas que incluyen energía eólica, generación distribuida, simulación en tiempo real y monitoreo del rendimiento para pruebas y supervisión del sistema (Power Factory DIGSILENT, s.f).

La simulación del WAP propuesto utiliza los softwares DIgSILENT Power Factory y Matlab, y entre estos se establece una interfaz de comunicación. En la figura 2-1, se representa el esquema conceptual del proceso para la implementación de la comunicación entre los dos programas.

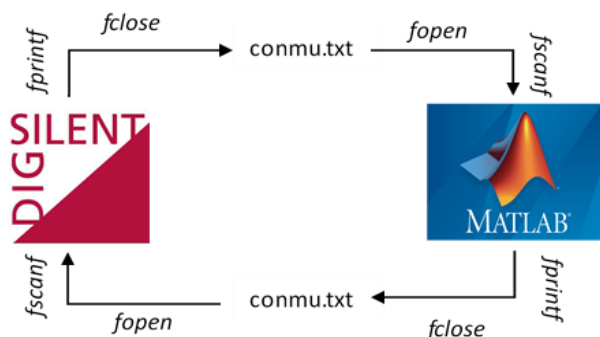


Figura 2-1. Esquema conceptual de la interfaz de comunicación.

Para establecer esta interfaz de comunicación es necesario crear un script tanto en Matlab como en DIgSILENT. En este último se emplea el lenguaje de programación DPL. En la documentación técnica de DIgSILENT se encuentra el DPL tutorial (Power Factory DIgSILENT, 2013), este documento permite familiarizarse con el lenguaje y presenta las diferentes funciones, características y ejemplos para automatizar rutinas, ejecutar flujos de potencia, contingencias, cortos circuitos, eventos de desconexión, modificar las variables de simulaciones, acceder a las variables de cálculo y resultados, realizar gráficas, exportar e importar archivos con resultados o con variables, etc.

La interfaz se establece mediante un archivo en formato txt llamado “conmu.txt” el cual actúa como bandera e indica cuál de los programas debe ejecutar su rutina o esperar. Los dos programas pueden leer este archivo, cambiar la variable y exportarlo nuevamente.

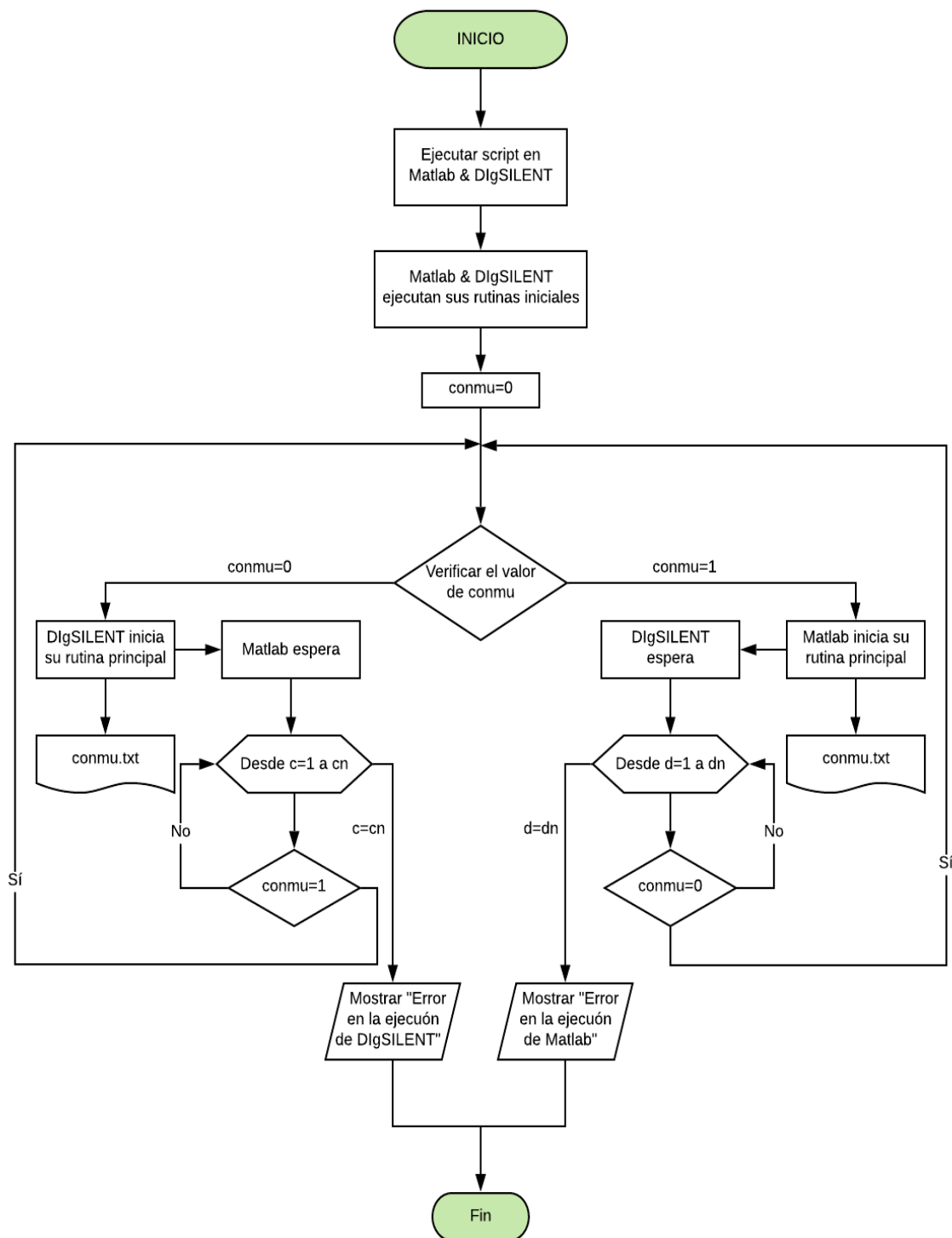


Figura 2-2. Diagrama de flujo principal de la interfaz de comunicación.

En la figura 2-2, se observa el diagrama de flujo para la interfaz de comunicación. Inicialmente se ejecuta el script en Matlab y DIgSILENT, y estos ejecutan su rutina inicial para definir variables y elementos, se establece el valor de *conmu* en 0, posterior a esto ambos programas verifican el valor del archivo bandera, si este se encuentra en 0, DIgSILENT inicia su rutina de simulación, a su vez, Matlab inicia un ciclo de espera, si al terminar este ciclo el valor de *conmu.txt* sigue en 0, es porque hubo un error y se finaliza la simulación, cuando DIgSILENT termina su rutina, actualiza el archivo *conmmu.txt* con un valor de 1. Por otro lado, si el valor de *conmu* es 1, Matlab inicia su rutina y DIgSILENT inicia un ciclo de espera, si al terminar este ciclo el valor del archivo bandera continua en 1 se asume se presentó un error y se finaliza la simulación, cuando Matlab finaliza su rutina, actualiza el valor del archivo *conmmu.txt* a 0, y así este ciclo se repite hasta que la simulación sea detenida por el usuario.

2.2 Metodología propuesta para la simulación del WAP

En el numeral 1.2 se propuso una arquitectura para el WAP y su simulación se realiza siguiendo la siguiente metodología. En ambos programas se crean scripts que permitan ejecutar rutinas de acuerdo a las funciones de cada software y por medio de estos se establece la interfaz de comunicación, como se explicó en el subíndice anterior, de igual manera, en la figura 2-2, se observa que se ejecutan los scripts en Matlab y en DIgSILENT, y se ejecutan las rutinas iniciales. Posteriormente se verifica el valor de *conmu* para determinar cual de los dos programas ejecuta su rutina principal, la cual se repite ciclicamente.

2.2.1 Rutinas iniciales Matlab y DIgSILENT. Estas corresponden a la parte del script tanto de Matlab como en DIgSILENT que se ejecuta solo una vez y realizan la declaración e inicialización de archivos, variables y elementos.

2.2.1.1 Rutina inicial de Matlab. Se encarga de borrar las variables que se encuentren en Matlab y limpiar la ventana de comandos, inicializa en 0 todas las variables, define el valor de comnu en 0 y lo escribe en el archivo comnu.txt además inicializa las variables asociadas a la lógica de decisión y estado del EDAC.

2.2.1.2 Rutina inicial de DIgSILENT. Esta rutina ejecuta diferentes funciones, como declarar y definir los elementos de la red cuyas variables se deseen utilizar dentro del script, identificar y exportar las características de los equipos de medición, crear eventos para generar perturbaciones en el sistema y de desconexión para el EDAC.

- **Declarar y definir los elementos de la red:** Todos elementos de la red eléctrica, los cuales se desee modificar sus variables y/o conocer resultados durante la simulación, deben ser declarados en esta rutina, para ellos se debe conocer su nombre y variables.

- **Exportar las características de los CTs y PTs:** una vez declarados los grupos de CTs y PTs en el script, se utilizan la función *Count()* con la que se obtiene el número de CTs y PTs instalados en la red y con las variables *loc_name* y *ptapset* se extraen el nombre y la relación de transformación (CTR y PTR). Esta información se escribe en dos archivos: *CTinf.csv* y *PTinf.csv*, los cuales son exportados para que Matlab acondicione en base a esto las dimensiones de las

matrices para procesar y almacenar la información, este proceso se ilustra en la figura 2-3. La relación de transformación de los transformadores de medida, una vez estimados los sincrofasores, permite determinar la magnitud registrada en el primario del equipo para el monitoreo de la red.

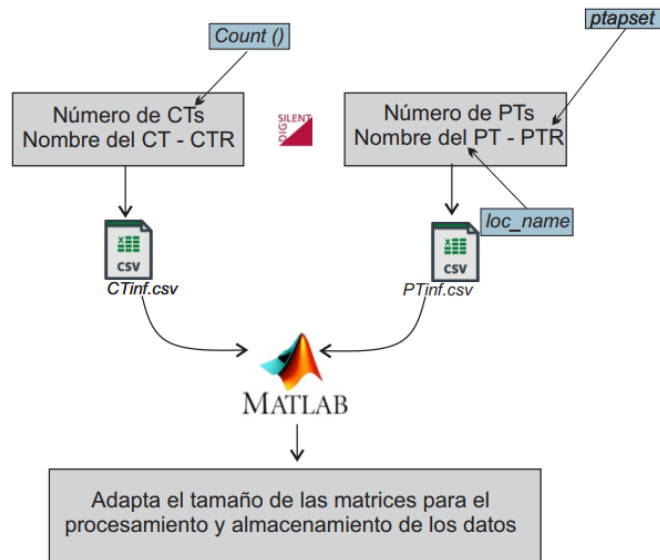


Figura 2-3. Proceso para el envío de información CTs y PTs a Matlab.

- **Crear eventos para la simulación:** En esta sección se deben crear los eventos para generar perturbaciones en el sistema, como fallas eléctricas y pérdida de elementos, las fallas eléctricas se definen mediante los eventos tipo *EvtShc*, se define el elemento sobre el cual se simulará la falla, el tiempo en que ejecutará, la duración de este, y en caso de las líneas de transmisión, la longitud se presentará la falla. Los eventos tipo *EvtSwitch* permiten ejecutar eventos de desconexión de elementos de la red, de igual manera se define el elemento sobre el cual actuará y el tiempo en que se ejecutará el evento.

2.2.2 Rutina principal Matlab y DIgSILENT. Estas rutinas corresponden a aquellas que se repiten cíclicamente, en la figura 2-4, se observa que este inicia con la simulación EMT y la

adquisición de las mediciones instantáneas de tensión y corriente en las barras del sistema, las cuales son exportados en los archivos *medCT.csv* y *medPT.csv* por DIGSILENT, estos archivos son leídos por Matlab en donde se realiza la estimación de los sincrofasores, el cálculo de la frecuencia eléctrica y se implementa una lógica de decisión para la activación de las diferentes etapas del EDAC, cuyo estado se exporta en el archivo *EDAC.txt*. Este archivo es leído por DIGSILENT y en caso de que se haya activado alguna etapa, se ejecutan los eventos de desconexión de carga asociados y se continua con la simulación EMT. Este ciclo se repite cada 20 ms de simulación EMT.

2.2.2.1 Adquisición mediciones instantáneas de tensión y corriente. Inicialmente se modela en DIGSILENT el sistema eléctrico y se verifica que los flujos de potencia converjan en operación normal y ante contingencias N-1. Para la adquisición de las señales con las mediciones instantáneas de tensión y corriente, se debe dimensionar e instalar los equipos de medición: PTs y CTs en las barras del sistema, para este caso se asumieron valores tomando como referencia norma IEC 60044 en la cual se dan los requerimientos para la selección de estos tipos de transformadores de medida.

Mediante el lenguaje DPL en DIGSILENT se define una simulación de Transitorios Electromagnéticos en el dominio del tiempo (EMT) la cual permite conocer la respuesta instantánea de un sistema eléctrico ante un cambio repentino de su estado inicial a un estado diferente o final. Es necesario agregar en el script un elemento denominado *ComRes*, el cual permite exportar los resultados obtenidos durante la simulación.

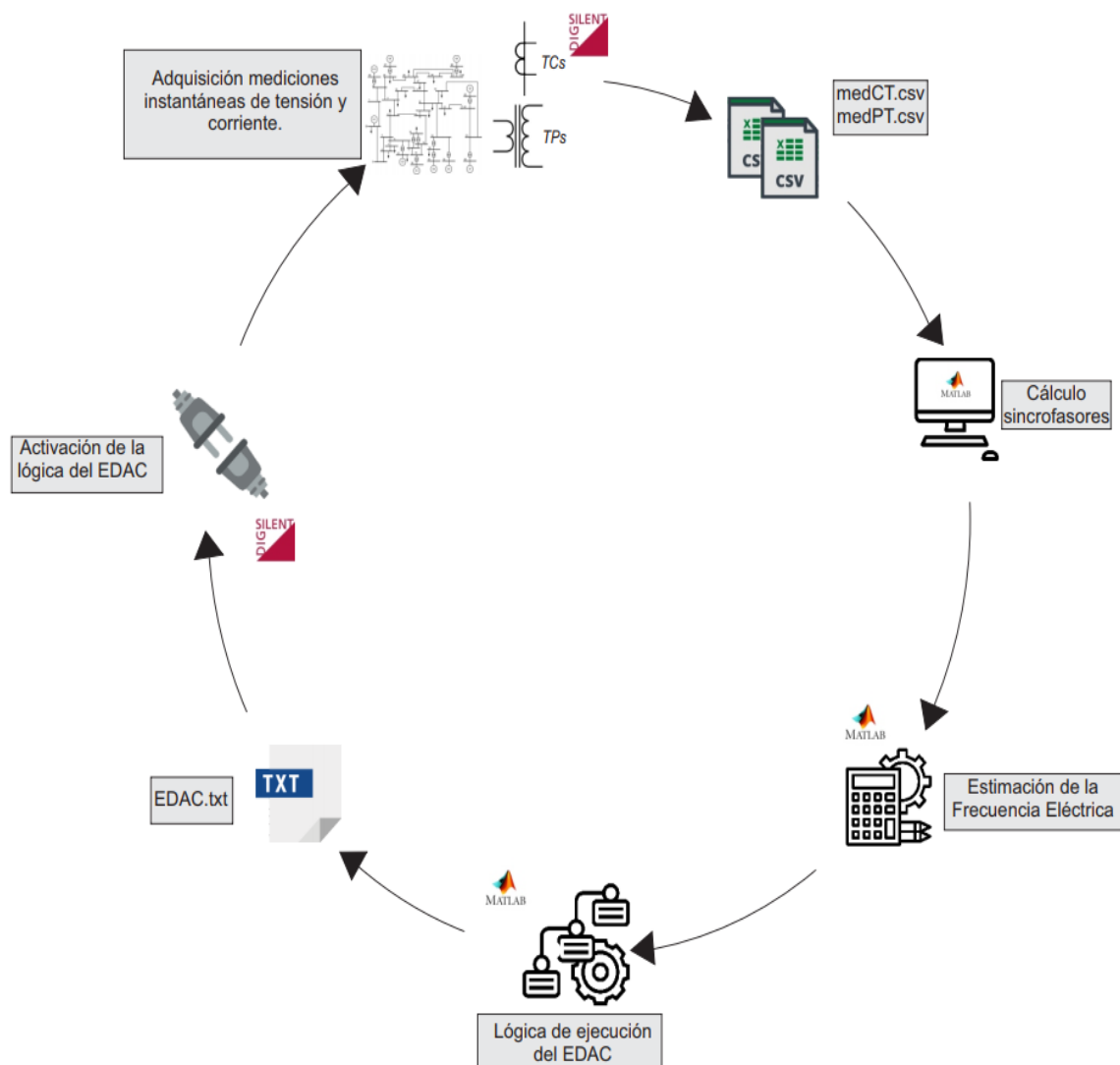


Figura 2-4. Esquema de la metodología propuesta para la simulación del WAP.

Se emplean dos elementos *ComRes*, uno para los CTs y otro para los PTs, con los que se seleccionan las mediciones de tensión y corriente registrados en los devanados secundarios de los transformadores de medida. Los resultados se pueden exportar en diferentes formatos, en los que se encuentran archivos *txt* o *csv*, otra característica importante es que permite exportar estos resultados dentro de un intervalo de tiempo definido por el usuario, se establece que se exporten en intervalos de 20 ms de simulación EMT.

En la figura 2-5, se observa el orden en que son exportadas las mediciones instantáneas de los PTs. En la primera columna se encuentra el tiempo en segundos de la simulación EMT, y en las siguientes columnas las mediciones de los devanados secundarios de cada PT en orden fase A, B y C.

Mediciones instantáneas de los PTs, se indica el nombre del PT y la fase correspondiente: A, B y C.

All calculations	Cub_2\PTa @BUS1	Cub_2\PTa @BUS1	Cub_2\PTa @BUS1	Cub_2\PTb @BUS2
Time in s	Secondary Voltage A in V	Secondary Voltage B in V	Secondary Voltage C in V	Secondary Voltage A in V
0,000000	93,407205	-46,703603	-46,703603	93,298443
0,000100	93,340573	-43,621555	-49,719018	92,732440
0,000200	93,141337	-40,477539	-52,663797	92,034705
0,000300	92,809789	-37,276019	-55,533770	91,206228
0,000400	92,346395	-34,021540	-58,324855	90,248177
0,000500	91,751807	-30,718726	-61,033081	89,161919
0,000600	91,026870	-27,372268	-63,654602	87,949002
0,000700	90,172608	-23,986918	-66,185690	86,611139
0,000800	89,190225	-20,567486	-68,622738	85,150215
0,000900	88,081100	-17,118832	-70,962268	83,568316
0,001000	86,846808	-13,645856	-73,200952	81,867711
0,001100	85,489116	-10,153490	-75,335626	80,050824
0,001200	84,009967	-6,646693	-77,363274	78,120231
0,001300	82,411463	-3,130445	-79,281018	76,078679
0,001400	80,695868	0,390258	-81,086126	73,929073
0,001500	78,865613	3,910415	-82,776028	71,674453
0,001600	76,923300	7,425023	-84,348323	69,317994
0,001700	74,871688	10,929089	-85,800777	66,863025

Tiempo de la simulación EMT, en intervalos de 20 ms

Figura 2-5. Formato archivo MedPT con las mediciones de tensión de los PT.

El proceso de filtrado de las señales adquiridas por los transformadores de medida se realiza definiendo dentro del script los pasos de tiempo en los que avance la simulación EMT mediante la variable $dtemt$. Se desea emplear una frecuencia de muestreo de $f_s = 10$ [kHz] lo que implica un

periodo de muestreo $T_s = \frac{1}{f_s} = 0.0001$ [s], es decir, obtener una muestra cada 0.0001 [s] de todas las señales de tensión corriente obtenidas en los devanados secundarios de los CT y PT, como se observa en la parte derecha de la figura 2-6. Se define la variable $dtemt=0.0001$.

DIGSILENT inicia la simulación EMT y cada 20 [ms] se ejecutan los dos elementos *ComRes* con lo que se exportan dos archivos: *medCT.csv* y *medPT.csv*, los archivos son leídos por Matlab, este ejecuta su rutina principal y mediante la interfaz de comunicación descrita en el subíndice 2.1, indica a DIGSILENT para que continúe con la simulación EMT otros 20 ms y repita el proceso descrito.

2.2.2.2 Cálculo sincrofasores de tensión y corriente. Para el cálculo de los sincrofasores se analiza las muestras correspondientes a un ciclo de las señales de tensión y corriente, luego se aplica la Transformada Discreta de Fourier (DTF) para obtener los fasores, a los cuales se les asocia una estampa de tiempo para obtener finalmente los sincrofasores.

Matlab lee los archivos exportados por DIGSILENT con las mediciones instantáneas de los PTs y CTs los cuales contienen 200 muestras por señal y toma las muestras correspondientes a un ciclo de cada señal, un ciclo de una señal con una frecuencia nominal de $f_m = 60$ [Hz] es $T_m = 0.0167$ [s] por lo que entonces se toman las primeras 167 de las 200 muestras como se observa en parte izquierda la figura 2-6, la cual corresponde a una señal de tensión reconstruida en Matlab a partir de las mediciones exportadas por DIGSILENT al cual tiene 200 muestras, pero para el cálculo se los sincrofasores se toman 167 muestras, correspondientes a un ciclo completo de la señal.

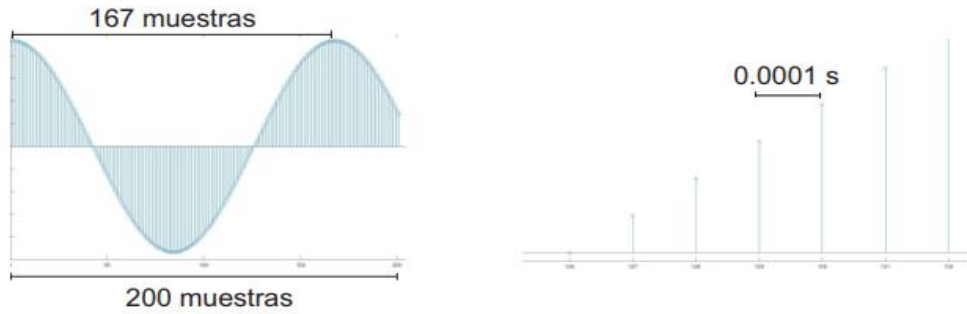


Figura 2-6. Señal de tensión reconstruida en Matlab.

La estimación de los fasores se realiza mediante la Transformada Discreta de Fourier, esta enfatiza en el cálculo de la envolvente compleja, así como de sus derivadas en cada una de las frecuencias armónicas para ofrecer estimaciones más precisas en condiciones oscilatorias. A continuación, se presenta la matriz de Fourier W_N y sus factores de fase armónicos $w_N^h = e^{j2\pi h/N}$ en cada vector $h = 0, 1, 2, \dots, N - 1$. en donde N es el número de muestras por ciclo (García D., 2011; De la O Serna, Ramírez, J., Zamora, A., Arrieta, M., 2016).

$$W_N = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & \dots & 1 \\ 1 & w_N & w_N^2 & \dots & w_N^{(N-1)} \\ 1 & w_N^2 & w_N^4 & \dots & w_N^{2(N-1)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & w_N^{(N-1)} & w_N^{2(N-1)} & \dots & w_N^{(N-1)^2} \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Aplicando la ecuación 2.2, conocida como de análisis multivariable de la Transformada Discreta de Fourier (DFT), los coeficientes de Fourier ($\hat{\xi}$) son obtenidos para un conjunto de m señales y s son los vectores columna con las muestras de las mediciones de los CTs y PTs correspondientes a un ciclo de cada señal.

$$[\hat{\xi}_1 \quad \hat{\xi}_2 \quad \cdots \quad \hat{\xi}_m] = W_N[s_1 \quad s_2 \quad \cdots \quad s_m] \quad (2.2)$$

Los parámetros de los fasores, amplitud $\hat{a}$ y la fase $\hat{\phi}$ se obtienen como se muestra a continuación en la ecuación 3.3 y se toma únicamente el fasor del armónico principal:

$$\hat{a} = |\hat{\xi}| \quad (2.3)$$

$$\hat{\phi} = \angle \hat{\xi}$$

En cuanto se obtiene los fasores, mediante la función *TimeZone*, *datetime*, y *posixtime* de Matlab se le asigna a cada fasor una etiqueta de tiempo UTC. La función *TimeZone* permite establecer el lugar donde se obtiene la medición, *TimeZone*='America/Bogota', con la función *datetime* la hora y fecha actual del sistema *datetime(now)*= d-MMM-y HH:mm:s (día-mes-año hora-minuto-segundo) y *posixtime* convierte la hora y fecha obtenida con *datetime* a formato UTC. De esta manera se obtienen los sincrofasores de tensión y corriente los cuales son almacenados por fila en una matriz, a cada fila se le asigna una estampa de tiempo UTC, la cual corresponde al instante en que son calculados los fasores.

2.2.2.3 Estimación de la frecuencia eléctrica. Una PMU debe tener la capacidad de calcular la frecuencia eléctrica $f(t)$, la cual se define matemáticamente como la derivada de la fase angular $w(t)$ respecto al tiempo como se muestra en la ecuación 2.4:

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{dw(t)}{dt} \quad (2.4)$$

El argumento de la señal de coseno presentada en la ecuación 1.1 se puede reescribir de la forma $wt + \phi(t) = 2\pi f_m t + \phi(t) = 2\pi(f_m t + \phi(t)/2\pi)$, donde f_m es la frecuencia nominal del sistema. La fórmula de la frecuencia eléctrica se puede entonces reescribir como se presenta continuación la ecuación 2.5:

$$f(t) = f_m + \frac{d[\frac{\phi(t)}{2\pi}]}{dt} = f_m + \Delta f(t) \quad (2.5)$$

En donde $\Delta f(t)$ es la desviación de la frecuencia de su valor nominal (IEEE Power & Energy Society, 2011).

Para el cálculo de la frecuencia eléctrica, de acuerdo a lo presentado por Dotta, D., Chow, J., Bertagnolli, D., (2014) y Jain, A., Bhardawaj. A., Kumar, S., Bhullar, S., (2018), se toman los sincrofasores de tensión obtenidos en el numeral anterior. Mediante el método de las componentes simétricas se calcula la secuencia positiva U_{a1} de los fasores de tensión obtenidos por las PMU instaladas a lo largo del sistema, en la ecuación 2.6 se presenta la fórmula para el cálculo de la U_{a1} :

$$U_{a1} = \frac{1}{3}(U_a + a U_b + a^2 U_c) \quad (2.6)$$

En donde U_a , U_b y U_c son los fasores de la fase A, B y C obtenidos por cada PMU, y a es el vector operador de giro y equivale a $e^{j2\pi/3}$.

El cálculo de $\Delta f(t)$ se calcula a partir de la diferencia angular entre los fasores de tensión de secuencia positiva obtenidos cada 20 ms de simulación EMT. En la ecuación 2.7 se presenta dicho calculo:

$$\Delta f(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{\angle U_{a1}^{iter-1} - \angle U_{a1}^{iter}}{\Delta t} \quad (2.7)$$

Donde $\angle U_{a1}^{iter-1}$ es el ángulo de U_{a1} obtenido y almacenado por Matlab inmediatamente anterior a $\angle U_{a1}^{iter}$ el cual corresponde al último ciclo de las señales procesado en Matlab e $iter$ indica el número de ciclos procesados. La ventana de tiempo Δt es la diferencia de tiempo que hay entre estos dos fasores la cual es 20 ms.

La frecuencia promedio del sistema se obtiene tomando la frecuencia calculada anteriormente en cada una de las barras del sistema y se obtiene su promedio. Este valor de f se actualiza con cada ciclo que se procese en Matlab.

2.2.2.4 Lógica de accionamiento del EDAC. La estrategia de EDAC que se desarrolla para la regulación de la frecuencia eléctrica del sistema, se encuentra compuesta por 6 etapas, en la tabla 2-1, se presentan el valor umbral de frecuencia y el retardo intencional para la actuación de cada etapa.

Los valores umbrales de frecuencia para la activación de las etapas del EDAC se tomaron en base al esquema actual vigente en Colombia (CNO, 2019), y a los criterios de la CREG 061 de 1996 (CREG, 1996), se considera un retardo intencional debido al tiempo necesario para realizar, enviar y procesar una medida y el tiempo de respuesta que tarda la apertura de un interruptor, se considera un tiempo mínimo para este proceso de 40 ms.

Tabla 2-1.

Valor umbral de frecuencia y retardo intencional EDAC.

Ajustes Umbral		
ETAPA	Frecuencia [Hz]	
	Retardo Intencional [ms]	
1	59.4	40
2	59.2	40
3	59	60
4	58.8	60
5	58.6	80
6	58.4	80

El porcentaje de carga a desconectar en cada etapa se varia a fin de poder evaluar cual presenta un mejor resultado restableciendo la frecuencia a valores estables, los cuales se presentan en el siguiente capítulo. Los eventos de desconexión de carga en el sistema se definen en la rutina inicial de DIGSILENT.

La lógica de decisión para la activación de una etapa del EDAC se realiza en base al valor calculado de frecuencia eléctrica descrito en la sección 2.2.2.3. El algoritmo de decisión se basa en condicionales que compara el valor de la frecuencia calculada con el valor umbral de cada una de las diferentes etapas, en la figura 2-7, se presenta una gráfica con los valores umbrales, si la frecuencia eléctrica se encuentra por debajo de estos umbrales, Matlab lo registra y espera el retardo intencional para su ejecución.

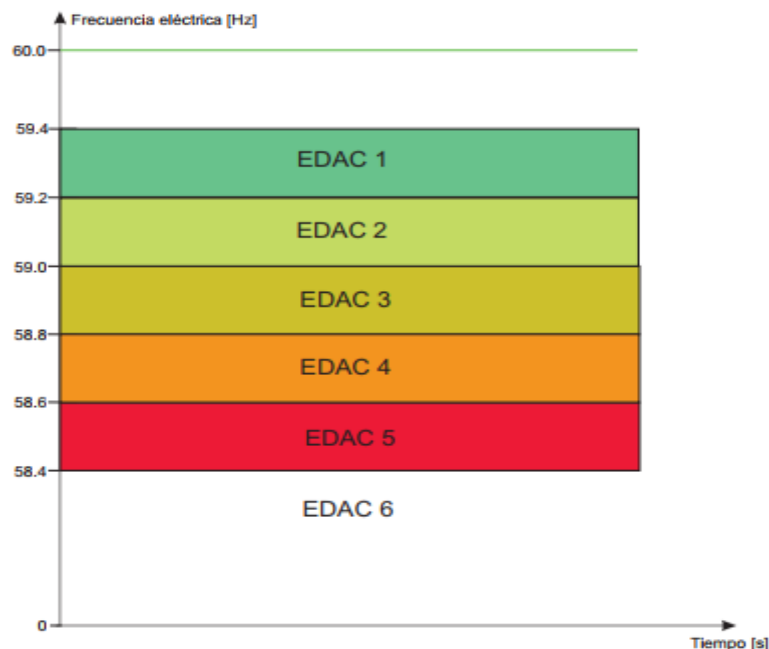


Figura 2-7. Umbrales de frecuencia para la activación del EDAC.

Al activarse una etapa del EDAC, Matlab escribe y exporta en el archivo EDAC.txt el estado de las etapas en donde 0 es inactiva y 1 activa, en la tabla 2-2, se muestra el orden de escritura en este archivo. Solo puede estar una etapa activa a la vez, y la activación de esta depende del estado de las etapas anteriores, por ejemplo, para que se active la etapa EDAC 2, debió de haber sido ya activada la etapa EDAC 1.

Tabla 2-2.

Formato de escritura estado de las etapas del EDAC.

EDAC 1	EDAC 2	EDAC 3	EDAC 4	EDAC 5	EDAC 6
0	0	0	0	0	0

2.2.2.5 Activación del accionamiento del EDAC. El archivo EDAC.txt es leído por DIgSILENT, este verifica el estado de cada una de las etapas y en caso de que alguna se encuentre activa ejecutan los eventos de desconexión de carga asociados a la etapa.

Los eventos de desconexión actúan sobre el interruptor de las cargas, y son definidos en la rutina inicial de DIgSILENT. Se especifica el interruptor asociado a la carga mediante la variable *p_{target}*, además se establece el tiempo *time* en que se ejecutará el evento, para el caso de estudio, se desconoce el momento durante la simulación en la que se activará la correspondiente etapa del EDAC, este tiempo depende de la respuesta de la frecuencia eléctrica durante el escenario de operación propuesto. Se fija un tiempo *time* arbitrario que tienda a infinito para la ejecución del evento, cuando se activa la etapa asociada al evento, se emplea la variable *dtime*, cuyo valor corresponde a la diferencia entre *time* y 0, es decir, esta variable indica el tiempo restante para que

se ejecute un evento. Cuando se activa la etapa del EDAC, DigSILENT establece para los eventos asociados a esta etapa $dtime=0$, con lo que los eventos se ejecutan inmediatamente.

2.2.3 Monitoreo de la frecuencia eléctrica y EDAC. En Matlab se establece una interfaz gráfica para el monitoreo de la frecuencia y estado del EDAC, en la figura 2-8, se observa un ejemplo de la información que se visualiza en la interfaz. En la parte superior se presenta el nombre del sistema que está siendo monitoreado, se gráfica la frecuencia eléctrica promedio del sistema vs tiempo y los umbrales de frecuencia para cada etapa. En la parte inferior izquierda se presenta el valor de la frecuencia promedio del sistema y a la derecha el tiempo UTC, en el costado derecho se indica las etapas del EDAC que han sido activadas durante la simulación.

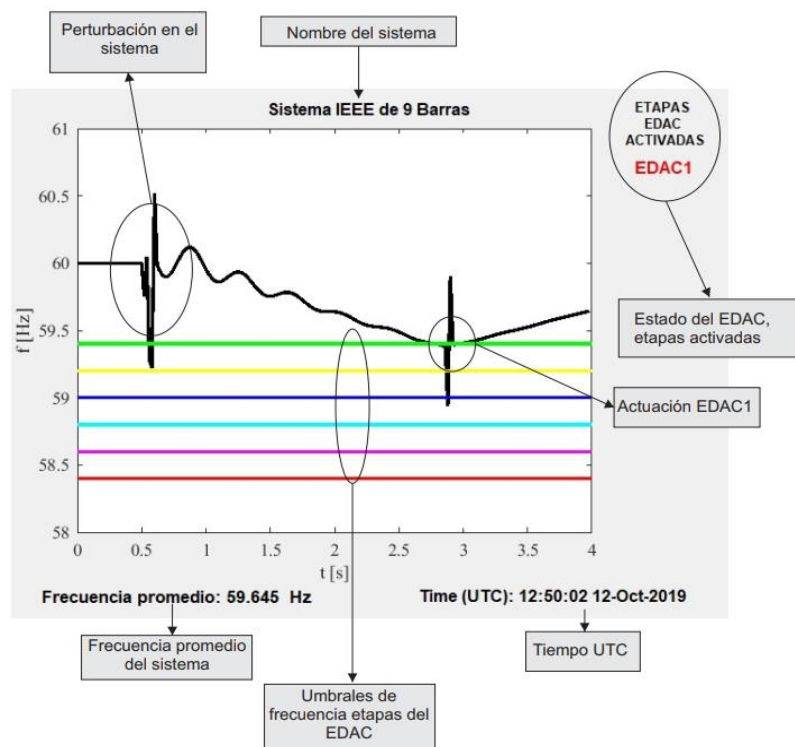


Figura 2-8. Interfaz gráfica para monitorear la frecuencia y estado del EDAC.

Esta figura se actualiza con cada ciclo que es procesado en Matlab, por lo que permite conocer ciclo a ciclo el comportamiento de la frecuencia eléctrica del sistema y la activación de las etapas del EDAC.

3. Aplicación de una Estrategia de Desconexión Automática de Carga

En este capítulo se presenta la simulación del Sistema de Protecciones de Área Amplia en dos sistemas de transmisión reportados en la literatura. El primer sistema es una versión modificada del Sistema IEEE de 9 barras, este sistema se utiliza como base para desarrollar la interfaz de comunicación entre Power Factory DIgSILENT y Matlab, así como para el diseño y simulación del WAP. El segundo sistema es un modelo simplificado del sistema de transmisión de Nueva Inglaterra (USA), conocido como el Sistema IEEE de 39 barras.

Diferentes escenarios de operación son propuestos para estos sistemas con eventos que generan un desbalance carga-generación y ocasionan la disminución de la frecuencia eléctrica del sistema: pérdida de generación, fallas eléctricas y desconexión de líneas de transmisión. Estos escenarios son evaluados mediante simulación en Power Factory DIgSILENT y Matlab. Se proponen 4 diferentes esquemas de desconexión de carga automática de carga definidos de acuerdo con las características particulares de cada sistema.

En la CREG 061 de 1996 (CREG, 1996) se establece que se debe habilitar hasta el 60% de la carga demandada por el sistema para ser desconectada por el EDAC. En la tabla 2-1, se presentaron las 6 etapas que se adoptan para el desarrollo de este trabajo, los umbrales de frecuencia y tiempo de retardo intencional para cada etapa. En los esquemas propuestos se varía la cantidad de carga a desconectar por etapa y el total de carga habilitada para desconectar durante la ejecución del EDAC.

Para los diferentes escenarios simulados se registran los resultados más relevantes como lo son el tiempo en que se activa cada etapa, el número de etapas activadas, la cantidad de carga desconectada, el tiempo que tarda la frecuencia en aumentar hasta 59.8 [Hz], el valor en el que se estabiliza y el tiempo en que lo hace. Se presenta la gráfica de la respuesta de la frecuencia del sistema para los esquemas más relevantes. Se evalúa en base a los resultados obtenidos los diferentes esquemas propuestos en cada uno de los escenarios de operación a fin de determinar cuál esquema presenta un mejor resultado en cuanto al total de carga desconectada y tiempo de restablecimiento de la frecuencia dentro de los valores permitidos.

3.1 Sistema IEEE de 9 barras

El Sistema IEEE de 9 barras representa el modelo de una red de transmisión eléctrica compuesta por 9 barras, 3 centrales de generación, 6 líneas de transmisión, 3 transformadores y 3 centrales de carga con una demanda de 315 [MW], este sistema se encuentra modelado en la librería de ejemplos de Power Factory DIGSILENT.

3.1.1. Topología del Sistema IEEE de 9 barras. El diagrama unifilar de este se presenta en la figura 3-1, el cual corresponde a la versión modificada del sistema modelado en Power Factory DlgSILENT. El sistema tiene una demanda de 315 [MW] y una generación despachada de 319.7 [MW] por lo que hay un equilibrio carga-generación.

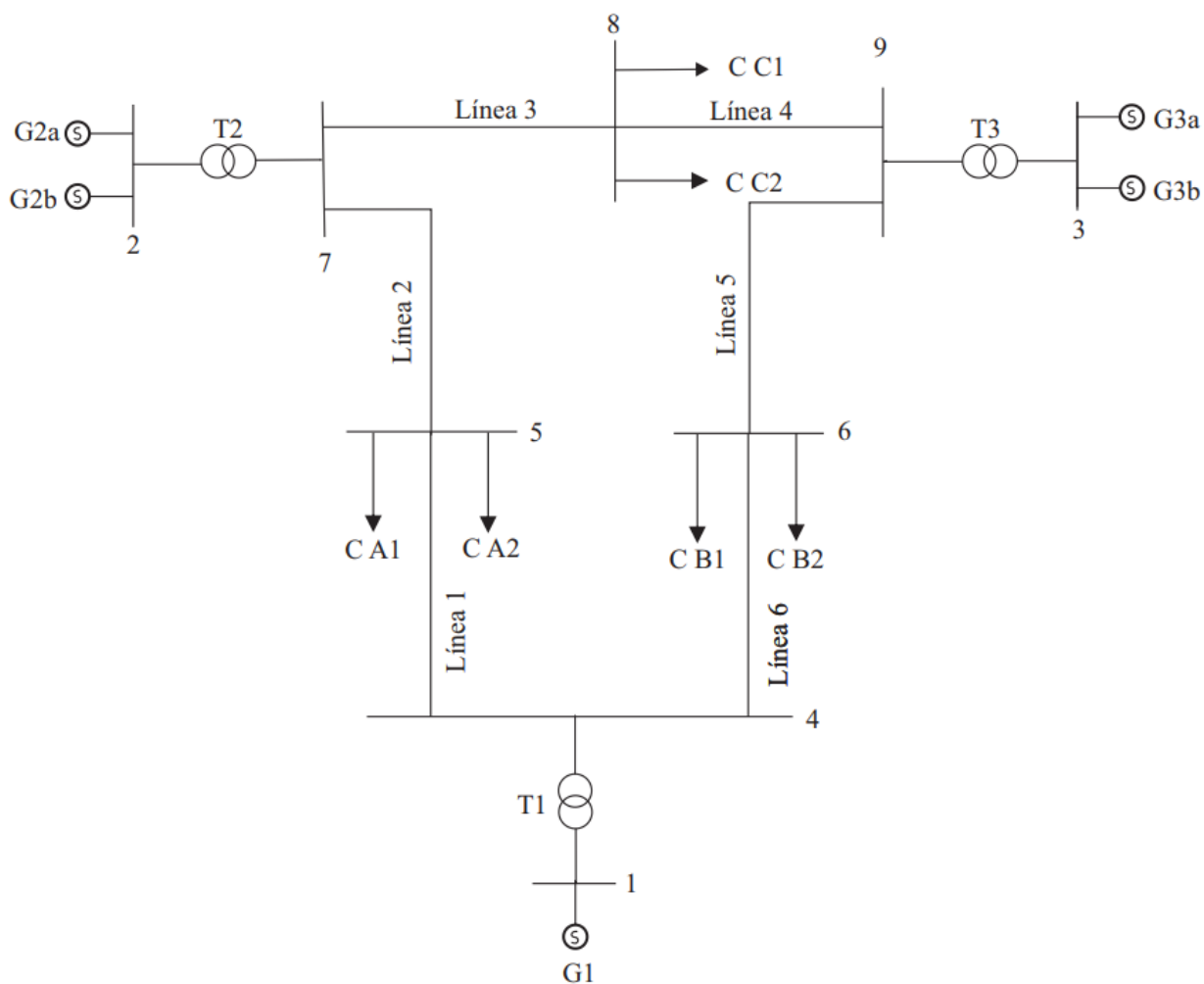


Figura 3-1. Diagrama unifilar del Sistema IEEE de 9 barras.

Al Sistema IEEE de 9 barras se realizan las siguientes modificaciones, sin modificar la generación y demanda neta del sistema, con el fin de adaptar el sistema a las necesidades de los escenarios de simulación propuestos:

- La central de generación G2 se divide en dos generadores idénticos en paralelo: G2a, G2b, al igual que la central G3 en: G3a y G3b. Estos generados tienen las mismas características que los originales del sistema, la diferencia está en el despacho de potencia. Los datos de estos generadores se presentan en la tabla A1-2 del Apéndice 1.
- Las centrales de carga A, B y C se subdividen en tres cargas cada una. En la figura 3-2, se representa el esquema de la central de carga A, la cual se divide en tres cargas: La carga A1 representa las cargas esenciales y no habilitadas para la desconexión durante el EDAC y las dos cargas restantes, A2 y A3, representan las cargas dispuestas para ser desconectadas durante la activación del EDAC.

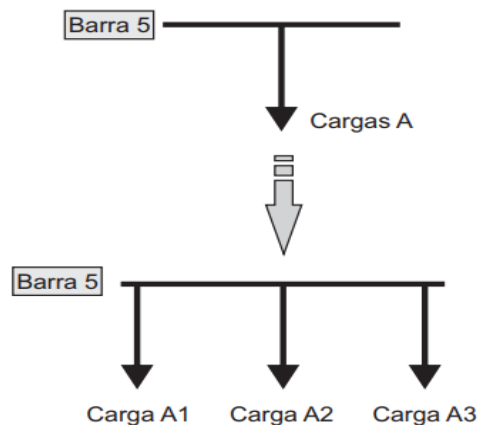


Figura 3-2. Esquema de la Carga A del Sistema IEEE de 9 barras y su modificación.

La información correspondiente a los elementos que conforman el sistema como lo son: generadores, transformadores de potencia, líneas de transmisión, cargas y transformadores de medida se presentan se encuentran en el Apéndice 1.

3.1.2 Esquemas de desconexión automática de cargas propuestos para el Sistema IEEE de 9 barras. La demanda máxima de potencia activa en el Sistema IEEE de 9 barras es de 315 [MW]. Se habilita hasta el 40% de la carga conectada al sistema para la desconexión durante la actuación del EDAC, lo que equivale a 126 [MW]. La magnitud de la carga a desconectar en cada uno de los 4 esquemas propuestos se presenta en la tabla 3-1, en donde se relaciona la etapa del EDAC, carga a desconectar y esquema propuesto; en los esquemas EA1 y EA3 se propone desconectar 45 [MW] en las dos primeras etapas en diferentes proporciones, el esquema EA1 a partir de la etapa 3 disminuye la magnitud de carga programada para ser deslastrada durante la activación del EDAC.

Tabla 3-1.

Carga a desconectar por etapa del EDAC para los esquemas propuestos.

ETAPA	CARGA A DESCONECTAR POR EDAC			
	EA1	EA2	EA3	EA4
EDAC1	20	10	30	19
EDAC2	25	15	15	12
EDAC3	35	21	15	18
EDAC4	30	23	20	20
EDAC5	10	27	23	16
EDAC6	6	30	23	15

El esquema EA2 busca desconectar menor cantidad de carga en las primeras etapas e ir aumentando en forma ascendente la magnitud, y el esquema EA4, para el que se habilitan 100 [MW] para ser desconectados durante la activación de EDAC, los distribuye en diferentes proporciones reduciendo la magnitud programada después de la etapa 4.

3.1.3 Escenarios de operación. Para el sistema IEEE de 9 barras se proponen 2 escenarios de operación: el primero considera pérdida de generación, el segundo escenario de operación, la falla eléctrica y desconexión de una línea de transmisión y la pérdida de generación.

Escenario 1: Pérdida de generación. Este escenario no cuenta con ningún esquema de acción remedial y es utilizado con el fin de analizar la respuesta del sistema como la desconexión del generador G3a en $t=0.57$ [s], dejando de suministrar 42 [MW] al sistema. En la figura 3-3, se observa la respuesta de la frecuencia eléctrica del sistema ante este evento, la cual presenta un comportamiento decreciente alcanzando un valor de 59.4 [Hz] en $t= 1.58$ [s] y a 58.4 [Hz] en $t=3.58$ [s], conllevando al sistema a operar fuera de los márgenes permitidos y a un posible colapso. Este tipo de respuesta frecuencial no permitida en ningún sistema de potencia advoca la necesidad de incorporar un EDAC para evitar el colapso de la red. Ya que con el sistema EDAC, una cierta cantidad de carga puede ser deslastrada del sistema de forma controlada, una vez cada etapa es activada. Estas están definidas en la tabla 2-1.

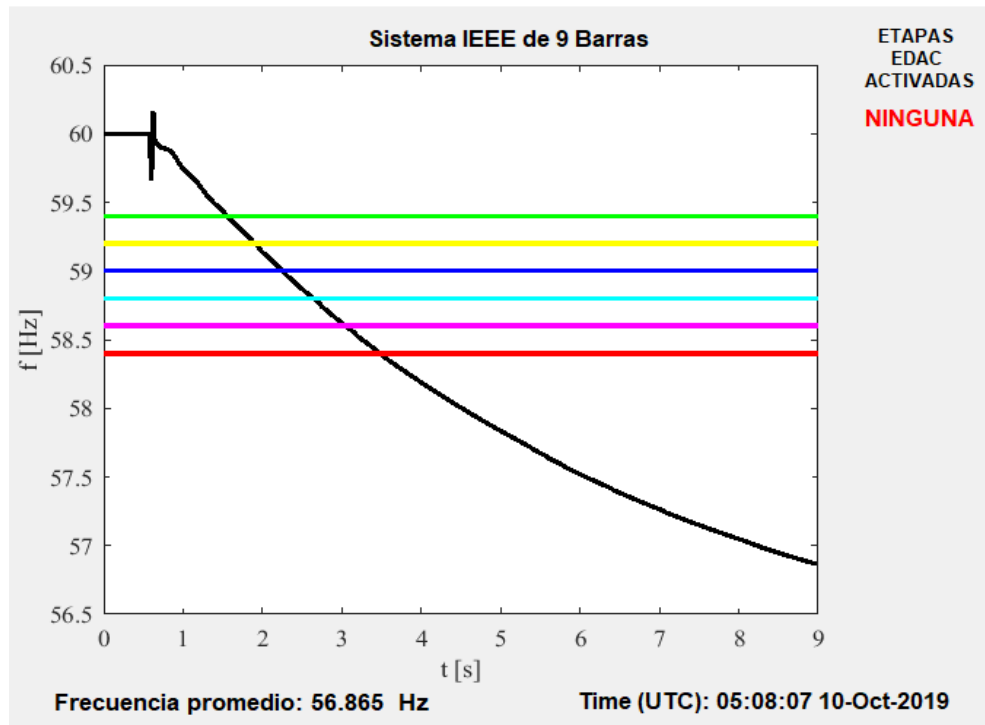


Figura 3-3. Frecuencia eléctrica del sistema IEEE de 9 barras ante el escenario 1.

Por el contrario, cuando se cuenta con esquemas de acción remedial, como el EDAC propuesto en la tabla 3-1, activados de acuerdo con los umbrales de frecuencia presentados en la tabla 2-1, es posible lograr el balance carga-generación en el sistema IEEE de 9 barras. Tal comportamiento es ilustrado en las tablas 3-2 y 3-3; en particular en la tabla 3-2, es posible observar que en los esquemas EA1 y EA3 solo son activadas 2 etapas, una primera en el tiempo 1.68 [s] para ambos, y la segunda en 2.34 [s] para el EA1 y 3.22 [s] para el EA3, lo cual implica que los umbrales de 59.4 [Hz] y 59.2 [Hz] fueron alcanzados, deslastrando 45 [MW] de carga para ambos casos, lo que permitió recuperar el balance carga-generación a los 25.42 [s] y 28.7 [s] para EA1 y EA3, tal como se ilustra en la figura 3-4a para el esquema EA1.

Tabla 3-2.

Resultados de la actuación del EDAC para el escenario 1: tiempo de ejecución y carga desconectada.

Esquema	Tiempo de activación etapa EDAC						Etapas ejecutadas	Total de carga desconectada [MW]
	EDAC 1	EDAC 2	EDAC 3	EDAC 4	EDAC 5	EDAC 6		
	[s]	[s]	[s]	[s]	[s]	[s]		
EA1	1.68	2.34	-	-	-	-	2	45
EA2	1.68	2.16	3.44	-	-	-	3	46
EA3	1.68	3.22	-	-	-	-	2	45
EA4	1.68	2.26	4.24	-	-	-	3	49

Mientras que para los esquemas EA2 y EA4 son activadas 3 etapas del EDAC, y la etapa 3, que corresponde al umbral de frecuencia de 59.0 [Hz], fue ejecutada en $t=3.44$ [s] para EA2 y en $t=4.24$ [s] para EA4, deslastrando en total 46 [MW] y 49 [MW] respectivamente y logrando estabilizar la frecuencia en 60.03 [Hz] para ambos casos, en la figura 3-4b, se ilustra el resultado obtenido para el esquema EA4.

Tabla 3-3.

Resultados de la actuación del EDAC para el escenario 1: respuesta de la frecuencia del sistema.

ESQUEMA	Tiempo para 59.8 Hz [s]	Estabilización de la frecuencia [Hz]	Tiempo para la estabilización [s]
EA1	10.7	59.95	25.42
EA2	11.68	60.03	29.94
EA3	11.88	59.95	28.7
EA4	12.82	60.03	28.64

En la figura 3-4, se presentan las respuestas de la frecuencia del sistema para los esquemas EA1 y EA4, en donde se observan picos en la frecuencia eléctrica durante la ejecución de las diferentes etapas del EDAC, este valor se presenta debido a la fuerte discontinuidad del método con el que se estima la frecuencia eléctrica, basado en la diferencia angular de dos mediciones continuas, como se presentó en la sección 2.2.2.3.

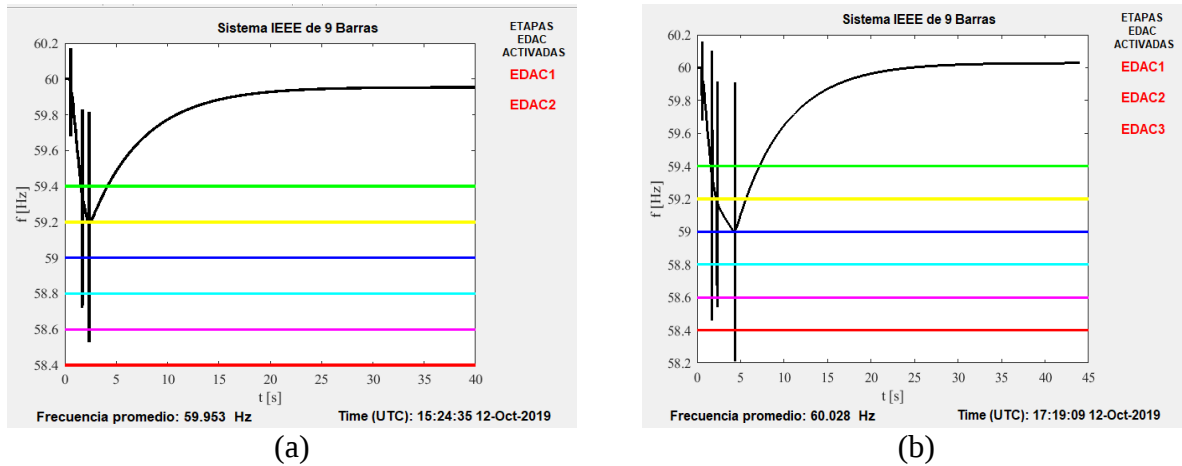


Figura 3-4. Respuesta del sistema ante la actuación del EDAC para el escenario 1, Sistema IEEE de 9 barras.

Escenario 2: Falla eléctrica en línea de transmisión y pérdida de generación. Este escenario no cuenta con ningún esquema de acción remedial y es utilizado con el fin de analizar la respuesta del sistema ante una falla eléctrica trifásica al 80% de la línea 3 en $t=0.5$ [s] despejada correctamente en $t=0.55$ [s], esta falla ocasiona la desconexión de la línea 3 y la pérdida del generador G2a en $t=0.57$ [s], dejando de suministrar 81 [MW] al sistema. En la figura 3-5, se observa la respuesta de la frecuencia eléctrica del sistema la cual empieza a descender después de presentarse los eventos descritos anteriormente y alcanza en $t= 1.18$ [s] un valor de 59.4 [Hz] y de 58.4 [Hz] en $t=2.14$ [s]. Es necesario, ante esta respuesta del sistema, que excede los valores de frecuencia permitidos, incorporar un esquema EDAC para evitar el colapso de la red y restablecer el valor de la frecuencia.

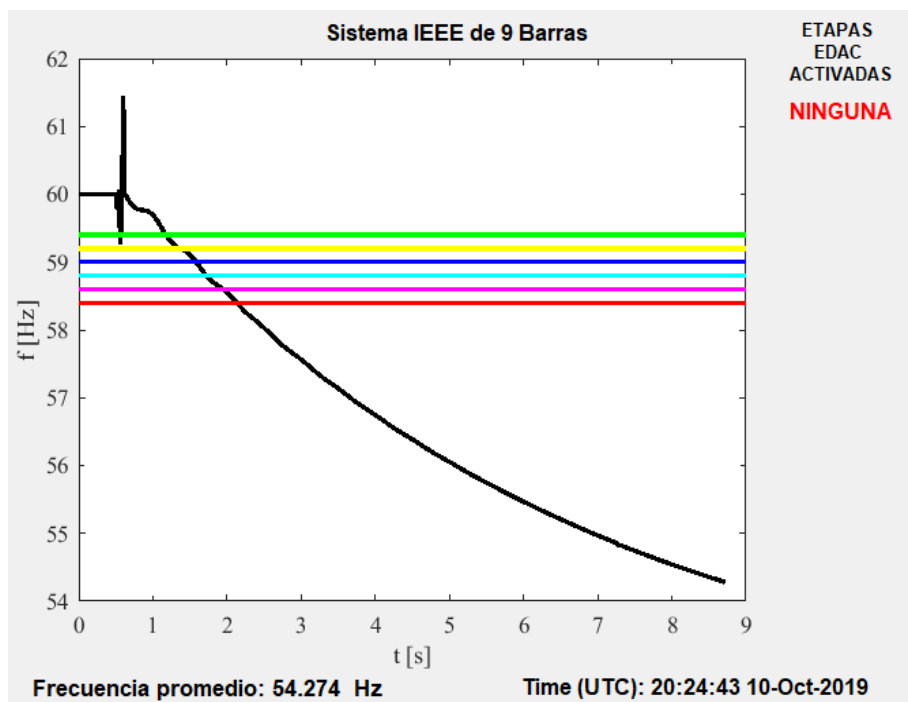


Figura 3-5. Frecuencia eléctrica del sistema IEEE de 9 barras ante el escenario 2.

En las tablas 3-4 y 3-5 se presentan los resultados obtenidos para los diferentes esquemas de desconexión automática de carga propuestos en la tabla 3-1. El esquema EA1 desconecta 80 [MW] para restablecer el balance carga-generación del sistema, distribuida en 3 etapas, la primera se ejecuta en $t=1.26$ [s], la segunda en $t=1.54$ [s] y la tercera en 1.94 [s]; con lo que logra restablecer el valor de la frecuencia eléctrica a un valor de 59.89 [Hz] en 24.68 segundos, como se observa en la figura 3-6a. En los esquemas EA2 y EA4 son activadas 5 etapas del EDAC, lo que indica que se alcanzó el umbral de 58.6 [Hz] en el sistema, son desconectados durante la activación de las 5 etapas un total de 96 [MW] y 85 [MW] para los esquemas EA2 y EA4, y el valor en que se estabiliza la frecuencia es de 61.3 [Hz] y 60.02 [Hz] respectivamente. En la figura 3-6b, se presenta el comportamiento del esquema EA2.

Tabla 3-4.

Resultados de la actuación del EDAC para el escenario 2: tiempo de ejecución y carga desconectada.

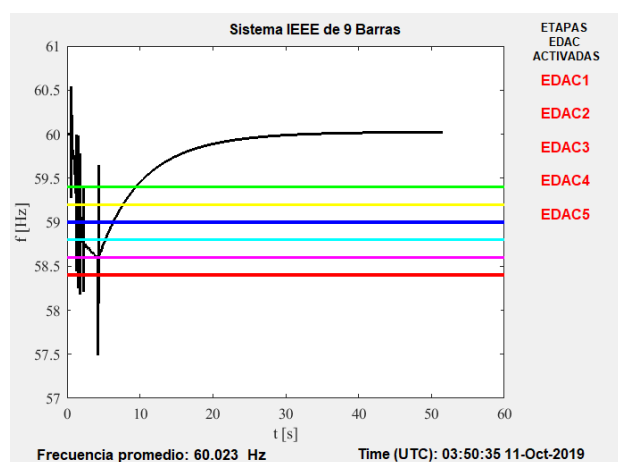
Esquema	Tiempo de activación etapa EDAC						Etapas ejecutadas	Total de carga desconectada [MW]
	EDAC 1 [s]	EDAC 2 [s]	EDAC 3 [s]	EDAC 4 [s]	EDAC 5 [s]	EDAC 6 [s]		
EA1	1.26	1.54	1.94	-	-	-	3	80
EA2	1.26	1.5	1.74	2.14	12.2	-	5	96
EA3	1.26	1.60	2.0	2.98	-	-	4	82
EA4	1.26	1.54	1.78	2.26	4.26	-	5	85

Durante la simulación del esquema EA3 se deslastraron del sistema 82 [MW] de carga distribuidas en 4 etapas, con esta acción se logra restablecer el valor de la frecuencia del sistema a un valor de 59.97 [Hz] en un tiempo de 39.06 segundos. Todos los esquemas EDAC propuestos restablecen el valor de la frecuencia del sistema por encima de 59.8 [Hz], EA2 es el esquema que alcanza este valor en menor tiempo, en $t=8.78$ [s].

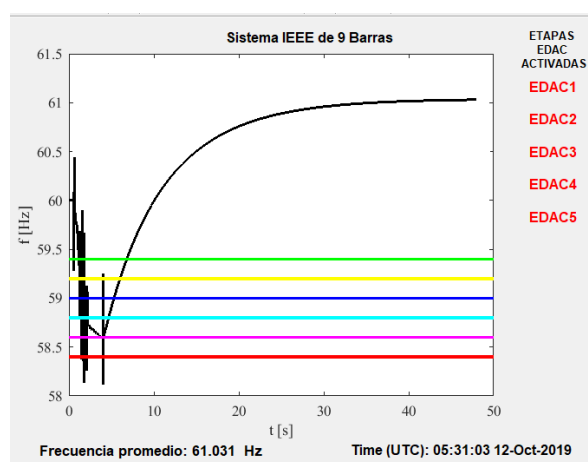
Tabla 3-5.

Resultados de la actuación del EDAC para el escenario 2: respuesta de la frecuencia del sistema.

ESQUEMA	Tiempo para 59.8 Hz [s]	Estabilización	
		de la frecuencia [Hz]	Tiempo para la estabilización [s]
EA1	12.6	59.89	24.68
EA2	8.78	61.03	44
EA3	14.46	59.97	39.06
EA4	16.24	60.02	40.32



(a)



(b)

Figura 3-6. Respuesta del sistema ante la actuación del EDAC para el escenario 2, Sistema IEEE de 9 barras.

3.1.4 Esquema de desconexión de carga automático seleccionado para el sistema IEEE de 9 barras. Teniendo en cuenta los resultados para los 4 esquemas propuestos y presentados en la

sección anterior, se selecciona el esquema que se considera presenta para los dos escenarios de operación una respuesta favorable reestableciendo el valor de la frecuencia eléctrica del sistema dentro de los rangos permitidos, en el menor tiempo posible, con la menor cantidad de carga deslastrada, y las características descritas en la sección 1.3. El esquema de desconexión automática de carga que se adopta para el sistema IEEE de 9 barras es el esquema EDAC EA1. El cual tiene las siguientes características:

- Los valores de la frecuencia eléctrica en los que se estabiliza el sistema tras la ejecución del esquema se encuentran dentro de los límites permitidos, mayor a 59.8 [Hz] y menor a 60.20 [Hz].
- Para los dos escenarios, la frecuencia del sistema tras 10 segundos de activada la primera etapa del EDAC es mayor a 59.4 [Hz], para el escenario 1 en $t=4.12$ [s] y en $t=6.26$ [s] para el escenario 2.
- El tiempo que tarda en estabilizar la frecuencia del sistema para los dos escenarios de operación, es menor en comparación con los demás esquemas.

Aunque el valor de frecuencia en que se estabiliza el sistema, comparado con los demás esquemas, no es el más cercano a 60 [Hz], se adopta principalmente por la cantidad de carga que desconecta durante ejecución para restablecer el balance carga-generación, lo que repercute en la cantidad de usuarios afectados. La respuesta de la frecuencia eléctrica del sistema IEEE de 9 barras para con este esquema se presentaron en la figura 4-4a y la figura 4-6a.

Tabla 3-6.

EDAC adoptado para el Sistema IEEE de 9 barras.

ETAPA	Ajuste Umbral		Desconexión de carga	
	Frecuencia [Hz]	Retardo	Nombre	[MW]
		Intencional [ms]		
1	59.4	40	Carga A2	20
2	59.2	40	Carga B2	25
3	59	60	Carga C2	35
4	58.8	60	Carga A3	30
5	58.6	80	Carga B3	10
6	58.4	80	Carga C3	6

El esquema EDAC adoptado para el sistema IEEE de 9 barras se presenta en la tabla 3-6, en la cual se relaciona el ajuste de umbral, el nombre y magnitud de la carga a desconectar en cada una de las etapas. Con el fin de comprobar la escalabilidad del sistema WAP propuesto para el sistema de IEEE de 9 barras, se presenta en la siguiente sección el procedimiento para incorporar al sistema IEEE de 39 barras el sistema WAP propuesto.

3.3 Sistema IEEE de 39 barras

El Sistema IEEE de 39 barras es un modelo simplificado del sistema de transmisión de alta tensión del Nueva Inglaterra ubicado en los Estados Unidos de América (USA) y abarca varios estados.

El sistema se encuentra modelado y descrito en la librería de ejemplos adicionales de Power Factory DIgSILENT (Power Factory DIgSILENT, 2015; Anantha P., 1989) y está compuesto por 39 barras, 10 generadores, 12 transformadores de potencia, 19 cargas y 34 líneas de transmisión (Engineering Texas A&M University, s.f). En la figura 3-7, se presenta la distribución geográfica de las subestaciones de 345 [kV], 230 [kV] y 138 [kV] a lo largo de Nueva Inglaterra, con su respectivo nombre.

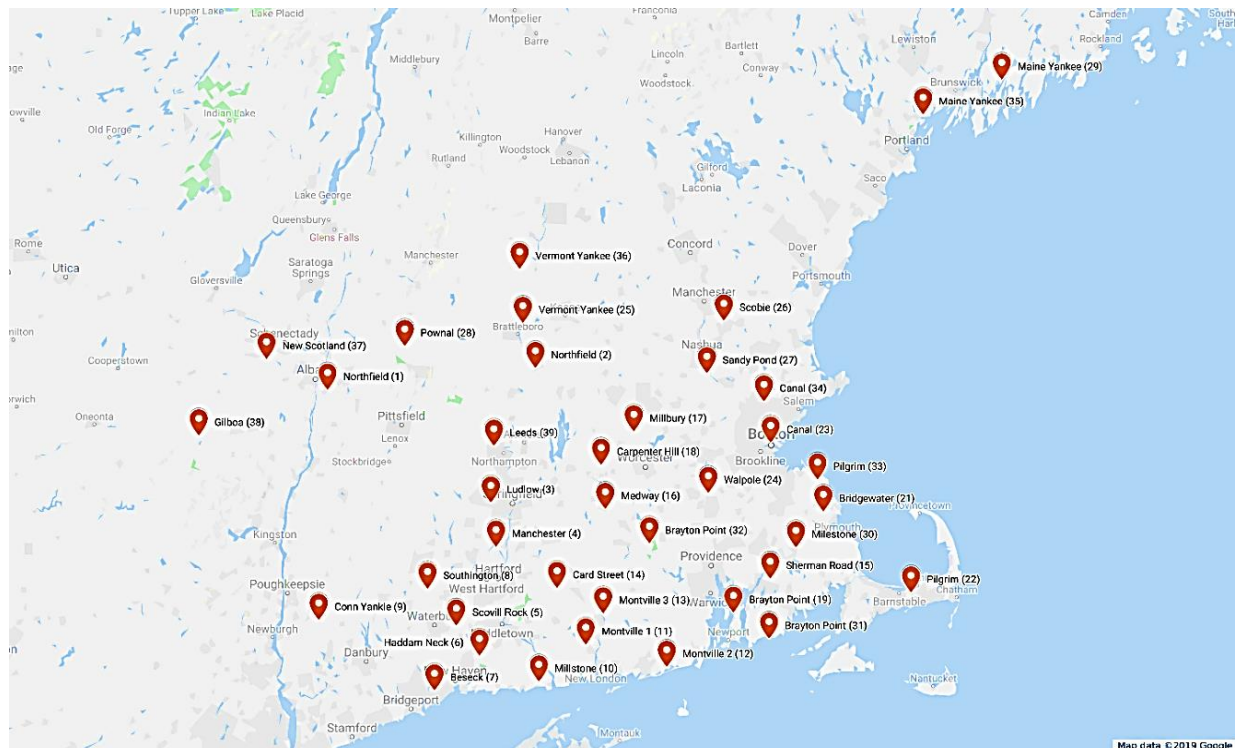


Figura 3-7. Distribución geográfica del Sistema IEEE de 39 barras.

3.3.1 Topología del sistema IEEE de 39 barras. Este sistema se encuentra dividido en 2 áreas: el área 1 está conformada por el generador G1 ubicado en la barra 39, el cual representa la interconexión con el resto del sistema de transmisión de Estados Unidos y Canadá, el área 2 representa el modelo simplificado del sistema de transmisión de Nueva Inglaterra (Power Factory

DIgSILENT, 2015; Engineering Texas A&M University, s.f). En la figura 3-8, se ilustra el diagrama unifilar del sistema, observándose la distribución de los elementos que lo conforman y se representa mediante una línea punteada la separación de las 2 áreas.

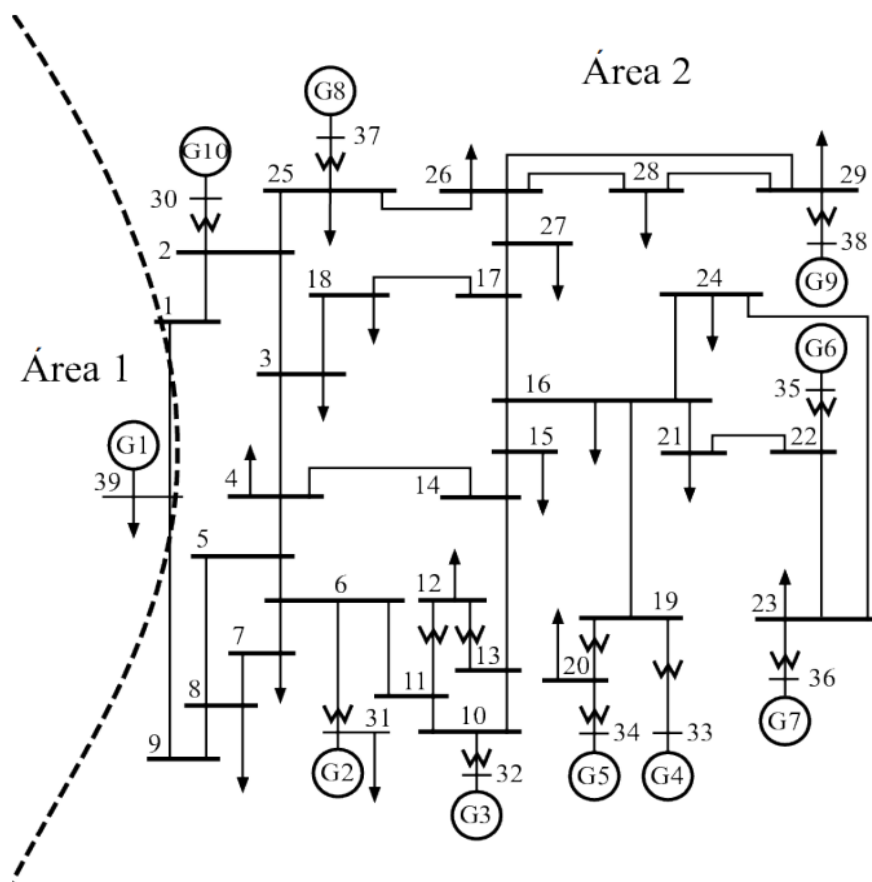


Figura 3-8. Diagrama unifilar del sistema IEEE de 39 barras.

La frecuencia nominal del sistema IEEE de 39 barras es de 60 [Hz], sus niveles de tensión nominal son: nivel principal de 345 [kV], 230 [kV], 138 [kV] y 16.8 [kV]. La demanda de potencia activa de este sistema es de 6096 [MW] y tiene una generación despachada de 6153 [MW]. Los datos de los elementos que conforman el sistema se presentan en el Apéndice 2 y corresponden a

los datos obtenidos de la librería de ejemplos adicionales de Power Factory DIgSILENT (Power Factory DIgSILENT, 2015).

3.3.2 Esquemas de desconexión automática de cargas propuestos para el sistema IEEE de 39 barras. Se proponen 4 esquemas EDAC para restablecer la frecuencia eléctrica del sistema IEEE de 39 barras ante diferentes escenarios de operación que causen un desbalance carga-generación. Los umbrales de frecuencia y retardo intencional para estos esquemas fueron definidos en la tabla 2-1. Se habilita para la desconexión durante la actuación del EDAC hasta el 40% de la demanda del sistema, equivalente a 2438 [MW], para los esquemas propuestos se habilitan 2400 [MW] para ser desconectados durante la ejecución del EDAC. En la tabla 3-7, se relaciona la magnitud de carga a desconectar en cada una de las etapas para los 4 esquemas.

Tabla 3-7.

Carga a desconectar por etapa del EDAC para los esquemas propuestos.

CARGA A DESCONECTAR POR EDAC				
ETAPA	EA1	EA2	EA3	EA4
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
EDAC1	140	250	600	450
EDAC2	480	400	550	250
EDAC3	550	500	550	500
EDAC4	550	450	200	500
EDAC5	400	450	350	400
EDAC6	280	350	150	300

Particularmente, de tabla 3-7, se tiene que la magnitud de la carga a desconectar por EA1 en las primeras 3 etapas va en aumento desde 140 [MW] en la primera etapa hasta 550[MW] en la tercera y cuarta, en la quinta y sexta etapa la magnitud disminuye hasta 280 [MW]. El esquema EA3 busca tener una mayor desconexión de carga en las primeras etapas, programando en la etapa 1 desconectar 600 [MW] y disminuir la magnitud hasta 150[MW] en la etapa 6. Se observa que EA2 y EA4 tiene programadas desconectar en las etapas, cantidades de carga ascendentes en las primeras 3 etapas y cantidades descendentes en las últimas 3.

3.3.3 Escenarios de operación para el sistema IEEE de 39 barras. Tres escenarios de simulación son propuestos para este sistema: el primero considera pérdida de generación, el segundo y tercer escenarios la falla eléctrica y desconexión de una línea de transmisión y pérdida de varios generadores.

Ninguno de los escenarios propuestos cuenta con esquemas de acción remedial y son utilizados con fin de estudiar la respuesta del sistema, específicamente de la frecuencia eléctrica y evaluar la necesidad de incorporar un EDAC, propuestos en la tabla 3-7, para restablecer el valor de la frecuencia y evitar un posible colapso de la red.

Escenario 1: Pérdida de generación. En este escenario se analiza la respuesta del sistema al considerar la desconexión del generador G07 en $t=0.7$ [s], dejando de suministrar 560 [MW] al sistema. En la figura 3-9, se observa la respuesta de la frecuencia eléctrica del sistema ante esta perturbación, la cual en $t= 3.86$ [s] desciende hasta un valor de 59.40 [Hz] y a 58.4 [Hz] en $t=16.26$

[s]. El comportamiento de la frecuencia del sistema durante este escenario evidencia la necesidad de incorporar un esquema EDAC para restablecer el valor de la frecuencia a los valores de operación permitidos.

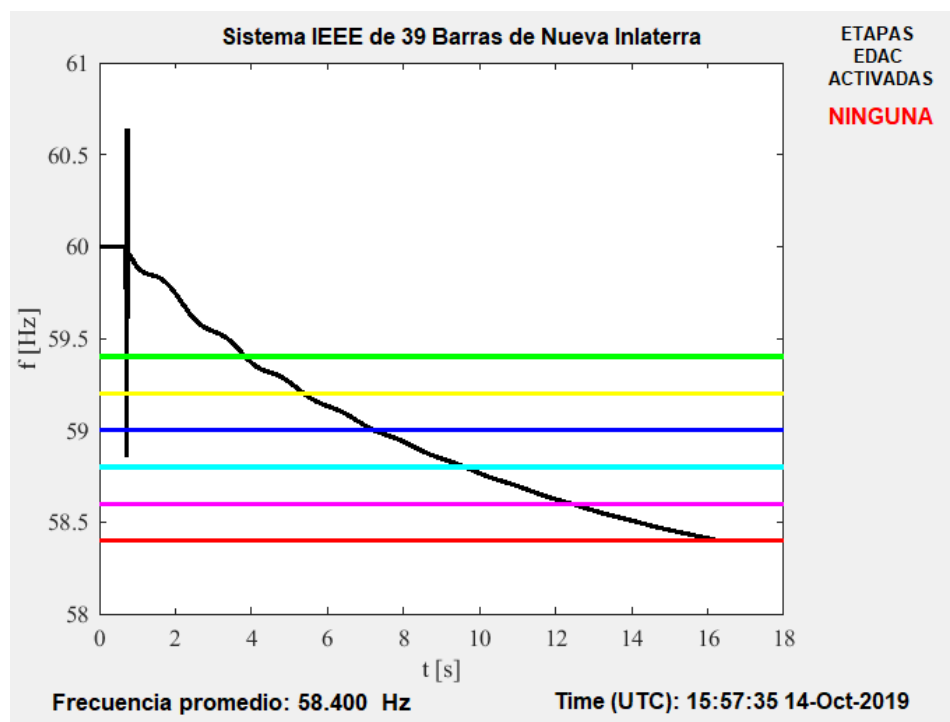


Figura 3-9. Frecuencia eléctrica del sistema IEEE de 39 barras ante el escenario 1.

El comportamiento del sistema para este escenario de operación e incorporando los esquemas EDAC propuestos en la tabla 3-7, se presentan en las tablas 3-8 y 3-9. Se observa que para los esquemas EA1 y EA2 se ejecutan 2 etapas, realizando la desconexión de 620[MW] y 650[MW] de carga del sistema para restablecer el balance carga-generación, esta acción logra recuperar y estabilizar la frecuencia del sistema en 60.05 [Hz] para EA1 y en 60.13 [Hz] para el esquema EA2, este valor se alcanza en $t=36.84$ [s] y en $t= 44.14$ [s] respectivamente.

Los esquemas EA3 y EA4 ejecutan solo una etapa del EDAC, lo que indica que para estos dos esquemas solo se alcanzó en $t=3.94$ [s] el umbral de 59.4 [Hz]; el valor es que se estabiliza la frecuencia del sistema para EA3 es de 60.02 [Hz] en $t=33.52$ [s] y para EA4 em 59.79 [Hz] en $t=48.28$ [s], la magnitud de carga que desconectó EA4 en la etapa activada fue de 600 [MW]

Tabla 3-8.

Resultados de la actuación del EDAC para el escenario 1: tiempo de ejecución y carga desconectada.

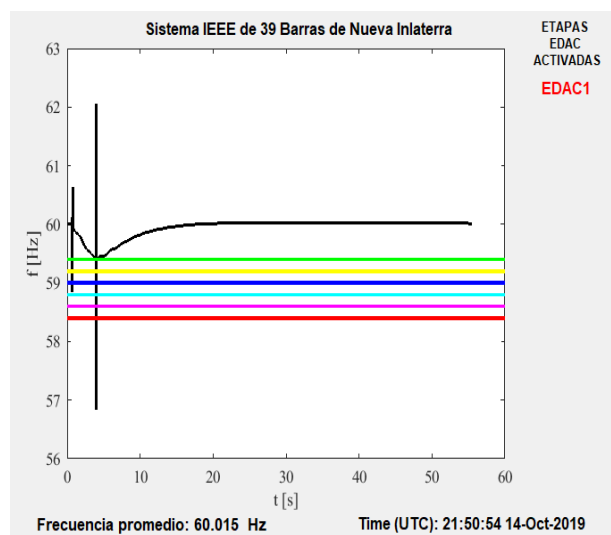
Esquema	Tiempo de activación etapa EDAC						Etapas ejecutadas	Total de carga desconectada [MW]
	EDAC 1 [s]	EDAC 2 [s]	EDAC 3 [s]	EDAC 4 [s]	EDAC 5 [s]	EDAC 6 [s]		
EA1	3.94	6.6	-	-	-	-	2	620
EA2	3.94	10.34	-	-	-	-	2	650
EA3	3.94	-	-	-	-	-	1	600
EA4	3.94	-	-	-	-	-	1	450

y EA4 de 450 [MW]. La carga desconectada por EA5 no fue suficiente para restablecer el balance carga-generación del sistema por lo que la frecuencia se estabiliza por debajo de 59.8 [Hz], fuera de los rangos permitidos. En las figuras 3-10a y 3-10b se observa la respuesta de la frecuencia eléctrica del sistema al incorporar los esquemas EA3 y EA4 respectivamente.

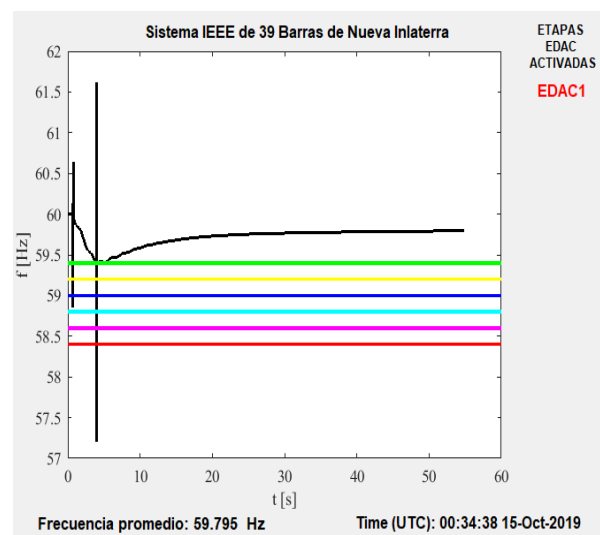
Tabla 3-9.

Resultados de la actuación del EDAC para el escenario 1: respuesta de la frecuencia del sistema.

ESQUEMA	Tiempo para 59.8 Hz [s]	Estabilización	
		de la frecuencia [Hz]	Tiempo para la estabilización [s]
EA1	13	60.05	36.84
EA2	15.46	60.13	44.14
EA3	9.44	60.02	33.52
EA4	-	59.79	42.82



(a)



(b)

Figura 3-10. Gráfica de la respuesta del sistema ante la actuación del EDAC para el escenario 1, sistema IEEE de 39 barras.

Escenario 2: Falla eléctrica en línea de transmisión y pérdida de generación. Se considera y analiza la respuesta del sistema ante una falla eléctrica trifásica al 90% de la línea 15-16 en $t=0.5$ [s] despejada correctamente en $t=0.55$ [s]. Este evento ocasiona la desconexión de la línea 15-16 y la salida de operación de los generadores G06 con 650 [MW] y de G08 con 540 [MW] en $t=0.55$ [s], dejando de suministrar 1190 [MW] al sistema correspondientes al 19.5% de la demanda.

La respuesta del sistema ante este escenario se muestra en la figura 3-11, este se considera uno de los más severos que puede sufrir el sistema, ya que la línea 15-16 es una de las principales líneas de transmisión y está conectada a la barra 16 del sistema, la cual, como se observa en el diagrama unifilar presentado en la figura 3-8, es el punto donde se conectan 4 líneas de transmisión. Se observa en la figura 3-11, que tras presentarse la perturbación en el sistema se presenta una notoria oscilación de la frecuencia en las áreas que conforman el sistema, este fenómeno se conoce como oscilaciones interáreas, se observa, que el valor de la frecuencia disminuye y alcanza un valor de 59.39 [Hz] en $t=2.52$ [s] y de 58.4 [Hz] en $t=5.74$ [s].

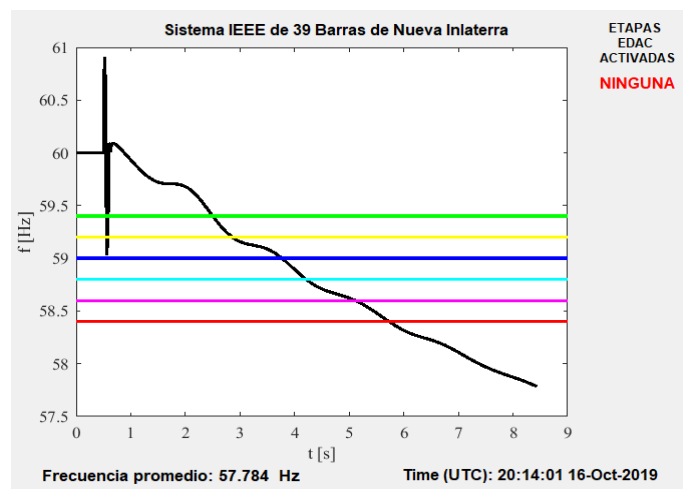


Figura 3-11. Frecuencia eléctrica del sistema IEEE de 39 barras ante el escenario 2.

Para este escenario es preciso incorporar un esquema EDAC que permita contrarrestar el desequilibrio carga-generación. Los resultados obtenidos tras incorporar los esquemas EDAC a este escenario se encuentran consignados en las tablas 3-10 y 3-11.

Tabla 3-10.

Resultados de la actuación del EDAC para el escenario 2: tiempo de ejecución y carga desconectada.

Esquema	Tiempo de activación etapa EDAC						Etapas ejecutadas	Total de carga desconectada [MW]
	EDAC 1 [s]	EDAC 2 [s]	EDAC 3 [s]	EDAC 4 [s]	EDAC 5 [s]	EDAC 6 [s]		
EA1	2.6	3	5.8	-	-	-	3	1170
EA2	2.6	3.16	5.98	-	-	-	3	1150
EA3	2.6	3.98	-	-	-	-	2	1150
EA4	2.6	3.52	7.46	-	-	-	3	1200

De la tabla 3-10 y 3-11, se observa que los esquemas EA1, EA2 y EA3 ejecutan tres etapas, lo que indica que la frecuencia alcanzó el umbral de 59.0 [Hz], la ejecución de la etapa 3 por parte de estos esquemas se dio en un tiempo de 5.8 [s] para EA1, 5.98 [s] para EA2 y, el que tardó más tiempo en activar esta etapa fue EA4, el cual lo hace en $t = 7.46$ [s], y La cantidad total de carga desconectada fue de 1170 [MW], 1150 [MW] y 1200 [MW] respectivamente, con lo que la frecuencia se estabiliza en 60.16 [Hz] para los esquemas EA1 y EA2 y en 60.13 [Hz] para el esquema EA4.

Tabla 3-11.

Resultados de la actuación del EDAC para el escenario 2: respuesta de la frecuencia del sistema.

ESQUEMA	Tiempo para	Estabilización	Tiempo
	59.8 Hz [s]	de la frecuencia [Hz]	para la estabilización [s]
EA1	11.48	60.16	68.68
EA2	11.74	60.16	59.94
EA3	8.18	60.13	60.88
EA4	13.5	60.13	71.26

El esquema EA3, ejecuta 2 etapas del EDAC en las que desconecta 600 [MW] en la primera y 550 [MW] en la segunda, y logra estabilizar la frecuencia en un valor de 60.13 [Hz] en un tiempo de 60.88 segundos.

En las figuras 3-12a y 3-12b se ilustran los resultados de la frecuencia del sistema para los esquemas EA1 y EA3, en estas gráficas y en la tabla 3-11, se puede observar que la frecuencia del sistema tarda para los 4 esquemas más de 59 [s] en estabilizarse, debido, a la gran perturbación sufrida por el sistema.

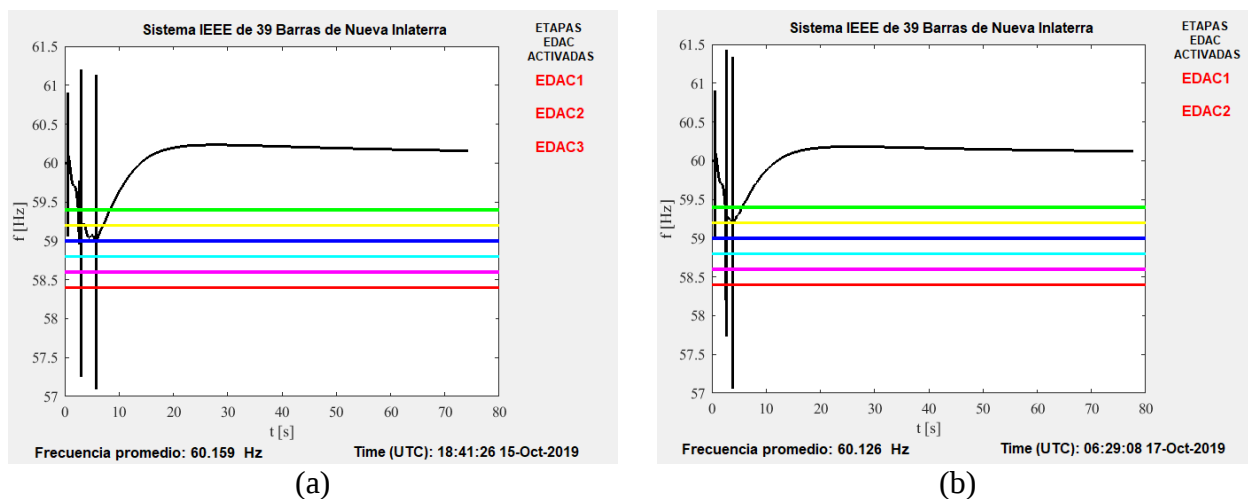


Figura 3-12. Gráfica de la respuesta del sistema ante la actuación del EDAC para el escenario 2, Sistema IEEE de 39 barras.

Escenario 3: Falla eléctrica en línea de transmisión y pérdida de generación. Se considera una falla eléctrica línea tierra al 50% de la línea 14-15 en $t=0.5$ [s] despejada correctamente en $t=0.55$ [s]. Este evento ocasiona la desconexión de la línea 14-15 y la salida de operación del generador G09 con 830 [MW] y de G10 con 250 [MW] dejando de suministrar 1080 [MW], transcurridos 5 segundos, en $t=5.55$ [s] sale de operación el generador G06 con 650MW. En total se deja de suministrar 1730 [MW] al sistema, correspondientes al 28% de la demanda. La respuesta del sistema es muestra en la figura 4-11, se observa que la frecuencia disminuye hasta alcanzar un valor de 59.4 [Hz] en $t=2.46$ [s] y de 58.4 [Hz] en $t=5.8$ [s], este comportamiento del sistema indica la necesidad de incorporar un esquema EDAC.

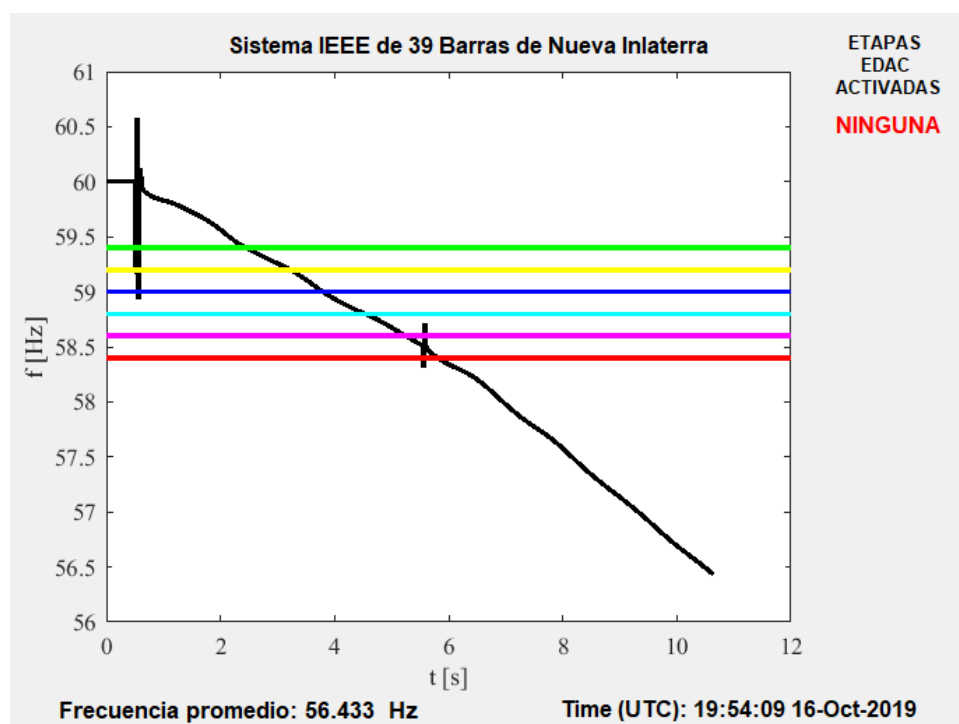


Figura 3-13. Frecuencia eléctrica del sistema IEEE de 39 barras ante el escenario 2.

Los resultados de la respuesta de la frecuencia del sistema ante este escenario de simulación se presentan en las tablas 3-12 y 3-13, en donde se observa que los esquemas EA1, EA2 y EA4 ejecutan 3 etapas del EDAC, EA1 desconecta 1720 [MW], EA2 y EA4 desconectan igualmente 1700 [MW]. El valor de la frecuencia se estabiliza para EA1y EA4 en un valor de 60.02 [Hz], el esquema EA1 alcanza este valor estable en 39.3 [s] mientras que EA4 en 51.34 [s].

El esquema EA3, cuya respuesta de la frecuencia eléctrica se presenta en la figura 3-14a, activa 3 etapas, lo que indica que se alcanzó el umbral de 59.0 [Hz], durante la activación de estas etapas se desconecta un total de 1700 [MW] de carga, con esto logra que la frecuencia de sistema se estabilice en un valor de 59.98 [Hz] en $t=44.28$ [s].

Tabla 3-12.

Resultados de la actuación del EDAC para el escenario 2: tiempo de ejecución y carga desconectada.

Esquema	Tiempo de activación etapa EDAC						Etapas ejecutadas	Total de carga desconectada [MW]
	EDAC 1	EDAC 2	EDAC 3	EDAC 4	EDAC 5	EDAC 6		
	[s]	[s]	[s]	[s]	[s]	[s]		
EA1	2.54	3.40	4.94	8.76	-	-	4	1720
EA2	2.54	3.52	5.70	11.96	-	-	4	1600
EA3	2.54	5.3	8.24	-	-	-	3	1700
EA4	2.54	3.88	6.58	10.24	-	-	4	1700

Tabla 3-13.

Resultados de la actuación del EDAC para el escenario 2: respuesta de la frecuencia del sistema.

ESQUEMA	Tiempo para 59.8 Hz [s]	Estabilización de la frecuencia [Hz]	Tiempo para la estabilización [s]
EA1	20.26	60.02	39.3
EA2	20.48	61.15	47.46
EA3	19.26	59.98	44.28
EA4	22.12	60.02	51.34

En la figura 3-14a se observa la respuesta de la frecuencia del sistema con el esquema EA2 incorporado, se observa que entre la activación de la etapa 3 y la etapa 4 transcurre un tiempo considerable, de acuerdo con la tabla 3-12, la diferencia de tiempo corresponde a 6.26 [s], esto se da debido a que en la etapa 3 se desconectan 500 [MW], lo que ocasiona que el sistema empiece a oscilar y tarde más en alcanzar el umbral de la etapa 4.

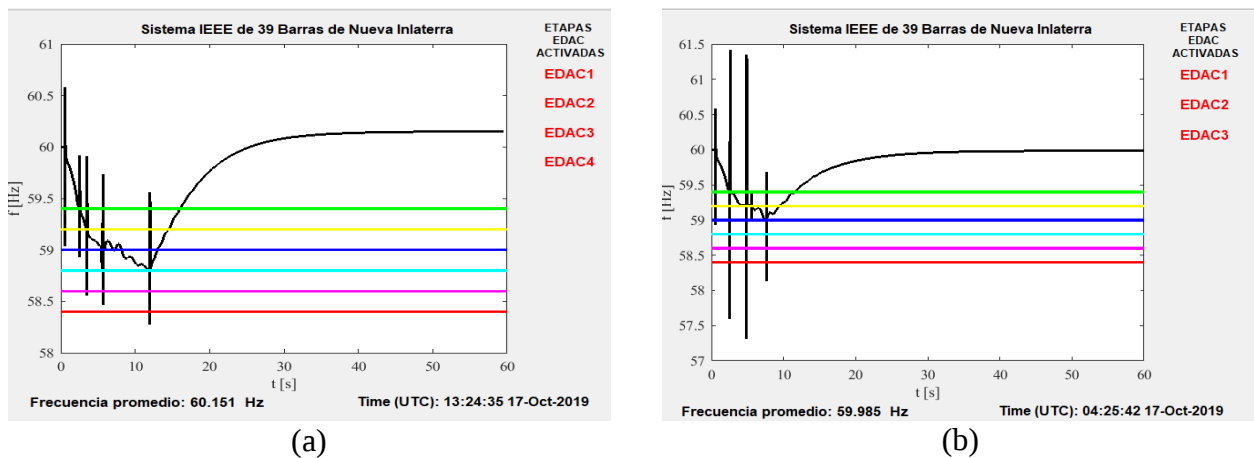


Figura 3-14. Gráfica de la respuesta del sistema ante la actuación del EDAC para el escenario 2, Sistema IEEE de 39 barras.

3.2.4 Esquema de desconexión de carga automático seleccionado para el sistema IEEE de 39 barras. Basado en los resultados obtenidos tras evaluar la respuesta del sistema ante los 3 escenarios de operación planteados, que contemplan grandes perturbaciones y ocasionan un importante desbalance carga-generación en el sistema, y para los que se evidenció la necesidad de incorporar los esquemas EDAC propuestos en la tabla 3-7 para restablecer el valor de la frecuencia eléctrica y evitar el posible colapso del sistema IEEE de 39 barras; se selecciona el esquema que

logre restablecer el valor de la frecuencia eléctrica del sistema dentro de los rangos permitidos, en el menor tiempo posible, con la menor cantidad de carga deslastrada, y las características descritas en la sección 1.3.

Tabla 3-14.

EDAC adoptado para el sistema IEEE de 39 barras

ETAPA	Ajuste Umbral		Desconexión de carga			
	Frecuencia [Hz]	Retardo Intencional [ms]	Nombre	Carga [MW]	% Carga [%]	Carga total por etapa [MW]
1	59.4	40	Carga 39	600	54	600
2	59.2	40	Carga 20	550	87	550
3	59	60	Carga 27	281	100	600
			Carga 03	269	84	
4	58.8	60	Carga 21	175	64	350
			Carga 24	175	57	
5	58.6	80	Carga 15	250	78	250
6	58.4	80	Carga 08	150	29	150

Los esquemas que presentaron un resultado favorable en los tres escenarios fueron el esquema EA1 y EA3, para estos dos esquemas la frecuencia eléctrica del sistema tras 10 segundos de activada la primera etapa del EDAC es mayor a 59.4 [Hz] y se estabiliza dentro de los límites

permitidos, mayor a 59.8 [Hz] y menor a 60.20 [Hz]. El esquema EA3 desconecta en los tres escenarios una cantidad menor de carga que EA1 para restablecer el balance carga-generación.

En el escenario 1 y 2 logra estabilizar el valor de la frecuencia en menor tiempo que EA1 y en valores más cercanos a 60 [Hz]. Por todo lo anterior, para el sistema IEEE de 39 barras se adopta el esquema de desconexión automático de carga por baja frecuencia EA3. En la tabla 3-14, se relaciona el número de la etapa, el ajuste de umbral, el nombre de la carga, la magnitud y porcentaje de la carga habilitado para la desconexión durante la ejecución del EDAC y finalmente el total de carga a desconectar por etapa.

4. Resultados y Discusión

En este capítulo se presentan y discuten los resultados obtenidos tras el diseño y simulación del sistema WAP en los dos sistemas de transmisión empleados. Se realiza la comparación del valor de la frecuencia eléctrica estimado en Matlab con el calculado internamente por DIgSILENT a fin de verificar la exactitud y coherencia de los resultados, seguido a esto, se evalúa que la ejecución de las etapas del esquema EDAC cumplan con los umbrales de frecuencia y retardo intencional definidos empleando un caso de estudio, tras esto, se discute el método para el diseño de los esquemas EDAC que fueron propuestos para los dos sistemas y se evalúa la respuesta de un esquema al desconectar mayor carga de la necesaria para restablecer el balance carga-generación,

y finalmente se presentan las configuraciones necesarias para los relés de frecuencia de un sistema de protecciones SEL 351.

4.1 Comparación resultada de estimación de la frecuencia eléctrica

En esta sección se analiza y evalúa la coherencia de los resultados obtenidos en Matlab tras ejecutar la interfaz de comunicación, procesar la información y estimar la frecuencia eléctrica del sistema. Se compara el valor de la frecuencia eléctrica registrada en Power Factory Digsilent y Matlab para una misma barra del sistema. La comparación se hace tomando los valores registrados durante la operación del sistema IEEE de 39 barras ante el escenario de operación 1 y la actuación del esquema EDAC EA1.

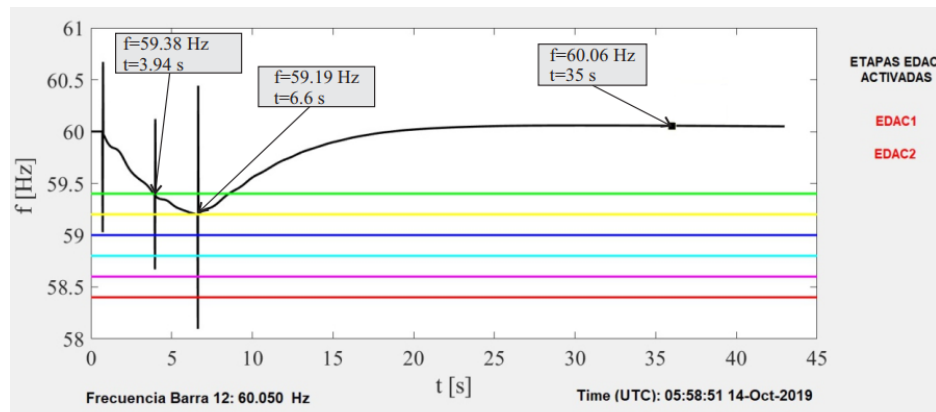


Figura 4-1. Frecuencia en la barra 12 del sistema IEEE de 39 barras registrada en Matlab.

En la figura 4-1, se ilustra la respuesta de la frecuencia eléctrica en la barra 12 del sistema registrada en Matlab, este valor es calculado a partir de las mediciones instantáneas de tensión y el proceso descrito en el capítulo 2. De igual manera, en la figura 4-2, se muestra la respuesta de

la frecuencia eléctrica en la barra 12, calculada internamente por DIgSILENT. En las dos figuras, 4-1 y 4-2, se señalan 3 puntos: el primero y segundo corresponden al tiempo en que se ejecutan las etapas EDAC1 y EDAC2, y el tercero al valor de la frecuencia en $t=35$ [s]. Estos valores se consignan en la tabla 4-1.

Tabla 4-1.

Comparación de la frecuencia eléctrica registrada en DIgSILENT y Matlab.

Descripción	Power Factory		Matlab	
	DIgSILENT			
	Tiempo	Frecuencia	tiempo	Frecuencia
Ejecución EDAC1	3.931	59.382	3.94	59.38
Ejecución EDAC2	6.569	59.194	6.6	59.19
Operación normal	35	60.056	35	60.06

Al comparar el valor de la frecuencia en la barra 12 obtenida en ambos programas, se observa que antes de la ejecución del EDAC1 y EDAC2 el valor de la frecuencia, aproximando a dos decimales la frecuencia registrada en DIgSILENT, es igual en los dos programas. Se observa una diferencia en el tiempo del orden de los milisegundos en que se ejecutan las etapas EDAC1 y EDAC2, esto es debido a que la información es registrada primero en DIgSILENT y luego enviada a Matlab, además la simulación EMT avanza en pasos de 0.1 [ms] y Matlab en pasos 20 [ms] a partir de los sincrofasores calculados. De igual manera para $t= 36$ [s] el valor de la frecuencia es la misma en ambos programas. Estos resultados evidencian la exactitud y coherencia de la frecuencia eléctrica estimada en Matlab.

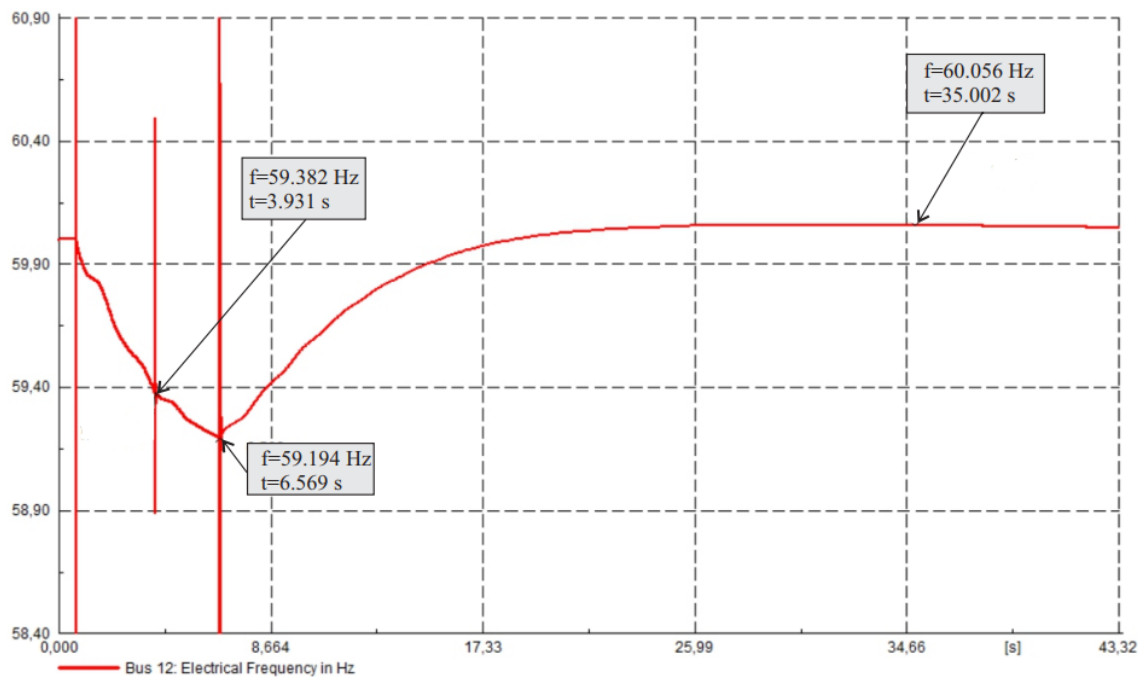
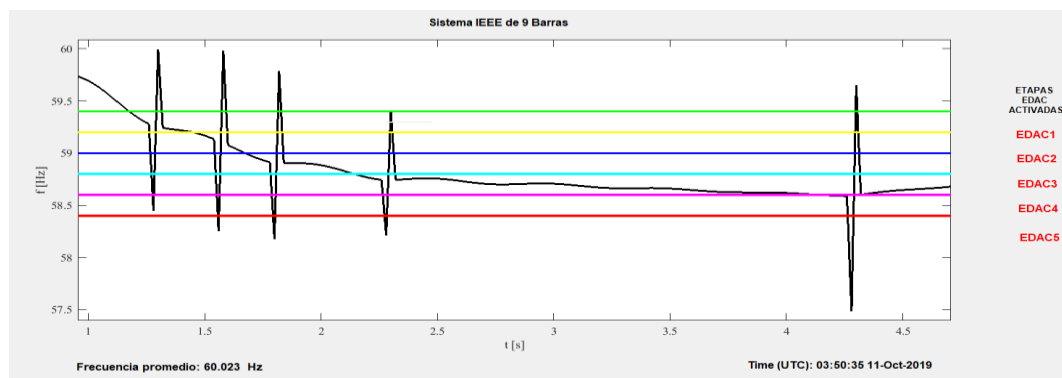


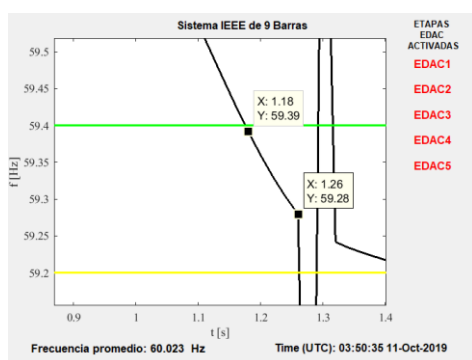
Figura 4-2. Frecuencia en la barra 12 del sistema IEEE de 39 barras registrada en DIgSILENT.

4.2 Evaluación de la ejecución del esquema de acción remedial del WAP propuesto

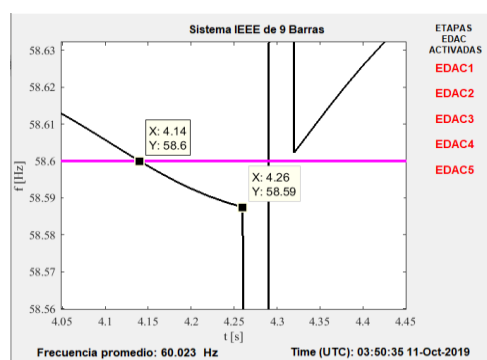
La ejecución de las etapas del EDAC deben cumplir con los umbrales de frecuencia y retardo intencional definidos en la tabla 2.1. En la figura 4-3a, se muestra la respuesta del sistema IEEE de 9 barras para el escenario de operación 2 con el esquema EDAC EA4 incorporado. Durante esta simulación se activaron 5 etapas y la frecuencia del sistema se estabilizó en 60.02 Hz. Se observa que cuando la frecuencia disminuye por debajo del umbral, la correspondiente etapa del EDAC no se ejecuta inmediatamente, sino que transcurre un tiempo que corresponde al retardo intencional y entonces se ejecuta la etapa.



(a)



(b)



(c)

Figura 4-3. Umbrales de frecuencia y tiempo de retardo intencional.

En la figura 4-4, se ilustra un esquema para representar los intervalos de tiempo que tarda la ejecución de una etapa del EDAC: el proceso inicia durante el registro del valor de la frecuencia por debajo de un umbral, este proceso toma un ciclo de 20 ms, seguido a esto transcurre el tiempo asociado al retardo intencional que varía dependiendo de la etapa y finalmente, se emplea un ciclo más, durante el cual se envía de la señal de ejecución de Matlab a DIGSILENT en donde son ejecutados los eventos de desconexión de carga asociados a la etapa.

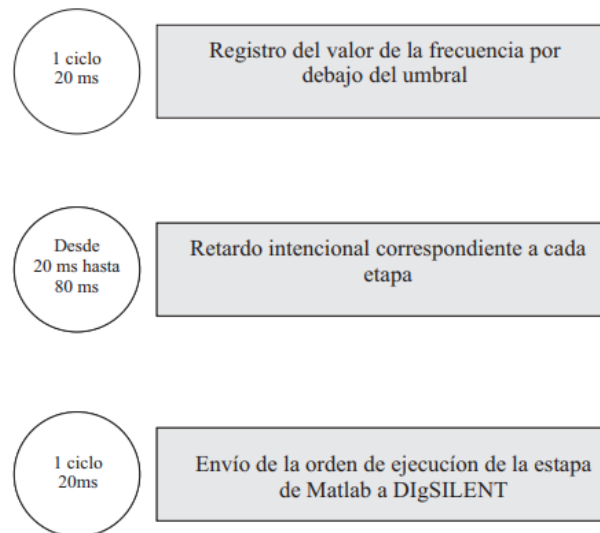


Figura 4-4. Tiempo para la ejecución de una etapa del EDAC.

En particular, de la figura 4-3b, se observa la activación la etapa EDAC1, la cual tiene un retardo intencional de 40 [ms] y a la derecha, en la figura 4-3c, la activación de la etapa EDAC5 con 80 [ms] de retardo intencional. Para el caso de la etapa 1 se observa que alcanza el valor umbral de 59.4 [Hz] en $t=1.18$ [s] y se ejecuta en $t=1.26$ [ms], esto es debido a los 20 [ms] necesarios cuando se registra este valor, más 40 [ms] de retardo intencional, y otros 20 [ms] durante la ejecución de la etapa. De igual manera sucede para la etapa EDAC5 para la cual el retardo intencional es de 80 [ms].

4.3 Selección y diseño de los esquemas remediales EDAC

Para el diseño de los esquemas EDAC es necesario primero identificar la topología del sistema al cual se le desea incorporar el esquema de acción remedial para la desconexión automática de carga por baja frecuencia. Con los datos de demanda y generación del sistema se definen diferentes

escenarios de operación que ocasionen un desbalance considerable ente carga-generación y conlleven a la disminución de la frecuencia eléctrica del sistema.

Es recomendable establecer primero los eventos menos severos que ocasionan que la frecuencia del sistema descienda por debajo de los umbrales de frecuencia definidos y en base a esto programar en las primeras etapas del EDAC una desconexión de carga similar a la magnitud de las perturbaciones. Por ejemplo, se observa en los esquemas propuestos para el sistema IEEE de 9 barras en la tabla 3-1, que los esquemas EA1 y EA2 tienen programado en las dos primeras etapas desconectar 45 [MW], que corresponden a la magnitud del escenario de menor perturbación considerado para este sistema, y los esquemas EA3 y EA4, de manera similar, tenían programado una magnitud alrededor de los 45 [MW] pero en las tres primeras etapas. Para establecer la cantidad de carga a desconectar en las demás etapas se recomienda tener en cuenta la suma de la carga programada en las etapas anteriores, de tal manera que la suma de la carga total deslastrada en las etapas activadas sea similar con la magnitud de las perturbaciones analizadas.

El diseño de los esquemas EDAC propuestos en este trabajo se realizó de manera empírica teniendo en cuenta los escenarios de operación propuestos para cada sistema. Para establecer un esquema óptimo de desconexión automático de carga es necesario contar con técnicas de optimización que permitan analizar múltiples escenarios de operación del sistema de manera rápida y precisa.

4.4 Evaluación de la respuesta del esquema remedial EDAC

La finalidad de los esquemas EDAC propuestos para los sistemas IEEE de 9 barras e IEEE de 39 barras es restablecer el valor de la frecuencia eléctrica del sistema ante un desbalance carga-generación que cause su disminución por debajo de los umbrales establecidos. Los resultados obtenidos con estos esquemas varían dependiendo principalmente de la cantidad de carga programada para deslastrar en cada etapa, la desconexión de magnitudes de carga superiores a la necesaria para restablecer el balance del sistema conlleva a que la frecuencia no se estabilice dentro de los rangos permitidos, este fenómeno se describe a continuación mediante el análisis de un caso de estudio.

Tabla 4-2.

Carga programada EDAC EA2 para el sistema IEEE de 9 barras.

	Carga a desconectar por etapa [MW]	Porcentaje respecto
EDAC 1	10	12%
EDAC 2	15	19%
EDAC 3	21	26%
EDAC 4	23	28%
EDAC 5	27	33%
EDAC 6	30	37%

En la figura 4-5, se presenta la respuesta del sistema IEEE de 9 barras ante un esquema EDAC que desconecta una menor cantidad de carga en las primeras etapas, el cual corresponde a la respuesta durante el escenario 2 e incorporando el esquema EA2. La magnitud de carga

programada para desconectar este esquema se definió en la tabla 3-1. Se relaciona en la tabla 4-2, la carga programada para deslastrar en cada etapa del EDAC y el porcentaje que representa frente al desbalance carga-generación, el cual para este caso es de 81 [MW].

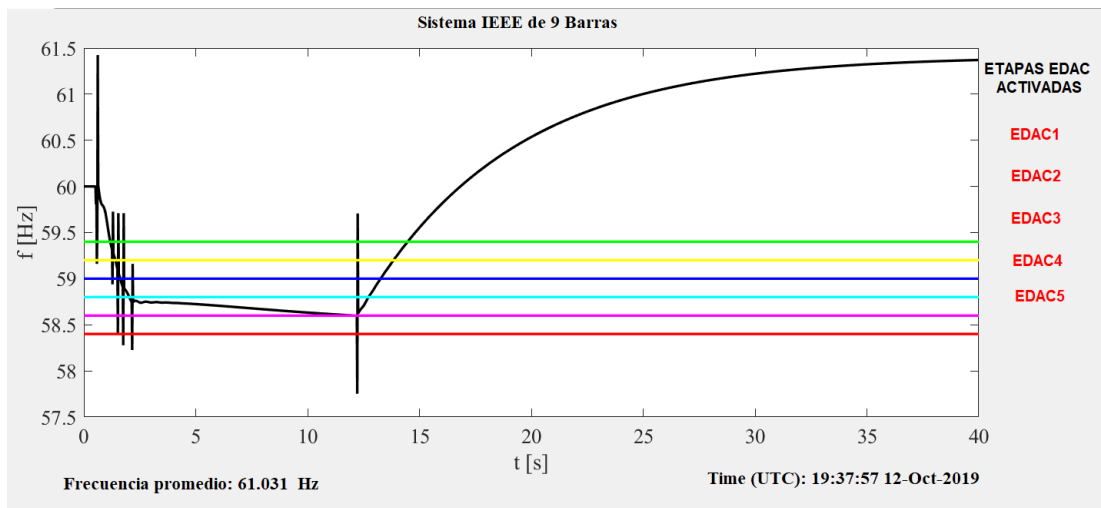


Figura 4-5. Respuesta esquema EDAC con magnitud de carga ascendente.

Se observa de la figura 4-5, que las 4 primeras etapas se ejecutan muy seguidas, cuyos tiempos de ejecución fueron presentados en la tabla 3-4. El total de carga desconectada durante las 4 etapas es de 69 [MW] que corresponde al 85% del desbalance del sistema, esto ocasiona que la frecuencia disminuya la tasa de cambio y permanezca más tiempo entre el umbral de 58.9 [Hz] y 58.6 [Hz], cuando alcanza este último umbral y se ejecuta la etapa 5, se desconecta un total de 96 [MW] del sistema, equivalente al 119 % del desbalance presente en el sistema, esto ocasiona que la frecuencia se establezca en un valor de 61.03 [Hz] ya que, se desconectó una cantidad mayor de carga, lo que conlleva a un desbalance generación-carga, para contrarrestar este tipo de situaciones se deben incorporar otros esquemas de acción remedial como la desconexión de generadores por alta frecuencia.

4.5 Parámetros de configuración SEL 351, Relé de frecuencia

La implementación de los esquemas de carga adoptados para los sistemas IEEE de 9 barras y el IEEE de 39 Barras pueden ser implementados mediante un sistema de protección SEL 351, empleando la protección de frecuencia (81, código ANSI). En esta sección se presentan los parámetros necesarios para la configuración de un el SEL 351, en el manual de usuarios SEL 351 Protection System Instruction (Schweitzer Engineering Laboratories [SEL], 2010) se definen las características y parámetros necesarios para configurar la protección de baja frecuencia. Este sistema de protección permite configurar 6 elementos por baja o alta frecuencia del sistema, a continuación, se describe la configuración de los principales parámetros asociadas a estos elementos de protección:

1. Habilitar el número de elementos que se desea configurar, mediante el parámetro $E81$. $E81=N$ para ninguno o variar el valor de $E81$ de 1 a 6 según el caso.
2. Definir la frecuencia nominal del sistema mediante $NFREQ$.
3. Las variables de configuración $81D1P$ - $81D6P$ permiten fijar el umbral de frecuencia para activar la protección de frecuencia. Este valor se puede establecer en un rango de 40.10 [Hz] a 65.00 [Hz].
4. Establecer el tiempo de retardo intencional para enviar la señal de disparo con las variables $81D1D$ - $81D6D$ este valor se puede definir de 2 a 16000 ciclos en pasos de 0.25 ciclos de la señal.

Los Esquemas de Desconexión Automática de Carga adoptados para el Sistema IEEE de 9 barras y para el Sistema IEEE de 39 barras fueron seleccionados y presentados en las secciones 3.1.4 y 3.2.4 respectivamente. Los dos esquemas adoptados tienen el mismo número de etapas y tiempo de retardo intencional, por lo que la configuración en el sistema de protecciones SEL es la misma, para la establecer en número de ciclos de retardo intencional en la configuración del SEL 351, se tiene que 20 [ms] en el WAP propuesto esquivale a un ciclo de señal procesado en el relé SEL 351.

En la tabla 4-3, se presenta esta configuración para cada uno de los relevadores asociados a la carga a desconectar durante la actuación del EDAC, la tabla 4-2a corresponde a la configuración del relevador de la etapa 1, la tabla 4-2b a la del relevador de la etapa 2 y así sucesivamente hasta el relevador de la etapa 6.

La palabra lógica asociada a los elementos de frecuencia configurados como relés por baja frecuencia con retardo intencional es *81D2T*, esta palabra tiene dos estados: 0 para indicar que se encuentra inactiva o 1 para indicar su activación. Si su estado es 1, se envía una señal de disparo al interruptor asociado. La lógica de esta palabra se basa en comparar si el valor de *82D2P* es menor o igual que el valor establecido en la configuración, en caso de que se encuentre por debajo del umbral, *81D2T* toma el valor de 1 una vez transcurra el retardo intencional.

Tabla 4-3.

Configuración de los parámetros de los elementos de frecuencia del SEL 351

RELEVADOR ETAPA 1		RELEVADOR ETAPA 4	
Configuración	Valor	Configuración	Valor
E81	1	E81	1
NFREQ	60	NFREQ	60
82D2P	59.4	82D2P	58.8
82D2D	2	82D2D	3
(a)		(d)	
RELEVADOR ETAPA 2		RELEVADOR ETAPA 5	
Configuración	Valor	Configuración	Valor
E81	1	E81	1
NFREQ	60	NFREQ	60
82D2P	59.2	82D2P	58.6
82D2D	2	82D2D	4
(b)		(e)	
RELEVADOR ETAPA 3		RELEVADOR ETAPA 6	
Configuración	Valor	Configuración	Valor
E81	1	E81	1
NFREQ	60	NFREQ	60
82D2P	59	82D2P	58.4
82D2D	3	82D2D	4
(c)		(f)	

5. Conclusiones

La revisión del estado del arte de los sistemas de protección de área amplia permitió evidenciar la utilidad y relevancia de estos sistemas para el reconocimiento e implementación de acciones remediales que permitan preservar la estabilidad del sistema ante la ocurrencia de grandes perturbaciones gracias a que incorpora mediciones sincrofasoriales las cuales permiten conocer el estado del sistema en tiempo real. Se identificaron los principales componentes de la arquitectura de un WAP, sus características y funciones, lo que permitió adoptar una arquitectura base para realizar la simulación del sistema.

La interfaz de comunicación y los scripts desarrollados en Power Factory DIgSILENT y Matlab permiten replicar el funcionamiento de un WAP. Se estiman 50 sincrofasores por segundo basados en el proceso interno de una PMU, lo que permite monitorear el estado del sistema en tiempo real. Esta herramienta puede ser utilizada con fines académicos para conocer el estado y analizar la respuesta del sistema ante diferentes escenarios de operación.

Con el monitoreo de la frecuencia del sistema se desarrolló un esquema de acción remedial para la desconexión automática de carga por baja frecuencia. Se evidenció que la pérdida súbita de generación ocasiona que la frecuencia disminuya drásticamente y que la desconexión de carga es un mecanismo eficaz para restablecer el valor de la frecuencia eléctrica en un sistema de potencia.

El diseño de un EDAC debe realizarse teniendo en cuenta la topología y respuesta del sistema ante diferentes escenarios de operación que ocasionen un desbalance carga-generación. Los porcentajes de carga a desconectar en las primeras etapas del EDAC deben ser del mismo orden que las perturbaciones mínimas consideradas en los escenarios planteados. Los esquemas EDAC adoptados para los dos sistemas de transmisión considerados en este trabajo lograron restablecer el valor de la frecuencia eléctrica del sistema dentro de los rangos permitidos de operación.

Referencias

Anantha P. (1989). *Energy Function Analysis for Power System Stability*. Boston, Estados Unidos. Kluwer Academic Publishers.

Ávalos G. (2018). *Implementación en tiempo real de una unidad de medición fasorial basada en sistema embebidos (Tesis de pregrado)*. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.

Begovic, M., Nosovel D., Karlsson, D., Henville, C. y Michel, G. (2005). Wide-Area Protection and Emergency Control. *Proceedings of the IEEE*, 93(5), 876-891.

Bertsch, J., Carnal, C., Karlsson, D., Mcdaniel. J. y Khoi V. (2005). Wide-Area Protection and Power System Utilization. *Proceedings of the IEEE*, 93(5), 997-1002.

Cardenas, J., Gonzales, V., Paternina M. A., Zeyala, F., Zamora, A., Torres, V. y Dotta, D. (2019). *A Matlab- and PowerFactory-based WAMS Simulator*. Artículo entregado para publicación.

Céspedes, R., Respetrepo, B., Roa, H. (1984). Deslastre de carga en sistemas de potencia. *Revista Ingeniería en Investigación Universidad Nacional de Colombia*. (10), p30-34.

Cigre Australia. *Wide Area Protection and Control System Used to Improve System Reliability and Security*. Australia. Recuperado de: <https://www.cigreaustralia.org.au/news/in-the-loop-news/wide-area-protection-and-control-systems-used-to-improve-system-reliability-and-security/>

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1995). *RESOLUCIÓN 025 DE 1995*. Colombia. Recuperado de: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1995-CRG95025>

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1996). *Resolución 061 de 1996*. Colombia. Recuperado de: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/00e09910944a8810525785a007a63e2?OpenDocument>

Consejo Nacional de Operación CNO. (2019). *Acuerdo 1146 Por el cual se aprueba el Esquema de Deslastre Automático de Carga EDAC por baja frecuencia para el año 2019*. Colombia. Recuperado de: <https://www.cno.org.co/content/acuerdo-1146-por-el-cual-se-aprueba-el-esquema-de-deslastre-automatico-de-carga-edac-por>

De la O Serna, Ramírez, J., Zamora, A. y Arrieta, M. (2016). Identification of Electromechanical Modes Based on the Digital Taylor-Fourier Transform. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(1), 206-215.

Dotta, D., Chow, J. y Bertagnolli, D., (2014). A Teaching Tool for Phasor Measurement Estimation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(4), 1981–1988.

ELSPEC. (s.f). *G5-Phasor Measurement Unit*. Recuperado de: <https://www.elspec-ltd.com/metering-protection/g5-phasor-measurement-unit/#Live-Demo>

Engineering Texas A&M University. (s.f). *New England IEEE 39-Bus System*. USA. Recuperado de: <https://electricgrids.engr.tamu.edu/electric-grid-test-cases/new-england-ieee-39-bus-system/>

García D. (2011). *GENERACIÓN DE ALARMA ANTE OSCILACIONES MEDIANTE LA TRANSFORMADA DIGITAL TAYLOR-FOURIER (Tesis de Maestría)*. Universidad Autónoma de Nuevo León. Nuevo León, México.

IEEE Power & Energy Society. (2011). *IEEE Std C37.118.1: IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems*. New York, USA. Recuperado de: <http://smartgridcenter.tamu.edu/resume/pdf/1/C37.118.1-2011.pdf>

IEEE Power & Energy Society. (2013). *IEEE Std C37.244: IEEE Guide for Phasor Data Concentrator Requirements for Power System Protection. Control. and Monitoring*. New York, USA. Recuperado de: <https://www.naspi.org/sites/default/files/2016-09/C37.244-2013.pdf>

ISA. (2007). *Comunicado de prensa: Falla humana causó apagón ayer. 27 abril del 2007.*

Medellín, Colombia. Recuperado de: <http://www.isa.co/es/sala-deprensa/Documents/comunica dos/2007-04-27-falla-humana-causo-apagon-deayer.pdf>

Jain, A., Bhardawaj, A., Kumar, S. y Bhullar, S. (2018). Implementation Techniques for Frequency & Phasor Estimation in Phasor Measurement Units (PMUs). Conferencia llevada a cabo en el *IEEE 2018 3rd International Conference on Internet of Things: Smart Innovation and Usages*, IEEE GCIoT, Bhimtal, India.

La demanda de energía en Colombia creció 3.3% en 2018, según XM. (21 de enero de 2019). *La República*. Colombia. Recuperado de: <https://www.larepublica.co/economia/lademanda-de-energia-en-colombia-crecio-33-en-2018-segun-xm-2818093>.

Ledesma P. (2008). *Regulación de frecuencia y potencia*. Universidad Carlos III. Madrid, España.

León, R., Gomez, J., Gonzalez, W., Lopez, G. y Osorio, M. (s.f). *Sistema de Respaldo Nacional ante Eventos de Gran Magnitud SIRENA*. Colombia. Recuperado de: http://www.xm.com.co/boletinxm/publishingimages/boletin256/paperxmsirena_premioasocodiscno.pdf

Lozano, C., Castro, F., Ramirez, S. (2012). Unidades de medición fasorial (PMU). *El hombre y la Máquina*. (38), p 66-74.

Pérez, E. (2012). *Sincrofasores y su Aplicación en Control de Área Amplia en Sistemas de Potencia (Tesis de pregrado)*. Universidad Autónoma de Occidente. Cali, Colombia.

Power Factory DIgSILENT. (2013). *Application Guide: DPL TUTORIAL*. Recuperado de:
https://www.academia.edu/9096026/DIgSILENT_DPL_tutorial

Power Factory DIgSILENT. (2015). *39 Bus New England System*. Disponible en la siguiente ruta dentro de DIgSILENT Power Factory 15: Power Factory Examples, Additional Examples, 39 Bus System, Documentation.

Power Factory DIGSILENT (s.f). *PowerFactory Applications*. Recuperado de:
<https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>.

Rehtanz, C., Bertsch, J. (2001). A new wide area protection system. *IEEE Porto Power Tech Conference*. IEEE. Porto, Portugal.

Schweitzer Engineering Laboratories (SEL). (2010). *SEL-351-5, -6,-7 Protection System, Instruction Manual*. Estados Unidos. Schweitzer Engineering Laboratories Inc.

Terjiza, V., Valderde, G., Cai. D., Regulski, P., Madani, V., Fitch, J., Skok. S., Begovic, M. y Phadke, A. (2011). Wide-Area Monitoring and Control of Future Electric Power Networks. *Proceedings of the IEEE*. 99(1), 80-93.

XM. (2012). *Revisión del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia - EDAC- 2012*. Colombia. Recuperado de: http://www.xm.com.co/estudiosedac/2012/XM_CND_2012_63_EDAC_2012.pdf.

XM. (2017). *Revisión y actualización del EDAC por Baja Frecuencia del SIN – SAPE*. Colombia. Recuperado de https://www.xm.com.co/estudiosedac/2017/XM_CND_2017_012_EDAC_2017.pdf

XM. (2018). *Portafolio Proyectos XM Máximo Nivel año 2018*. Colombia. Recuperado de: https://www.xm.com.co/corporativo/Documents/PortafolioProyectoMaximoNivel_2018.pdf

Apéndices

Apéndice A: Datos de los elementos del Sistema IEEE de 9 barras

Tabla A-1.

Datos de los generadores del Sistema IEEE de 9 barras.

Nombre	Capacidad		Tensión kV	Tipo de Nodo	Potencia		Conectado
	MVA	fp			MW	MVAR	
G1	247.5	1	16.5	SLACK	71.7	29.8	Barra 1
G2a	192	0.85	18	PV	81	3.3	Barra 2
G2b	192	0.85	18	PV	82	3.4	Barra 2
G3a	128	0.85	13.8	PV	42	-5	Barra 3
G3b	128	0.85	13.8	PV	43	-5.09	Barra 3

Tabla A-2.

Datos de los transformadores de potencia del Sistema IEEE de 9 barras.

Nombre	Grupo Conexión	Potencia		Tensión		Impedancia		Conectado	
		Nominal	Nominal	Nominal	Nominal	Cortocircuito		Alta	Baja
		MVA	Alta kV	Baja kV		Zcc %			
T1	YND5	250	230	16.5		14.4		Barra 4	Barra 1
T2	YND5	200	230	18		12.5		Barra 7	Barra 2
T3	YND5	150	230	13.8		8.79		Barra 9	Barra 3

Tabla A-3.

Datos de las líneas de transmisión del Sistema IEEE de 9 barras.

Nombre	Long. km	Secuencia Positiva		Conectado	
		Resistencia	Reactancia	Desde	Hasta
		Ohm/km	Ohm/km		
Línea 1	1	5.29	44.965	Barra 5	Barra 4
Línea 2	1	16.928	85.169	Barra 7	Barra 5
Línea 3	1	44.965	38.088	Barra 7	Barra 8
Línea 4	1	62.951	533.232	Barra 8	Barra 9
Línea 5	1	20.631	89.93	Barra 9	Barra 6
Línea 6	1	8.993	48.668	Barra 6	Barra 4

Tabla A-4.

Datos de las cargas del Sistema IEEE de 9 barras.

Nombre	Potencia demandada		Conexión
	MW	MVAR	
Cargas A	125	55.5	Barra 5
Cargas B	90	27	Barra 6
Cargas C	100	32	Barra 8

Tabla A-5.

Datos de los transformadores de tensión del Sistema IEEE de 9 barras.

Nombre	Tensión Nominal		Conectado
	Primario	Secundario	
	[kV]	[V]	
PT @BUS1	16.5	110	Barra 1
PT @BUS2	18	110	Barra 2
PT @BUS3	16.5	110	Barra 3
PT @BUS4	230	110	Barra 4
PT @BUS5	230	110	Barra 5
PT @BUS6	230	110	Barra 6
PT @BUS7	230	110	Barra 7
PT @BUS8	230	110	Barra 8
PT @BUS9	230	110	Barra 9

Tabla A-6.

Datos de los transformadores de corriente del Sistema IEEE de 9 barras.

Nombre	Corriente Nominal		Conectado
	Primario	Secundario	
CT @BUS1	4000	5	Barra 1
CT @BUS2	7500	5	Barra 2
CT @BUS3	5000	5	Barra 3
CT @BUS4	200	5	Barra 4
CT @BUS5	200	5	Barra 5
CT @BUS6	200	5	Barra 6
CT @BUS7	300	5	Barra 7
CT @BUS8	125	5	Barra 8
CT @BUS9	200	5	Barra 9

Apéndice B. Datos de los elementos del Sistema IEEE de 39 barras

Tabla B-1.

Datos de los generadores del Sistema IEEE de 39 barras.

Nombre	Capacidad		Tensión	Tipo de Nodo	Potencia despachada		Barra
	Generación		Nominal		MW	MVAR	
	MVA	fp	kV				
G 01	10000	0.85	345	PV	1000	0	Barra 39
G 02	700	0.85	16.5	SLACK	533	0	Barra 31
G 03	800	0.85	16.5	PV	650	0	Barra 32
G 04	800	0.85	16.5	PV	632	0	Barra 33
Ga 05	300	0.85	16.5	PV	254	0	Barra 34
Gb 05	300	0.85	16.5	PV	254	0	Barra 34
G 06	800	0.85	16.5	PV	650	0	Barra 35
G 07	700	0.85	16.5	PV	560	0	Barra 36
G 08	700	0.85	16.5	PV	540	0	Barra 37
G 09	1000	0.85	16.5	PV	830	0	Barra 38
G 10	1000	0.85	16.5	PV	250	0	Barra 30

Tabla B-2.

Datos de los transformadores del Sistema IEEE de 39 barras.

Nombre	Grupo	Potencia	Tensión		Impedancia	Conexión	
	Conexión	Nominal	Nominal		Cortocircuito		
		MVA	Alta kV	Baja kV	Zcc %	Alta	Baja
TRF 02 - 30	YNY0	1000	345	16.5	18.1	Barra 02	Barra 30
TRF 06 - 31	YNY0	700	345	16.5	17.5	Barra 06	Barra 31
TRF 10 - 32	YNY0	800	345	16.5	16	Barra 10	Barra 32
TRF 11 - 12	YNY0	300	345	138	13.06	Barra 11	Barra 12
TRF 13 - 12	YNY0	300	345	138	13.06	Barra 13	Barra 12
TRF 19 - 20	YNY0	1000	345	230	13.81	Barra 19	Barra 20
TRF 19 - 33	YNY0	800	345	16.5	11.37	Barra 19	Barra 33
TRF 20 - 34	YNY0	600	230	16.5	10.81	Barra 20	Barra 34
TRF 22 - 35	YNY0	800	230	16.5	11.4	Barra 22	Barra 35
TRF 23 - 36	YNY0	700	230	16.5	19.04	Barra 23	Barra 36
TRF 25 - 37	YNY0	700	230	16.5	16.25	Barra 25	Barra 37
TRF 29 - 38	YNY0	1000	230	16.5	15.62	Barra 29	Barra 38

Tabla B-3.

Datos de las líneas de transmisión del Sistema IEEE de 39 barras.

Nombre	Long. km	Secuencia Positiva		Conexión	
		Resistencia	Reactancia	Desde	Hasta
		Ohm/km	Ohm/km		
Línea 01-02	163.1	4.2	48.9	Barra 01	Barra 02
Línea 01-39	99.2	1.2	29.8	Barra 01	Barra 39
Línea 02-03	59.9	1.5	18.0	Barra 02	Barra 03
Línea 02-25	34.1	8.3	10.2	Barra 02	Barra 25
Línea 03-04	84.5	1.5	25.4	Barra 03	Barra 04
Línea 03-18	52.8	1.3	15.8	Barra 03	Barra 18
Línea 04-05	50.8	1.0	15.2	Barra 04	Barra 05
Línea 04-14	51.2	1.0	15.4	Barra 04	Barra 14
Línea 05-06	10.3	0.2	3.1	Barra 05	Barra 06
Línea 05-08	44.4	1.0	13.3	Barra 05	Barra 08
Línea 06-07	36.5	0.7	11.0	Barra 06	Barra 07
Línea 06-11	32.5	0.8	9.8	Barra 06	Barra 11
Línea 07-08	18.3	0.5	5.5	Barra 07	Barra 08
Línea 08-09	144.0	2.7	43.2	Barra 08	Barra 09
Línea 09-39	99.2	1.2	29.8	Barra 09	Barra 39
Línea 10-11	17.1	0.5	5.1	Barra 10	Barra 11
Línea 10-13	17.1	0.5	5.1	Barra 10	Barra 13
Línea 13-14	40.1	1.1	12.0	Barra 13	Barra 14
Línea 14-15	86.1	2.1	25.8	Barra 14	Barra 15

Continuación de la Tabla B-3

Nombre	Long. km	Secuencia Positiva		Conexión	
		Resistencia	Reactancia	Desde	Hasta
		Ohm/km	Ohm/km		
Línea 15-16	37.3	1.1	11.2	Barra 15	Barra 16
Línea 16-17	35.3	0.8	10.6	Barra 16	Barra 17
Línea 16-19	77.4	1.9	23.2	Barra 16	Barra 19
Línea 16-21	53.6	1.0	16.1	Barra 16	Barra 21
Línea 16-24	23.4	0.4	7.0	Barra 16	Barra 24
Línea 17-18	32.5	0.8	9.8	Barra 17	Barra 18
Línea 17-27	68.6	1.5	20.6	Barra 17	Barra 27
Línea 21-22	55.5	1.0	16.7	Barra 21	Barra 22
Línea 22-23	38.1	0.7	11.4	Barra 22	Barra 23
Línea 23-24	138.9	2.6	41.7	Barra 23	Barra 24
Línea 25-26	128.2	3.8	38.4	Barra 25	Barra 26
Línea 26-27	58.3	1.7	17.5	Barra 26	Barra 27
Línea 26-28	188.1	5.1	56.4	Barra 26	Barra 28
Línea 26-29	248.0	6.8	74.4	Barra 26	Barra 29
Línea 28-29	59.9	1.7	18.0	Barra 28	Barra 29

Tabla B4.

Datos de las cargas del Sistema IEEE de 39 barras.

Nombre	Potencia demandada		Conectado
	MW	MVAR	
Carga 03	322	2.4	Barra 03
Carga 04	500	184	Barra 04
Carga 07	233.3	84	Barra 07
Carga 08	522	176	Barra 08
Carga 12	7.5	88	Barra 12
Carga 15	320	153	Barra 15
Carga 16	329	32.3	Barra 16
Carga 18	158	30	Barra 18
Carga 20	628	103	Barra 20
Carga 21	274	115	Barra 21
Carga 23	247.5	84.6	Barra 23
Carga 24	308.6	-92.2	Barra 24
Carga 25	224	47.2	Barra 25
Carga 26	139	17	Barra 26
Carga 27	281	75.5	Barra 27
Carga 28	206	27.6	Barra 28
Carga 29	283.5	26.9	Barra 29
Carga 31	9.2	4.6	Barra 31
Carga 39	1104	250	Barra 39

Tabla B5.

Datos de los transformadores de tensión del Sistema IEEE de 39 barras.

Nombre	Tensión Nominal		Conectado
	Primario	Secundario	
	[kV]	[V]	
PT @BUS01	345000	100	Barra 1
PT @BUS02	345000	100	Barra 2
PT @BUS03	345000	100	Barra 3
PT @BUS04	345000	100	Barra 4
PT @BUS05	345000	100	Barra 5
PT @BUS06	345000	100	Barra 6
PT @BUS07	345000	100	Barra 7
PT @BUS08	345000	100	Barra 8
PT @BUS09	345000	100	Barra 9
PT @BUS10	345000	100	Barra 10
PT @BUS11	345000	100	Barra 11
PT @BUS12	138000	100	Barra 12
PT @BUS13	345000	100	Barra 13
PT @BUS14	345000	100	Barra 14
PT @BUS15	345000	100	Barra 15
PT @BUS16	345000	100	Barra 16
PT @BUS17	345000	100	Barra 17
PT @BUS18	345000	100	Barra 18
PT @BUS19	345000	100	Barra 19
PT @BUS20	230000	100	Barra 20
PT @BUS21	345000	100	Barra 21

Continuación de la Tabla B5.

Nombre	Tensión Nominal		Conectado
	Primario [kV]	Secundario [V]	
PT @BUS22	345000	100	Barra 22
PT @BUS23	345000	100	Barra 23
PT @BUS24	345000	100	Barra 24
PT @BUS25	345000	100	Barra 25
PT @BUS26	345000	100	Barra 26
PT @BUS27	345000	100	Barra 27
PT @BUS28	345000	100	Barra 28
PT @BUS29	345000	100	Barra 29
PT @BUS30	16500	100	Barra 30
PT @BUS31	16500	100	Barra 31
PT @BUS32	16500	100	Barra 32
PT @BUS33	16500	100	Barra 33
PT @BUS34	16500	100	Barra 34
PT @BUS35	16500	100	Barra 35
PT @BUS36	16500	100	Barra 36
PT @BUS37	16500	100	Barra 37
PT @BUS38	16500	100	Barra 38
PT @BUS39	345000	100	Barra 39