



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y
TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DE LOS EVENTOS DE CALIDAD DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN EL PATIO DE 34,5 KV DE LA SUBESTACIÓN ÍNSULA CENS S.A**

E.S.P

AUTOR: JUAN ANDRES MOJICA SUAREZ

DIRECTOR: M.SC. EDISON ANDRÉS CAICEDO PEÑARANDA

CO-DIRECTOR: ING. RICARDO AURELIO RINCÓN

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
PAMPLONA NORTE DE SANTANDER – COLOMBIA
19/JUNIO/2020**

**ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DE LOS EVENTOS DE CALIDAD DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN EL PATIO DE 34,5 KV DE LA SUBESTACIÓN ÍNSULA CENS S.A**

E.S.P

AUTOR: JUAN ANDRES MOJICA SUAREZ

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

DIRECTOR: M.SC. EDISON ANDRÉS CAICEDO PEÑARANDA

CO-DIRECTOR: ING. RICARDO AURELIO RINCÓN

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PAMPLONA NORTE DE SANTANDER – COLOMBIA
19/JUNIO/2020**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA ELECTRÓNICA SISTEMAS Y
TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**AUTORIZACIÓN PARA SUSTENTAR
TRABAJO PRESENTADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

**ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DE LOS EVENTOS DE CALIDAD DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN EL PATIO DE 34,5 KV DE LA SUBESTACIÓN ÍNSULA CENS S.A
E.S.P**

FECHA DE INICIO DEL TRABAJO: 30/MARZO/2020

FECHA DE TERMINACIÓN DEL TRABAJO: 17/JUNIO/2020

NOMBRES Y FIRMAS DE AUTORIZACIÓN PARA SUSTENTAR

AUTOR: JUAN ANDRÉS MOJICA SUARÉZ

DIRECTOR: M.SC. EDISON ANDRÉS CAICEDO PEÑARANDA

DIRECTOR DE PROGRAMA: _____

JURADO CALIFICADOR:

PRESIDENTE: ING. _____

OPONENTE: ING _____

SECRETARIO: ING. _____

PAMPLONA, COLOMBIA

19/JUNIO/2020

(Acta de sustentación diligenciada y Escaneada)

DEDICATORIA

**A MI MADRE FLORENTINA SUAREZ CERINZA Y MI
PADRE RUBIN NELSON MOJICA RIOS POR SU
SACRIFICIO, ESFUERZO, AMOR, CARIÑO Y
CONFIANZA.**

AGRADECIMIENTOS

A DIOS por darme la oportunidad de vivir, permitirme alcanzar mis metas y brindarme la salud para seguir soñando y cumplir con nuevos retos en esta vida.

A mis PADRES por haberme forjado como la persona que soy en la actualidad; mis logros se los debo a ustedes entre los que se incluye este. Me formaron con reglas y me motivaron constantemente para alcanzar mis anhelos.

A mi FAMILIA por hacer parte de mi vida y estar siempre en todo momento.

A los DOCENTES que estuvieron durante el lapso de mi carrera brindándome el conocimiento y la comprensión necesaria para llegar donde estoy ahora.

TABLA DE CONTENIDO

INFORMACIÓN GENERAL	16
RESUMEN.....	16
ABSTRACT	17
INTRODUCCIÓN.....	17
OBJETIVOS	18
Objetivo general	18
Objetivos específicos	19
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	19
DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	20
JUSTIFICACIÓN	21
CAPITULO I MARCO TEÓRICO.....	21
1.1 CALIDAD DE LA ENERGÍA.....	21
1.1.1 Fenómenos electromagnéticos en los sistemas de potencia regulados por la CREG 016 de 2007	22
1.2 CREG 016 DE 2007	34
1.2.1 Equipos de medición para la calidad de la energía.....	34
1.2.2 Plan para instalar el sistema de medición y registro.....	36
1.3 CREG 015 DE 2018.....	36
1.4 CURVA ITIC (CBEMA).....	37
1.5 ANÁLISIS CAUSA RAÍZ (RCA)	40
1.6 MARCO CONTEXTUAL	42
1.6.1 Información general de CENS	42
CAPITULO II CARACTERIZACIÓN DE LOS EVENTOS PRESENTES EN EL PATIO DE 34,5 KV DE LA SUBESTACIÓN ÍNSULA	43
2.1 EVENTOS QUE ESTÁN OCURRIENDO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO	43
2.1.1 Eventos de Transitorios	44
2.1.2 Eventos de Sags.....	47
2.1.3 Eventos de Interrupciones	50

2.2	FRECUENCIA DE LOS EVENTOS PRESENTES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO	51
2.2.1	Frecuencia de eventos de transitorios.....	51
2.2.2	Frecuencia de eventos de Sags.....	51
2.2.3	Frecuencia de eventos de Interrupciones	52
2.3	VALORES MÍNIMOS, MEDIOS Y MÁXIMOS DE LOS EVENTOS	53
2.3.1	Transitorios.....	53
2.3.2	Sags	53
2.3.3	Interrupciones.....	54
2.4	FENÓMENO SELECCIONADO PARA EL DESARROLLO DEL ANÁLISIS CAUSA RAÍZ	55
CAPITULO III RELACIÓN DEL EVENTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO.....		56
3.1	CONTEXTO OPERACIONAL	56
3.1.1	Descripción del patio.....	56
3.1.2	Usuarios Regulados.....	58
3.1.3	Conexión del patio de 34,5 Kv de la subestación eléctrica Ínsula con otras subestaciones eléctricas.....	59
3.2	SISTEMAS DE MEDICIÓN	60
3.2.1	Analizador de red ION 7650 (Medidor de calidad de la energía).....	60
3.2.2	Medidor ION 7330 (SCADA)	63
3.2.3	Digi Transport WR21. (Tele medida).....	65
CAPÍTULO IV METODOLOGÍA ANÁLISIS CAUSA RAÍZ		67
4.1	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	67
4.2	JERARQUIZACIÓN DEL PROBLEMA	68
4.2.1	Impacto de los Sags	68
4.2.2	Análisis de criticidad.....	69
4.2.3	Análisis de los eventos seleccionados	71
4.2.4	Descripción de los eventos seleccionados	72
4.3	ÁRBOL DE FALLA	74
CAPITULO V APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA CAUSA RAÍZ.....		76
5.1	PROBLEMA EN EL SISTEMA DE TRASMISIÓN NACIONAL (STN).....	76
5.1.1	Problema generalizado en el STN.....	76

5.1.5	Maniobra en el STN	79
5.2	MANIOBRA O FALLA DE CENS.....	80
5.2.1	Maniobra en una subestación eléctrica de CENS	81
5.2.2	Accionamiento de una protección en una Subestación eléctrica.....	82
5.2.3	Accionamiento de una protección en distribución eléctrica	83
5.3	USUARIOS DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA INTERCONECTADA	91
5.3.1	Sag 1.....	92
5.3.2	Sag 2.....	95
5.3.3	Sag 3.....	97
5.4	USUARIOS DE LA SUBESTACIÓN IMPLICADA	100
5.4.1	Maniobra de usuarios	¡Error! Marcador no definido.
5.4.2	Falla eléctrica.....	105
5.5	ÁRBOL DE FALLO Y APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA CAUSA RAÍZ	105
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		110
BIBLIOGRAFÍA.....		112

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Panorámica de la subestación eléctrica Ínsula CENS S.A E.S.P. Fuente: (CENS E.S.P S.A, E. (2020)).</i>	20
<i>Figura 2. Forma de onda de un transitorio impulsivo. Fuente: (Hargens, 2001).</i>	23
<i>Figura 3. Forma de onda de un transitorio oscilatorio. Fuente: (Andrei et al., 2017).</i>	24
<i>Figura 4. Caída de voltaje instantánea causada por falla SLG. (IEEE Power and Energy Society, 2009).</i>	27
<i>Figura 5. Elevación de voltaje (Swell). Fuente: (Arizpe Islas, Neira Rosales, & López Escamilla, 2013).</i>	28
<i>Figura 6. Interrupción de voltaje. Fuente: (Arizpe Islas, Neira Rosales, & López Escamilla, 2013)</i>	29
<i>Figura 7. Fluctuaciones del valor eficaz de la tensión. Fuente: (Fernández, F., & Toledo, R. (2010)).</i>	30
<i>Figura 8. Generación y propagación de armónicos en las redes de distribución de energía eléctrica. Fuente: (Téllez, 2015)</i>	31
<i>Figura 9. Límites máximos de distorsión total de voltaje. (CREG 024, 2005)</i>	32
<i>Figura 10. Forma de onda original y sus componentes armónicos: 1, 7, 5,11. Fuente: (Téllez, 2015)</i>	32
<i>Figura 11. Tensiones desequilibradas. Fuente: (Arizpe Islas et al., 2013)</i>	33
<i>Figura 12. Curva ITIC (CBEMA). Fuente: (ITI (CBEMA). (2005)).</i>	37
<i>Figura 13. Esquema de la metodología del análisis causa raíz RCA. Fuente: (A D Livingston (2001)).</i>	42
<i>Figura 14. Regionales de CENS S.A E.S.P. Fuente: (CENS E.S.P S.A, E. (2020)).</i>	43
<i>Figura 15. Número de eventos de transitorios vs magnitud del voltaje desde 01 de abril de 2019 hasta el 09 de marzo de 2020. Fuente: Autor.</i>	44
<i>Figura 16. Datos de los eventos de transitorios suministrados por el analizador de red ION 7650. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020)</i>	45
<i>Figura 17. Datos de los eventos de transitorios suministrados por el analizador de red ION 7650. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020).</i>	46
<i>Figura 18. Número de eventos de sags vs magnitud del voltaje desde 01 de abril de 2019 hasta el 09 de marzo de 2020. Fuente: Autor.</i>	47
<i>Figura 19. Datos de los eventos de sags suministrados por el analizador de red ION 7650. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020).</i>	48
<i>Figura 20. Datos de los eventos de sags suministrados por el analizador de red ION 7650. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020).</i>	49
<i>Figura 21. Número de eventos de interrupciones vs magnitud del voltaje desde 01 de abril de 2019 hasta el 09 de marzo de 2020. Fuente: Autor.</i>	50
<i>Figura 22. Datos de los eventos de interrupciones suministrados por el analizador de red ION 7650. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020)</i>	50
<i>Figura 23. Frecuencia por mes de eventos de transitorios. Fuente: Autor.</i>	51

<i>Figura 24. Frecuencia por mes de eventos de sags. Fuente: Autor.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 25. Frecuencia por mes de eventos de interrupciones. Fuente: Autor.</i>	<i>52</i>
<i>Figura 26. Valor máximo, mínimo y medio en duración y magnitud de los eventos de transitorios. Fuente: Autor.</i>	<i>53</i>
<i>Figura 27. Valor máximo, mínimo y medio en duración y magnitud de los eventos de Sags. Fuente: Autor.....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 28. Valor máximo, mínimo y medio en duración y magnitud de los eventos de interrupciones. Fuente: Autor.</i>	<i>55</i>
<i>Figura 29. Número total de eventos por fenómeno de la calidad de la energía. Fuente: Autor ...</i>	<i>56</i>
<i>Figura 30. Diagrama unifilar de la subestación eléctrica Ínsula. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020).....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 31. Tendido eléctrico de 34,5 Kv de la subestación Ínsula. Fuente: (Google earth y Maps V 2.1).....</i>	<i>58</i>
<i>Figura 32. Enlaces del patio de 34,5kV de la subestación Ínsula con otras subestaciones. Fuente: (Google earth y Maps V 2.1).....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 33. Diagrama unifilar de los enlaces del patio de 34,5kV de la subestación Ínsula con otras subestaciones. Fuente: (CENS E.S.P S.A, E. (2020)).....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 34. Diagrama unifilar de la subestación Ínsula y ubicación de los analizadores de red. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020).....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 35. Analizador de red ION 7650. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020).....</i>	<i>63</i>
<i>Figura 36. Diagrama unifilar de la subestación Ínsula visto el software SCADA. (SCADA CENS 2020).....</i>	<i>64</i>
<i>Figura 37. Medidor ION 7330. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020).....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 38. Modems de medición de teledatada en los usuarios del patio de 34,5 Kv de la subestación Ínsula. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020).....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 39. Disturbios críticos en la Curva ITIC (CBEMA). Fuente: Autor.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 40. Eventos para la selección del análisis causa raíz. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020).....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 41. Forma de onda de voltaje de un evento de sag 1. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020).....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 42. Forma de onda de voltaje de un evento de sag 2. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020).</i>	<i>73</i>
<i>Figura 43. Forma de onda de voltaje de un evento de sag 3. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020).....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 44. Árbol de falla. Fuente: Autor.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 45. Curvas de voltaje de línea con mediciones del SCADA de la celdas L50, L60 y L70 de la subestación Ínsula. Fuente: Autor.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 46. . Curvas de voltaje de línea con mediciones del SCADA de la celdas L50, L60 y L70 de la subestación Ínsula. Fuente: Autor.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 47. Curvas de voltaje de línea con mediciones del SCADA de las celdas L50, L60 y L70 de la subestación Ínsula. Fuente: Autor.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 48. Consignas nacionales durante el año 2019. Fuente: Autor.....</i>	<i>80</i>

<i>Figura 49. Consignas locales en CENS durante el mes de diciembre de 2019. Fuente: Autor. ...</i>	<i>81</i>
<i>Figura 50. Fallas en subestaciones eléctricas de CENS durante el mes de diciembre de 2019. Fuente: Autor.</i>	<i>82</i>
<i>Figura 51. Fallas en distribución eléctricas de CENS durante el mes de diciembre de 2019. Fuente: Autor.</i>	<i>84</i>
<i>Figura 52. Corrientes altas por fase medidas por el analizador de red ION 7650 el 08 de diciembre de 2019. Fuente: Autor.</i>	<i>85</i>
<i>Figura 53. Corrientes bajas por fase medidas por el analizador de red ION 7650 el 08 de diciembre de 2019. Fuente: Autor.</i>	<i>86</i>
<i>Figura 54. Corrientes altas por fase medidas por el analizador de red ION 7650 el 23 de diciembre de 2019. Fuente: Autor.</i>	<i>88</i>
<i>Figura 55. Corrientes bajas por fase medidas por el analizador de red ION 7650 el 23 de diciembre de 2019. Fuente: Autor.</i>	<i>89</i>
<i>Figura 56. Corrientes altas por fase medidas por el analizador de red ION 7650 el 30 de diciembre de 2019. Fuente: Autor.</i>	<i>90</i>
<i>Figura 57. Corrientes bajas por fase medidas por el analizador de red ION 7650 el 30 de diciembre de 2019. Fuente: Autor.</i>	<i>91</i>
<i>Figura 58. Demanda de consumo del usuario Arrocería la perla durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor.</i>	<i>93</i>
<i>Figura 59. Demanda de consumo del usuario Comunicaciones celular S.A, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor.</i>	<i>93</i>
<i>Figura 60. Demanda de consumo del usuario Colombia Comunicaciones S.A, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor.</i>	<i>94</i>
<i>Figura 61. Demanda de consumo del usuario Home Center, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor.</i>	<i>94</i>
<i>Figura 62. Demanda de consumo del usuario Arrocería la perla durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor.</i>	<i>95</i>
<i>Figura 63. Demanda de consumo del usuario Comunicaciones celular S.A, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor.</i>	<i>96</i>
<i>Figura 64. Demanda de consumo del usuario Colombia Comunicaciones S.A, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor.</i>	<i>96</i>
<i>Figura 65. Demanda de consumo del usuario Home center, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor.</i>	<i>97</i>
<i>Figura 66. Demanda de consumo del usuario Arrocería la perla durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor.</i>	<i>98</i>
<i>Figura 67. Demanda de consumo del usuario Comunicaciones celular S.A, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor.</i>	<i>98</i>
<i>Figura 68. Demanda de consumo del usuario Home center, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor.</i>	<i>99</i>
<i>Figura 69. Demanda de consumo del usuario Colombia Comunicaciones S.A, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor.</i>	<i>99</i>

<i>Figura 70. Demanda de consumo del usuario Cerámica Italia, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor</i>	<i>101</i>
<i>Figura 71. Demanda de consumo del usuario Transmateriales, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor</i>	<i>101</i>
<i>Figura 72. Demanda de consumo del usuario Cerámica Italia, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor</i>	<i>102</i>
<i>Figura 73. Demanda de consumo del usuario Transmateriales, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor</i>	<i>103</i>
<i>Figura 74. Demanda de consumo del usuario Cerámica Italia, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor</i>	<i>104</i>
<i>Figura 75. Demanda de consumo del usuario Transmateriales, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor</i>	<i>105</i>
<i>Figura 76. Árbol de falla con la aplicación de la metodología causa raíz del Sag 1. Fuente: Autor</i>	<i>107</i>
<i>Figura 77. Árbol de falla con la aplicación de la metodología causa raíz del Sag 2. Fuente: Autor</i>	<i>108</i>
<i>Figura 78. Árbol de falla con la aplicación de la metodología causa raíz del Sag 3. Fuente: Autor</i>	<i>109</i>

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Subcategorías de los transitorios impulsivos. Fuente: (Andrei et al., 2017)</i>	<i>23</i>
<i>Tabla 2. Subcategorías de los transitorios oscilatorios. Fuente: (Andrei et al., 2017).....</i>	<i>25</i>

INFORMACIÓN GENERAL

RESUMEN

En el siguiente resumen se introducen los criterios del proyecto el cual radica en el análisis causa raíz de los eventos de calidad de energía en el patio de 34,5Kv de la subestación Ínsula perteneciente a CENS. S.A. E.S.P. ubicada en el departamento de Norte de Santander - Colombia, el análisis causa raíz se realiza mediante una metodología estructurada de análisis, utilizada en la solución efectiva de problemas a través de la deducción, verificación e investigación de los incidentes que conducen a la identificación de las causas originales del evento, en esta metodología se enumeran todas las posibles hipótesis y causas más probables, esto se realiza de manera repetitiva y sucesiva hasta llegar a la o las causas probables físicas, para obtener los factores que contribuyeron probablemente con los eventos. Según reportes obtenidos de los analizadores de calidad de energía y solicitudes de los usuarios se han venido presentando perturbaciones en el servicio de energía eléctrica las cuales afectan la calidad de dicho servicio, mediante esta información suministrada por el operador de red la cual es obtenida de los analizadores de calidad de la energía (ION 7650), se plantea una caracterización de los eventos de calidad de energía presentes en el patio de 34,5Kv de la subestación Ínsula regulados por la CREG 016 DEL 2007 y con base en esta información determinar la relación del evento de calidad de energía de mayor frecuencia con los circuitos eléctricos de distribución, para así aplicar la metodología análisis causa raíz.

Palabras clave: Metodología, calidad de energía, analizadores de red, causa raíz, frecuencia y eventos.

ABSTRACT

The following summary introduces the criteria of the project which is rooted in the analysis of the power quality events in the 34.5Kv yard of the Insula substation belonging to CENS. S.A. E.S.P. Located in the department of Norte de Santander - Colombia, the root cause analysis is performed using a structured analysis methodology, used in the effective solution of problems through the deduction, verification and investigation of incidents that lead to the identification of the original causes of the event, this methodology lists all the possible hypotheses and most probable causes, this is done repetitively and successively until reaching the physical probable cause or causes, to obtain the factors that probably contributed to the events. According to reports obtained from the energy quality analyzers and user requests, disturbances in the electrical energy service have been occurring which affect the quality of said service, using this information provided by the network operator, which is obtained from the energy quality analyzers (ION 7650), a characterization of the energy quality events present in the 34.5Kv yard of the Insula substation regulated by CREG 016 DEL 2007 is proposed and based on this information determine the relationship of the most frequent energy quality event with the electrical distribution circuits, in order to apply the root cause analysis methodology.

Keywords: Methodology, power quality, network analyzers, root cause, frequency and events.

INTRODUCCIÓN

La calidad de la energía eléctrica se define como la gran variedad de fenómenos electromagnéticos que caracterizan la tensión y la corriente en un instante dado y en un punto determinado de la red

eléctrica (IEEE Power and Energy Society), este tema es de gran importancia en el mundo actual, cada día más generadores, transportadores, comercializadores, usuarios y en general todas las entidades que tienen relación con la energía eléctrica están virando sus ojos hacia esta dirección, debido a que una calidad deficiente trae consigo pérdidas económicas considerables originadas por el continuo aumento de perturbaciones que afectan el sistema eléctrico. Se plantea desarrollar un análisis causa raíz de los eventos de calidad de la energía del patio de 34,5 Kv de la subestación Ínsula, para ello se realiza la caracterización de los eventos y se elige el que presente mayor incidencia, consiguiente se aplica la metodología causa raíz utilizada en la solución efectiva de problemas a través de la deducción, verificación e investigación de los incidentes que conducen al identificación de las causas originales de falla, por medio del árbol de fallo enumerando todas las posibles hipótesis y sus causas probables. Se realiza en análisis a cada hipótesis del árbol de fallo para determinan las causas raíces probables del evento seleccionado y así poder garantizar soluciones efectivas a los usuarios afectados y mejorar la fiabilidad en el sistema eléctrico.

OBJETIVOS

Objetivo general

Realizar un análisis causa raíz para los eventos de calidad de la energía en el patio de 34,5 Kv de la Subestación Ínsula acordes a la medición establecida en la CREG 016 del 2007.

Objetivos específicos

1. Caracterizar los eventos de calidad de energía presentes en el patio de 34,5Kv de la Subestación eléctrica Ínsula regulados por la CREG 016 del 2007.
2. Determinar la relación del evento de calidad de la energía de mayor frecuencia con los circuitos del patio de 34,5Kv de la subestación eléctrica Ínsula.
3. Establecer un árbol de falla asociado al evento de calidad de energía eléctrica de mayor frecuencia en los circuitos de distribución.
4. Determinar la causa raíz del evento de calidad de energía de mayor frecuencia presente en la subestación.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La subestación eléctrica Ínsula alimenta 23430 usuarios, es decir, el 4,34% de los usuarios totales del Operador red (CENS S.A E.S. P) con una capacidad instalada de 47 MW, ubicados principalmente en el área metropolitana de Cúcuta Norte de Santander, se dividen en 3 clases; domésticos, comerciales e industriales. El patio de 34,5Kv alimenta 821 usuarios de los cuales en especial Cerámica Italia ha venido presentando solicitudes frecuentes al operador de red debido a la presencia de las diferentes perturbaciones eléctricas las cuales están alterando las características normales del sistema eléctrico, tales como; caídas y subidas de tensión, interferencias, distorsión armónica, ruidos en modo diferencial o común, parpadeo y variaciones de frecuencia. Estas perturbaciones están ocasionando un mal funcionamiento de los equipos eléctricos y electrónicos y en ocasiones presentando fallas permanentemente y apagones, trayendo como consecuencia principal pérdidas económicas importantes en los diferentes tipos de cargas.



Figura 1. Panorámica de la subestación eléctrica Ínsula CENS S.A E.S.P. Fuente: (CENS E.S.P S.A, E. (2020)).

DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Los fenómenos de la calidad de la energía en los sistemas eléctricos reflejan pérdidas económicas tanto para el operador de red como para los usuarios por ende es necesario tomar medidas al respecto. Un asunto evidente son los fenómenos que se están presentando en el patio de 34,5 Kv de la subestación Ínsula los cuales están afectando los procesos de producción de los usuarios en especial de Cerámica Italia, por ser un usuario de categoría industrial con una grande demanda de consumo, las quejas y reclamos por parte del usuario al operador de red han venido aumentando en los últimos días debido a frecuencia progresiva con la que surgen los fenómenos de calidad de la energía en su circuito eléctrico.

JUSTIFICACIÓN

Este proyecto se basa en el análisis causa raíz de los eventos de calidad de energía eléctrica en el patio de 34,5 Kv de la subestación Ínsula, del cual se han obtenido reportes de los analizadores de red que indican anomalías en el sistema eléctrico en dicho patio, por ende se va a realizar una determinación real de los eventos de calidad de energía eléctrica para establecer el análisis causa raíz y como modo de sugerencia al operador de red tomar medidas necesarias para la mitigación de estos eventos y garantizar la calidad del servicio que se brinda a los usuarios, para optimizar sus procesos, reducir riesgo eléctrico en los equipos y reducir daños, aumentar la seguridad de talento humano y además controlar las fallas de alimentación eléctrica y minimizarlas.

CAPITULO I MARCO TEÓRICO

1.1 CALIDAD DE LA ENERGÍA

El estándar IEEE 1159/1995 define el término “Calidad de Energía Eléctrica” como la gran variedad de fenómenos electromagnéticos que caracterizan la tensión y la corriente en un instante dado y en un punto determinado de la red eléctrica. La calidad de la energía es uno de los principales temas críticos en las instalaciones industriales, así como una de las principales zonas sin explotar de reducción de gastos y ganancias económicas en los negocios de hoy. El cableado incorrecto, la conexión a tierra incorrecta, las cargas desequilibradas o los equipos incorrectamente protegidos probablemente enviarán ruido eléctrico a través del sistema y pueden comprometer la calidad de la energía. Las crecientes necesidades de orientación, monitoreo y funcionamiento en los sistemas de energía actuales han hecho que el monitoreo de la calidad de la energía sea un ejercicio familiar para las instalaciones. Cada uno de estos problemas que afectan la calidad de

energía eléctrica es causado por diferentes factores. La infraestructura compartida es una de las causas. Cuanto mayor sea el estado del error, mayor será el número de personas afectadas o un retroceso en las instalaciones de un cliente puede dar lugar a una influencia temporal en los clientes del mismo subsistema. (Ángel & Cortés, 2009)

1.1.1 Fenómenos electromagnéticos en los sistemas de potencia regulados por la CREG 016 de 2007

1.1.1.1 Transitorios

El estándar IEEE 1159, no da una definición precisa para transitorio, debido a la variedad de interpretaciones, que puede tener este término. Los usuarios finales, utilizan este término para referirse a cualquier variación momentánea, que puede presentar el sistema de alimentación. Sin embargo, en el ámbito de calidad de la energía, los transitorios se definen como perturbaciones, que se presentan en las ondas de voltaje o de corriente que alteran su forma sinusoidal. Normalmente presentan valores muy altos, que pueden causar daños potenciales, si ingresan a los circuitos y equipos de los usuarios finales. Los transitorios se caracterizan por su corta duración y por su presencia en frecuencias anormales. . (IEEE Power and Energy Society, 2009).

Los transitorios se dividen en dos categorías:

1.1.1.1.1 Impulsivos

Los transitorios impulsivos, son cambios unipolares sub cíclicos, que se presentan en la onda sinusoidal de voltaje, corriente o ambos, dentro del sistema eléctrico. Se caracterizan por su valor pico, tiempo de subida y tiempo de decrecimiento. La IEEE 1159 define un transitorio impulsivo de la siguiente manera: Transitorio impulsivo de $1.2 \times 50 \mu\text{s}$ 2000 V, lo que significa que su valor

aumenta de cero a su valor pico de 2000 V, en $1.2\mu s$ y que su valor pico decrece a la mitad en $50\mu s$. (IEEE Power and Energy Society, 2009)

Los transitorios impulsivos no viajan lejos de su fuente de ingreso al sistema eléctrico, debido a las características de amortiguación de la red de energía. Las cualidades de este fenómeno, pueden variar en dependencia de la ubicación del punto de observación, análisis y medida. Por ejemplo, cuando se genera un transitorio impulsivo, por la caída de un rayo, las magnitudes de voltaje, corriente, duración y demás, pueden verse de distinta manera, teniendo en cuenta que tan lejos o cerca se produjo esta perturbación, de la localización donde se estudia. . (Andrei et al., 2017)

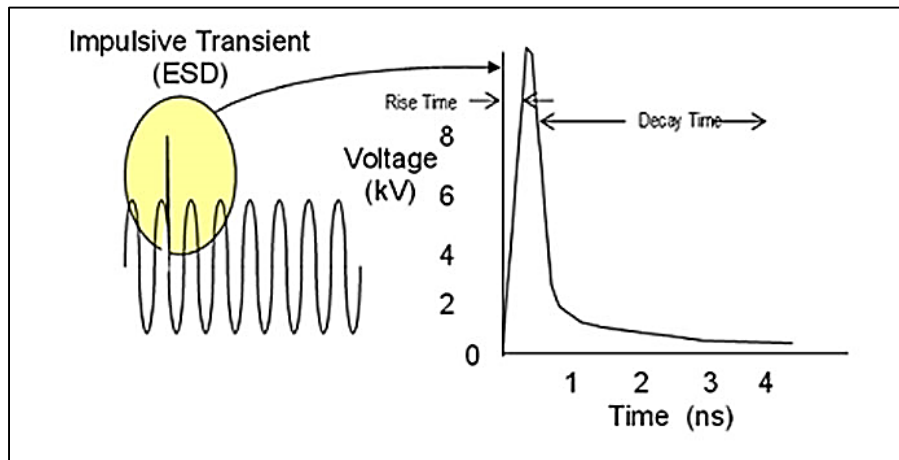


Figura 2. Forma de onda de un transitorio impulsivo. Fuente: (Hargens, 2001)

Los transitorios impulsivos se dividen en tres subcategorías, dependiendo del tiempo de duración, que se pueden apreciar en la siguiente tabla:

TRANSITORIO IMPULSIVO	CONTENIDO ESPECTRAL	DURACIÓN TÍPICA
<i>Nanosegundos</i>	5ns de subida	menos de 50ns
<i>Microsegundos</i>	1 μs de subida	entre 50ns y 1ms
<i>Milisegundos</i>	0,1ms de subida	más de 1ms

Tabla 1. Subcategorías de los transitorios impulsivos. Fuente: (Andrei et al., 2017)

Transitorios de nanosegundos: estos transitorios se observan cerca de la fuente de perturbación. (IEEE Power and Energy Society, 2009)

Transitorios de microsegundos: estos transitorios, no se presentan comúnmente. Son de gran magnitud y pueden ocasionar arcos eléctricos en el sistema. (IEEE Power and Energy Society, 2009)

Transitorios de milisegundos: estos transitorios son los que más se presentan en la red eléctrica, especialmente por la conmutación de cargas apreciables realizadas en el barraje de consumo o usuario final. (IEEE Power and Energy Society, 2009)

1.1.1.1.2 Oscilatorios

Los transitorios oscilatorios se pueden definir, como cambios repentinos en estado estacionario, de la onda sinusoidal de voltaje, corriente o ambas, presenciando cambios rápidos de polaridad, durante su desarrollo. (IEEE Power and Energy Society, 2009) Al igual que los transitorios impulsivos, los transitorios oscilatorios se caracterizan por su contenido espectral, duración y la magnitud de voltaje que puede alcanzar. El contenido espectral de este tipo de transitorio, se define en función de la frecuencia que presenta a lo largo de su evolución y no por su tiempo de duración. (Andrei et al., 2017)

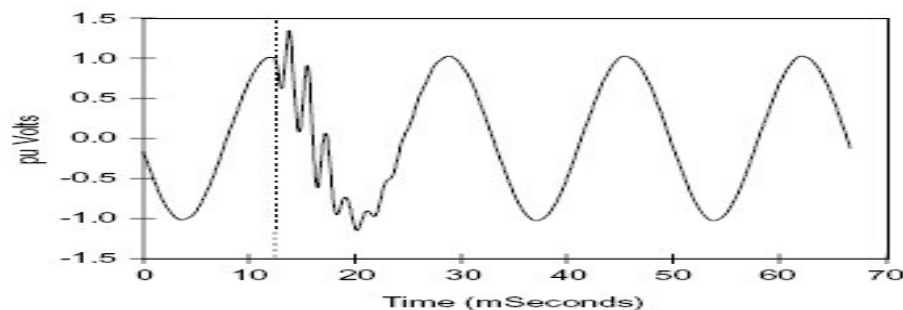


Figura 3. Forma de onda de un transitorio oscilatorio. Fuente: (Andrei et al., 2017)

Los transitorios oscilatorios se dividen en tres subcategorías, que pueden apreciarse en la tabla que se muestra a continuación:

TRANSITORIO OSCILATORIO	CONTENIDO ESPECTRAL	DURACIÓN TÍPICA	MAGNITUD DE VOLTAJE TÍPICA
<i>Baja frecuencia</i>	menor a 5kHz	0,3-50ms	0-4 pu
<i>Frecuencia media</i>	5-50kHz	20us	0-8 pu
<i>Alta frecuencia</i>	0,5-5kHz	5us	0-4 pu

Tabla 2. Subcategorías de los transitorios oscilatorios. Fuente: (Andrei et al., 2017)

1.1.1.1.3 Causas de los transitorios (Andrei et al., 2017)

- Descargas atmosféricas.
- Conmutación de condensadores.
- Conmutación de condensadores consecutivamente.
- Ferroresonancia.
- Corriente de energización en transformadores.
- Rechazo de cargas.
- Energización de líneas de transmisión.
- Interrupción de corriente en motores.

1.1.1.2 La desviación de la frecuencia

La desviación de la frecuencia, como su nombre lo indica, se refiere a la variación de frecuencia de sus valores nominales, ya sea por encima o por debajo del mismo. Este problema está relacionado directamente con el balance entre la carga y la generación y aparece, cuando existe un desequilibrio significativo entre estas dos partes del sistema eléctrico. (Angel & Cortés, 2009)

En condiciones normales de operación el sector de generación mantiene capacidad y una frecuencia mayor, para dar proporcionar un correcto balance de energía con la carga y brindando un margen

de seguridad, frente a cambios repentinos de carga. Cuando entran cargas significativas al SIN, la frecuencia decae y sucede todo lo contrario, cuando las cargas salen de operación. (Ángel & Cortés, 2009)

1.1.1.2.1 Causas de la desviación de la frecuencia

Cuando la potencia absorbida por la carga es superior a la capacidad de generación se produce una disminución negativa de la frecuencia, en el sistema de potencia.

Cuando la capacidad de generación, es considerablemente mayor al consumo de potencia por parte de las cargas, se presenta un aumento de la frecuencia nominal, en la red eléctrica. (Ángel & Cortés, 2009)

1.1.1.3 Variaciones de corta duración

1.1.1.3.1 Sag o Dip

Según (Ángel & Cortés, 2009) un sag es la reducción momentánea del valor RMS del voltaje o de la corriente (CA) (a entre 0.1 pu y 0.9 pu) a la frecuencia de potencia con duración entre medio ciclo (8.33 ms) y un minuto.

Para la normativa IEC [124] define al (dip) o caída de tensión como una reducción repentina de voltaje de corriente alterna en un punto de un sistema de energía eléctrica seguido por la recuperación del voltaje después de un corto periodo de tiempo de unos pocos ciclos a unos cuantos segundos, 0.5 ciclos a 1 minuto (IEC 61050-161).

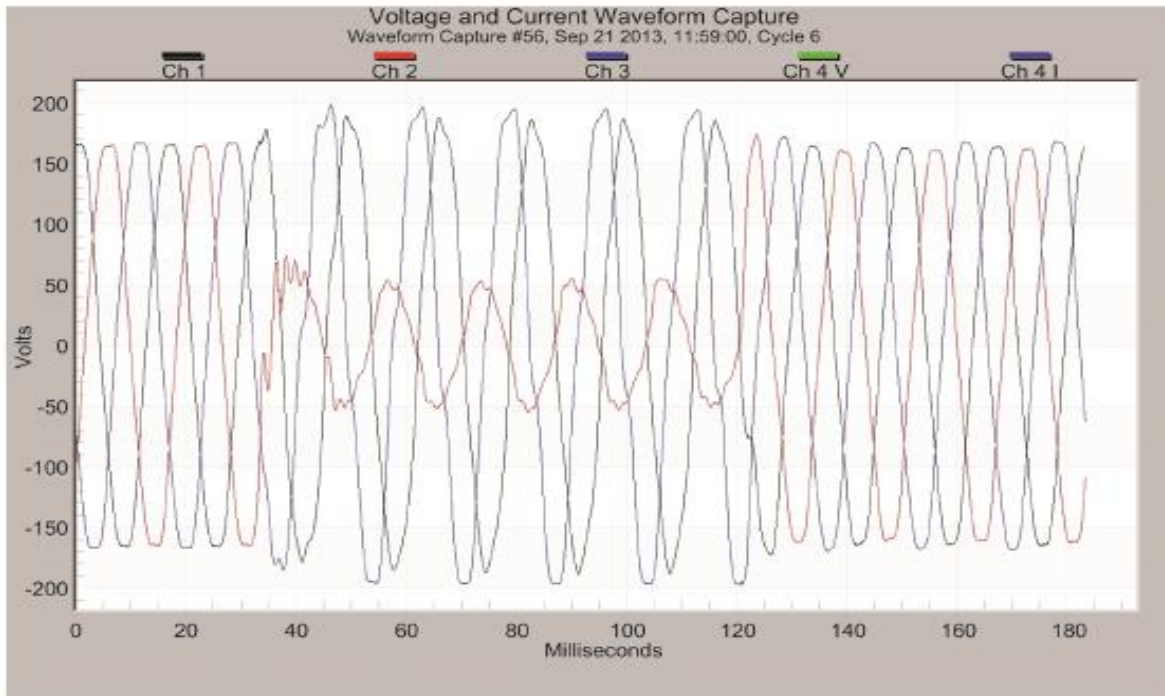


Figura 4. Caída de voltaje instantánea causada por falla SLG. (IEEE Power and Energy Society, 2009).

1.1.1.3.2 Swell

“Aumento momentáneo del valor RMS del voltaje o de la corriente de CA (entre 1.1 pu y 1.8 pu) a la frecuencia de potencia con duración entre medio ciclo (8.33 ms) y 1 minuto”. (Ángel & Cortés, 2009)

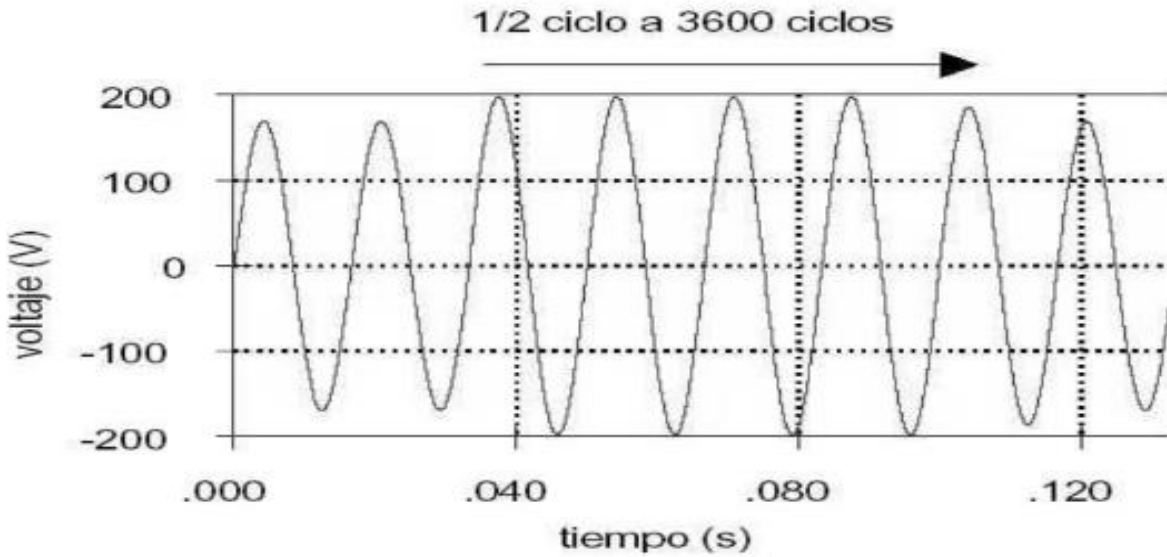


Figura 5. Elevación de voltaje (Swell). Fuente: (Arizpe Islas, Neira Rosales, & López Escamilla, 2013)

1.1.1.3.3 Interrupción

Una interrupción ocurre cuando el voltaje de alimentación o la corriente de carga disminuyen a menos de 0.1 pu (10% del voltaje nominal). Las interrupciones pueden deberse a fallas en el sistema de potencia, fallas en el equipo, o a mal funcionamiento de los controles. (Arizpe Islas, Neira Rosales, & López Escamilla, 2013)

Las interrupciones son medidas por su duración y pueden ser instantáneas (entre 0.5 ciclos y 30 ciclos), momentáneas (entre 30 ciclos y 3 segundos), temporales (entre 3 segundos y 1 minuto) o sostenidas (mayores a 1 minuto). (IEEE Power and Energy Society, 2009)

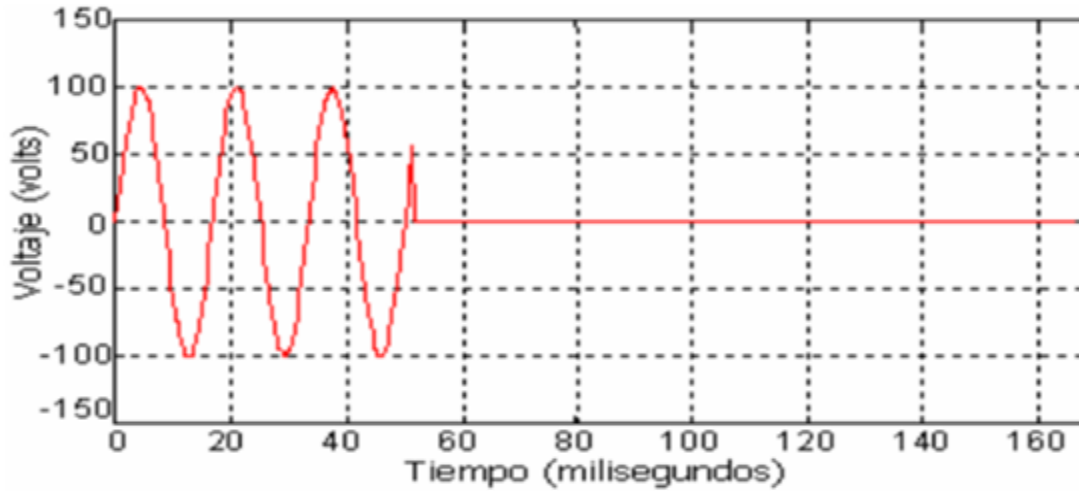


Figura 6. Interrupción de voltaje. Fuente: (Arizpe Islas, Neira Rosales, & López Escamilla, 2013)

1.1.1.3.4 Causas de las variaciones de corta duración (Arizpe Islas, Neira Rosales, & López Escamilla, 2013)

- Fallas remotas en el sistema.
- Sistemas de protección (Interruptores y fusibles).
- Mantenimiento.
- Operaciones de maniobra.
- Arranques de motores.
- Descargas atmosféricas.
- Contaminación de aisladores.
- Cortocircuitos.
- Contacto de animales y árboles.

1.1.1.4 Fluctuaciones del voltaje, parpadeo o "flicker"

El flicker es la variación del voltaje de entrada suficiente en duración, para permitir la observación visual de un cambio en la intensidad de una fuente luminosa, y sus variaciones sistemáticas o una serie de cambios aleatorios en la magnitud de la tensión sin exceder los límites de 90% a 110%. (Ángel & Cortés, 2009)

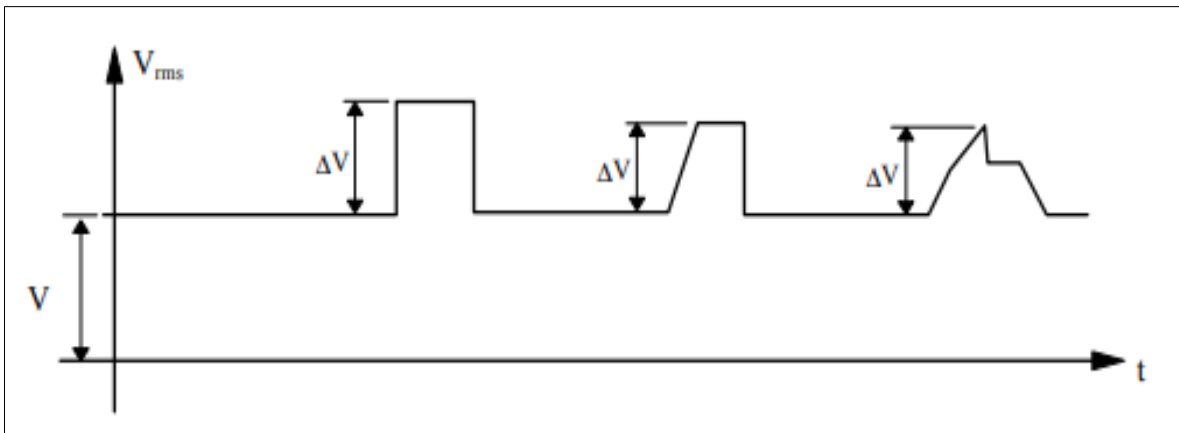


Figura 7. Fluctuaciones del valor eficaz de la tensión. Fuente: (Fernández, F., & Toledo, R. (2010))

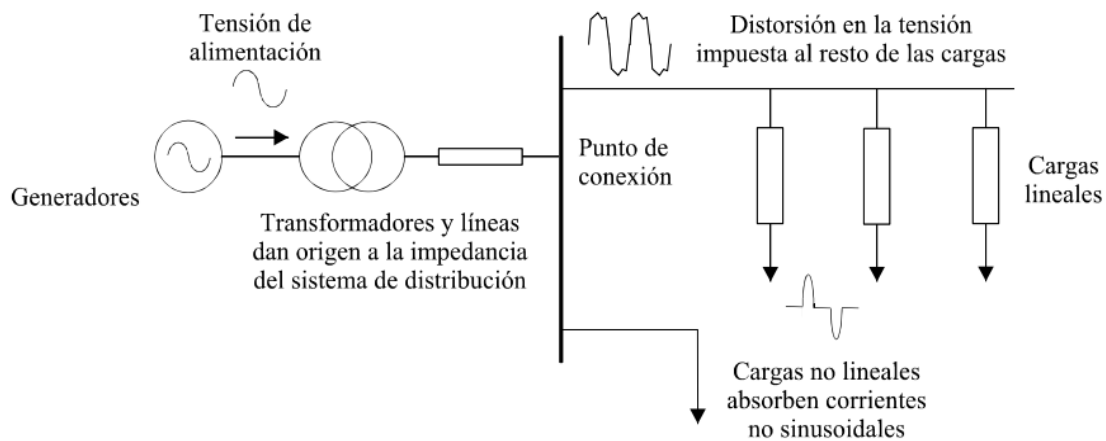
1.1.1.5 Distorsión de la forma de onda

La distorsión de la forma de onda se define como una distorsión en estado estacionario de una senoide ideal de frecuencia de potencia (60 Hz) caracterizada principalmente por el contenido espectral de la desviación. (IEEE Power and Energy Society, 2009)

1.1.1.5.1 Armónicos

Los armónicos en la historia han sido una de las perturbaciones más estudiadas y analizadas debido a que se conoce de estas desde la distribución de la energía eléctrica, su gran evolución ha sido el motor que impulsa su investigación, debido al perjuicio que causan en el suministro de la energía, los armónicos se pueden definir como las formas de onda de tensión y corriente que son

componentes de la frecuencia y su valor es múltiplo de la frecuencia fundamental, estas componentes armónicas deben su origen a cargas no lineales que se conectan a la red, es por ellos que en este orden de ideas dichas cargas alteren la forma de onda de tensión que se está suministrando. (Ángel & Cortés, 2009)



*Figura 8. Generación y propagación de armónicos en las redes de distribución de energía eléctrica.
Fuente: (Téllez, 2015)*

También se podría definir el concepto de armónica como un razonamiento que proviene del teorema de Fourier y el cual nos dice que, con respecto a ciertas condiciones analíticas, una función periódica puede verse como la suma de funciones sinusoidales, siendo la primera armónica denominada señal fundamental, y el resto serán funciones sinusoidales cuyas frecuencias serán múltiplos de la fundamental, estas componentes son reconocidas o denominadas como armónicas de la función periódica original. (Téllez, 2015)

Tensión del Sistema	THDV Máximo (%)
Niveles de tensión 1,2 y 3	5.0
Nivel de Tensión 4	2.5
STN	1.5

Figura 9. Límites máximos de distorsión total de voltaje. (CREG 024, 2005)

En la siguiente figura se puede identificar la forma de onda original y sus componentes armónicos:

1, 7, 5,11.

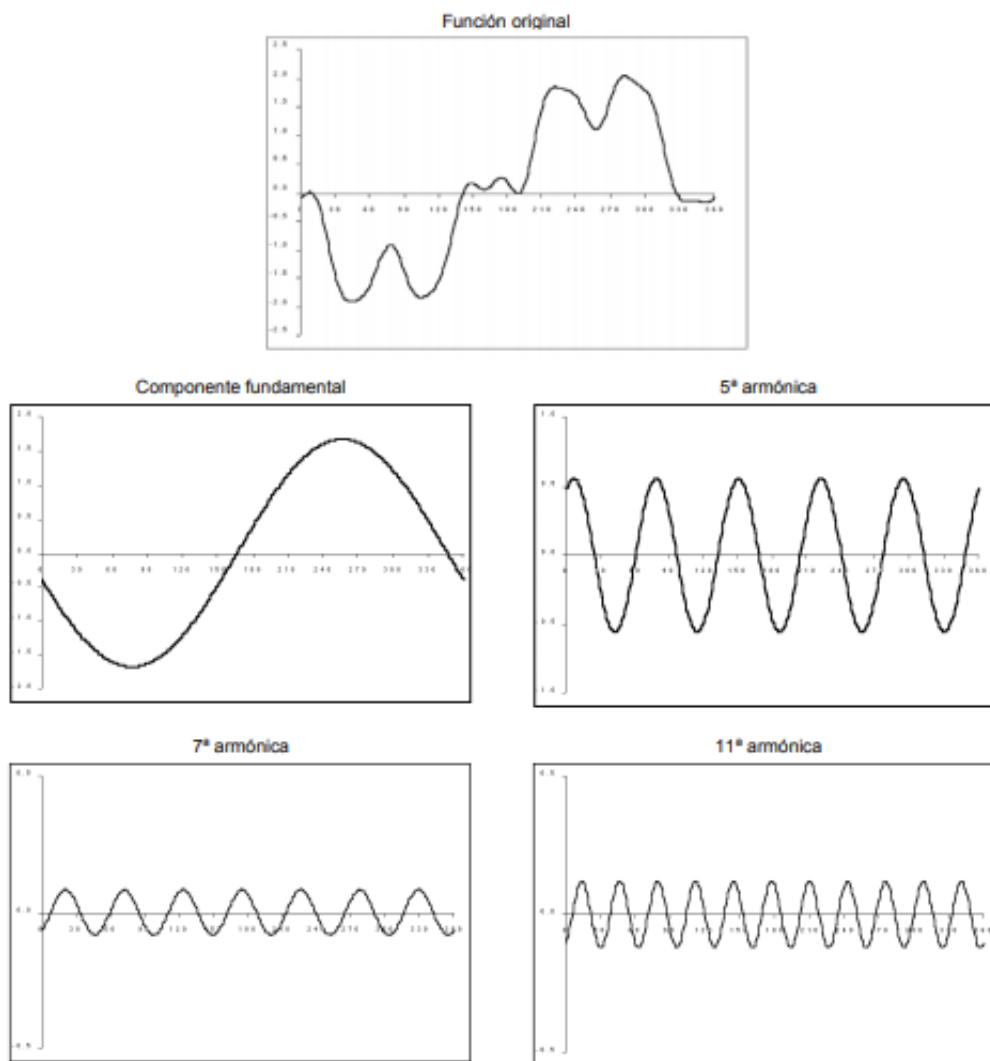


Figura 10. Forma de onda original y sus componentes armónicos: 1, 7, 5,11. Fuente: (Téllez, 2015)

1.1.1.5.2 Causas de los armónicos (Téllez, 2015)

- Convertidores.
- Hornos de inducción.
- Compensadores estáticos de potencia.
- Horno de arco eléctrico.
- Saturación de transformadores.
- Lámparas fluorescentes.
- Equipo de cómputo.
- Futuras fuentes de armónicos.

1.1.1.6 Desbalance de voltaje

Un desbalance en el voltaje es definido algunas veces como la máxima desviación del promedio de los voltajes o de las corrientes trifásicas, dividida por el promedio de los voltajes o de las corrientes trifásicas y expresado en por ciento. El desbalance es definido de manera más rigurosa en función de las componentes simétricas. La razón de la componente de secuencia negativa o de la componente de secuencia cero a la componente de secuencia positiva puede ser usada para especificar el desbalance en por ciento. Los estándares más recientes especifican que debe usarse el desbalance de secuencia negativa. (Ángel & Cortés, 2009)

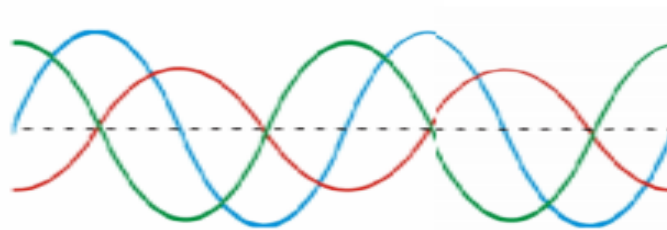


Figura 11. Tensiones desequilibradas. Fuente: (Arizpe Islas et al., 2013)

1.2 CREG 016 DE 2007

La resolución CREG 016 de 2007 modifica parcialmente la Resolución CREG 024 de 2005 que establece las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a la Distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

1.2.1 Equipos de medición para la calidad de la energía

Según la CREG 016 DE 2007 la medición de la calidad de la energía se deberá efectuar con los equipos reconocidos en la Resolución CREG 082 DE 2002, para los efectos de medición de calidad de energía, los equipos mencionados deberán reunir las condiciones técnicas que permitan cumplir al menos las siguientes características y funciones.

Los equipos de medición a utilizar deben al menos, entre otros:

- Medir el indicador THDV en el barraje, de acuerdo con el Estándar IEEE 519(1992).
- Medir la relación entre el voltaje de secuencia negativa y el voltaje de secuencia positiva ($V(2)/V(1)$) en el barraje, con desempeño Clase A.
- Medir hundimientos y picos, de acuerdo con el Estándar IEC 61000-4-30(2003-02) con desempeño Clase A.
- Medir la continuidad del servicio (frecuencia y duración de interrupciones superiores a un minuto).
- Medir la desviación estacionaria de la tensión r.m.s (duración superior a 1 minuto) por debajo o por encima de la permitida en el numeral 6.2.1 del Anexo 1 de esta resolución.

- Medir el indicador PST, de acuerdo con el Estándar IEC 61000-4-15 (2003-02), al menos permitir descargar, en medio magnético, información digital de la forma de onda de voltaje, para ser procesada en otra parte del sistema, como se establece en el Artículo 5, con una velocidad de muestreo mínima de 1024 muestras por segundo.
- Estar dotado de un sistema de procesamiento de datos capaz de realizar descargas automáticas de información, de estas medidas, en medio magnético, desde los medidores, y capaz de generar de forma automática los reportes indicados en el literal e) del Artículo 5 de la presente resolución.

Los equipos de medida y su sistema de procesamiento de datos forman el sistema de medición y registro. El sistema completo de medición y registro debe estar en capacidad de procesar indicadores y medir, de forma automática, la Frecuencia y la Duración de las interrupciones. El sistema debe permitir a las empresas centralizar los datos obtenidos, de forma automática, antes de su envío a la CREG.

En Colombia, los equipos de medición a usar son los reconocidos en la Resolución CREG 082 de 2002, tales como:

Unidad constructiva CCS9: Sistemas de Medida y Calidad (Equipos de Registro de Calidad de Potencia y sistema de procesamiento).

Equipo “Unidad de adquisición de datos”, reconocido, entre otras, en las unidades constructivas N2S1 a N2S6, N2S8 a N2S12, N2S15 a N2S18, N3S1 a N3S16, N3S19, N3S20 y N4S1 a N4S18.

Las características técnicas de los instrumentos utilizados, deben responder a las normas técnicas internacionales que decida adoptar cada operador de red.

1.2.2 Plan para instalar el sistema de medición y registro

Los Operadores de Red deberán instalar los respectivos sistemas de medición de calidad de la potencia suministrada de tal forma que, a partir del 1 de octubre de 2007, sea posible realizar mediciones en el 100% de las barras de las subestaciones de Niveles de Tensión 4, 3 y 2, así como en el 100 % de los circuitos en los Niveles de Tensión 4, 3 y 2, cuya unidad constructiva lo reconozca. Se permitirá realizar la medida en los circuitos a través de una lógica con el interruptor respectivo.

1.3 CREG 015 DE 2018

La resolución CREG 015 de 2018, implanta en el sector eléctrico la reglamentación en torno al tema de la calidad de la energía eléctrica suministrada a los usuarios finales, con metas e índices claros en cuanto a continuidad del servicio.

Clasificación de los eventos. Según la CREG 015 de enero de 2018 teniendo en cuenta que un evento haya sido previsto o no por el OR, se clasifican así:

- No programados: son aquellos eventos en los elementos que componen un SDL que no fueron programados por el OR y que suceden por situaciones no preestablecidas por él.
- Programados: son aquellos eventos programados por el OR a efectos de realizar expansiones, remodelaciones, ampliaciones, reposiciones, mejoras, mantenimientos preventivos y/o mantenimientos correctivos, etc. en sus redes, instalaciones y/o equipos. Estos eventos deben ser informadas a los usuarios afectados con una antelación mínima de 48 horas a través de cualquier medio de comunicación masivo que garantice su adecuada información. El OR debe de todas formas garantizar el envío automático de un mensaje de texto o de correo electrónico brindando esta información a todos los usuarios de quienes

tengan este tipo de contacto. Cuando los eventos programados afecten cargas industriales, el tiempo de notificación escrita por parte de la empresa. Por cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional.

1.4 CURVA ITIC (CBEMA)

La curva ITIC es publicada por el Information Technology Industry Council (ITIC), anteriormente conocido como Computer & Business Equipment Manufacturer's Association (CBEMA). La curva ITIC (CBEMA) describe una envolvente del voltaje de entrada de CA que típicamente puede ser tolerado por la mayoría del equipo de tecnología de la información (ITE) –por ejemplo equipo de fabricación controlado por computadora, computadoras, impresoras, copiadoras, etc.- tanto en estado transitorio como en estado estacionario. La curva ITI no pretende ser una especificación de diseño para productos o sistemas de distribución de CA. La curva CBEMA es un precursor de la curva ITIC y se publicó en la década de 1970. (Ángel & Cortés, 2009)

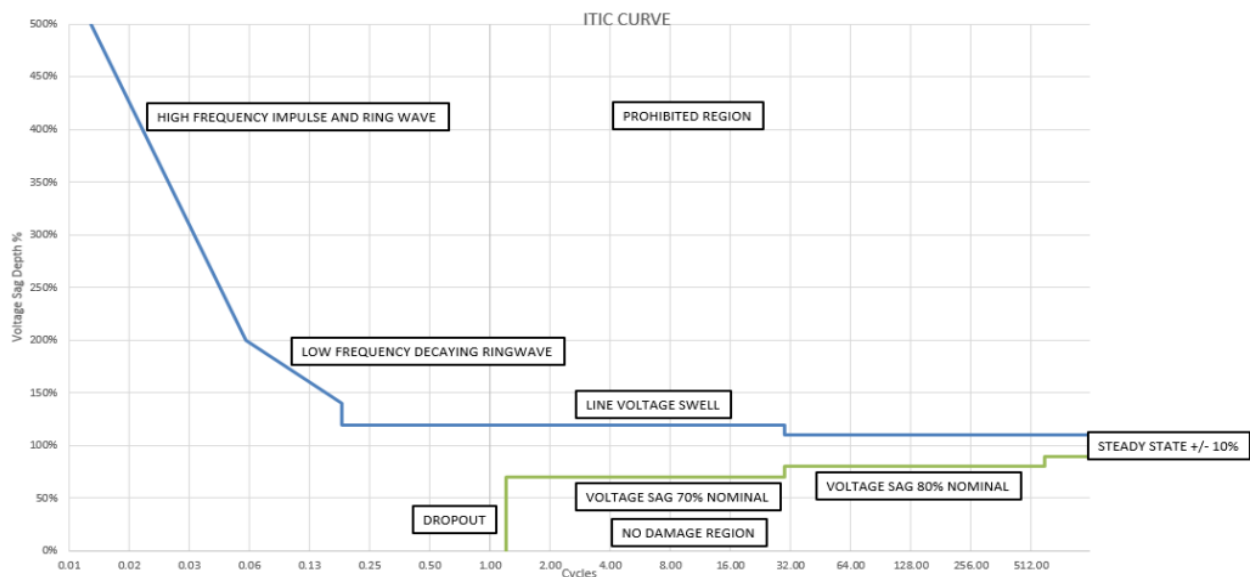


Figura 12. Curva ITIC (CBEMA). Fuente: (ITI (CBEMA). (2005))

La curva ITIC (CBEMA) es aplicable a los voltajes nominales de 120 V obtenidos de los sistemas de 120 V, 208Y / 120 V y 120/240 V 60 Hz. Otros voltajes y frecuencias nominales no se consideran específicamente y es responsabilidad del usuario determinar la aplicabilidad de estos documentos para tales condiciones. (Ángel & Cortés, 2009)

Según (ITI (CBEMA). (2005)) a continuación se describen los eventos considerados en la envolvente de la curva ITIC (CBEMA):

➤ **Tolerancias de estado estacionario (Steady-State Tolerances)**

El rango de estado estacionario describe un voltaje RMS que varía muy lentamente o es constante. El rango del sujeto es +/- 10% de la tensión nominal. Cualquier voltaje en este rango puede estar presente por un período indefinido y es una función de las cargas y pérdidas normales en el sistema de distribución.

➤ **Elevaciones de voltaje de línea (Line Voltage Swell)**

Esta región describe un aumento de voltaje que tiene una amplitud RMS de hasta el 120% del voltaje nominal RMS, con una duración de hasta 0,5 segundos. Este transitorio puede ocurrir cuando se eliminan grandes cargas del sistema o cuando se suministra voltaje de fuentes distintas a la red eléctrica.

➤ **Transitorio oscilatorio amortiguado de baja frecuencia (Low-Frequency Decaying Ringwave).**

Esta región describe un transitorio oscilatorio amortiguado que resulta típicamente de la conexión de capacitores para corregir el factor de potencia en sistemas de CA. La frecuencia de este transitorio puede ir desde 200 Hz hasta 5 kHz, dependiendo de la frecuencia resonante del sistema de distribución de CA. La magnitud del transitorio es expresada como un porcentaje del voltaje pico nominal (no del voltaje eficaz) a 60 Hz. El transitorio se supone que está completamente

amortiguado al final del semiciclo en el cual ocurrió y que sucede cerca del pico de la forma de onda de voltaje nominal. La amplitud del transitorio varía desde el 140% para transitorios oscilatorios de 200 Hz hasta el 200% en transitorios oscilatorios de 5 kHz, con un incremento lineal en amplitud al aumentar la frecuencia.

➤ **Impulso y transitorio oscilatorio de alta frecuencia (High-Frequency Impulse and Ringwave)**

Esta región describe los transitorios que ocurren típicamente como resultado de rayos. Las formas de onda aplicables a este transitorio y las condiciones generales de prueba se describen en el estándar ANSI/IEEE C62.41-1991. Esta región de la curva trata con amplitud y duración (energía), más que con amplitud eficaz. El propósito es suministrar una inmunidad transitoria de por lo menos 80 Joule.

➤ **Depresiones de voltaje (Voltage Sags)**

Dos depresiones de voltaje eficaz diferentes se describen. Generalmente, estos transitorios resultan de la aplicación de cargas pesadas, así como de condiciones de falla en varios puntos en el sistema de distribución de CA. Depresiones al 80% del nominal (desviación máxima del 20%) se supone que tienen una duración típica de hasta 10 segundos, y depresiones al 70% del nominal (desviación máxima del 30%) se supone que tienen una duración de hasta 0.5 segundos.

➤ **Dropout (abandono)**

Una caída de voltaje incluye tanto caídas severas de voltaje RMS como interrupciones completas del voltaje aplicado, seguido de una nueva aplicación inmediata del voltaje nominal. La interrupción puede durar hasta 20 milisegundos. Este transitorio suele ser el resultado de la ocurrencia y subsiguiente eliminación de fallas en el sistema de distribución de CA.

➤ **Región sin daños (No Damage Region)**

Los eventos en esta región incluyen caídas y abandonos que son más severos que los especificados en los párrafos anteriores, y voltajes aplicados continuamente que son menores que el límite inferior del rango de tolerancia de estado estacionario. El estado funcional normal del ITE generalmente no se espera durante estas condiciones, pero no se debe dañar el ITE.

➤ **Región prohibida (Prohibited Region)**

Esta región incluye cualquier impulso o depresión que exceda el límite superior de la envolvente. Si el ITE es sujeto a tales condiciones, puede resultar dañado.

1.5 ANÁLISIS CAUSA RAÍZ (RCA)

Es una metodología estructurada de análisis, utilizada en la solución efectiva de problemas a través de la deducción, verificación e investigación de los incidentes que conducen a la identificación de las causas originales de falla y la definición de soluciones que permiten prevenir la ocurrencia, la recurrencia del evento y/o mitigar o eliminar sus consecuencias.

En esta metodología de árbol de falla para el estudio se enumeran todas las posibles hipótesis y sus causas más probables. Esto se realiza de manera repetitiva y sucesiva hasta llegar a la o las causas físicas probables. En dicho análisis, además, se incluyen todos los factores que probablemente contribuyeron al evento final. (A D Livingston (2001)).

A continuación se observan las definiciones utilizadas para el desarrollo de esta metodología según (Vorley, 2008).

- **Árbol de Falla:** Representación gráfica de la lógica y niveles usados en el Análisis de Causa Raíz (RCA) para identificar las posibles causas raíz de las fallas.
- **Causa Posible:** Es una causa que podría resultar en un efecto igual al del problema
- **Causa Probable:** Es la validación de una causa posible que, de manera razonable puede existir en la actualidad o durante el tiempo que se presenta el problema.
- **Causa Raíz:** Es la causa primaria que origina la ocurrencia de una falla. Pueden ser físicas (Evidencias reales y medibles), humanas (por error u omisión) y latentes (falta de normatividad y procedimientos).
- **Causa Raíz Física:** Es la causa de “por qué” está ocurriendo una falla.
- **Factores Contribuyentes:** Acciones o condiciones que no originan un evento por sí mismo pero tienen influencia en él, incrementando su probabilidad, acelerando el efecto en el tiempo o incrementando la gravedad de las consecuencias. Eliminando los factores contribuyentes, no se elimina la probabilidad del evento.
- **Falla:** Ocurrencia o evento no planeado que se presenta en un componente, equipo, activo o sistema de activos y que resulta en daños o pérdidas.
- **Hipótesis:** Conjetura o suposición que se admite provisionalmente como causa para ser verificada o validada, si el resultado es verdadero, la misma se convierte en hecho.
- **Validación:** Confirmación de las hipótesis con base en información lógicamente correcta y apoyada en evidencias.
- **Verificación:** Confirmación mediante el aporte de evidencia objetiva de que se han cumplido requisitos especificados.



Figura 13. Esquema de la metodología del análisis causa raíz RCA. Fuente: (A D Livingston (2001)).

1.6 MARCO CONTEXTUAL

1.6.1 Información general de CENS

Centrales Eléctricas del Norte de Santander SA E.S.P. es una empresa que presta el servicio público domiciliario de energía eléctrica, ejecutando tareas de transmisión, distribución y comercialización de energía en los departamentos de Norte de Santander, Cesar y Bolívar. Por otro lado, despliega otros movimientos complementarios a su objeto social como son la facturación conjunta de servicios de telecomunicaciones y las actividades que la complementen, de acuerdo con el marco legal y regulatorio colombiano. Estos servicios son prestados por la empresa en Cúcuta y su área metropolitana y en cuatro regionales ubicadas en los municipios de Pamplona, Ocaña, Tibú y Aguachica y 39 localidades que atienden 47 municipios, en la figura 13 se muestran las regionales que atiende CENS. (CENS E.S.P S.A, E. (2020))

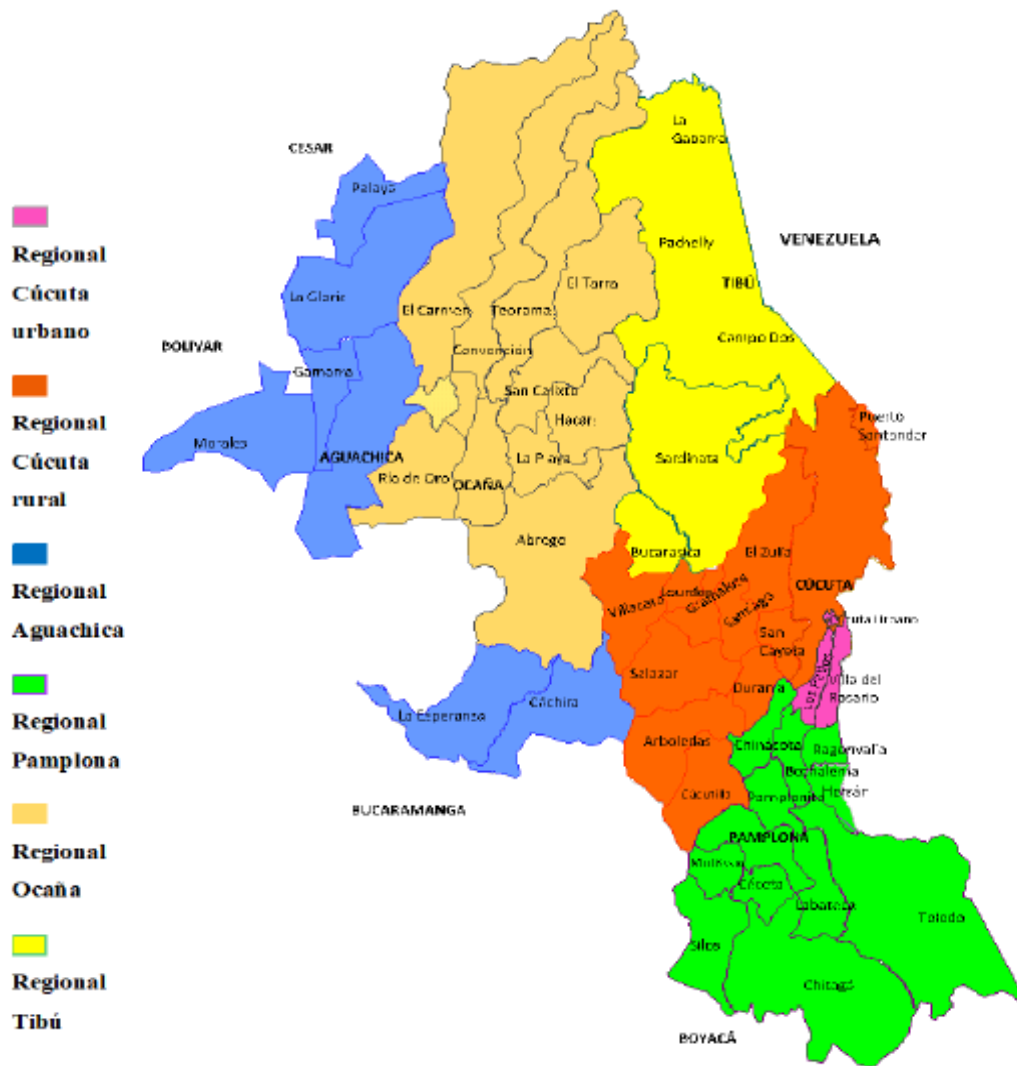


Figura 14. Regionales de CENS S.A E.S.P. Fuente: (CENS E.S.P S.A, E. (2020))

2 CAPITULO II CARACTERIZACIÓN DE LOS EVENTOS PRESENTES EN EL PATIO DE 34,5 KV DE LA SUBESTACIÓN ÍNSULA

2.1 EVENTOS QUE ESTÁN OCURRIENDO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

En el sistema eléctrico del patio de 34,5 KV de la subestación Ínsula están ocurriendo diferentes tipos de eventos (fenómenos que de calidad de energía) medidos por los analizadores de red, según

las mediciones obtenidas se trabaja con los siguientes; Sag, transitorios oscilatorios e interrupciones de voltaje.

2.1.1 Eventos de Transitorios

En la figura 16 y 17 se presentan los eventos de transitorios que están ocurriendo en el patio de 34,5 Kv de la subestación Ínsula con una toma de tiempo desde el 01 de abril del 2019 hasta el 09 de marzo de 2020, estos datos son extraídos del analizador de red ION 7650 que está ubicado en la barra del sistema, en total son 272 eventos de transitorios que ocurrieron en estas fechas estipuladas como se presenta en la figura 15, Según el analizador de red ION 7650 describe los eventos transitorios por la magnitud, duración y fase.

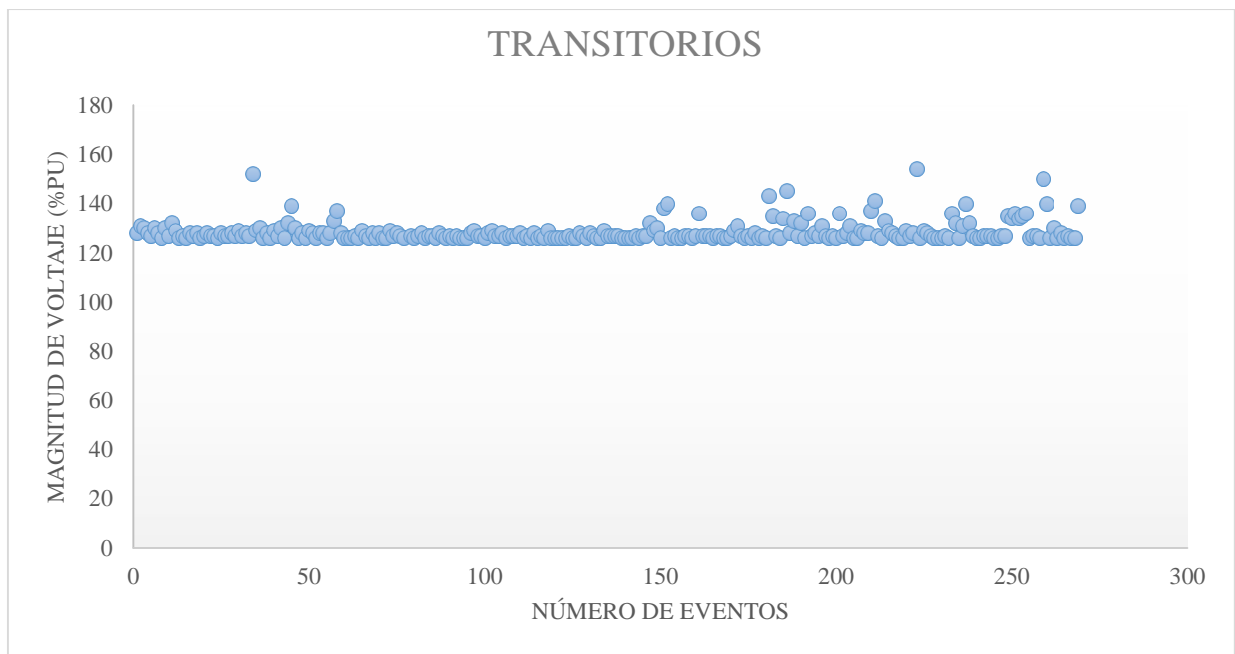


Figura 15. Número de eventos de transitorios vs magnitud del voltaje desde 01 de abril de 2019 hasta el 09 de marzo de 2020. Fuente: Autor

FECHA Y HORA	EVENTO	FASE	DURACIÓN (S)	MAGNITUD (% NOMINAL)	FECHA Y HORA	EVENTO	FASE	DURACIÓN (S)	MAGNITUD (% NOMINAL)	FECHA Y HORA	EVENTO	FASE	DURACIÓN (S)	MAGNITUD (% NOMINAL)
2019-abr-03 08:55:35,574	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	128	2019-jun-10 09:15:22,299	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127	2019-ago-29 15:28:04,776	Trans	V3	0,000162	135
2019-abr-04 08:38:24,772	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	131	2019-jun-11 07:31:10,480	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-ago-30 08:09:12,096	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127
2019-abr-05 07:19:07,973	Trans *Outside Graph Range	V3	6,5E-05	130	2019-jun-11 07:31:10,513	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126	2019-ago-30 15:03:59,911	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126
2019-abr-05 10:43:14,971	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	128	2019-jun-12 07:18:00,469	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-ago-30 15:04:00,144	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	134
2019-abr-05 10:43:15,004	Trans *Outside Graph Range	V1	6,5E-05	127	2019-jun-13 08:04:58,160	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	128	2019-ago-30 15:05:13,874	Trans	V3	0,00013	145
2019-abr-08 06:18:40,034	Trans *Outside Graph Range	V1	6,5E-05	130	2019-jun-15 08:22:24,019	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	129	2019-ago-31 19:33:23,336	Trans *Outside Graph Range	V1	6,5E-05	128
2019-abr-08 10:43:28,040	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	128	2019-jun-17 08:32:09,651	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127	2019-ago-31 19:33:23,345	Trans	V2	0,000162	133
2019-abr-08 10:43:28,074	Trans *Outside Graph Range	V1	3,2E-05	126	2019-jun-18 06:41:37,494	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127	2019-sep-02 09:55:30,131	Trans *Outside Graph Range	V1	6,5E-05	127
2019-abr-09 08:18:24,615	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	130	2019-jun-18 06:41:37,527	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126	2019-sep-02 09:55:30,139	Trans	V2	0,000162	132
2019-abr-09 08:18:24,648	Trans *Outside Graph Range	V1	3,2E-05	127	2019-jun-19 07:18:21,212	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	128	2019-sep-07 14:27:14,017	Trans *Outside Graph Range	V2	9,7E-05	126
2019-abr-10 07:35:48,276	Trans	V3	0,000195	132	2019-jun-20 08:02:19,913	Trans *Outside Graph Range	V2	9,7E-05	129	2019-sep-07 14:27:35,856	Trans *Outside Graph Range	V1	9,7E-05	136
2019-abr-10 11:29:14,319	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	129	2019-jun-21 07:31:34,146	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127	2019-sep-09 08:22:05,191	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127
2019-abr-11 10:12:11,476	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-jun-22 07:48:32,317	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127	2019-sep-10 07:31:32,336	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	128
2019-abr-12 10:32:36,660	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127	2019-jun-23 08:39:34,034	Trans *Outside Graph Range	V1	9,7E-05	128	2019-sep-10 07:31:32,369	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	127
2019-abr-12 10:32:36,693	Trans *Outside Graph Range	V1	3,2E-05	126	2019-jun-23 08:39:34,067	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-sep-10 20:17:11,035	Trans *Outside Graph Range	V3	9,7E-05	131
2019-abr-13 09:15:55,343	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	128	2019-jun-25 08:14:36,390	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127	2019-sep-11 08:08:19,525	Trans *Outside Graph Range	V2	9,7E-05	127
2019-abr-13 09:15:55,377	Trans *Outside Graph Range	V1	3,2E-05	127	2019-jun-26 07:43:38,077	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127	2019-sep-12 07:33:28,155	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126
2019-abr-16 09:43:46,919	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	128	2019-jun-27 08:00:11,195	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127	2019-sep-13 07:48:29,778	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127
2019-abr-16 09:43:46,952	Trans *Outside Graph Range	V1	3,2E-05	126	2019-jun-28 08:06:01,358	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	128	2019-sep-14 13:42:59,825	Trans *Outside Graph Range	V2	9,7E-05	126
2019-abr-17 08:41:04,610	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127	2019-jun-28 08:06:01,392	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126	2019-sep-14 13:43:16,373	Trans	V1	0,00013	136
2019-abr-20 09:51:19,155	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	128	2019-jun-29 08:15:40,054	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127	2019-sep-16 08:31:08,793	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127
2019-abr-20 09:51:19,189	Trans *Outside Graph Range	V1	6,5E-05	127	2019-jun-29 08:15:40,087	Trans *Outside Graph Range	V1	3,2E-05	126	2019-sep-17 01:51:30,392	Trans *Outside Graph Range	V1	3,2E-05	128
2019-abr-22 07:41:19,441	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127	2019-jul-02 07:23:25,827	Trans	V2	0,000162	128	2019-sep-17 08:25:33,931	Trans *Outside Graph Range	V2	9,7E-05	131
2019-abr-22 07:41:19,474	Trans *Outside Graph Range	V1	3,2E-05	126	2019-jul-03 08:02:06,083	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-sep-18 08:30:17,623	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126
2019-abr-23 07:39:27,124	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	128	2019-jul-04 07:11:23,743	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127	2019-sep-19 14:18:45,361	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	126
2019-abr-24 07:58:06,296	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127	2019-jul-04 07:11:23,776	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126	2019-sep-19 20:14:17,373	Trans *Outside Graph Range	V2	9,7E-05	129
2019-abr-24 07:58:06,330	Trans *Outside Graph Range	V1	3,2E-05	127	2019-jul-05 07:32:59,896	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	129	2019-sep-20 08:25:17,473	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	128
2019-abr-25 07:15:34,971	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	128	2019-jul-06 07:59:30,808	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-sep-21 10:47:16,698	Trans *Outside Graph Range	V2	9,7E-05	128
2019-abr-25 07:15:35,005	Trans *Outside Graph Range	V1	3,2E-05	127	2019-jul-08 07:54:58,897	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-sep-22 22:17:00,832	Trans	V1	0,000423	137
2019-abr-26 08:07:33,187	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	129	2019-jul-08 07:54:58,930	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126	2019-sep-22 22:18:07,999	Trans *Outside Graph Range	V3	9,7E-05	141
2019-abr-26 08:07:33,221	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	127	2019-jul-09 13:57:41,147	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	126	2019-sep-23 07:55:24,556	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127
2019-abr-27 07:45:21,319	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	128	2019-jul-10 09:54:54,331	Trans *Outside Graph Range	V1	3,2E-05	126	2019-sep-24 06:36:49,283	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126
2019-abr-27 07:45:21,353	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	127	2019-jul-10 09:54:54,340	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127	2019-sep-24 15:00:42,831	Trans *Outside Graph Range	V1	3,2E-05	133
2019-abr-28 07:43:56,665	Trans	V1	0,00013	152	2019-jul-11 09:18:10,021	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	126	2019-sep-30 06:22:16,338	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	129
2019-abr-28 10:15:45,542	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	129	2019-jul-12 07:52:14,680	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-oct-01 10:30:15,075	Trans *Outside Graph Range	V2	9,7E-05	128
2019-abr-29 07:09:06,234	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	130	2019-jul-13 09:35:49,786	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	128	2019-oct-02 08:14:36,719	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127
2019-abr-29 07:09:06,259	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126	2019-jul-15 08:15:41,162	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127	2019-oct-03 09:36:56,351	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	126
2019-abr-30 08:23:18,444	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	128	2019-jul-15 08:15:41,187	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126	2019-oct-08 09:59:17,233	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126
2019-abr-30 08:23:18,477	Trans *Outside Graph Range	V3	6,5E-05	126	2019-jul-16 08:11:23,362	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	128	2019-oct-09 08:51:44,906	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	129
2019-may-01 08:08:24,117	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	129	2019-jul-17 07:37:39,071	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127	2019-oct-10 09:23:53,141	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127
2019-may-01 08:08:24,150	Trans *Outside Graph Range	V1	6,5E-05	127	2019-jul-18 07:16:23,226	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-oct-13 03:52:23,160	Trans	V3	0,000227	128
2019-may-02 07:26:00,260	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	130	2019-jul-19 07:18:39,893	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-oct-13 09:03:18,689	Trans	V2	0,000357	154
2019-may-02 07:26:00,293	Trans *Outside Graph Range	V3	6,5E-05	126	2019-jul-20 10:23:38,110	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	129	2019-oct-16 09:48:25,728	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126
2019-may-03 06:56:37,959	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	132	2019-jul-20 10:23:38,135	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	127	2019-oct-21 13:18:57,078	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	129
2019-may-05 23:58:17,742	Trans	V2	0,000162	139	2019-jul-22 07:45:19,984	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127	2019-oct-23 10:59:02,084	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	128

Figura 16. Datos de los eventos de transitorios suministrados por el analizador de red ION 7650. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020)

FECHA Y HORA	EVENTO	FASE	DURACIÓN (S)	MAGNITUD (% NOMINAL)	FECHA Y HORA	EVENTO	FASE	DURACIÓN (S)	MAGNITUD (% NOMINAL)	FECHA Y HORA	EVENTO	FASE	DURACIÓN (S)	MAGNITUD (% NOMINAL)
2019-may-06 08:28:50.493	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	130	2019-jul-23 08:35:24.659	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127	2019-oct-28 09:49:13.831	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127
2019-may-06 08:28:50.527	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126	2019-jul-24 07:35:16.314	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127	2019-oct-28 19:52:17.178	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126
2019-may-07 09:51:21.712	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	128	2019-jul-24 07:35:16.347	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126	2019-oct-29 08:56:51.718	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126
2019-may-07 09:51:21.746	Trans *Outside Graph Range	V1	3,2E-05	126	2019-jul-26 08:13:05.690	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-oct-30 10:05:48.813	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126
2019-may-08 07:19:27.713	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	129	2019-jul-26 08:13:05.724	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126	2019-oct-31 08:35:13.842	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127
2019-may-08 10:25:49.871	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	128	2019-may-08 10:25:49.871	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-nov-01 13:28:34.518	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126
2019-may-08 10:25:49.905	Trans *Outside Graph Range	V1	3,2E-05	126	2019-jul-27 07:26:06.900	Trans *Outside Graph Range	V3	6,5E-05	127	2019-nov-02 07:22:27.673	Trans	V2	0,000455	136
2019-may-09 09:33:44.551	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	128	2019-jul-29 07:23:24.733	Trans *Outside Graph Range	V2	9,7E-05	126	2019-nov-04 10:26:56.303	Trans	V2	0,00013	132
2019-may-09 09:33:44.584	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	128	2019-jul-30 07:03:20.941	Trans *Outside Graph Range	V2	9,7E-05	127	2019-nov-04 10:26:56.337	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126
2019-may-10 09:51:10.763	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-jul-30 07:03:20.974	Trans *Outside Graph Range	V3	6,5E-05	127	2019-nov-07 09:12:52.577	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	131
2019-may-13 09:07:47.748	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	128	2019-jul-30 20:20:48.695	Trans	V2	0,000358	132	2019-nov-10 16:04:03.182	Trans *Outside Graph Range	V2	9,7E-05	140
2019-may-13 14:04:12.904	Trans *Outside Graph Range	V3	9,7E-05	133	2019-ago-02 09:35:12.979	Trans	V3	0,000293	129	2019-nov-10 16:04:19.805	Trans *Outside Graph Range	V1	6,5E-05	132
2019-may-13 14:35:49.650	Trans	V2	0,00013	137	2019-ago-04 14:33:05.463	Trans	V2	0,000292	130	2019-nov-10 19:02:18.689	Trans *Outside Graph Range	V1	3,2E-05	127
2019-may-14 07:28:08.422	Trans *Outside Graph Range	V2	9,7E-05	128	2019-ago-04 14:33:05.488	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126	2019-nov-18 09:43:13.827	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126
2019-may-15 07:28:38.085	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-ago-05 07:27:07.797	Trans	V2	0,001367	138	2019-nov-19 14:32:55.363	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126
2019-may-16 07:18:39.269	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-ago-05 07:27:07.805	Trans	V3	0,002539	140	2019-nov-22 10:43:39.933	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127
2019-may-16 07:18:39.302	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126	2019-ago-05 07:57:52.606	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-nov-25 14:39:46.457	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127
2019-may-17 07:29:19.011	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127	2019-ago-05 07:57:52.639	Trans *Outside Graph Range	V3	6,5E-05	127	2019-nov-26 11:22:15.562	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127
2019-may-18 07:46:37.171	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-ago-06 07:33:09.721	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-nov-27 15:16:39.813	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126
2019-may-20 07:47:03.490	Trans *Outside Graph Range	V2	9,7E-05	129	2019-ago-06 07:33:09.755	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126	2019-nov-28 11:10:21.005	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126
2019-may-21 07:34:37.149	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127	2019-ago-07 07:12:08.920	Trans *Outside Graph Range	V2	9,7E-05	127	2019-nov-29 11:21:44.702	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127
2019-may-21 07:34:37.183	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126	2019-ago-07 07:12:08.953	Trans	V3	0,00013	127	2019-nov-30 18:58:14.688	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127
2019-may-22 07:14:40.359	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	128	2019-ago-08 07:25:14.124	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-dic-02 10:32:38.687	Trans *Outside Graph Range	V2	9,7E-05	135
2019-may-23 07:28:32.017	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-ago-09 07:37:56.826	Trans *Outside Graph Range	V2	9,7E-05	127	2019-dic-03 09:39:31.345	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	134
2019-may-24 07:22:10.698	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	128	2019-ago-09 18:36:58.009	Trans	V3	0,000162	136	2019-dic-04 10:15:46.051	Trans	V2	0,00013	136
2019-may-24 07:22:10.732	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126	2019-ago-10 07:34:45.979	Trans	V2	0,00013	127	2019-dic-05 10:52:51.252	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	134
2019-may-25 07:46:43.390	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-ago-10 07:34:46.012	Trans *Outside Graph Range	V3	6,5E-05	127	2019-dic-06 14:38:30.456	Trans *Outside Graph Range	V2	9,7E-05	135
2019-may-28 07:30:36.454	Trans *Outside Graph Range	V2	9,7E-05	129	2019-ago-12 07:26:04.863	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127	2019-dic-08 12:22:02.717	Trans *Outside Graph Range	V1	6,5E-05	136
2019-may-29 07:29:19.160	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127	2019-ago-13 07:31:47.519	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-dic-11 09:33:29.332	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126
2019-may-30 07:37:39.273	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	128	2019-ago-14 07:55:38.228	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127	2019-dic-11 09:33:29.365	Trans *Outside Graph Range	V1	6,5E-05	127
2019-may-31 07:37:44.481	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127	2019-ago-15 07:40:08.414	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127	2019-dic-12 09:15:15.048	Trans *Outside Graph Range	V1	3,2E-05	127
2019-may-31 07:37:44.515	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126	2019-ago-15 07:40:08.448	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126	2019-dic-16 08:31:18.802	Trans *Outside Graph Range	V1	6,5E-05	126
2019-may-31 19:59:23.750	Trans	V2	0,000911		2019-ago-16 07:46:38.120	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2019-dic-19 09:16:41.835	Trans	V2	0,000455	150
2019-jun-01 08:14:21.183	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127	2019-ago-17 07:32:20.736	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127	2019-dic-23 06:47:37.681	Trans *Outside Graph Range	V1	9,7E-05	140
2019-jun-01 08:14:21.216	Trans *Outside Graph Range	V1	3,2E-05	126	2019-ago-19 16:16:20.312	Trans *Outside Graph Range	V1	6,5E-05	129	2019-dic-25 17:23:16.800	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	126
2019-jun-02 21:24:20.079	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127	2019-ago-20 08:47:01.861	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	131	2019-dic-26 09:32:57.249	Trans	V3	0,00013	130
2019-jun-04 07:20:33.723	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	128	2019-ago-22 10:17:59.751	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127	2019-dic-26 09:32:57.257	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	126
2019-jun-04 07:20:33.756	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126	2019-ago-22 10:17:59.776	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126	2020-ene-04 09:47:21.811	Trans *Outside Graph Range	V1	9,7E-05	128
2019-jun-05 08:45:43.953	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127	2019-ago-23 07:41:30.856	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127	2020-ene-04 09:47:21.852	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126
2019-jun-06 07:53:58.623	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127	2019-ago-24 07:55:16.040	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126	2020-ene-07 15:01:44.378	Trans *Outside Graph Range	V1	6,5E-05	127
2019-jun-06 07:53:58.656	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126	2019-ago-26 07:21:45.903	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	128	2020-ene-10 07:48:39.308	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126
2019-jun-07 08:16:00.786	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	128	2019-ago-26 07:21:45.928	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126	2020-ene-23 08:52:32.485	Trans	V3	0,000293	126
2019-jun-08 08:51:46.997	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127	2019-ago-29 07:29:21.391	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	127	2020-feb-01 08:58:06.940	Trans	V2	0,000195	139
2019-jun-08 08:51:47.030	Trans *Outside Graph Range	V1	3,2E-05	126	2019-ago-29 07:29:21.416	Trans *Outside Graph Range	V3	3,2E-05	126	2020-feb-02 11:35:13.445	Trans *Exceeds Tolerance	V2	0,003714	145
2019-jun-09 09:41:52.214	Trans *Outside Graph Range	V2	6,5E-05	127	2019-ago-29 15:27:33.831	Trans	V2	0,002344	143	2020-feb-17 06:00:39.152	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126
										2020-mar-06 17:06:04.057	Trans *Outside Graph Range	V2	3,2E-05	126

Figura 17. Datos de los eventos de transitorios suministrados por el analizador de red ION 7650. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020)

2.1.2 Eventos de Sags

En la figura 19 y 20 se presentan los eventos de Sags que están ocurriendo en el patio de 34,5 Kv de la subestación Ínsula con una toma de tiempo desde el 01 de abril del 2019 hasta el 09 de marzo de 2020, estos datos son extraídos del analizador de red ION 7650 que está ubicado en la barra del sistema, en total son 317 eventos de Sags que ocurrieron en estas fechas estipuladas como se presenta en la figura 18 , Según el analizador de red ION 7650 describe los eventos transitorios por la magnitud, duración y fase.

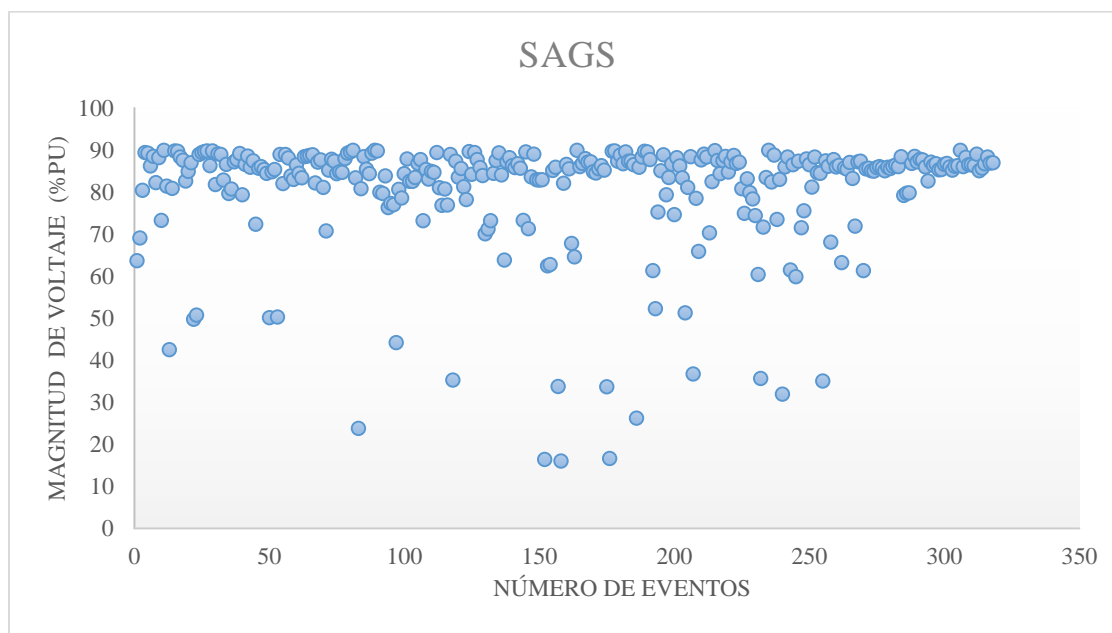


Figura 18. Número de eventos de sags vs magnitud del voltaje desde 01 de abril de 2019 hasta el 09 de marzo de 2020. Fuente: Autor.

FECHA Y HORA	EVENTO	FASE	DURACIÓN (S)	MAGNITUD (% NOMINAL)	FECHA Y HORA	EVENTO	FASE	DURACIÓN (S)	MAGNITUD (% NOMINAL)	FECHA Y HORA	EVENTO	FASE	DURACIÓN (S)	MAGNITUD (% NOMINAL)
1900-ene-01 00:00:00,000	Sag *Exceeds Tolerance	V1	0,077	63,69279861	2019-ago-02 09:35:12,986	Sag	V3	0,1509999993	73,19711304	2019-sep-28 22:54:02,099	Sag	V2	0,0829999997	70,35942078
2019-abr-01 17:21:46,731	Sag *Exceeds Tolerance	V2	0,0579999998	69,12590027	2019-ago-04 14:55:25,749	Sag	V3	0,1829999998	85,39202881	2019-sep-28 22:54:02,805	Sag	V2	0,0509999999	82,52515411
2019-abr-01 18:58:13,163	Sag	V2	0,0839999999	80,41854858	2019-ago-06 11:53:47,589	Sag	V2	0,2080000004	83,11545563	2019-sep-29 06:08:19,690	Sag	V3	0,033	89,89682007
2019-abr-06 06:08:04,407	Sag	V3	0,0829999997	89,43521118	2019-ago-06 12:44:46,514	Sag	V2	0,1509999993	84,94234467	2019-sep-29 06:08:24,780	Sag	V3	0,1490000004	87,54516602
2019-abr-10 12:11:48,032	Sag	V2	0,1500000006	89,26876068	2019-ago-06 12:45:43,145	Sag	V1	0,1430000007	84,7172699	2019-sep-29 06:08:25,303	Sag	V3	0,1340000003	84,40499115
2019-abr-17 01:43:14,896	Sag	V2	0,0489999999	86,24417114	2019-ago-07 00:07:37,491	Sag	V1	0,033	89,42177582	2019-sep-29 07:23:54,301	Sag	V2	0,1659999994	87,56134796
2019-abr-17 14:13:30,066	Sag	V3	0,033	88,51576233	2019-ago-07 09:00:32,450	Sag	V3	0,0649999998	81,02941132	2019-oct-02 07:33:51,465	Sag	V2	0,0390000001	88,52763367
2019-abr-19 19:41:04,996	Sag	V2	0,0680000004	82,2950592	2019-ago-07 14:32:36,447	Sag	V3	0,3910000003	76,84942627	2019-oct-03 00:31:00,431	Sag	V3	0,1490000004	84,77094269
2019-abr-20 21:35:43,130	Sag	V2	0,1239999998	88,17533112	2019-ago-07 14:33:26,979	Sag	V3	0,3740000013	80,75606537	2019-oct-03 00:36:13,775	Sag	V2	0,1749999997	87,23648834
2019-abr-22 05:47:48,520	Sag	V1	0,057	73,30511475	2019-ago-07 14:46:14,892	Sag	V3	0,3840000003	76,94258118	2019-oct-07 13:12:32,368	Sag	V1	0,3009999999	88,72743988
2019-abr-24 16:55:39,546	Sag	V3	0,0260000001	89,94889832	2019-ago-08 11:45:43,953	Sag	V1	0,1330000001	88,99199677	2019-oct-07 13:15:00,370	Sag	V1	0,1679999998	86,84792328
2019-abr-25 02:01:59,029	Sag	V3	0,1230000003	81,43820953	2019-ago-09 18:36:38,477	*Exceeds Tolerance	V1	0,2000000003	35,29117966	2019-oct-08 20:32:50,924	Sag	V2	0,0579999998	87,11773682
2019-abr-28 07:42:57,837	Sag *Exceeds Tolerance	V2	0,2090000006	42,56506348	2019-ago-10 07:10:38,466	Sag	V3	0,0419999999	87,33830261	2019-oct-08 22:43:48,424	Sag	V3	0,0759999998	80,8406601
2019-may-03 00:51:15,951	Sag	V3	0,0500000001	80,92311096	2019-ago-11 11:17:53,554	Sag	V2	0,1920000002	83,59812927	2019-oct-09 19:18:59,158	Sag	V1	0,1500000006	74,99767303
2019-may-05 09:02:43,994	Sag	V2	0,0509999999	89,84460449	2019-ago-11 14:33:25,502	Sag	V3	0,2160000006	85,64383698	2019-oct-11 15:16:59,818	Sag	V2	0,066	83,16507721
2019-may-06 10:19:04,922	Sag	V2	0,0930000002	89,71354675	2019-ago-11 14:33:31,265	Sag	V1	0,2399999995	81,26395416	2019-oct-11 18:13:21,166	Sag	V3	0,059	79,94565582
2019-may-07 02:07:46,321	Sag	V3	0,0500000001	88,34837341	2019-ago-11 16:14:47,751	Sag	V3	0,3000000012	78,20657349	2019-oct-11 18:13:21,884	Sag	V3	0,0500000001	78,37992096
2019-may-07 02:09:35,783	Sag	V2	0,0340000002	87,62952423	2019-ago-11 16:26:14,513	Sag	V3	0,0560000002	89,63825226	2019-oct-18 00:22:52,358	Sag	V3	0,0820000002	74,43615723
2019-may-08 07:08:46,007	Sag	V3	0,3510000011	82,63240814	2019-ago-11 16:26:39,439	Sag	V1	0,1080000003	84,291000037	2019-oct-21 20:01:55,185	*Exceeds Tolerance	V1	0,0740000001	60,43188858
2019-may-08 17:05:51,995	Sag	V3	0,0750000003	84,92785645	2019-ago-11 16:29:06,628	Sag	V3	0,2910000009	89,45905304	2019-oct-22 15:56:52,170	*Exceeds Tolerance	V3	0,1920000002	35,6563797
2019-may-09 06:13:29,312	Sag	V3	0,0649999998	87,02359772	2019-ago-10 07:10:38,466	Sag	V1	1,3279999949	87,78823853	2019-oct-22 16:29:06,283	Sag	V1	0,0670000002	71,72268677
2019-may-13 14:00:24,282	Sag *Exceeds Tolerance	V2	0,0560000002	49,74929047	2019-ago-12 17:37:57,406	Sag	V2	0,1500000006	85,82846069	2019-oct-28 19:52:17,186	Sag	V3	0,0670000002	83,4890213
2019-may-13 14:04:15,862	Sag *Exceeds Tolerance	V2	0,317999989	50,74423981	2019-ago-12 17:38:27,267	Sag	V2	0,3589999997	83,9597947	2019-oct-30 02:50:03,425	Sag	V3	0,0160000001	89,97531128
2019-may-13 14:04:45,151	Sag	V3	0,0260000001	89,00563049	2019-ago-14 15:06:22,037	Sag	V2	0,0500000001	70,0778656	2019-oct-31 08:30:24,462	Sag	V2	0,066	82,40574646
2019-may-13 14:06:18,032	Sag	V2	0,1410000003	89,43012238	2019-ago-15 17:47:36,906	Sag	V3	0,0670000002	71,23855591	2019-nov-01 01:31:13,285	Sag	V2	0,0320000001	88,82474518
2019-may-13 22:05:27,530	Sag	V2	0,0160000001	89,68448639	2019-ago-15 17:47:37,673	Sag	V3	0,0989999999	73,21324158	2019-nov-04 19:45:22,521	Sag	V3	0,0740000001	78,5368576
2019-may-13 22:05:28,921	Sag	V2	0,0160000001	89,83377838	2019-ago-15 17:47:45,220	Sag	V3	0,059	84,49825287	2019-nov-05 06:29:41,013	Sag	V3	0,0579999998	83,04227448
2019-may-14 00:11:28,390	Sag	V2	0,0410000001	86,30760193	2019-ago-15 17:47:46,012	Sag	V3	0,0410000001	87,55030823	2019-nov-07 09:12:36,046	*Exceeds Tolerance	V2	0,2000000003	31,98982048
2019-may-14 02:29:55,907	Sag	V1	0,0160000001	89,83072662	2019-ago-15 17:50:43,357	Sag	V3	0,1589999994	89,38043213	2019-nov-10 16:04:01,989	Sag	V1	0,5839999991	86,03450012
2019-may-18 17:39:14,491	Sag	V3	0,0160000001	81,85113525	2019-ago-19 13:10:30,865	Sag	V2	0,2010000005	84,13628682	2019-nov-10 16:04:19,814	Sag	V3	0,075	88,39011383
2019-may-19 08:48:55,989	Sag	V3	0,1490000004	89,12321472	2019-ago-19 14:05:28,225	*Exceeds Tolerance	V1	0,1500000006	63,83901215	2019-nov-10 18:15:46,334	*Exceeds Tolerance	V2	0,3330000004	61,50674057
2019-may-21 14:34:32,178	Sag	V3	1,0169999996	88,98579407	2019-ago-19 21:03:21,731	Sag	V3	0,0829999997	87,20424652	2019-nov-11 01:57:19,107	Sag	V3	0,033	86,51966095
2019-may-23 17:52:16,581	Sag	V1	0,0500000001	82,8862381	2019-ago-20 03:12:25,298	Sag	V3	0,2919999996	88,24047852	2019-nov-12 16:33:01,033	*Exceeds Tolerance	V3	0,0750000003	59,86383438
2019-may-24 18:25:06,333	Sag	V3	0,048	86,62512207	2019-ago-22 16:19:17,971	Sag	V3	0,025	86,34204102	2019-nov-14 23:14:12,800	Sag	V1	0,0909999998	87,40460968
2019-may-25 10:12:45,381	Sag	V1	0,1829999998	79,70378113	2019-ago-22 21:06:47,904	Sag	V2	0,0909999998	85,85705566	2019-nov-15 01:32:01,664	Sag	V1	0,0750000003	71,51050568
2019-may-25 10:12:45,632	Sag	V1	0,2160000006	80,73309326	2019-ago-24 17:24:34,952	Sag	V1	0,066	86,74108124	2019-nov-15 02:53:37,410	Sag	V3	0,0509999999	75,54641724
2019-may-26 11:19:44,040	Sag	V3	0,2259999996	87,19920349	2019-ago-25 11:58:30,651	Sag	V1	0,1580000007	85,68323517	2019-nov-23 05:33:13,080	Sag	V3	0,3659999997	87,8896637
2019-may-26 11:19:50,837	Sag	V2	0,0419999999	87,72634888	2019-ago-26 20:54:42,437	Sag	V3	0,066	73,28649139	2019-nov-23 08:54:24,082	Sag	V3	0,1330000001	86,56459045
2019-may-27 03:00:49,112	Sag	V3	0,0340000002	89,16958618	2019-ago-27 15:39:34,009	Sag	V3	0,0160000001	89,61711884	2019-nov-25 14:04:49,014	Sag	V2	0,1410000003	81,23709869
2019-may-29 18:47:56,842	Sag	V3	0,0750000003	79,40666962	2019-ago-28 00:49:05,215	Sag	V1	0,0820000002	71,30660248	2019-nov-25 15:20:11,596	Sag	V3	0,007	88,38806152
2019-may-30 14:44:28,971	Sag	V3	0,1589999994	86,64354706	2019-ago-28 00:53:14,697	Sag	V1	0,0579999998	83,64706421	2019-nov-29 12:29:51,796	Sag	V2	0,0670000002	84,66189575
2019-may-30 14:46:15,504	Sag	V3	0,1169999999	88,59014893	2019-ago-29 13:45:04,838	Sag	V1	0,1659999994	89,03733826	2019-nov-29 18:28:33,591	Sag	V2	0,0680000004	84,49934387
2019-may-31 14:52:44,263	Sag	V3	0,1490000004	85,94438171	2019-ago-29 14:37:40,886	Sag	V2	0,191	82,94512177	2019-dic-08 12:21:35,474	*Exceeds Tolerance	V2	0,2099999993	35,09483719
2019-may-31 20:28:20,571	Sag	V3	0,0489999999	87,41512299	2019-ago-29 14:57:04,620	Sag	V2	0,2000000003	82,87470245	2019-dic-15 01:48:49,729	Sag	V3	0,0410000001	87,45796204
2019-may-31 20:34:36,000	Sag	V1	0,0160000001	72,34645844	2019-ago-29 15:27:32,779	Sag	V2	0,184	82,94775391	2019-dic-17 12:05:09,365	Sag	V3	0,184	86,1806488
2019-jun-02 21:24:20,088	Sag	V2	0,057	85,68216705	2019-ago-29 15:27:33,839	*Exceeds Tolerance	V2	0,1920000002	16,41471481	2019-dic-23 06:46:59,708	*Exceeds Tolerance	V2	0,2000000003	68,10076141
2019-jun-02 21:27:43,398	Sag	V2	0,0489999999	86,08481598	2019-ago-30 11:13:39,421	*Exceeds Tolerance	V1	0,0909999998	82,52111053	2019-dic-24 00:17:17,114	Sag	V1	0,0500000001	87,72154999
2019-jun-02 21:32:51,880	Sag	V1	0,066	85,42262268	2019-ago-30 11:17:23,539	*Exceeds Tolerance	V1	0,1010000004	62,76376343	2019-dic-24 09:29:23,955	Sag	V3	0,1430000007	86,02262115
2019-jun-04 05:27:15,320	Sag	V3	0,0989999999	84,49537659	2019-ago-30 15:03:58,928	Sag	V2	0,191	85,14569092	2019-dic-24 09:35:35,858	Sag	V3	0,1500000006	86,38020325
2019-jun-04 15:04:14,430	Sag *Exceeds Tolerance	V3	0,1159999997	50,15874863	2019-ago-30 15:03:59,336	Sag	V2	0,1829999998	85,84738007	2019-dic-25 17:08:54,205	*Exceeds Tolerance	V1	0,1260000002	63,22934723
2019-jun-04 15:38:57,141	Sag	V1	0,1500000006	84,84829712	2019-ago-30 15:04:00,005	*Exceeds Tolerance	V2	0,0560000002	33,78910446	2019-dic-25 17:23:16,807	Sag	V2	0,0509999999	85,77236938

Figura 19. Datos de los eventos de sags suministrados por el analizador de red ION 7650. Fuente: CENS E.S

FECHA Y HORA	EVENTO	FASE	DURACIÓN (S)	MAGNITUD (% NOMINAL)	FECHA Y HORA	EVENTO	FASE	DURACIÓN (S)	MAGNITUD (% NOMINAL)	FECHA Y HORA	EVENTO	FASE	DURACIÓN (S)	MAGNITUD (% NOMINAL)
2019-jun-04 15:43:59.666	Sag	V3	0.072999999	85.43458557	2019-ago-30 15:04:00.303	Sag *Exceeds Tolerance	V2	0.200000003	16.07510757	2019-dic-25 17:57:16.967	Sag	V3	0.048999999	85.44191742
2019-jun-04 15:45:21.246	Sag *Exceeds Tolerance	V3	0.105999999	50.29166412	2019-ago-30 15:05:44.376	Sag	V3	0.050999999	82.09832764	2019-dic-25 19:09:08.998	Sag	V3	0.093000002	87.09329987
2019-jun-04 16:52:11.993	Sag	V2	0.100000001	88.98896027	2019-sep-01 14:36:33.484	Sag	V3	0.090000004	86.6314621	2019-dic-30 08:46:28.724	Sag	V3	0.100000001	83.28504181
2019-jun-06 16:41:10.766	Sag	V2	0.033	82.06586456	2019-sep-01 14:36:34.122	Sag	V3	0.093000002	85.52880859	2019-dic-30 21:44:05.422	Sag	V1	0.059	71.90100861
2019-jun-11 22:24:18.425	Sag	V3	0.039999999	89.0005722	2019-sep-02 11:53:52.316	Sag *Exceeds Tolerance	V2	0.134000003	67.80017853	2020-ene-03 13:50:17.418	Sag	V1	0.149000004	87.24659729
2019-jun-14 00:40:05.199	Sag	V1	0.090999998	88.13274384	2019-sep-02 11:54:01.880	Sag *Exceeds Tolerance	V2	0.150999993	64.64267731	2020-ene-03 13:50:22.709	Sag	V1	0.066	87.36683655
2019-jun-14 00:41:07.205	Sag	V1	0.092	83.8414917	2019-sep-03 09:29:41.947	Sag	V3	0.026000001	89.97009277	2020-ene-07 13:35:12.018	Sag *Exceeds Tolerance	V1	0.174999997	61.3732338
2019-jun-14 12:21:03.402	Sag	V3	0.566999972	83.01771545	2019-sep-04 05:42:01.433	Sag	V2	0.182999998	86.08641815	2020-ene-10 09:38:00.771	Sag	V2	0.165999994	85.51689911
2019-jun-14 22:51:54.730	Sag	V3	0.050000001	86.47573853	2019-sep-04 10:04:52.440	Sag	V3	0.257999998	86.84086609	2020-ene-10 10:33:26.550	Sag	V3	0.150999993	85.69405365
2019-jun-15 01:03:57.148	Sag	V3	0.041999999	84.46525574	2019-sep-04 11:29:59.856	Sag	V2	0.158000007	87.97580719	2020-ene-10 10:57:48.883	Sag	V3	0.149000004	85.09374237
2019-jun-16 02:03:29.570	Sag	V3	0.059	83.42323303	2019-sep-05 17:54:52.424	Sag	V3	0.200000003	87.11362457	2020-ene-11 11:10:48.081	Sag	V3	0.149000004	85.03917694
2019-jun-16 09:35:19.241	Sag	V2	0.025	88.40671539	2019-sep-06 02:18:02.384	Sag	V3	0.293000013	87.19046021	2020-ene-10 11:49:46.198	Sag	V3	0.143999994	85.8909386
2019-jun-16 09:35:25.000	Sag	V2	0.025	88.6227417	2019-sep-06 12:33:58.959	Sag	V2	0.041000001	84.8963623	2020-ene-10 13:31:17.900	Sag	V3	0.150000006	86.05748749
2019-jun-16 12:31:01.042	Sag	V2	0.026000001	88.72090149	2019-sep-06 12:33:59.661	Sag	V2	0.056000002	84.52783966	2020-ene-10 15:00:50.686	Sag	V3	0.150000006	85.7869873
2019-jun-16 12:31:11.628	Sag	V2	0.025	88.93108368	2019-sep-07 11:36:56.674	Sag	V2	0.175999999	85.51393127	2020-ene-10 15:22:36.430	Sag	V3	0.141000003	85.12618256
2019-jun-21 21:27:31.525	Sag	V3	0.107000001	82.18891144	2019-sep-07 11:36:57.101	Sag	V2	0.191	86.28367615	2020-ene-17 13:10:05.566	Sag	V3	0.149000004	85.94187927
2019-jun-22 12:59:08.149	Sag	V2	0.165999994	87.13395691	2019-sep-07 14:27:13.033	Sag	V2	0.174999997	85.21063232	2020-ene-17 13:52:46.559	Sag	V3	0.150000006	85.63610077
2019-jun-22 13:17:49.757	Sag	V3	0.107000001	87.65016937	2019-sep-07 14:27:14.093	Sag *Exceeds Tolerance	V2	0.048999999	33.74287033	2020-ene-17 14:03:26.661	Sag	V3	0.149000004	86.15771484
2019-jun-22 21:18:17.541	Sag	V3	0.134000003	81.15898895	2019-sep-07 14:27:14.184	Sag *Exceeds Tolerance	V2	0.208000004	16.6300896	2020-ene-17 14:05:44.276	Sag	V3	0.123999998	86.47610474
2019-jun-27 11:59:07.764	Sag	V3	0.149000004	70.81465149	2019-sep-07 17:44:57.256	Sag	V1	0.115999997	89.71011353	2020-ene-17 14:05:48.628	Sag	V3	0.158000007	86.0889343
2019-jun-27 12:24:25.456	Sag	V2	0.167999998	85.24501801	2019-sep-07 17:45:02.590	Sag	V3	0.034000002	89.81289673	2020-ene-20 08:58:07.867	Sag	V3	0.098999999	88.44924164
2019-jun-27 13:47:31.347	Sag	V3	0.158000007	87.85748291	2019-sep-08 13:57:13.369	Sag	V1	0.326999992	87.34062958	2020-ene-21 15:32:26.878	Sag	V2	0.140000001	79.22083282
2019-jun-27 14:43:47.937	Sag	V3	0.082000002	87.39553833	2019-sep-08 17:02:26.299	Sag	V3	0.066	88.81156921	2020-ene-21 15:32:32.026	Sag	V2	0.149000004	79.79175568
2019-jun-28 12:18:02.549	Sag	V1	0.333999991	84.43360138	2019-sep-08 17:36:04.918	Sag	V3	0.167999998	86.73786163	2020-ene-21 15:32:58.761	Sag	V2	0.150000006	79.81659698
2019-jun-28 12:18:26.106	Sag	V2	0.300999999	84.86287689	2019-sep-08 10:20:17.11069	Sag	V3	0.033	89.55497742	2020-ene-22 05:41:07.471	Sag	V3	0.050000001	86.81874847
2019-jul-02 13:24:53.217	Sag	V2	0.200000003	84.69005585	2019-sep-13 19:17:46.153	Sag	V1	0.134000003	87.37908936	2020-ene-25 02:21:12.876	Sag	V3	0.097999997	88.49893188
2019-jul-05 12:13:54.674	Sag	V2	0.151999995	88.01473999	2019-sep-13 19:41:58.599	Sag	V3	0.150000006	87.37426758	2020-ene-28 07:45:20.003	Sag	V3	0.126000002	87.20919037
2019-jul-06 10:30:58.001	Sag	V2	0.093000002	89.2535555	2019-sep-14 13:42:58.782	Sag	V2	0.175999999	86.51711273	2020-ene-28 07:45:20.380	Sag	V2	0.133000001	87.82170105
2019-jul-06 11:31:20.149	Sag	V1	0.057999998	89.55914307	2019-sep-14 13:42:59.881	Sag *Exceeds Tolerance	V2	0.194000006	26.25016403	2020-ene-28 07:45:27.362	Sag	V3	0.143000007	87.67163849
2019-jul-06 11:37:19.993	Sag	V1	0.025	89.92736816	2019-sep-16 06:50:17.280	Sag	V2	0.048999999	85.89157867	2020-ene-28 07:45:27.362	Sag	V3	0.148000002	86.03791046
2019-jul-07 10:55:06.994	Sag	V3	0.182999998	83.41576385	2019-sep-17 00:17:40.220	Sag	V1	0.093000002	88.3804245	2020-feb-01 11:01:41.273	Sag	V3	0.133000001	82.67778778
2019-jul-08 17:19:35.000	Sag *Exceeds Tolerance	V1	0.232999995	23.85142517	2019-sep-17 01:52:13.865	Sag	V3	0.331999987	89.75638558	2020-feb-01 11:11:06.363	Sag	V2	0.175999999	87.11920166
2019-jul-08 17:21:42.000	Sag	V3	0.057999998	80.85517883	2019-sep-17 02:00:33.772	Sag	V2	0.082999997	89.56809235	2020-feb-06 10:06:29.193	Sag	V3	0.141000003	86.35740662
2019-jul-12 19:25:40.921	Sag	V3	0.048999999	88.43774414	2019-sep-18 00:49:55.138	Sag	V1	0.100000001	87.73767853	2020-feb-06 11:08:51.563	Sag	V3	0.174999997	86.76101685
2019-jul-12 23:27:15.925	Sag	V1	0.067000002	85.48246765	2019-sep-18 18:30:54.678	Sag *Exceeds Tolerance	V2	0.082999997	61.30768967	2020-feb-06 11:09:35.738	Sag	V3	0.150000006	85.29692078
2019-jul-13 17:34:39.342	Sag	V2	0.451000005	84.3728714	2019-sep-18 19:54:24.018	Sag *Exceeds Tolerance	V3	0.123999998	52.26233292	2020-feb-06 11:25:25.607	Sag	V3	0.148000002	85.39836121
2019-jul-14 03:55:28.693	Sag	V2	0.016000001	89.30571747	2019-sep-18 20:09:30.463	Sag	V1	0.074000001	75.29445648	2020-feb-06 11:25:35.767	Sag	V2	0.173999995	86.61140442
2019-jul-14 12:28:06.899	Sag	V3	0.032000002	89.97673035	2019-sep-18 21:13:39.043	Sag	V1	0.216000006	85.12856293	2020-feb-06 11:39:55.652	Sag	V1	0.173999995	86.82128143
2019-jul-14 12:28:12.062	Sag	V1	0.082000002	89.79686737	2019-sep-18 21:36:14.919	Sag	V1	0.023	88.91287231	2020-feb-06 11:53:08.691	Sag	V3	0.160999998	86.01808929
2019-jul-15 12:54:22.553	Sag	V2	0.041999999	80.02165222	2019-sep-18 21:43:07.411	Sag	V1	0.367000014	79.3491745	2020-feb-06 12:29:21.957	Sag	V3	0.150000006	85.24195862
2019-jul-15 12:54:26.155	Sag	V2	0.050000001	79.70175171	2019-sep-19 16:00:49.429	Sag	V3	0.131999999	83.48993683	2020-feb-06 12:31:40.793	Sag	V1	0.349000007	86.16499329
2019-jul-23 11:38:25.683	Sag	V2	0.192000002	83.85954285	2019-sep-19 16:11:43.962	Sag	V3	0.358999997	86.68958282	2020-feb-09 16:22:19.736	Sag	V3	0.150999993	86.2769928
2019-jul-25 15:42:38.213	Sag	V3	0.075000003	76.3500824	2019-sep-19 20:13:38.189	Sag	V2	0.067000002	74.69287109	2020-feb-10 11:12:55.540	Sag	V2	0.048999999	89.99423218
2019-jul-25 15:45:07.507	Sag	V1	0.056000002	77.31373596	2019-sep-20 12:04:21.096	Sag	V1	0.041000001	88.22666168	2020-feb-11 02:15:59.590	Sag	V3	0.150000006	86.09990692
2019-jul-25 15:46:28.206	Sag	V1	0.068000004	77.01385498	2019-sep-20 19:04:18.767	Sag	V2	0.048999999	86.25390625	2020-feb-11 10:44:56.031	Sag	V2	0.033	88.32360077
2019-jul-26 14:48:32.540	Sag *Exceeds Tolerance	V2	0.326000005	44.23809814	2019-sep-20 20:24:13.795	Sag	V1	0.375	83.4550705	2020-feb-16 23:24:03.944	Sag	V3	0.208000004	86.51660919
2019-jul-26 14:54:32.401	Sag	V3	0.109999999	80.64040375	2019-sep-22 14:43:02.817	Sag *Exceeds Tolerance	V3	0.134000003	51.30269623	2020-feb-18 11:08:18.456	Sag	V3	0.149000004	86.56607056
2019-jul-26 14:54:33.513	Sag	V3	0.105999999	78.58444977	2019-sep-22 22:17:00.839	Sag	V1	0.560000002	81.10415649	2020-feb-18 11:56:18.756	Sag	V3	0.184	86.29027557
2019-jul-26 18:32:51.510	Sag	V1	0.059	84.43663025	2019-sep-24 01:30:19.461	Sag	V2	0.034000002	88.40612693	2020-feb-18 12:31:54.567	Sag	V2	0.067000002	89.05817413
2019-jul-27 06:25:31.759	Sag	V3	0.224000007	87.89242554	2019-sep-24 15:00:18.306	Sag *Exceeds Tolerance	V2	0.191	76.37691547	2020-feb-19 14:35:33.964	Sag	V2	0.090999998	85.09785461
2019-jul-28 18:10:39.527	Sag	V3	0.048	82.60630035	2019-sep-26 01:57:44.745	Sag	V3	0.056000002	78.52560425	2020-feb-19 22:19:26.630	Sag	V1	0.474999994	85.66985321
2019-jul-28 18:10:40.318	Sag	V3	0.057999998	82.55741882	2019-sep-26 01:57:55.568	Sag *Exceeds Tolerance	V2	0.074000001	65.91307068	2020-feb-20 01:29:50.748	Sag	V3	0.050000001	86.76004028
2019-ago-01 10:35:18.615	Sag	V3	0.057999998	83.47988129	2019-sep-27 02:43:45.456	Sag	V2	0.098999999	87.66747284	2020-mar-04 03:45:24.658	Sag	V2	0.025	88.34293365
2019-ago-01 10:35:18.700	Sag	V3	0.115000002	86.81137085	2019-sep-27 02:44:58.096	Sag	V3	0.216000006	89.02062225	2020-mar-09 12:08:52.182	Sag	V2	0.039999999	86.92634473
2019-ago-01 10:35:18.832	Sag	V1	0.116999999	87.7244339	2019-sep-27 07:59:50.119	Sag	V2	0.048999999	88.36341858	2020-mar-09 12:09:17.631				
2020-mar-09 12:23:48.921	Sag	V1	0.032000002	87.03209686	2019-sep-28 22:54:02.099	Sag	V2	0.082999997	70.35942078	2020-mar-09 12:15:33.021				

2.1.3 Eventos de Interrupciones

En la figura 22 se presentan los eventos de Interrupciones que están ocurriendo en el patio de 34,5 Kv de la subestación Ínsula con una toma de tiempo desde el 01 de abril del 2019 hasta el 09 de marzo de 2020, estos datos son extraídos del analizador de red ION 7650 que está ubicado en la barra del sistema, en total son 6 eventos de Interrupciones que ocurrieron en estas fechas estipuladas como se presenta en la figura 21, Según el analizador de red ION 7650 describe los eventos de Interrupciones por la magnitud, duración y fase.

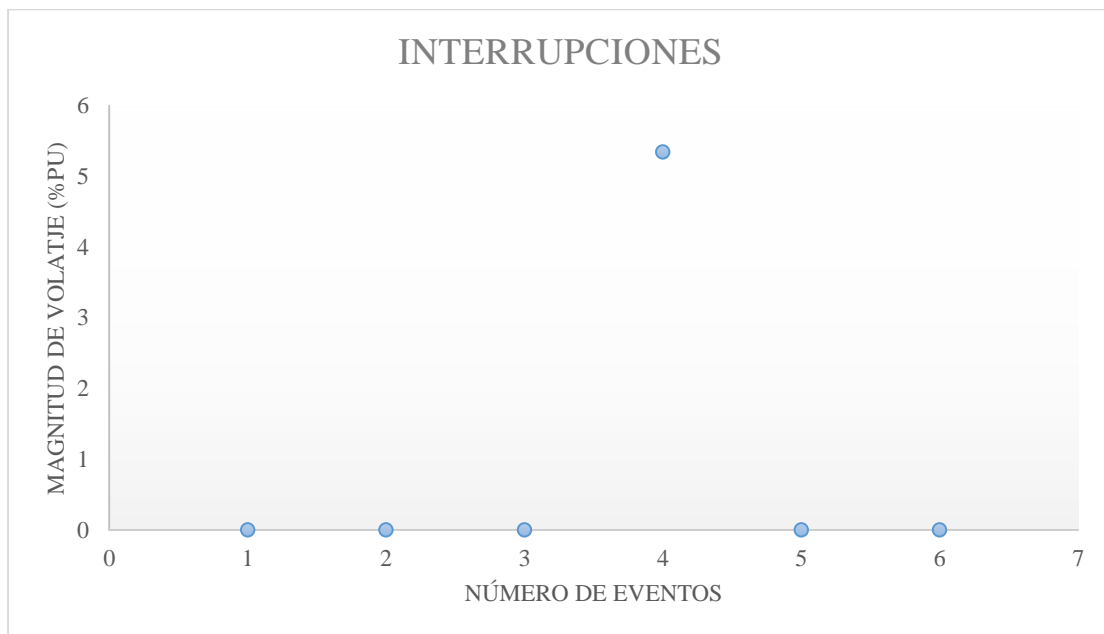


Figura 21. Número de eventos de interrupciones vs magnitud del voltaje desde 01 de abril de 2019 hasta el 09 de marzo de 2020. Fuente: Autor.

FECHA Y HORA	EVENTO	FASE	DURACIÓN (S)	MAGNITUD (% NOMINAL)
2019-jul-21 06:55:42,503	Interruption	V1	18072,42773	0
2019-jul-21 11:56:55,489	Interruption	V1	151,3009949	0
2019-ago-19 14:05:34,939	Interruption	V1	4969,731934	0
2019-ago-30 15:04:00,568	Interruption	V3	0,243000001	5,343974113
2020-ene-30 18:49:49,014	Interruption	V1	5,449999809	0
2020-feb-19 14:35:33,964	Interruption	V1	5,102000237	0

Figura 22. Datos de los eventos de interrupciones suministrados por el analizador de red ION 7650. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020)

2.2 FRECUENCIA DE LOS EVENTOS PRESENTES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

2.2.1 Frecuencia de eventos de transitorios

La cantidad de eventos de transitorios por cada mes durante la toma seleccionada, es decir, desde el 01 de abril de 2019 hasta el 09 de marzo de 2020, está presente en la figura 23 donde agosto presenta el mayor número de eventos transitorios con un total de 41.

El total de eventos transitorios es de 272 en 343 días, se están presentando 5, 55 eventos de transitorios cada 7 días, es decir, un promedio de 0,7930 eventos transitorios diarios.



Figura 23. Frecuencia por mes de eventos de transitorios. Fuente: Autor.

2.2.2 Frecuencia de eventos de Sags

La cantidad de eventos de Sags por cada mes durante la toma seleccionada, es decir, desde el 01 de abril de 2019 hasta el 09 de marzo de 2020, está presente en la figura 24 donde septiembre presenta el mayor número de eventos de Sags con un total de 59.

El total de eventos de Sags es de 317 en 343 días, se están presentando 6,4694 eventos de Sags cada 7 días, es decir, un promedio de 0,9241 eventos de Sags diarios.

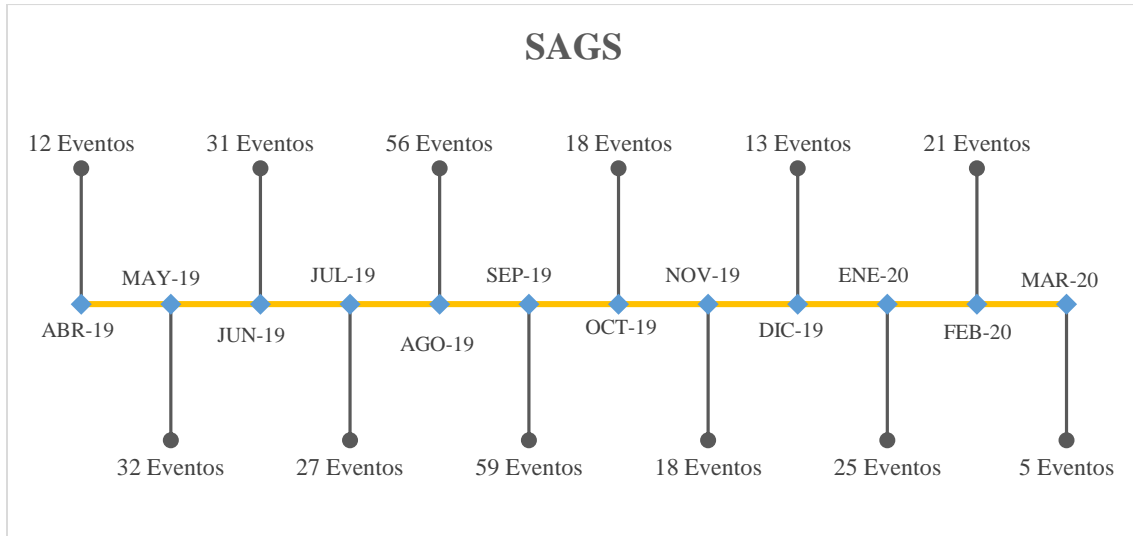


Figura 24. Frecuencia por mes de eventos de sags. Fuente: Autor.

2.2.3 Frecuencia de eventos de Interrupciones

La cantidad de eventos de Interrupciones por cada mes durante la toma seleccionada, es decir, desde el 01 de abril de 2019 hasta el 09 de marzo de 2020, está presente en la figura 25, donde julio, agosto, enero y febrero presentan las seis eventos de Interrupciones, en los demás meses de la toma seleccionada no se presentaron eventos de Interrupciones. El total de eventos de Interrupciones es de 6 en 343 días, se están presentando 1 eventos de interrupciones cada 2 meses.

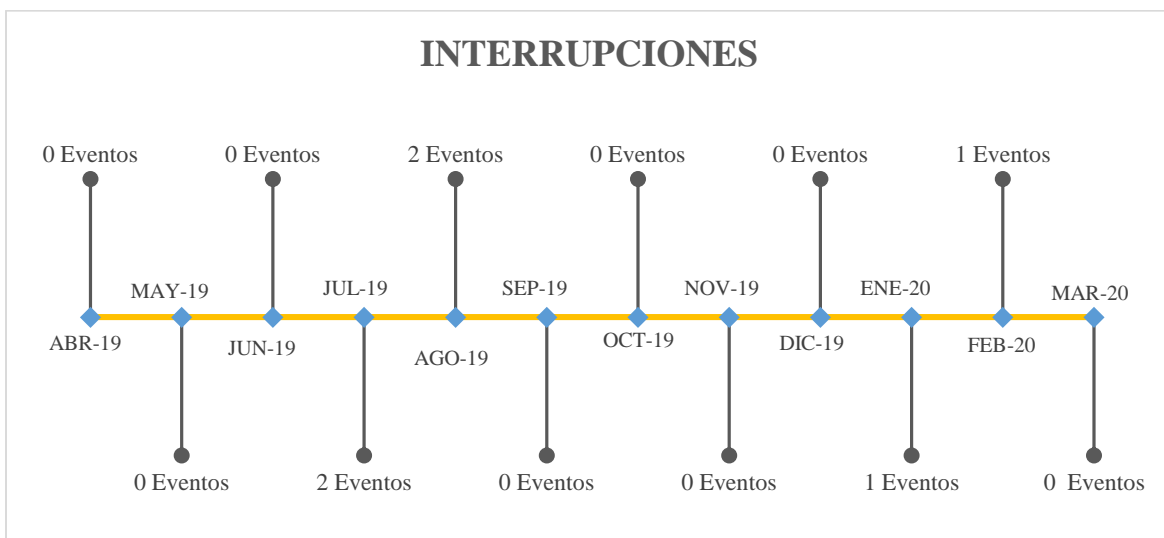


Figura 25. Frecuencia por mes de eventos de interrupciones. Fuente: Autor.

2.3 VALORES MÍNIMOS, MEDIOS Y MÁXIMOS DE LOS EVENTOS

2.3.1 Transitorios

En la figura 26 se presenta los valores mínimos, medios y máximos en duración y magnitud de los transitorios presentados en la barra de 34,5 Kv de la subestación Ínsula, en una toma de tiempo desde el 01 de abril de 2019 hasta el 09 de marzo de 2020, el valor máximo en duración de transitorios es 0,00317 segundos, el valor mínimo es 3,2E-5 segundos y el valor medio es 0,000162 segundos. El valor máximo en magnitud de transitorios es 154 voltios, el valor mínimo es 126 voltios y el valor medio es 139 voltios.

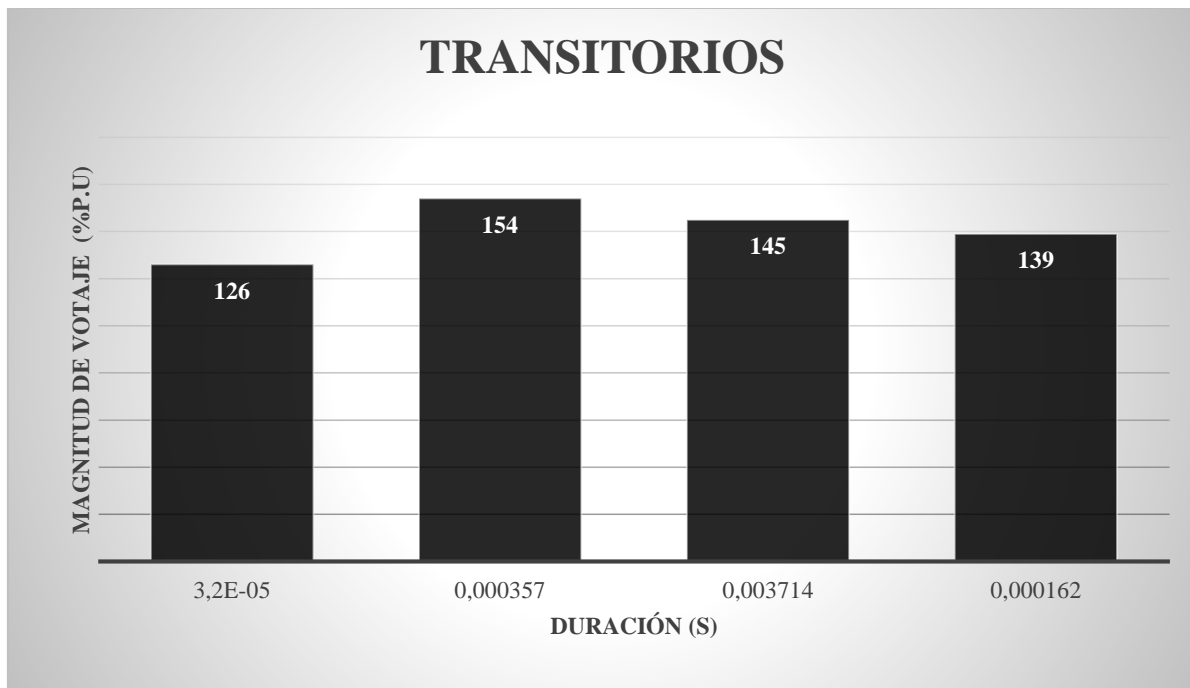


Figura 26. Valor máximo, mínimo y medio en duración y magnitud de los eventos de transitorios. Fuente: Autor.

2.3.2 Sags

En la figura 27 se presenta los valores mínimos, medios y máximos en duración y magnitud de los sags presentados en la barra de 34,5 Kv de la subestación Ínsula, en una toma de tiempo desde el

01 de abril de 2019 hasta el 09 de marzo de 2020, el valor máximo en duración de sags es 1,32799 segundos, el valor mínimo es 0,007 segundos y el valor medio es 0,1519 segundos. El valor máximo en magnitud de sags 89,9942 voltios, el valor mínimo es 16,0751 voltios y el valor medio es 52,2623 voltios.

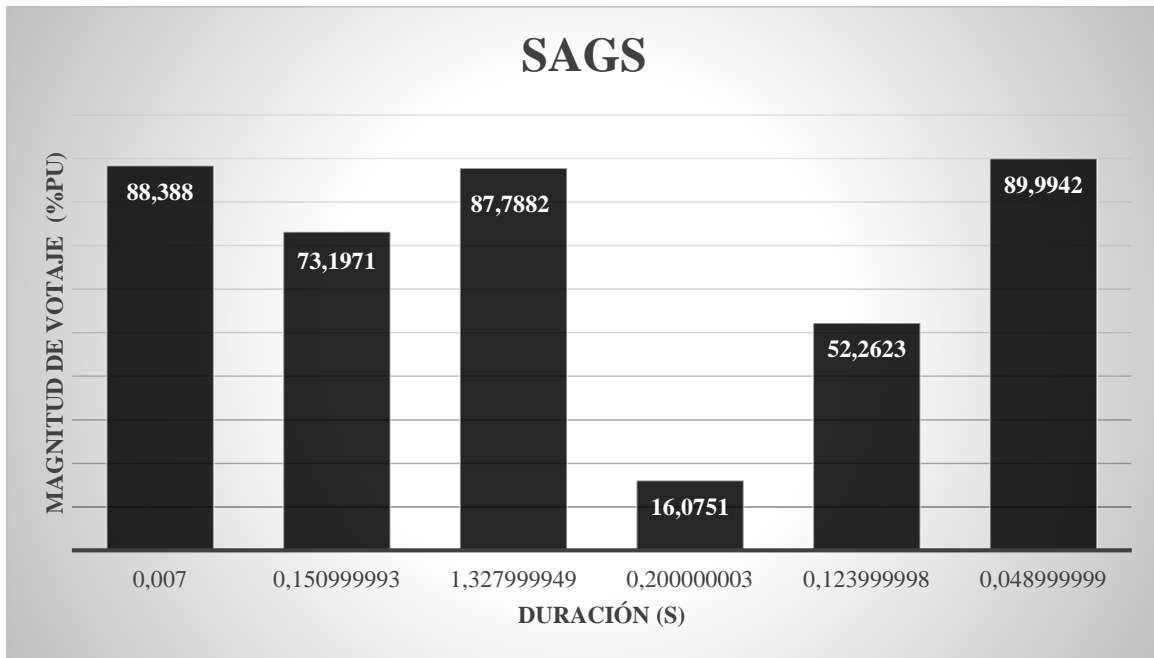


Figura 27. Valor máximo, mínimo y medio en duración y magnitud de los eventos de Sags. Fuente: Autor.

2.3.3 Interrupciones

En la figura 28 se presenta los valores mínimos, medios y máximos en duración y magnitud de los interrupciones presentados en la barra de 34,5 Kv de la subestación Ínsula, en una toma de tiempo desde el 01 de abril de 2019 hasta el 09 de marzo de 2020, el valor máximo en duración de interrupciones 18072,4277 segundos, el valor mínimo es 0,243 segundos y el valor medio es 151,30 segundos. El valor máximo en magnitud de interrupciones es de 5,3439 voltios, el valor mínimo es 0 voltios.

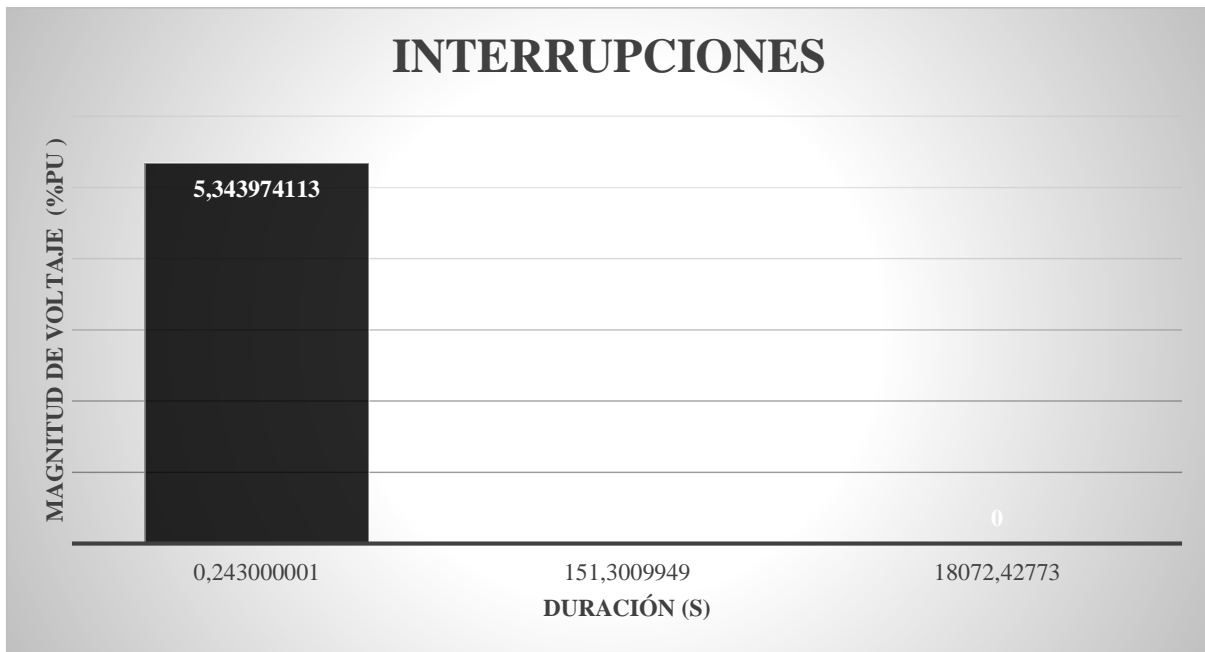


Figura 28. Valor máximo, mínimo y medio en duración y magnitud de los eventos de interrupciones.
Fuente: Autor.

2.4 FENÓMENO SELECCIONADO PARA EL DESARROLLO DEL ANÁLISIS

CAUSA RAÍZ

En la Figura 29 se presenta el número total de eventos por fenómeno de la calidad de la energía presentados en el patio de 34,5 de la subestación eléctrica Ínsula, en las fechas de toma (desde el 01 de abril de 2019 hasta el 09 de marzo de 2020), se presentaron 317 sags, 272 transitorios y 6 interrupciones de voltaje, con este número total por evento se seleccionan los sags para el desarrollo del análisis causa raíz por presentarse con mayor incidencia.



Figura 29. Número total de eventos por fenómeno de la calidad de la energía. Fuente: Autor

3 CAPITULO III RELACIÓN DEL EVENTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

Para el análisis del evento de mayor frecuencia primero se especifica el contexto operacional (descripción del patio, usuarios y conexión con otras subestaciones) y el sistema de medición para detallar la metodología de análisis de causa raíz en cuanto a la manera que puede afectar el evento al sistema eléctrico.

3.1 CONTEXTO OPERACIONAL

3.1.1 Descripción del patio

Se trabaja en el patio de 34,5Kv la Subestación Eléctrica Ínsula perteneciente a Centrales eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P. ubicada en el departamento de Norte de Santander - Colombia, esta subestación eléctrica en total alimenta a 23430 usuarios, es decir, el 4,34% de los usuarios totales del operador de red (CENS S.A E.S.P.), con una capacidad instalada de 47 MW. En la figura 30 se puede observar el diagrama unifilar del el patio de 34,5 Kv (en color verde) el cual cuenta

con las siguientes características; un transformador reductor (TS-14 TR-14) de 115Kv/34.5 Kv con una potencia de 30/40 MVA aguas debajo de él se encuentran un acople conectado a la barra (N3EQ11x3) compuesto por dos seccionadores y un interruptor conectados (N3S12) también a la barra, la cual tiene una configuración de barra sencilla, compuesta por dos ramal; el primero es INS C77(0122) conectado a dos seccionadores un interruptor y un corta circuitos (N3S11). El segundo ramal es INS C76 (0121) está compuesto por dos seccionadores, un interruptor y un corta circuitos (N3S11).

Además en la figura 33 se puede observar la alimentación de la subestación Ínsula, tiene tres circuitos de alimentación conectados a una barra a un nivel de tensión de 115 Kv provenientes de la subestaciones eléctricas san Mateo, Belén y planta el Zulia. También se observa un patio con un nivel de tensión de 13,8 Kv.

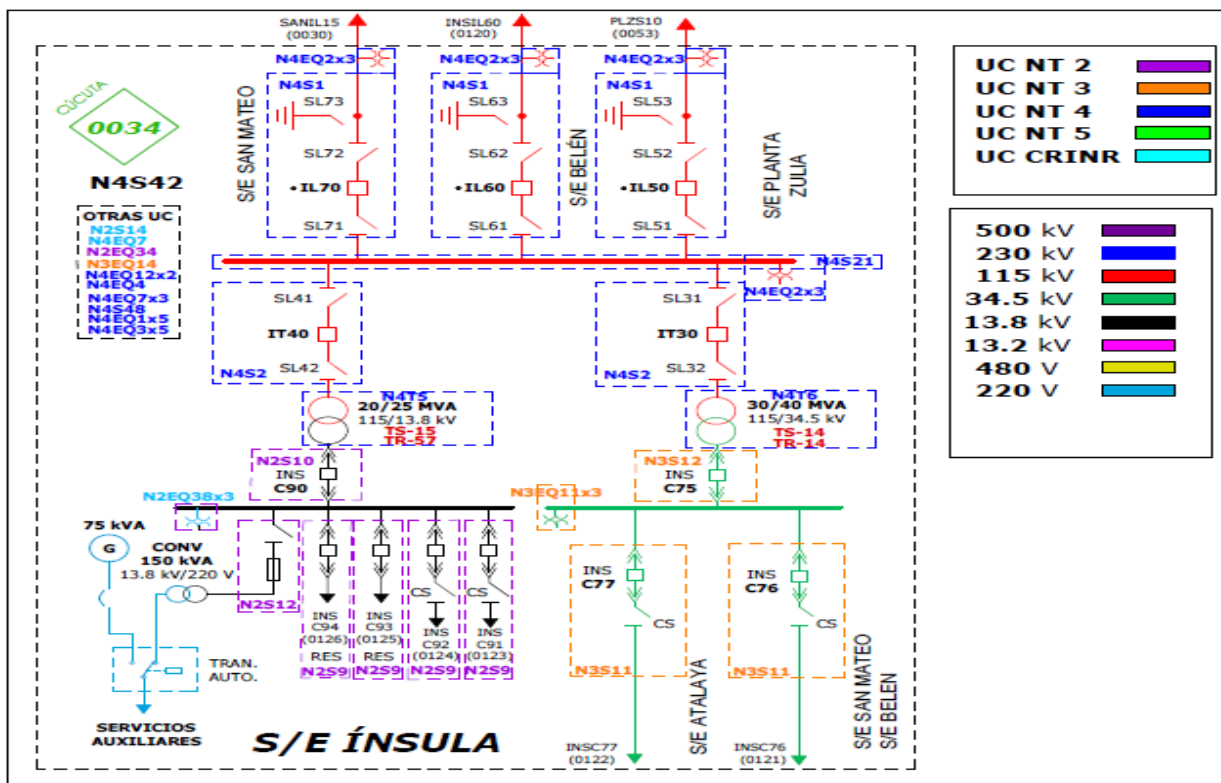


Figura 30. Diagrama unifilar de la subestación eléctrica Ínsula. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020)

3.1.2 Usuarios Regulados

En la figura 31 se presenta el tendido eléctrico de los dos circuitos del patio de 34,5 Kv de la subestación eléctrica Ínsula, con una visualización general de la ubicación de los usuarios de los mismos. El primero es INS C77 y su tendido eléctrico se presenta en color verde, este circuito alimenta la subestación eléctrica Atalaya, esta subestación le suministra energía a 236 usuarios, dentro de los que presentan mayor demanda de consumo están; Colombia telecomunicaciones movistar – cerro pico, arrocera la perla mt s.a.s. y comunicación celular s.a. - Comcel cuc motilones. El segundo circuito es INS C76 y su tendido eléctrico es la línea de color rojo, este circuito alimenta 585 usuarios, los más representativos en cuanto a demanda de consumo son; cerámica Italia, cenabastos, transmateriales s.a., lavandería yuki sports (Santiago duarte gamboa), condominio ventura plaza centro comercial 3, centro comercial Alejandría 2, home center sodimac, holiday inn, clínica san jose s.a., al máximo, Colombia telecomunicaciones s.a. e.s.p. - av. 0 y Carrefour ventura plaza.

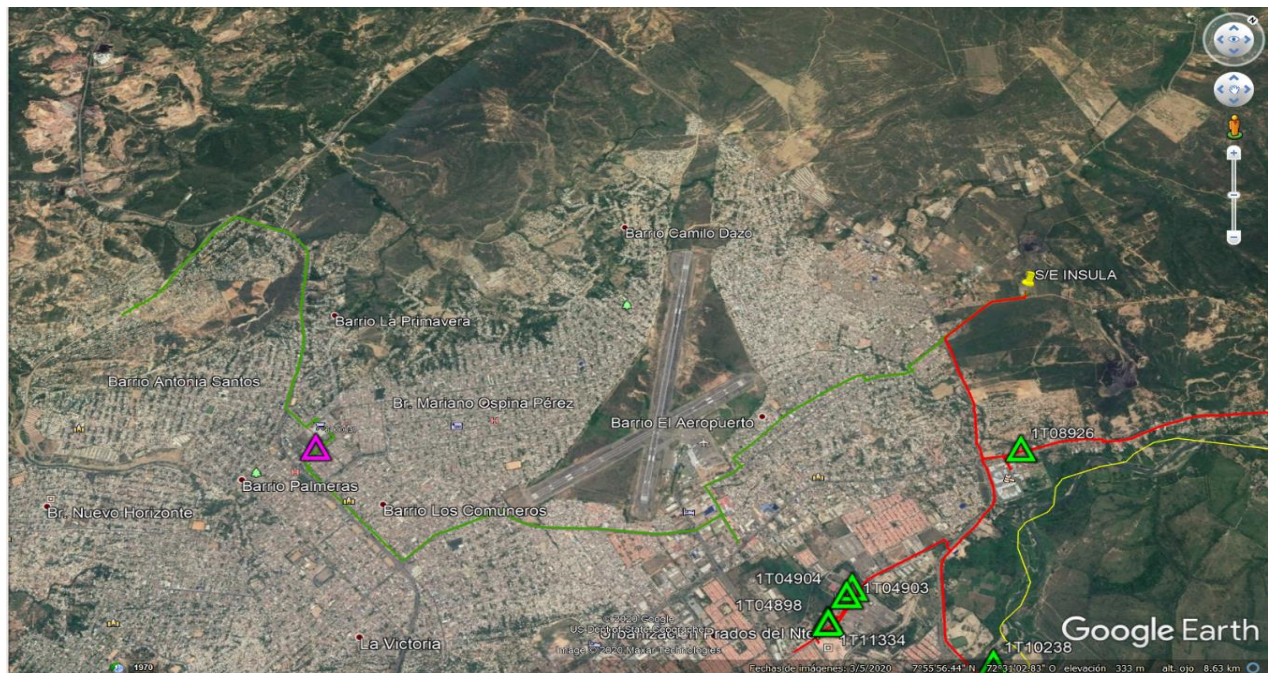


Figura 31. Tendido eléctrico de 34,5 Kv de la subestación Ínsula. Fuente: (Google earth y Maps V 2.1)

3.1.3 Conexión del patio de 34,5 Kv de la subestación eléctrica Ínsula con otras subestaciones eléctricas

El patio de 34,5 Kv de la subestación Ínsula está conectado mediante sus dos circuitos (INS C77 e INS C76) a diferentes subestaciones eléctricas como se muestra en la figura 32, a continuación se describen los enlaces; el circuito INS C77 (color azul claro) está alimentando a la subestación eléctrica Atalaya, además tiene un enlace con la subestación eléctrica Belén mediante los circuitos BEL C36 Y BEL C33 (color amarillo) y está conectado a la subestación eléctrica San Mateo mediante el circuito SANOL 15 (color verde). El circuito INS C76 (color rojo) tiene los siguientes enlaces; con la subestación eléctrica San Mateo mediante el circuito SANOL 35 (color azul oscuro), la subestación eléctrica Belén mediante el circuito BEL C38 (color rosado) y la subestación eléctrica San Mateo mediante el circuito SANOL 15 (color verde).

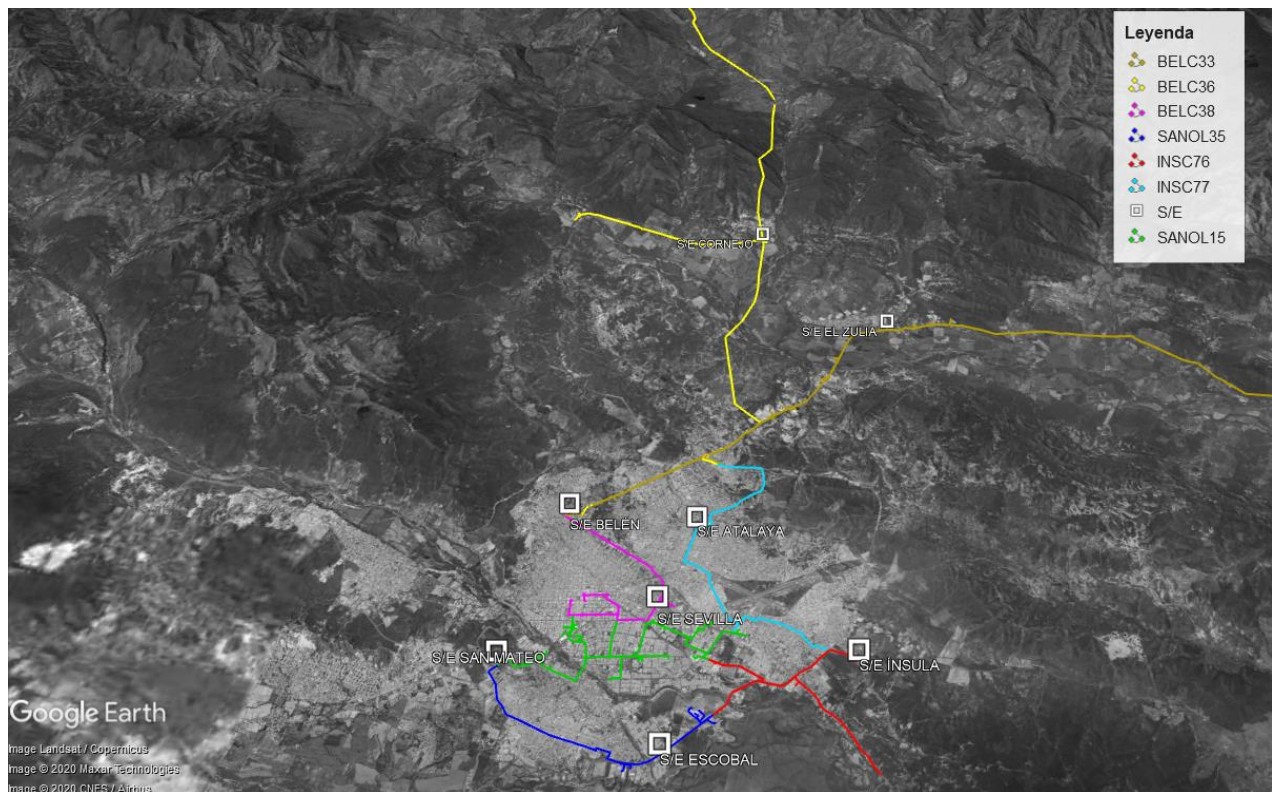


Figura 32. Enlaces del patio de 34,5kV de la subestación Ínsula con otras subestaciones. Fuente: (Google earth y Maps V 2.1)

En la figura 33 se observa el diagrama unifilar de la subestación Ínsula y los enlaces que tienen con otras subestaciones, en niveles de tensión de 34,5 Kv (color verde) y 115 Kv (color rojo).

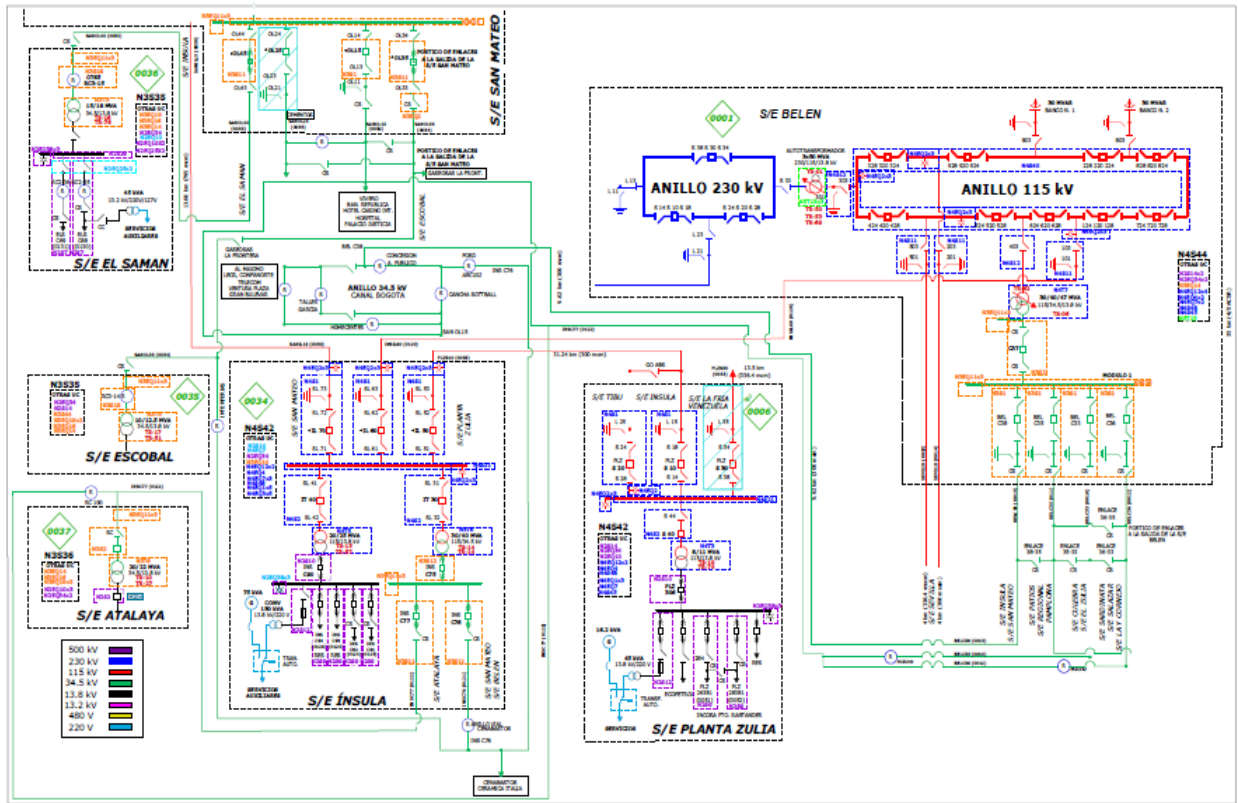


Figura 33. Diagrama unifilar de los enlaces del patio de 34,5kV de la subestación Ínsula con otras subestaciones. Fuente: (CENS E.S.P S.A, E. (2020))

3.2 SISTEMAS DE MEDICIÓN

El sistema eléctrico tiene tres elementos de medición que se describen a continuación; Medidor de calidad de la energía, medidor para la base de datos del SCADA y la telemedida.

3.2.1 Analizador de red ION 7650 (Medidor de calidad de la energía)

El ION 7650 es un medidor electrónico multifuncional de energía eléctrica, potencia y registrador de calidad de energía, clase 0,2S IEC, marca Schneider Electric, son de tecnología superior a los medidores comunes del servicio residencial, miden parámetros eléctricos instantáneos RMS

(Corriente, voltaje, frecuencia, potencia activa, potencia reactiva, aparente total y por fase, factor de potencia total y por fase), valores energéticos (Energía activa, energía reactiva y energía aparente), mediciones de calidad de energía (Distorsión armónica, armónicos individuales hasta el 63, captura de forma de onda, detección de sags y swell, detección, captura de transitorios, flicker). (Schneider Electric Powerlogic ION 7650)

Los equipos analizadores de red deben registrar hundimientos de tensión asociados a cada uno de los barrajes de la subestación. La característica de este tipo de registro debe ser: Mes, fecha de registro del hundimiento (dd/mm/aaaa), hora de registro del hundimiento (hh:mm), formato 12 horas, subestación y barraje asociada al hundimiento de tensión, duración del hundimiento de tensión y magnitud del hundimiento de tensión, para cada una de las fases. (Schneider Electric Powerlogic ION 7650)

El ION 7650 está ubicado en la barra de 34, 5 Kv de la Subestación Ínsula como se muestra en la figura 34 (círculo rojo) donde toma lecturas de mediciones de calidad de la energía permanentes con capturas de formas de ondas en 1024 muestras/ ciclos, el monitoreo de eventos y su clasificación lo realiza mediante la curva ITIC (CBEMA), los parámetros que brinda por cada evento se pueden observar en la figuras 16,17, 19, 20 y 22, (fecha en la cual ocurrió el evento (año, mes, día, hora, minuto y segundos), tipo de evento, fase o fases en la cual ocurrió el evento, duración del evento, magnitud en p.u y la forma de onda del evento). Las mediciones que se tomaron del analizador fueron desde el 01 de abril de 2019 hasta el 09 de marzo de 2020. También se obtuvo las mediciones de voltaje y corrientes medidos por el analizador de red en el interruptor antes de la barra, con una toma de tiempo del mes diciembre de 2019.

Además se obtuvo las mediciones de calidad de energía a nivel de tensión de 34,5 Kv de las subestaciones eléctricas de Belén, San mateo y el Escobal con una toma de tiempo del mes de diciembre de 2019.



Figura 34. Diagrama unifilar de la subestación *Ínsula* y ubicación de los analizadores de red. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020)

En la figura 35 se observan la conexiones del analizador de red ION 7650 ubicado en el barraje del patio de 34,5 Kv de la subestación *Ínsula*, con sus respectivas conexiones a los transformadores y la conexión de comunicación para el registro de los datos.



Figura 35. Analizador de red ION 7650. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020)

3.2.2 Medidor ION 7330 (SCADA)

El ION 7330 es un medidor de categoría intermedia con utilización en media y alta tensión clase 0,5 (IEC Y ANSI), realiza mediciones de valores instantáneos y medios RMS de corriente, voltaje, frecuencia, potencia activa, reactiva, aparente y el factor de potencia. Mide la calidad de la energía (Distorsión armónica en corriente y tensión, armónicos individuales hasta el 15, captura de formas de onda y detección de huecos y picos de tensión.), su número de muestras/ciclo es de 32. (Schneider Electric Powerlogic ION 7330)

En la figura 36 se observa el diagrama unifilar de la subestación Ínsula en el sistema de monitoreo SCADA, los datos que se obtienen son proporcionados por el medidor ION 7330 que está ubicado en cada celda del patio de 34,5 Kv (dentro del cuadro de color negro), en este caso el patio cuenta con dos celdas en este nivel de tensión, las mediciones que se tomaron de este dispositivo fueron de una toma de tiempo de 3 meses (Diciembre de 2019, enero y febrero de 2020), cabe resaltar que las mediciones de febrero se empezaron a efectuar desde el 17 de este mes, dichas mediciones se registran cada 15 minutos y constan de la fecha (año, mes, día, hora y minutos), corriente en cada fase, voltaje de línea, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, factor de potencia y energía.

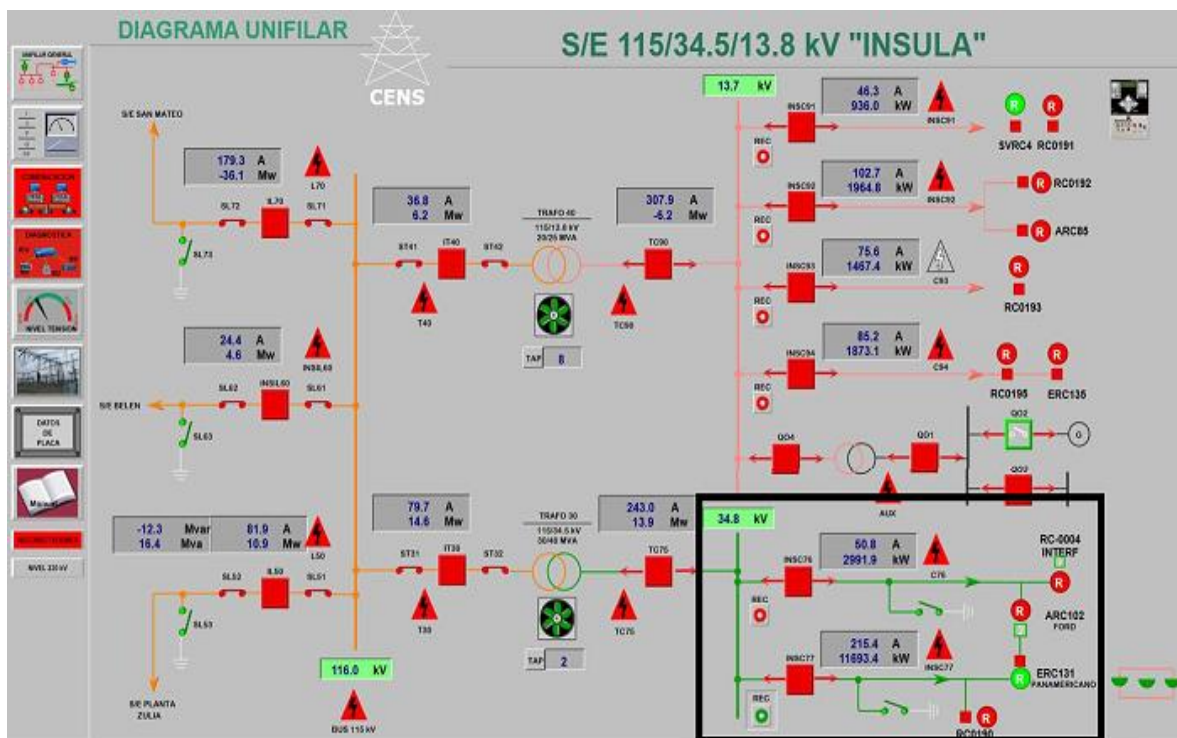


Figura 36. Diagrama unifilar de la subestación Ínsula visto el software SCADA. (SCADA CENS 2020)

En la figura 37 se presenta un medidor ION 7330 con sus respectivas conexiones, ubicado en una celda del patio de 34,5 Kv de la subestación Ínsula.

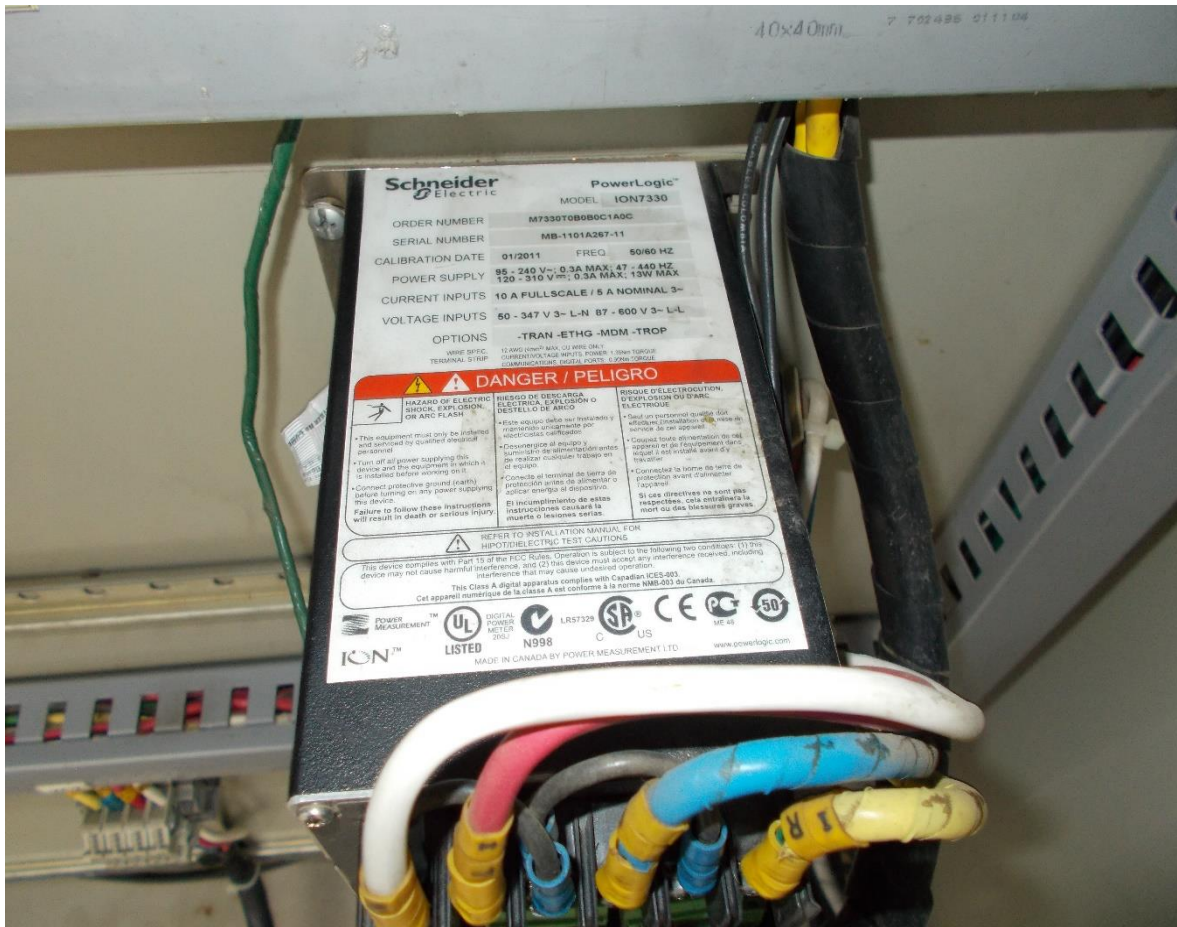


Figura 37. Medidor ION 7330. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020)

3.2.3 Digi Transport WR21. (Tele medida)

Digi TransPort WR21 es un enrutador celular con todas las funciones que ofrece la flexibilidad de escalar desde básicas aplicaciones de conectividad a soluciones de enrutamiento y seguridad de clase empresarial. Con su alto rendimiento arquitectura, Digi TransPort WR21 está diseñado para conectividad de red de área amplia que incluye Redes 2.5G / 3G / 4G. Digi TransPort WR21 está disponible con una gama de Ethernet, serie (RS232, RS422 / 485) y alimentación Opciones de

conector. Digi TransPort WR21 también ofrece un enrutamiento avanzado opcional, seguridad. Y conjunto de funciones de firewall.

Incluyendo firewall de inspección con estado y VPN integrada. Los protocolos de clase empresarial incorporan BGP, OSPF y VRRP +, una tecnología patentada basada en el popular estándar de conmutación por error VRRP que proporciona detección automática, falla automática y recuperación automática de cualquier caída de línea. (Digi TransPort® Routers (2018))

Las mediciones de teledadida de los usuarios de los circuitos INS C76 e INS C77 se obtuvieron por el mes de diciembre, estas mediciones constan de la potencia activa hora por día (KWhD) y la potencia reactiva hora por día (kVarhD) y se toman cada 15 minutos, no todos los usuarios pertenecientes a los dos circuitos cuentan con teledadida en las fronteras, los siguientes usuarios por su gran demanda tienen teledadida ; cerámica Italia, cenabastos, transmateriales s.a., lavandería yuki sports (Santiago duarte gamboa), condominio ventura plaza centro comercial 3, centro comercial Alejandría 2, home center sodimac, holiday inn, clínica san jose s.a., al máximo, Colombia telecomunicaciones s.a. e.s.p. - av. 0 y Carrefour ventura plaza.

La figura 38 presenta los módems de teledadida ubicados en cada usuario que tiene esta medición, se obtuvieron medidas de los usuarios de otras subestaciones usuarios y la selección se realizó mediante un top dos de los que tienen mayor demanda de consumo.



Figura 38. Modems de medición de teled medida en los usuarios del patio de 34,5 Kv de la subestación Ínsula. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020)

4 CAPÍTULO IV METODOLOGÍA ANÁLISIS CAUSA RAÍZ

4.1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

El fenómeno de calidad de la energía para el desarrollo de la metodología causa raíz es el Sag, Según (Ángel & Cortés, 2009) un sag se define como la reducción momentánea del valor RMS del voltaje o de la corriente de CA (a entre 0.1 pu y 0.9 pu) a la frecuencia de potencia con duración

entre medio ciclo (8.33 ms) y un minuto. Este tipo de perturbaciones es una de las que está causando mayor impacto en los equipos instalados en el sistema eléctrico, y dependen en gran medida de la configuración del sistema, del punto de medida, de las condiciones operativas y del mantenimiento entre otros.

Los Sags de tensión, se determinan de acuerdo a su duración y magnitud. La duración se define como el tiempo medido desde el momento en que el valor eficaz de la tensión se encuentra por debajo del umbral, hasta cuando retorna por encima de este. La magnitud, está dada por la máxima desviación del valor eficaz de la tensión de la fase más afectada. (IEEE Power and Energy Society, 2009)

Los sags son disturbios que afectan tanto los sistemas eléctricos de potencia como los usuarios finales, en este caso el fenómeno sags es captado por el analizador de red ION 7650 en la barra del patio de 34,5 Kv de la subestación Ínsula, como se muestra en el capítulo 2 es el fenómeno que más incide en presentarse con un total de 317 eventos con diferentes magnitudes y duraciones, la toma de mediciones de calidad de energía se realizó durante las fechas del 01 de abril de 2019 hasta el 09 de marzo de 2020.

4.2 JERARQUIZACIÓN DEL PROBLEMA

4.2.1 Impacto de los Sags

Dentro del impacto se trata de evaluar el alcance del problema, determinando cual es la importancia que tiene al haber surgido, en este caso se estudia el efecto de los huecos de tensión en diferentes elementos, para tener una base común de cómo actúan aquellos elementos potencialmente ante (sag). A continuación se describen los elementos afectados por un sag según; (Solano, Suárez, Plata, & Núñez, 2012)

- Impacto sobre sistemas eléctricos comunes, en este caso los sistemas resistivos no sufren prácticamente por la perturbación.
- Impacto sobre elementos de control, son los equipos informáticos dedicados directamente al control y son sensibles a huecos de profundidad mayores al 10 %, los sags pueden producir la pérdida de control en una planta de producción, debido a que puede interpretar erróneamente o pierda señales.
- Impacto sobre los equipos de potencia, en el caso de los transformadores la presencia de un sag es el incremento de la corriente pudiendo llevar a saturar el transformador, además se presentan pérdidas en el cobre y en el hierro y calentamientos.

En el caso de los motores se tiene en cuenta ante la presencia de un sag el desequilibrio de las fases, formas de onda no sinusoidales y el cambio del ángulo de fase. Se presentan pérdidas económicas debido a la eficiencia y el desgaste.

En el caso de los motores de inducción el sags de tensión pérdidas de velocidad en el motor, picos de corriente, picos en el par y aumento de la pérdida de energía por calentamiento debido al aumento de la corriente.

En el caso de los motores síncronos ante la presencia de un sag con magnitud mayor al 50 % pueden llegar a perder el sincronismo, parándose el motor y toca volver a realizar el proceso de arranque.

4.2.2 Análisis de criticidad

Los eventos críticos de estado transitorio son clasificados según la curva ITIC (CBEMA), dependiendo de la región donde estén ubicados y los rangos de tolerancia estipulados, esta curva

es tomada como referencia por casi todos los sectores industriales debido a su fiabilidad en los equipos y a la robustez que ofrece al sistema.

En la figura 39 se muestran los eventos de sags presentes en el patio de 34,5 Kv de la subestación Ínsula que exceden la tolerancia según la curva ITIC (CBEMA), se puede observar una serie de 35 sags que están ubicados en la región de no daños más exactamente en el tramo del 70 % del voltaje nominal. Cabe resaltar que en la zona “sin daños” los equipos no funcionarán correctamente, produciendo algunas anomalías en su resultado, o incluso apagándose por falta de potencia, pero no se verá dañado. Es la zona más común durante los huecos de tensión.

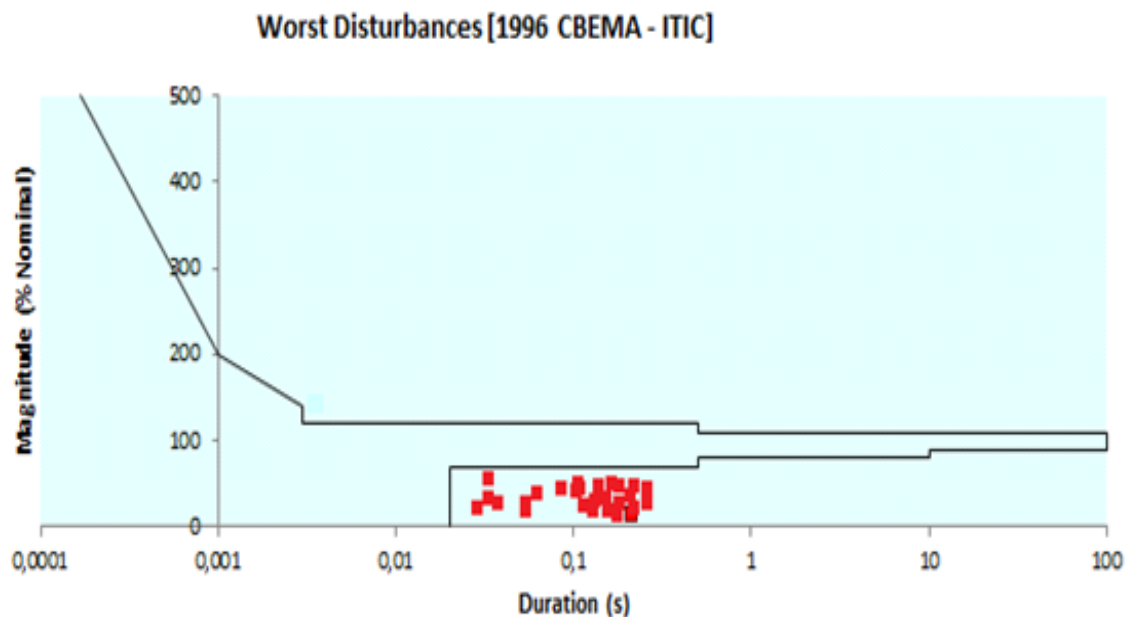


Figura 39. Disturbios críticos en la Curva ITIC (CBEMA). Fuente: Autor

4.2.3 Análisis de los eventos seleccionados

Para el análisis de los eventos seleccionados se deben tener en cuenta las mediciones y las formas de onda, se obtuvieron tres medidas (Mediciones de calidad de la energía, mediciones de las celdas de los circuitos y de teledicada de los usuarios que cuentan con ella), las mediciones de calidad de energía se tomaron desde el 01 de abril de 2019 hasta el 09 de marzo de 2020, las mediciones de las celdas de los circuitos (el SCADA) se tomaron desde el 01 de diciembre de 2019 hasta el 29 de marzo de 2020 y la teledicada se obtuvo desde 01 de diciembre de 2019 hasta el 30 de enero de 2020, por ende solo se tienen en cuenta los eventos coinciden en las fechas de medición, para ello se seleccionaron 3 eventos en el mes de diciembre para el desarrollo del análisis causa raíz, los cuales tienen diferentes características, el procedimiento para el análisis de cada evento es repetitivo.

En la figura 40 se presentan 3 diferentes tipos de sags representados en la curva ITIC CBEMA, en cuanto a sus características y sus formas de onda.

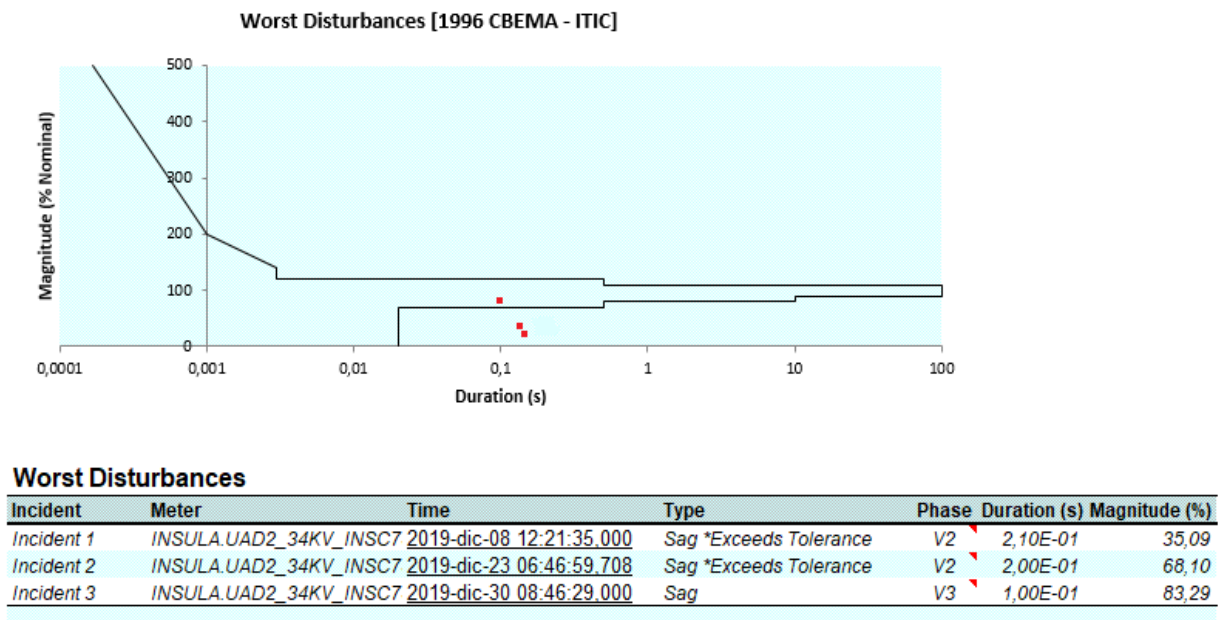


Figura 40. Eventos para la selección del análisis causa raíz. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020)

4.2.4 Descripción de los eventos seleccionados

Usualmente los sags de tensión son clasificados por su duración, magnitud y su representación es mediante una gráfica, hay tres formas de onda que indican que hay 3 causas de eventos diferentes y se analizan, a continuación se describen las características de los tres tipos de sags de tensión seleccionados por sus diferencias en las formas de onda;

4.2.4.1 Sag 1

El Sag 1 fue captado el domingo 08 de diciembre de 2019 a las 12 con 21 minutos y 35,474 segundos del medio día, este evento fue clasificado por la curva ITIC (CBEMA) como un sag que excede la tolerancia, es decir, en la región de no daños más específicamente por debajo del 70 % del voltaje nominal. La magnitud en voltaje (pu) del evento sag es de 35,09483719 %, con una duración de 0,209999993 segundos (12,599996 ciclos), catalogado como una variación de corta duración instantánea. En la figura 41 se puede observar la forma de onda del sag descrito anteriormente, el sag presente es desequilibrado en sus fases, es decir, la fase V1 presento una magnitud máxima en voltaje de 100,4559 % y una mínima de 47,803 %, la fase V2 presento una magnitud máxima en voltaje de 83,7393 % y una mínima de 35,0998 % y la fase V3 permaneció en el 100% durante el evento.

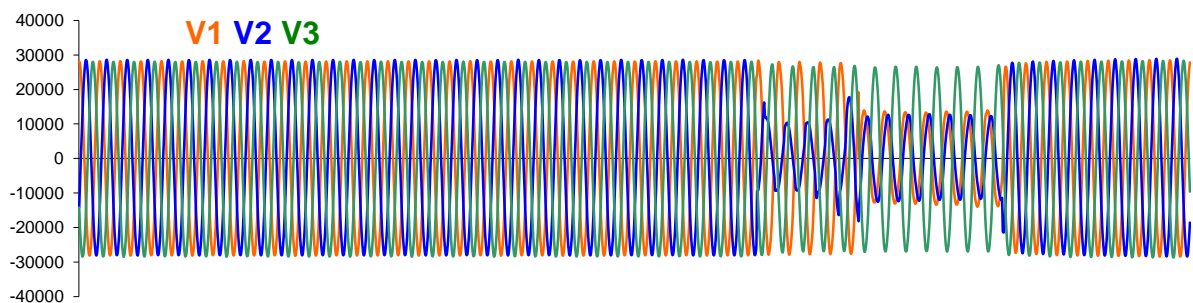


Figura 41. Forma de onda de voltaje de un evento de sag 1. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020)

4.2.4.2 Sag 2

El Sag 2 fue captado el lunes 23 de diciembre de 2019 a las 6 con 46 minutos y 59,708 segundos de la mañana, este evento fue clasificado por la curva ITIC (CBEMA) como un sag que excede la tolerancia, es decir, en la región de no daños más específicamente por debajo del 70 % del voltaje nominal. La magnitud en voltaje (pu) del evento sag es de 68,10076141 %, con una duración de 0,200000003 segundos (12 ciclos), catalogado como una variación de corta duración instantánea. En la figura 42 se puede observar la forma de onda del sag descrito anteriormente, el cual es desequilibrado en sus fases, es decir, la fase V1 presento una magnitud máxima en voltaje de 102,072 % y una mínima de 100,888 %, la fase V2 presento una magnitud máxima en voltaje de 86,9780 % y una mínima de 68,10076141 % y la fase V3 no cambio en magnitud, permaneció en el 100%.

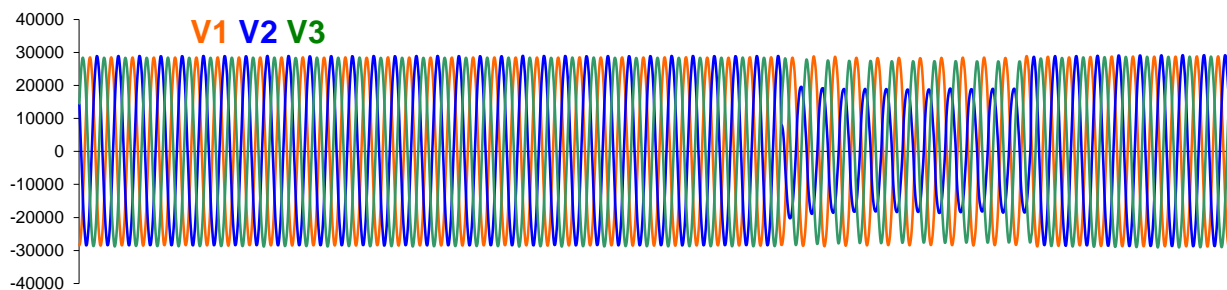


Figura 42. Forma de onda de voltaje de un evento de sag 2. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020).

4.2.4.3 Sag 3

El Sag 2 fue captado lunes 2019-dic-30 08:46:28,724s 30 de diciembre de 2019 a las 6 con 46 minutos y 28,724 de la mañana, este evento fue clasificado por la curva ITIC (CBEMA) en la región permitida. La magnitud en voltaje (pu) del evento sag es de 83,28504181 %, con una duración de 0,100000001 segundos (6 ciclos), catalogado como una variación de corta

duración instantánea. En la figura 43 se puede observar la forma de onda del sag descrito anteriormente, es simétrica la caída de voltaje como se muestra en la forma onda, el desequilibrio en sus fases es debido a la originalidad del sistema eléctrico, es decir, la fase V1 presento una magnitud máxima en voltaje de 91,224 % y una mínima de 83,748 %, la fase V2 presento una magnitud máxima en voltaje de 92,012 % y una mínima de 83,354 % y la fase V3 presento una magnitud en voltaje de 83,285%.

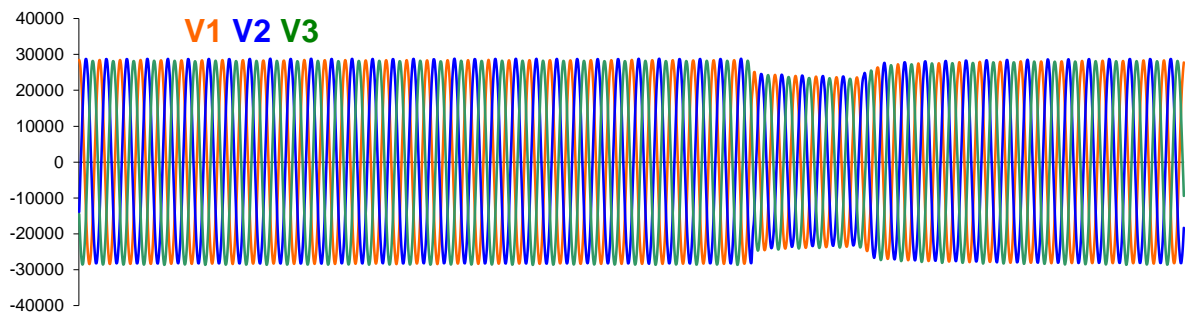


Figura 43. Forma de onda de voltaje de un evento de sag 3. Fuente: CENS E.S.P S.A, E. (2020)

4.3 ÁRBOL DE FALLA

El análisis causa raíz utiliza una estructura de árbol lógico para determinar la causa raíz, es decir, se presenta de manera secuencial desde el evento y a través de los distintos modos de fallos, relacionando las causas y efectos, hasta llegar a las causas raíces de dicho evento. Las verdaderas causas raíces son descubiertas permitiendo que las evidencias físicas conduzcan al equipo hasta encontrar los factores que intervinieron para que éstas se produjeran. En el siguiente diagrama se presenta el árbol de falla asociado a los eventos seleccionados. (A D Livingston (2001)).

En la figura 44 se presenta el árbol de falla asociado a los eventos de sags seleccionados para el desarrollo del análisis causa raíz.

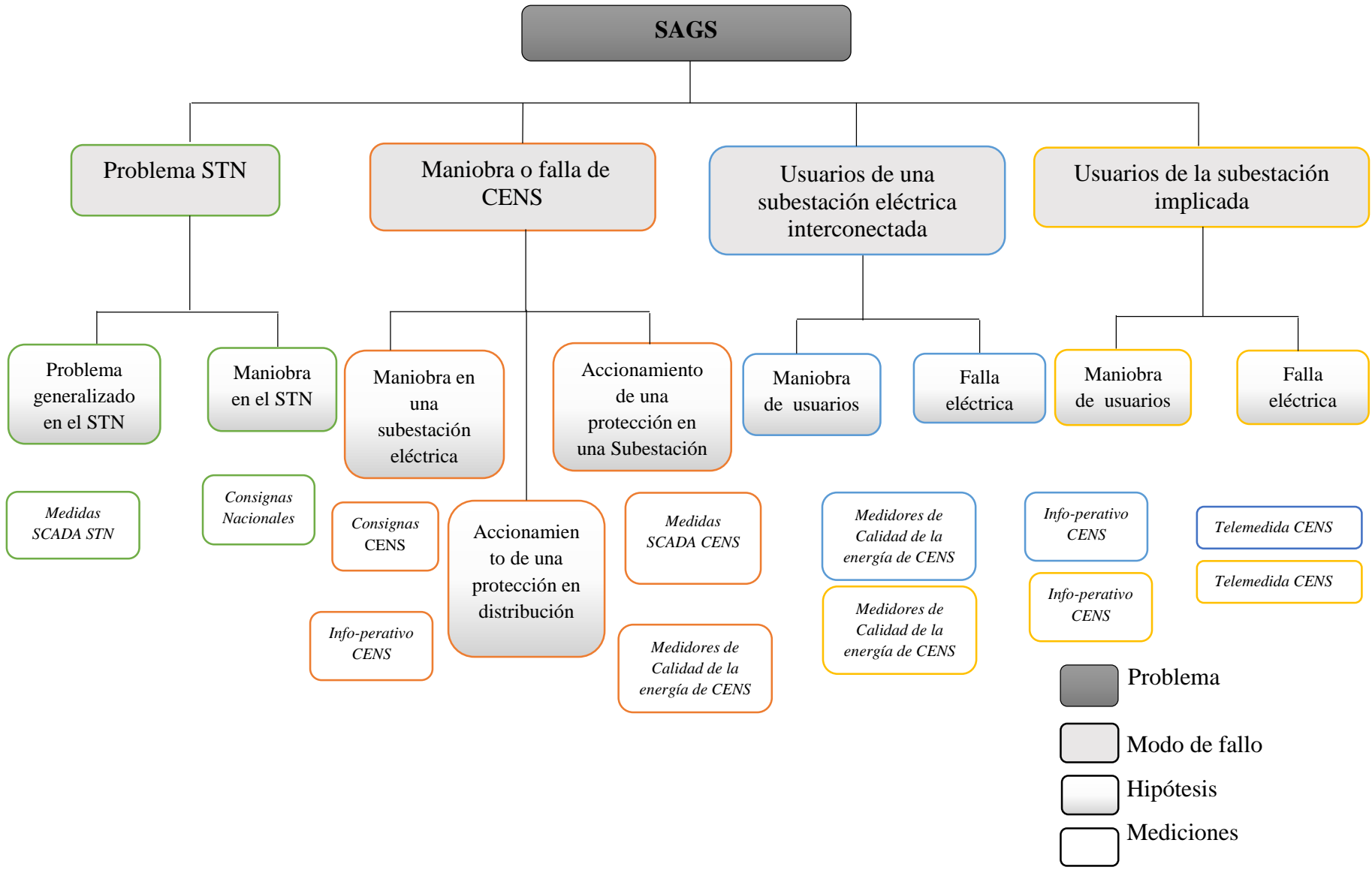


Figura 44. Árbol de falla. Fuente: Autor

5 CAPITULO V APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA CAUSA RAÍZ

En este capítulo se presenta el análisis de cada una de las hipótesis presentadas en el árbol de falla mostrado en la figura 44, para determinar la categoría (Hipótesis descartada, factor contribuyente probable y causa raíz física probable) de los eventos seleccionados.

5.1 PROBLEMA EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL (STN)

Una hipótesis que se analiza es que los eventos se hayan presentado en el sistema de transmisión nacional (STN), para ello se estudian dos posibles fuentes a continuación.

5.1.1 Problema generalizado en el STN

En esta hipótesis se consideran los circuitos que están alimentando la subestación eléctrica Ínsula (IL 70, IL 60 e IL 50) a un nivel de tensión de 115 Kv por cuestión de mediciones, y para la verificación de la hipótesis se tienen en cuenta las mediciones del SCADA (mediciones son cada 15 minutos, y se toma la media durante este tiempo) por cada alimentador con el fin de analizar la hora de la ocurrencia del evento, en términos de voltaje, que es donde se puede apreciar si se presenta el fenómeno (Sag). A continuación se realiza el análisis para los 3 eventos seleccionados;

5.1.1.1 Sag 1

En la figura 45 se presenta el comportamiento de las curvas de voltajes de línea (VAB, VBC Y VCA), con mediciones del SCADA en los alimentadores L 50, L60 Y L70 a un nivel de tensión de 115 Kv de la subestación eléctrica Ínsula, la gráfica se representa por la fecha vs la magnitud, estas mediciones son del 08 de diciembre de 2019 desde las 6 a.m. hasta las 6 p.m. en intervalos de 15

minutos, las cuales corresponden al día en que ocurrió el evento analizado, y su magnitud de voltaje está en Kv, el rectángulo encierra un intervalo de tiempo de 45 minutos (desde las 12: 01 p.m. hasta 12:46 p.m.), en donde no se alcanza a percibir el evento que ocurrió a las 12:21 p.m., es decir, no hay cambios bruscos en el voltaje, para corroborar esta información y catalogar la hipótesis como descartada es necesario realizar el análisis del ítems 5.1.5.

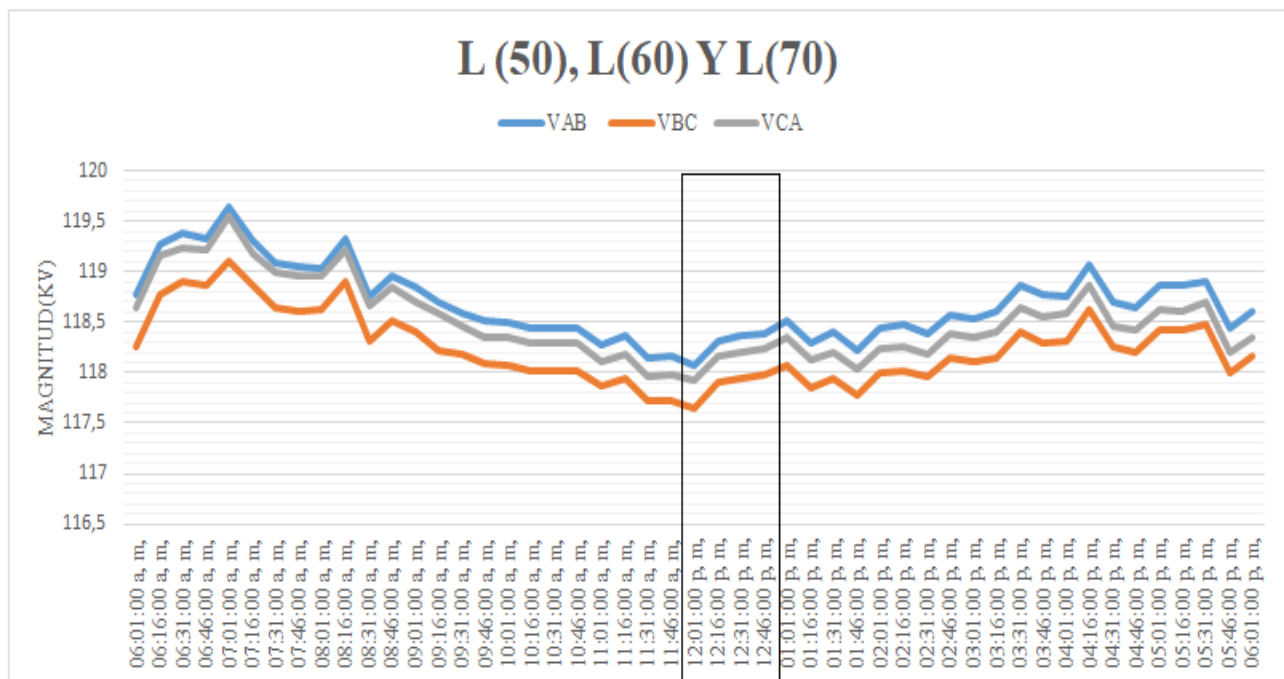


Figura 45. Curvas de voltaje de línea con mediciones del SCADA de la celdas L50, L60 y L70 de la subestación Ínsula. Fuente: Autor

5.1.1.2 Sag 2

En la figura 46 se presenta el comportamiento de las curvas de voltajes de línea (VAB, VBC Y VCA), con mediciones del SCADA en la celdas L 50, L60 Y L70 a un nivel de tensión de 115 Kv de la subestación eléctrica Ínsula, la gráfica se representa por la fecha vs la magnitud, estas

mediciones son del 23 de diciembre de 2019 desde las 6 a.m. hasta las 6 p.m. en intervalos de 15 minutos, las cuales corresponden al día en que ocurrió el evento analizado, y su magnitud de voltaje está en Kv, el rectángulo encierra un intervalo de tiempo de 45 minutos (desde las 06:31 p.m. hasta 07:16 p.m.), en donde no se alcanza a percibir el evento que ocurrió a las 06: 46 p.m., es decir, no hay cambios significativos en el voltaje, para corroborar esta información y catalogar la hipótesis como descartada es necesario realizar el análisis del ítems 5.1.5.

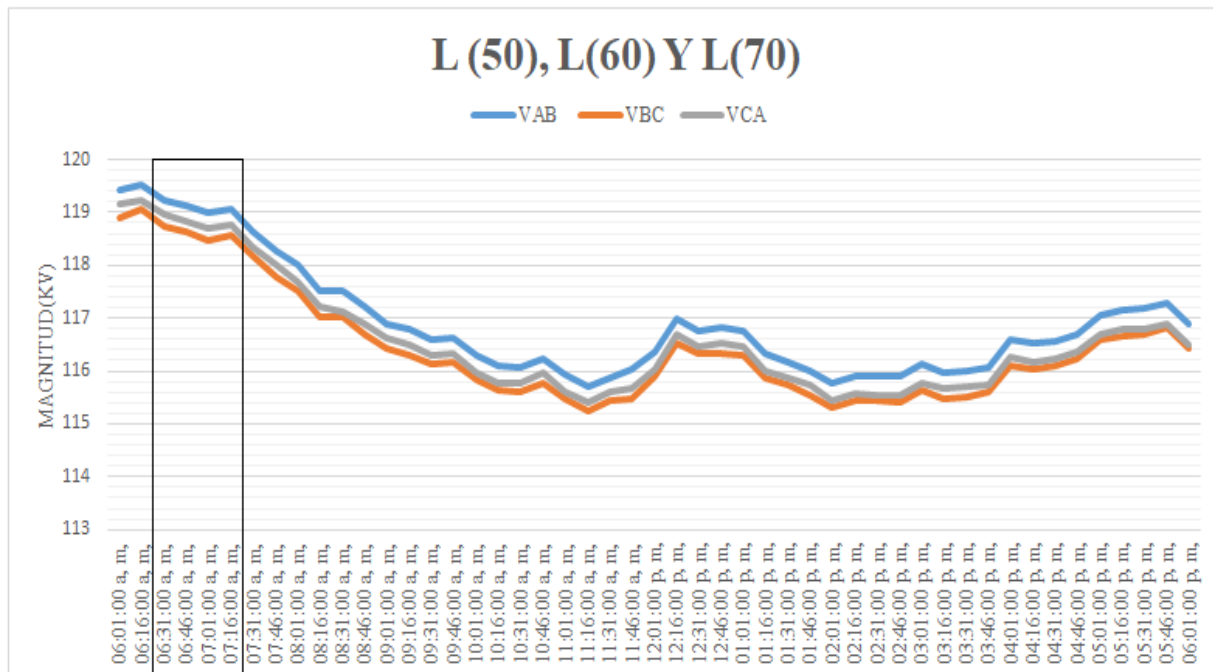


Figura 46. . Curvas de voltaje de línea con mediciones del SCADA de la celdas L50, L60 y L70 de la subestación Ínsula. Fuente: Autor

5.1.1.3 Sag 3

En la figura 47 se presenta el comportamiento de las curvas de voltajes de línea (VAB, VBC Y VCA), con mediciones del SCADA en la celdas L 50, L60 Y L70 a un nivel de tensión de 115 Kv

de la subestación eléctrica Ínsula, la gráfica se representa por la fecha vs la magnitud, estas mediciones son del 30 de diciembre de 2019 desde las 6 a.m. hasta las 6 p.m. en intervalos de 15 minutos, las cuales corresponden al día en que ocurrió el evento analizado, y su magnitud de voltaje está en Kv, el rectángulo encierra un intervalo de tiempo de 45 minutos (desde las 08:31 p.m. hasta 09:16 p.m.), en donde no se alcanza a percibir el evento que ocurrió a las 08:46 p.m., es decir, no hay cambios bruscos en el voltaje, para corroborar esta información y catalogar la hipótesis como descartada es necesario realizar el análisis del ítems 5.1.5.

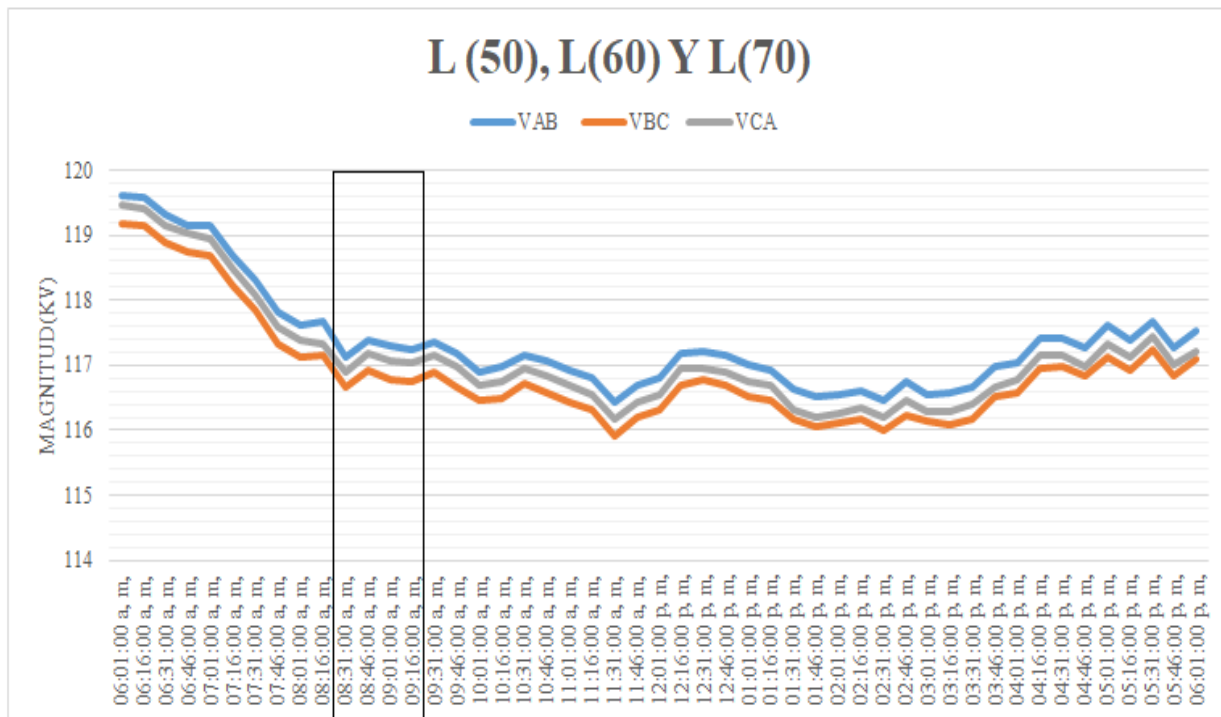


Figura 47. Curvas de voltaje de línea con mediciones del SCADA de las celdas L50, L60 y L70 de la subestación Ínsula. Fuente: Autor

5.1.2 Maniobra en el STN

Para el análisis de esta hipótesis se considera el informe operativo suministrado por CENS, en donde se almacena toda operación que realiza en todo su sistema eléctrico, se revisan si hubo

consignas nacionales que son las operaciones que corresponden al sistema de transmisión nacional (STN), con autorización nacional. En la figura 48 se presentan el número de consignas nacionales que hubo en el histórico de 2019 en el STN que concierne a CENS, se analizaron los tres eventos seleccionados en esta gráfica por el hecho de presentarse todos en diciembre, por tanto este mes no hubo ninguna consigna nacional, lo que conlleva a descartar la hipótesis de una maniobra en el STN, además esta información verifica el por qué se descarta la hipótesis de que haya ocurrido un problema en el STN.



Figura 48. Consignas nacionales durante el año 2019. Fuente: Autor

5.2 MANIOBRA O FALLA DE CENS

La hipótesis que se analiza es que los eventos se hayan sido causados por una maniobra o falla de CENS, para ello se estudian tres posibles fuentes a continuación.

5.2.1 Maniobra en una subestación eléctrica de CENS

Para el análisis de esta hipótesis se considera el informe operativo suministrado por CENS, en donde se almacena toda operación que realiza en todo su sistema eléctrico, se revisan si hubo consignas locales, que son las operaciones que corresponden a las maniobras en subestación eléctrica. En la figura 49 se presentan el número de consignas locales que hubo en el histórico del mes de diciembre de 2019 en el sistema eléctrico que concierne a CENS, se analizaron los tres eventos seleccionados en esta gráfica por el hecho de presentarse todos en diciembre, por tanto en los días que ocurrieron los eventos (8, 23 y 30) no hubo ninguna consigna local, lo que conlleva a descartar la hipótesis de una maniobra en subestación eléctrica en los tres eventos seleccionados.

Adicionalmente considerando que la configuración en los diferentes patios es de barra sencilla, por tanto no se puede realizar una maniobra sin desenergizar el circuito y en los perfiles de corriente no se evidencia ninguna discontinuidad en el mes de diciembre por lo cual se descarta una maniobra que haya desconectado un interruptor en el instante en el que se presentaron los eventos.



Figura 49. Consignas locales en CENS durante el mes de diciembre de 2019. Fuente: Autor.

5.2.2 Accionamiento de una protección en una Subestación eléctrica

Para el análisis de esta hipótesis se considera el informe operativo suministrado por CENS, y de acuerdo al mismo establecer profundización con las medidas del SCADA CENS y las mediciones de voltaje y corriente del analizador de red ION 7650, a continuación se realiza el desarrollo de análisis de esta hipótesis para cada uno de los eventos seleccionados.

En la figura 50 se observan el número de fallas eléctricas en subestaciones según el informe operativo suministrado por CENS, que se presentaron en el histórico del mes de diciembre de 2019 en el sistema eléctrico que concierne a CENS, se analizan los tres eventos seleccionados en esta gráfica por el hecho de presentarse todos en diciembre, por tanto en los días que ocurrieron los eventos (8, 23 y 30) no hubo ninguna falla eléctrica en una subestación eléctrica. Además las formas de onda de voltaje no son cero en ningún instante de tiempo evidenciando el no accionamiento de una protección de 34,5 Kv antes del barraje, lo que conlleva a descartar la hipótesis de un accionamiento de una protección en una subestación eléctrica en los tres eventos seleccionados.



Figura 50. Fallas en subestaciones eléctricas de CENS durante el mes de diciembre de 2019. Fuente: Autor.

5.2.3 Accionamiento de una protección en distribución eléctrica

Por lo general la gran cantidad de sags se presentan en los sistemas eléctricos de distribución y son a causa de fallas eléctricas y estas conllevan al accionamiento de una protección dependiendo de las configuraciones, la magnitud y la duración del evento.

Para el análisis de esta hipótesis se considera el informe operativo suministrado por CENS, las medidas del SCADA CENS y las mediciones de voltaje y corriente del analizador de red ION 7650, a continuación se realiza el desarrollo de análisis de esta hipótesis para cada uno de los eventos seleccionados.

En la figura 51 se observa el número de fallas eléctricas el sistema de distribución eléctrico que se presentaron en el histórico del mes de diciembre de 2019 en el sistema eléctrico que concierne a CENS según el informe operativo almacenado por CENS, se analizan los tres eventos seleccionados en esta gráfica por el hecho de presentarse todos en diciembre, por tanto en los días que ocurrieron los eventos (8, 23 y 30) se presentan múltiples fallas eléctricas, por ende se debe analizar cada uno de los sags para evidenciar si las fallas en el sistema de distribución son las causas físicas probables.

El analizador ION 7330 (datos del SCADA) toma mediciones únicamente cada 15 minutos y almacena el valor medio de ellas, este analizador no muestra tendencias de fallos, y es por eso que se empleó las mediciones en corriente y voltaje del analizador de red ION 7650 el cual muestra tendencias en valor medio (la media aritmética) de mediciones altas y en valor medio de mediciones bajas.



Figura 51. Fallas en distribución eléctricas de CENS durante el mes de diciembre de 2019. Fuente: Autor.

5.2.3.1 Sag 1

Como se puede en la figura anterior según el informe operativo de CENS el 08 de diciembre de 2019 se presentaron 7 fallas en el sistema de distribución, se analizaron y hay una que corresponde en hora y circuitos con el sag 1, el cual ocurrió a las 12:21 p.m., el circuito involucrado es el INS C76 y el circuito de la línea es SAN OL15, esta falla afecta a 725 usuarios donde sale 3,1 Mw.

El sag 1 descrito en el capítulo 4.2.4.1 se presentó a las 12:21 p.m. del 08 de diciembre de 2019, según la forma de onda del voltaje figura 39, principalmente se ve afectada la fase V2 (fase B), consiguiente se ve afectada la fase V1 (fase A), tratándose de un sag aleatorio.

En la figura 52 se presentan las corrientes altas por fase medidas por el analizador de red ION 7650 el 08 de diciembre de 2019 correspondientes al interruptor aguas arriba de la barra de 34,5 Kv, cabe resaltar que estas mediciones son cada 15 minutos, el cual almacena el valor medio de la

tendencia de las mediciones más altas. El rectángulo encierra las mediciones desde las 12 p.m. hasta la 1 p.m. en lapsos de 15 minutos, la medición más alta se presentó a las 12: 30 p.m. por tanto coincide con las hora en que se presentó el sag 1. Se observa un pico de corriente en dos de las fases (IA e IB), es decir, un cambio brusco, alcanzando un 280% la fase IA y 290 % la fase IB por encima de la corriente nominal, la fase IC permanece en el 100% de su corriente nominal. Estas mediciones, la gráfica, la forma de onda de voltaje y el informe operativo de CENS evidencian la presencia de una falla bifásica en el sistema eléctrico ante la presencia del sag 1.

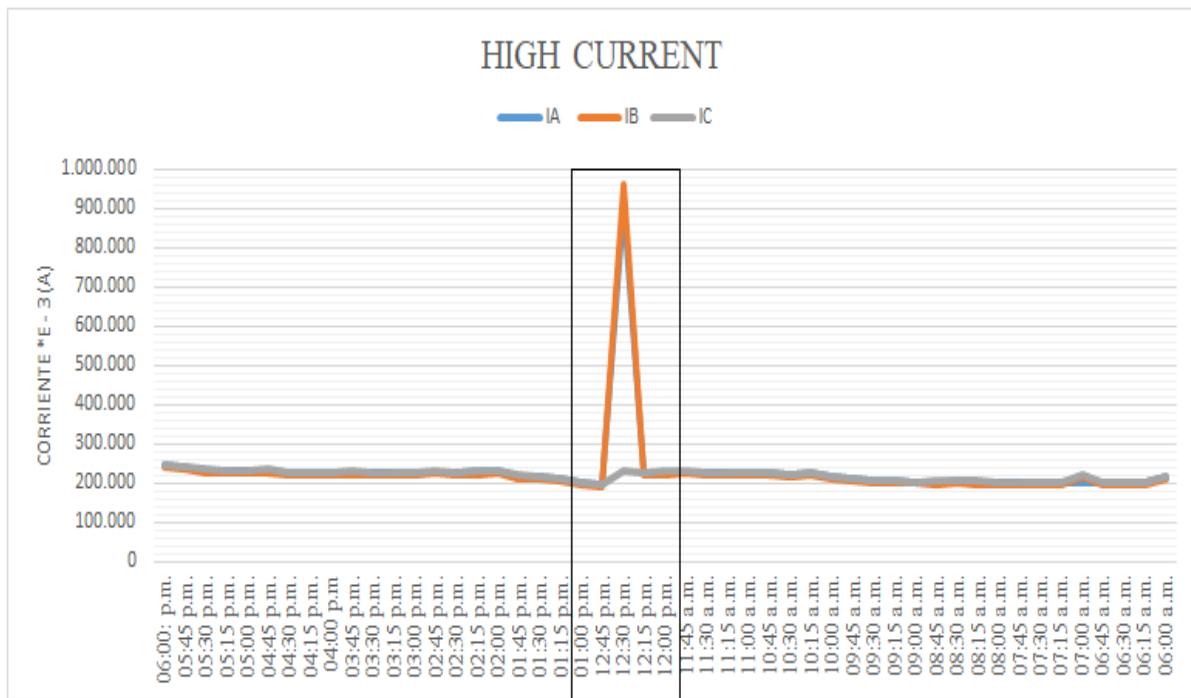


Figura 52. Corrientes altas por fase medidas por el analizador de red ION 7650 el 08 de diciembre de 2019. Fuente: Autor

En la figura 53 se presentan las corrientes bajas por fase medidas por el analizador de red ION 7650 el 08 de diciembre de 2019 correspondientes al interruptor aguas arriba de la barra de 34,5 Kv, cabe resaltar que estas mediciones son cada 15 minutos, el cual almacena el valor medio de la

tendencia de las mediciones de corriente bajas. El rectángulo encierra las mediciones desde las 12 p.m. hasta la 1 p.m. en lapsos de 15 minutos, la medición baja, es decir el cambio brusco en las curvas se presentó a las 12:30 p.m. por tanto coincide con las hora en que se presentó el sag 1. Se observa un decremento de la corriente en las tres fases (IA, IB e IC) alcanzando un 22% de la corriente nominal. Estas mediciones, la gráfica y el informe operativo de CENS evidencian el accionamiento de una protección eléctrica en este instante de tiempo, por la razón del decremento en las 3 fases de corriente.

Según los análisis anteriores categorizan a esta hipótesis como una causa raíz física probable.

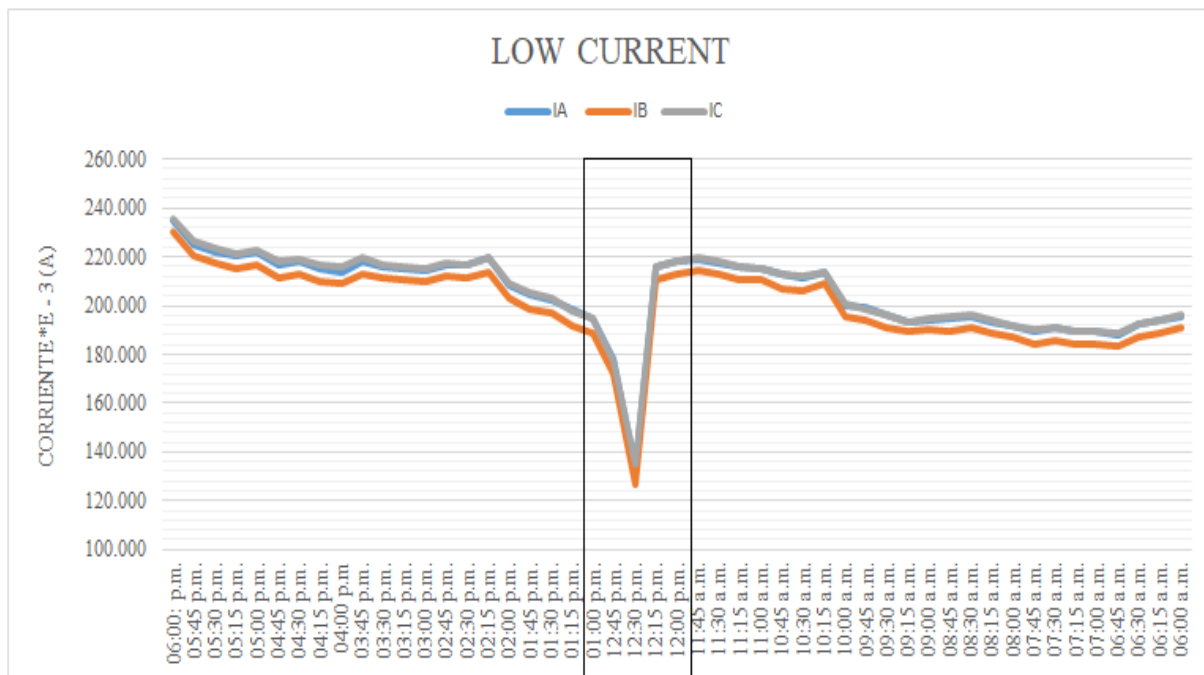


Figura 53. Corrientes bajas por fase medidas por el analizador de red ION 7650 el 08 de diciembre de 2019. Fuente: Autor

5.2.3.2 Sag 2

Como se puede en la figura 51 según el informe operativo de CENS el 23 de diciembre de 2019 se presentaron 13 fallas en el sistema de distribución, se analizaron y hay una que corresponde en

hora y circuitos con el sag 2, el cual ocurrió a las 06:46 a.m., el circuito involucrado es el INS C76 y el circuito de la línea es Ínsula celda 76 (INS C76), esta falla afecta a 547 usuarios donde sale 2 Mw.

El sag 2 descrito en el capítulo 4.2.4.1 se presentó a las 6:46 p.m. del 23 de diciembre de 2019, según la forma de onda del voltaje figura 40, donde se ve afectada la fase V2 (fase B), la fase V1 y V2 no presentan disminución del voltaje.

En la figura 54 se presentan las corrientes altas por fase medidas por el analizador de red ION 7650 el 23 de diciembre de 2019 correspondientes al interruptor aguas arriba de la barra de 34,5 Kv, cabe resaltar que estas mediciones son cada 15 minutos, el cual almacena el valor medio de la tendencia de las mediciones más altas. El rectángulo encierra las mediciones desde las 6:45 a.m. hasta 07:15 a.m. en lapsos de 15 minutos, la medición más alta se presentó a las 7 a.m. por tanto coincide con las hora en que se presentó el sag 2. Se observa un pico de corriente en la fase IB, es decir, un cambio brusco, alcanzando un 370% encima de la corriente nominal, la fase IA e IC permanece en el 100% de su corriente nominal. Estas mediciones, la gráfica, la forma de onda de voltaje y el informe operativo de CENS evidencian la presencia de una falla monofásica en el sistema eléctrico ante la presencia del sag 2.

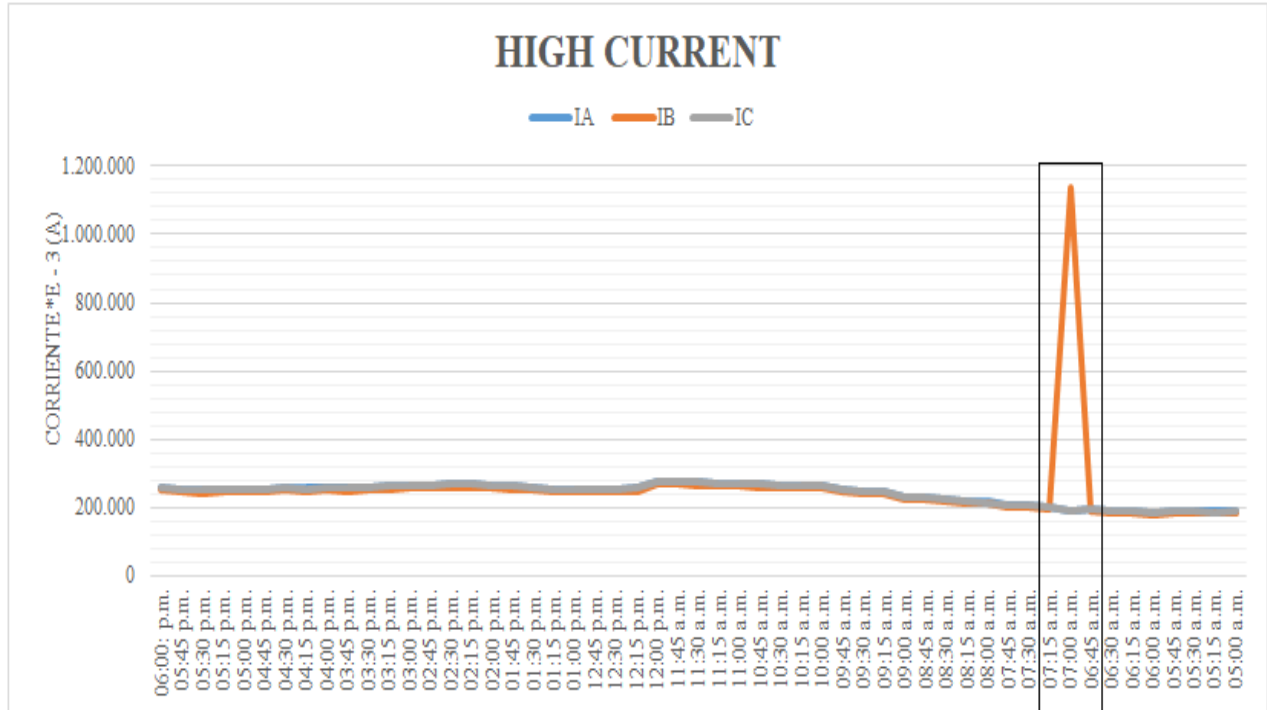


Figura 54. Corrientes altas por fase medidas por el analizador de red ION 7650 el 23 de diciembre de 2019. Fuente: Autor

En la figura 55 se presentan las corrientes bajas por fase medidas por el analizador de red ION 7650 el 23 de diciembre de 2019 correspondientes al interruptor aguas arriba de la barra de 34,5 Kv, cabe resaltar que estas mediciones son cada 15 minutos, el cual almacena el valor medio de la tendencia de las mediciones de corriente bajas. El rectángulo encierra las mediciones desde las 6:45 a.m. hasta la 07:15 a.m. en lapsos de 15 minutos, la medición baja, es decir el cambio brusco en las curvas se presentó a las 7 a.m. por tanto coincide con las hora en que se presentó el sag 2. Se observa un decremento de la corriente en las tres fases (IA, IB e IC) alcanzando un 16,66 % de la corriente nominal. Estas mediciones, la gráfica y el informe operativo de CENS evidencian el accionamiento de una protección eléctrica en este instante de tiempo, por la razón del decremento de las 3 fases de corriente.

Según los análisis anteriores categorizan a esta hipótesis como una causa raíz física probable.

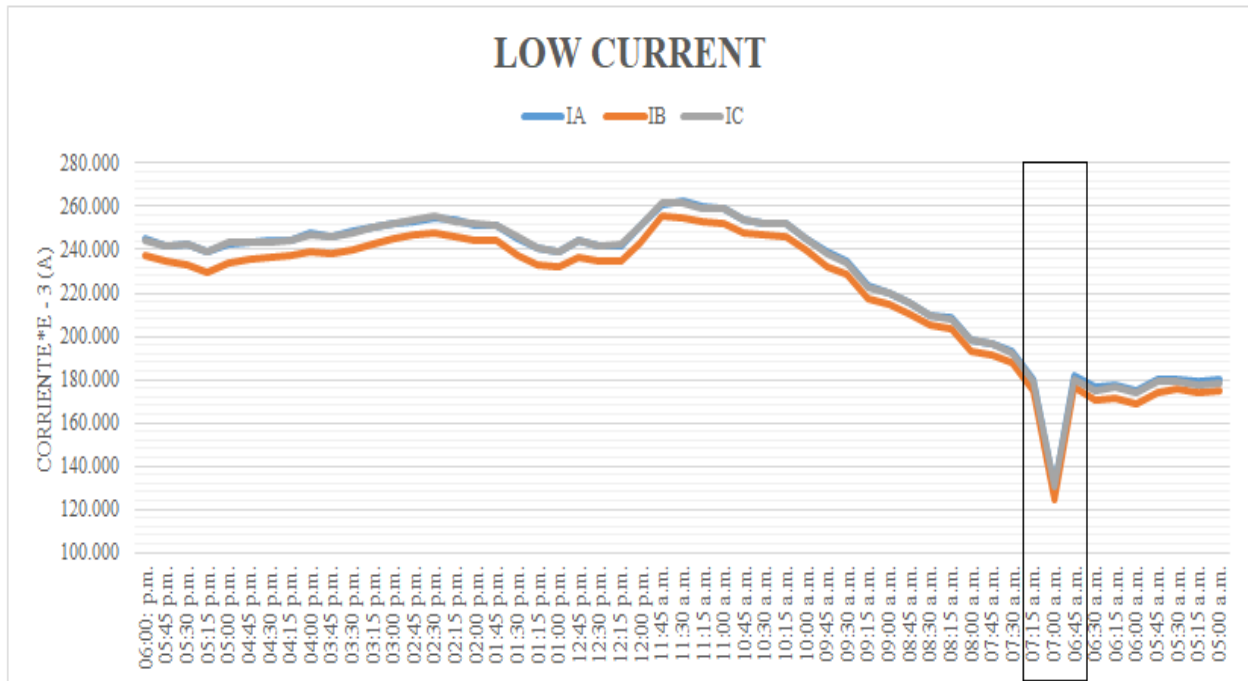


Figura 55. Corrientes bajas por fase medidas por el analizador de red ION 7650 el 23 de diciembre de 2019. Fuente: Autor

5.2.3.3 Sag 3

Como se puede en la figura 51 según el informe operativo de CENS el 30 de diciembre de 2019 se presentaron 15 fallas en el sistema de distribución, se analizaron y ninguna corresponde en hora y circuitos con el sag 3.

El sag 2 descrito en el capítulo 4.2.4.1 se presentó a las 6:46 p.m. del 30 de diciembre de 2019, según la forma de onda del voltaje figura 40, donde se ve afectadas las tres fases (V1, V2 Y V3).

En la figura 56 se presentan las corrientes altas por fase medidas por el analizador de red ION 7650 el 30 de diciembre de 2019 correspondientes al interruptor aguas arriba de la barra de 34,5 Kv, cabe resaltar que estas mediciones son cada 15 minutos, el cual almacena el valor medio de la

tendencia de las mediciones más altas. El rectángulo encierra las mediciones desde las 8:45 a.m. hasta 09:15 a.m. en lapsos de 15 minutos, en donde no se observa ningún cambio brusco en las tres fases de corriente. Estas mediciones, la gráfica, la forma de onda de voltaje y el informe operativo de CENS evidencian que no se presentó ningún tipo de falla ante la presencia del sag 2.

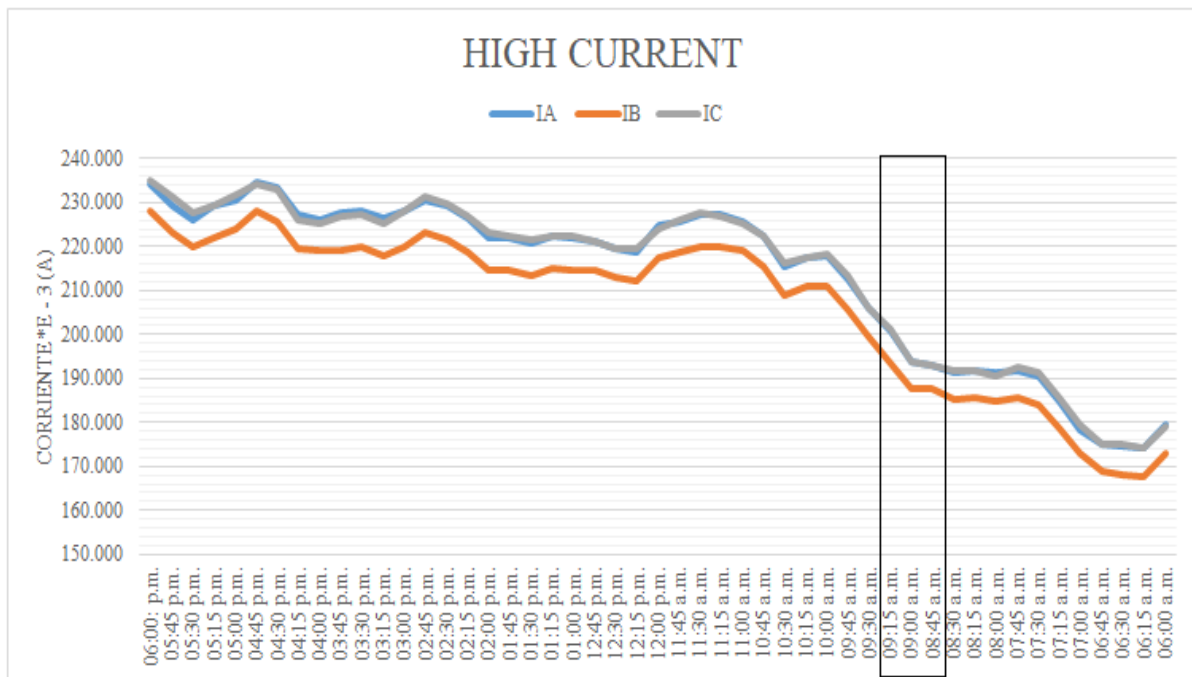


Figura 56. Corrientes altas por fase medidas por el analizador de red ION 7650 el 30 de diciembre de 2019. Fuente: Autor

En la figura 57 se presentan las corrientes bajas por fase, medidas por el analizador de red ION 7650 el 30 de diciembre de 2019 correspondientes al interruptor aguas arriba de la barra de 34,5 Kv, cabe resaltar que estas mediciones son cada 15 minutos, el cual almacena el valor medio de la tendencia de las mediciones de corriente bajas. El rectángulo encierra las mediciones desde las 8:45 a.m. hasta la 09:15 a.m. en lapsos de 15 minutos, en donde a las 9 a.m. no se observa ningún

decremento brusco de la corriente en las tres fases. Estas mediciones, la gráfica y el informe operativo de CENS evidencian el no hubo ningún accionamiento de una protección eléctrica en este instante de tiempo, por la razón del no decremento de las 3 fases de corriente.

Según los análisis anteriores categorizan a esta hipótesis como descartada.

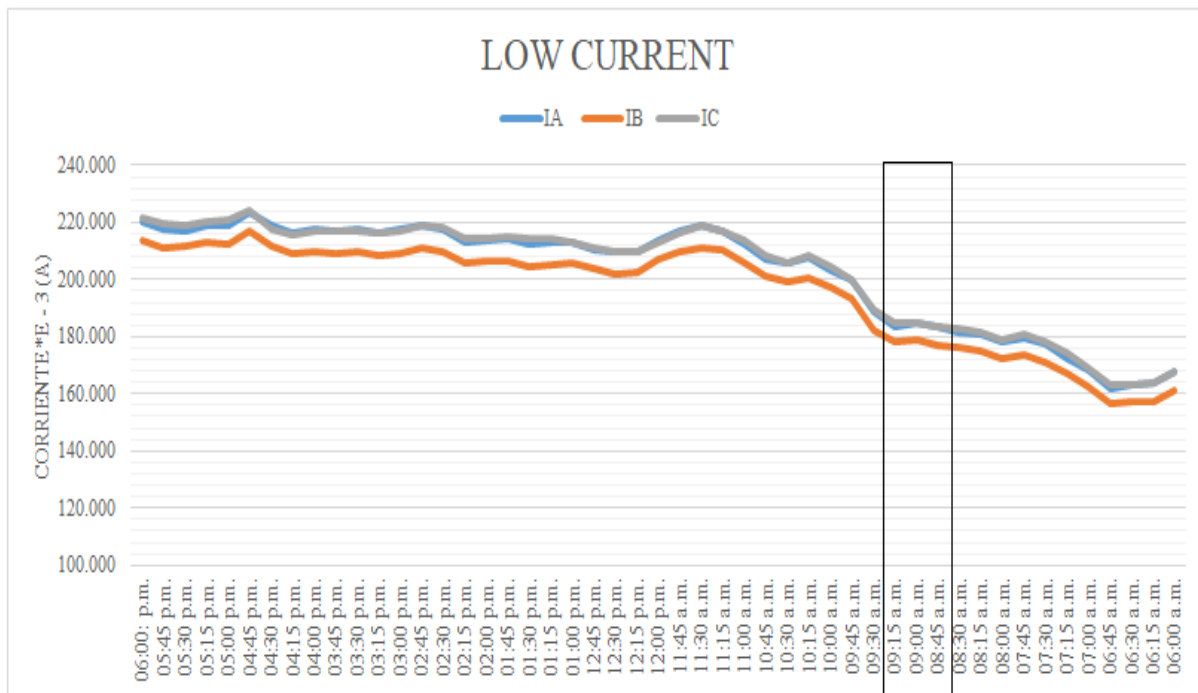


Figura 57. Corrientes bajas por fase medidas por el analizador de red ION 7650 el 30 de diciembre de 2019. Fuente: Autor

5.3 USUARIOS DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA INTERCONECTADA

El fenómeno de calidad de energía sag puede afectar el sistema eléctrico a extensos kilómetros de distancia desde su origen, es por ello que se analiza la hipótesis “un usuario de una subestación

interconectada a la implicada, es decir, conectada al patio de 34,5 Kv” que haya causado el fenómeno sag. Para el desarrollo de esta hipótesis además de analizar en informe operativo se verifica con la teled medida por cada usuario. Se seleccionó un top dos de los usuarios que presentan mayor demanda por cada subestación eléctrica interconectada, los cuales fueron; Subestación eléctrica Atalaya (Arrocera la perla y comunicaciones celular S.A), subestación eléctrica Belén (Colombia telecomunicaciones s.a. e.s.p., Home center sodimac). A continuación se presenta en análisis de dicha hipótesis por cada tipo de sag seleccionado.

5.3.1 Sag 1

En las siguientes figuras 58,59,60 y 61 se presentan la demanda de consumos por cada usuario representada mediante la potencia activa (KWHD), se eligieron 5 días de demanda de consumo en los cuales se encuentra el día que se presentó el evento (8 de diciembre de 2019) para comparar el diario de consumo por parte de cada usuario, las horas que se graficaron por día van desde las 6 a.m. hasta las 6 p.m., incluyendo la hora en que se presentó el evento (12:21 p.m.). Los rectángulos de las figuras encierran las mediciones desde las 12:00 a.m. hasta 12:45 a.m. en lapsos de 15 minutos, en donde no se observa ningún cambio brusco (curva gris) en ninguna de las gráficas el día del evento a la hora del evento, es decir, el sag 1 no afectó el proceso de los usuarios de las subestaciones eléctricas interconectadas, por tanto se descartan las hipótesis de maniobra de usuarios y falla eléctrica por parte de los usuarios mencionados anteriormente.

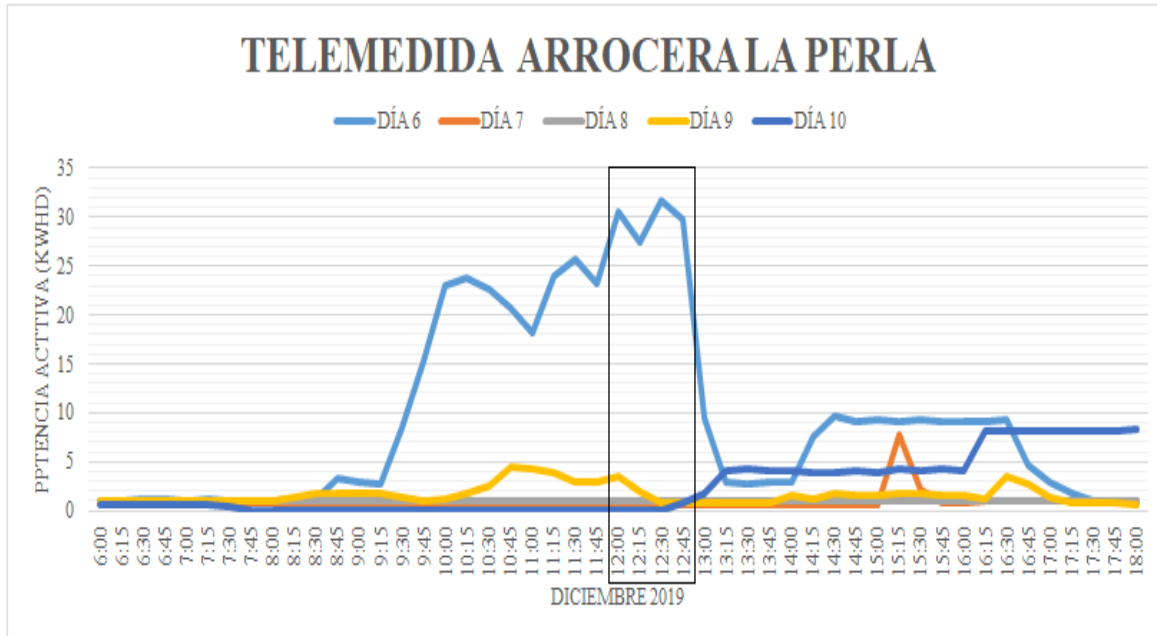


Figura 58. Demanda de consumo del usuario Arrocera la perla durante 5 días de diciembre de 2019.
Fuente: Autor

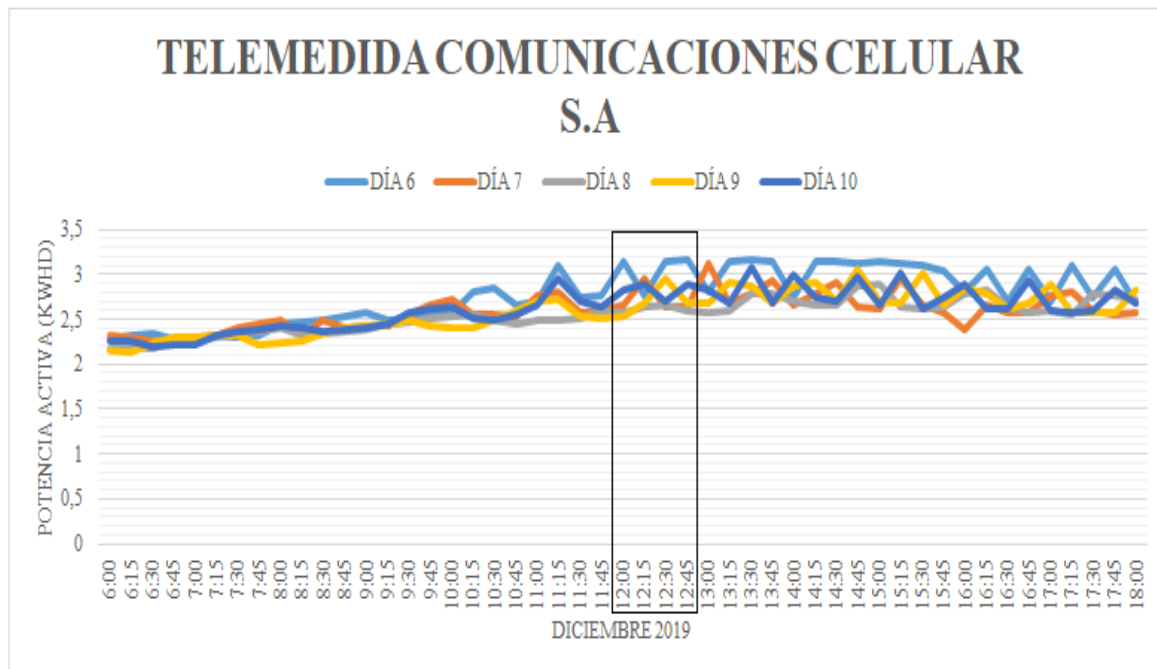


Figura 59. Demanda de consumo del usuario Comunicaciones celular S.A, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor

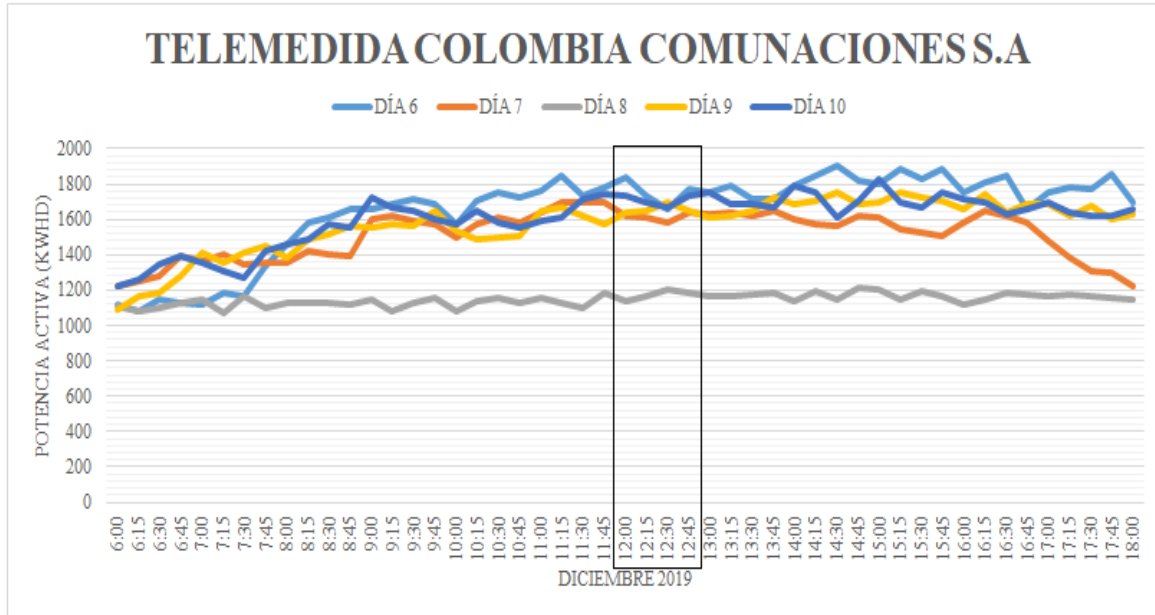


Figura 60. Demanda de consumo del usuario Colombia Comunicaciones S.A, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor

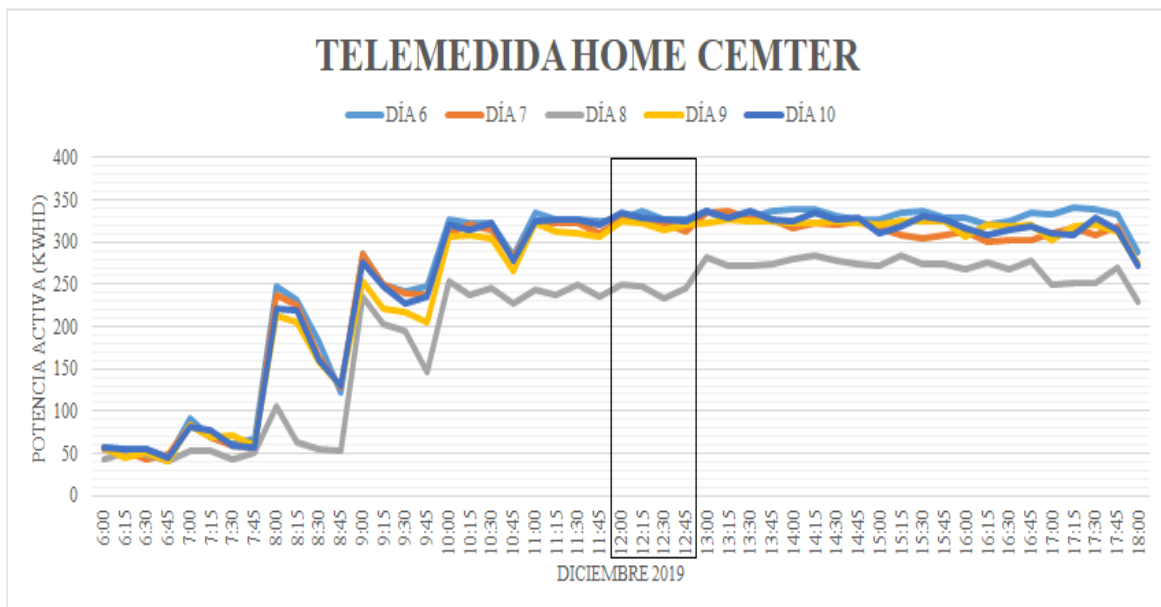


Figura 61. Demanda de consumo del usuario Home Center, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor

5.3.2 Sag 2

En las siguientes figuras 62,63,64 y 65 se presentan la demanda de consumos por cada usuario representada mediante la potencia activa (KWHD), se eligieron 5 días de demanda de consumo en los cuales se encuentra el día que se presentó el evento (23 de diciembre de 2019) para comparar el diario de consumo por parte de cada usuario, las horas que se graficaron por día van desde las 6 a.m. hasta las 6 p.m., incluyendo la hora en que se presentó el evento (06:46 a.m.). Los rectángulos de las figuras encierran las mediciones desde las 6:30 a.m. hasta 07:00 a.m. en lapsos de 15 minutos, en donde no se observa ningún cambio brusco (curva gris) en ninguna de las gráficas el día del evento a la hora del evento, es decir, el sag 2 no afecto el proceso de los usuarios de las subestaciones eléctricas interconectadas, por tanto se descartan las hipótesis de maniobra de usuarios y falla eléctrica por parte de los usuarios mencionados anteriormente.

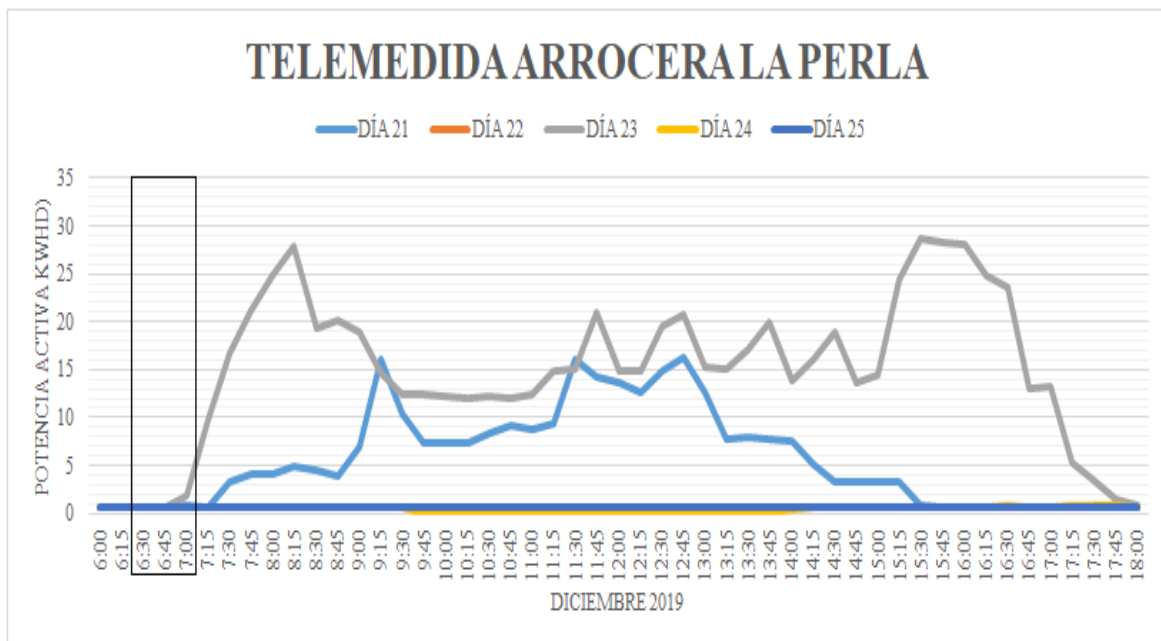


Figura 62. Demanda de consumo del usuario Arrocera la perla durante 5 días de diciembre de 2019.
Fuente: Autor

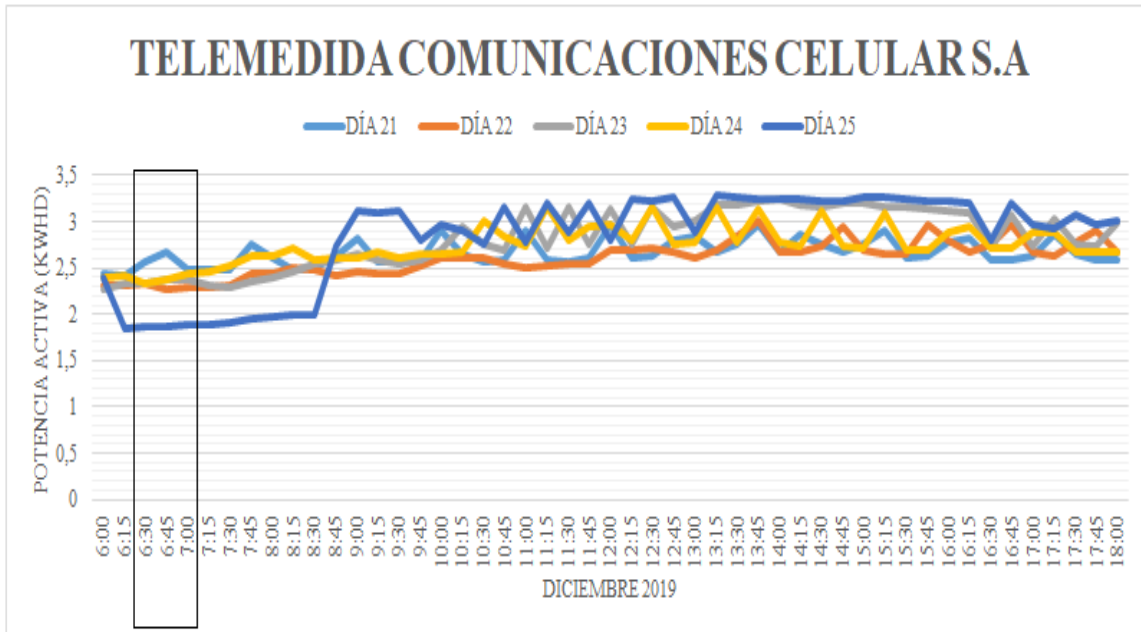


Figura 63. Demanda de consumo del usuario Comunicaciones celular S.A, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor

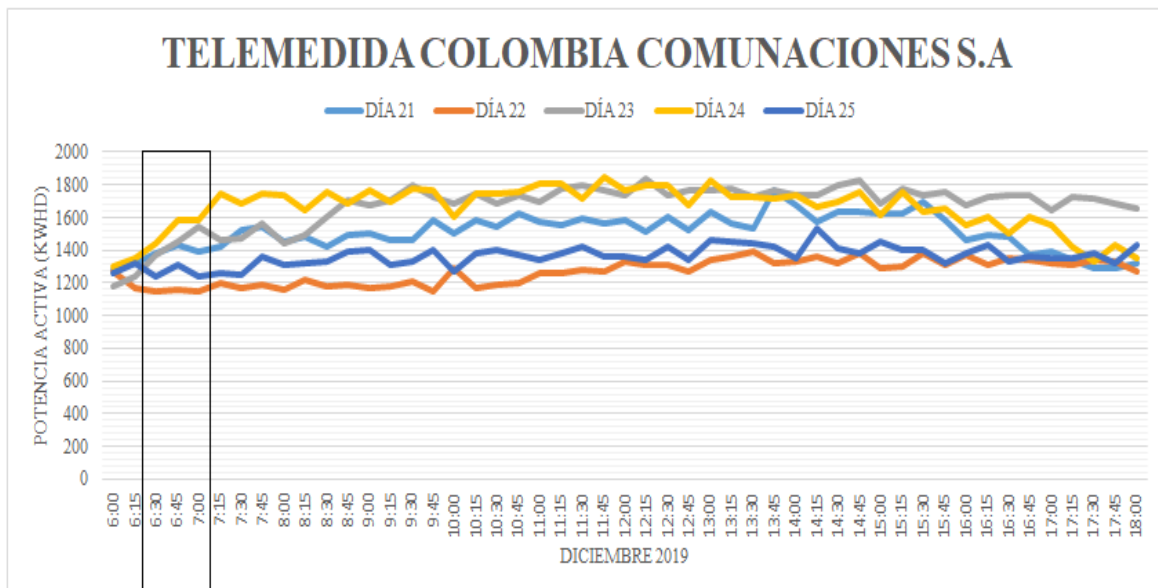


Figura 64. Demanda de consumo del usuario Colombia Comunicaciones S.A, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor

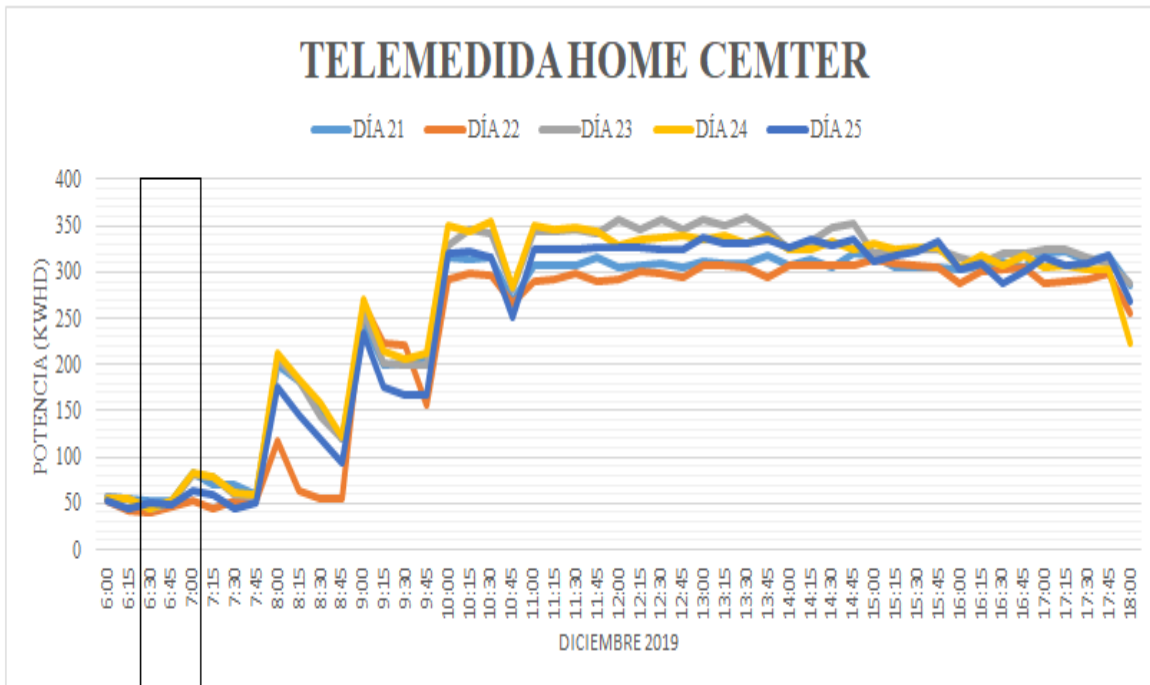


Figura 65. Demanda de consumo del usuario Home center, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor.

5.3.3 Sag 3

En las siguientes figuras 66,67,68 y 69 se presentan la demanda de consumos por cada usuario representada mediante la potencia activa (KWHD), se eligieron 5 días de demanda de consumo en los cuales se encuentra el día que se presentó el evento (30 de diciembre de 2019) para comparar el diario de consumo por parte de cada usuario, las horas que se graficaron por día van desde las 6 a.m. hasta las 6 p.m., incluyendo la hora en que se presentó el evento (08:46 a.m.). Los rectángulos de las figuras encierran las mediciones desde las 8:30 a.m. hasta 09:00 a.m. en lapsos de 15 minutos, en donde no se observa ningún cambio brusco (curva gris) en ninguna de las gráficas el día del evento a la hora del evento, es decir, el sag 3 no afectó el proceso de los usuarios de las subestaciones eléctricas interconectadas, por tanto se descartan las hipótesis de maniobra de usuarios y falla eléctrica por parte de los usuarios mencionados anteriormente.

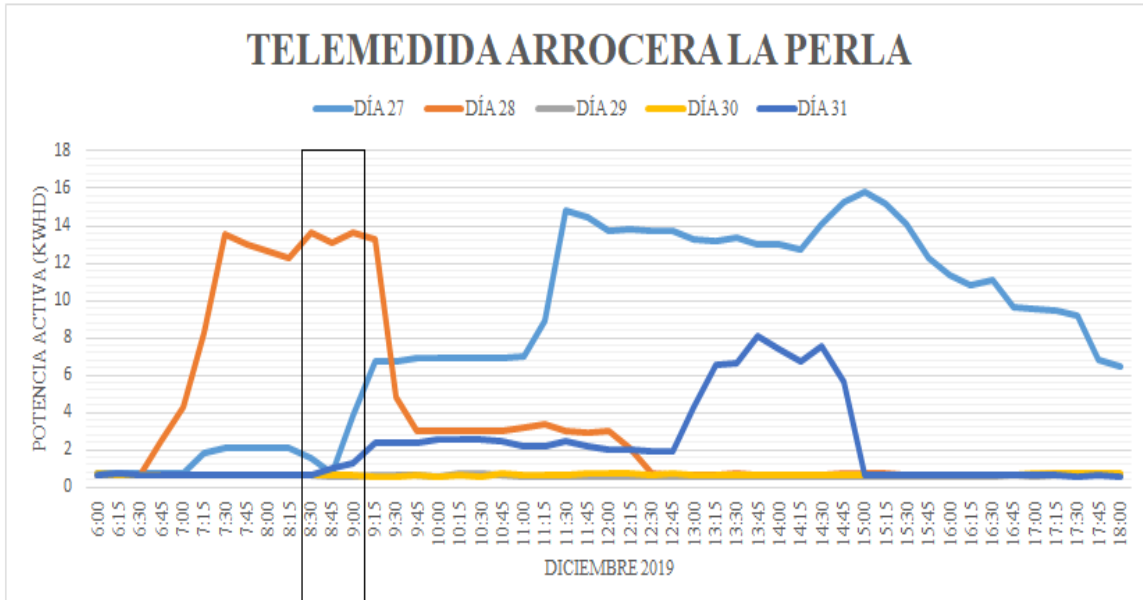


Figura 66. Demanda de consumo del usuario Arrocera la perla durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor

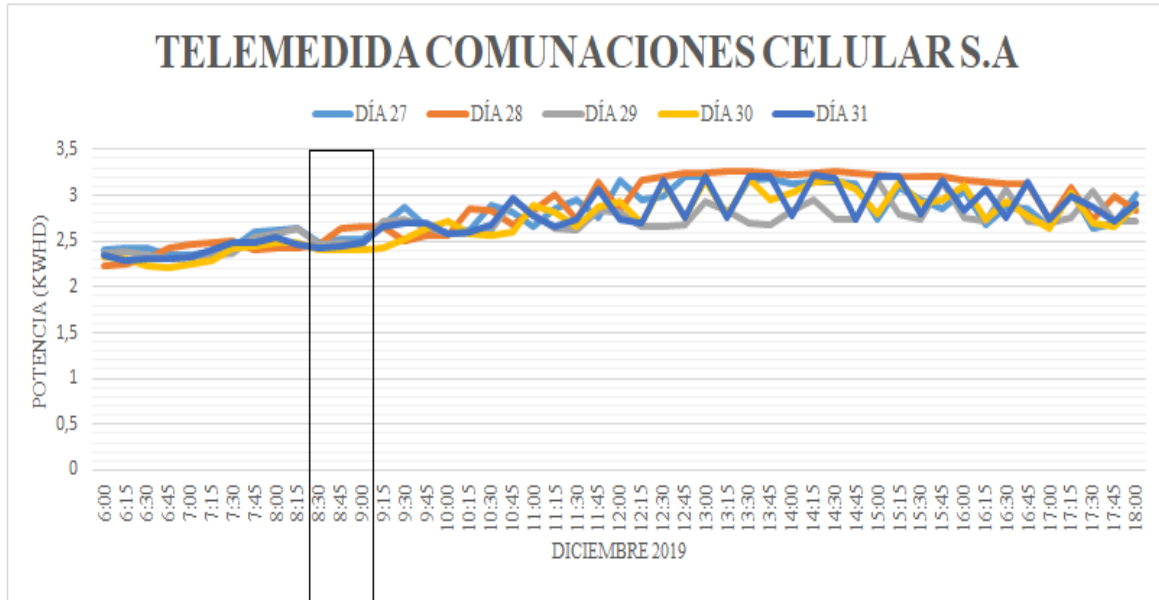


Figura 67. Demanda de consumo del usuario Comunicaciones celular S.A, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor

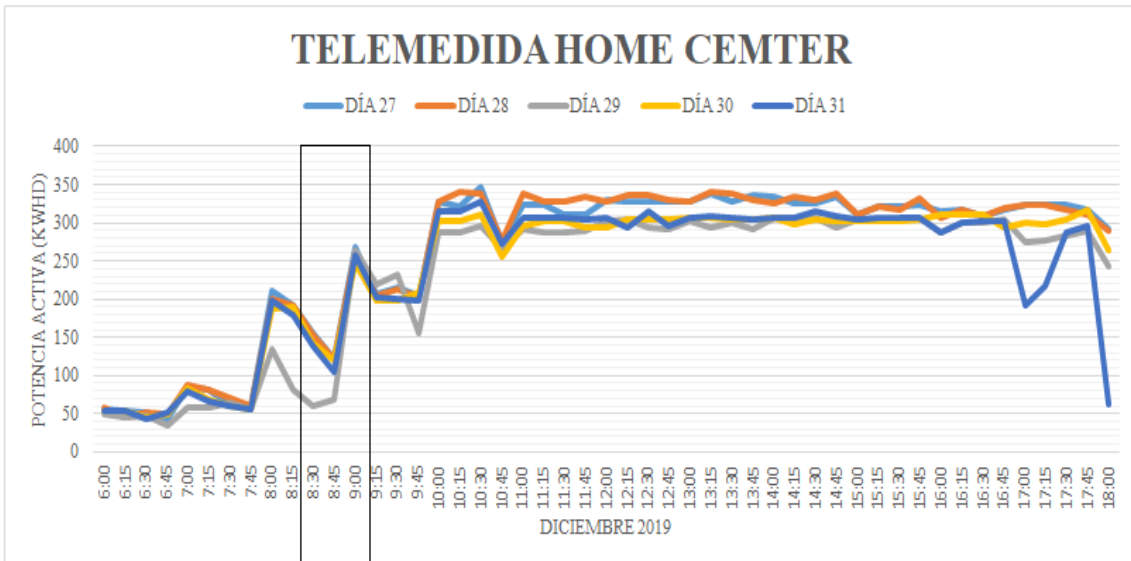


Figura 68. Demanda de consumo del usuario Home center, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor

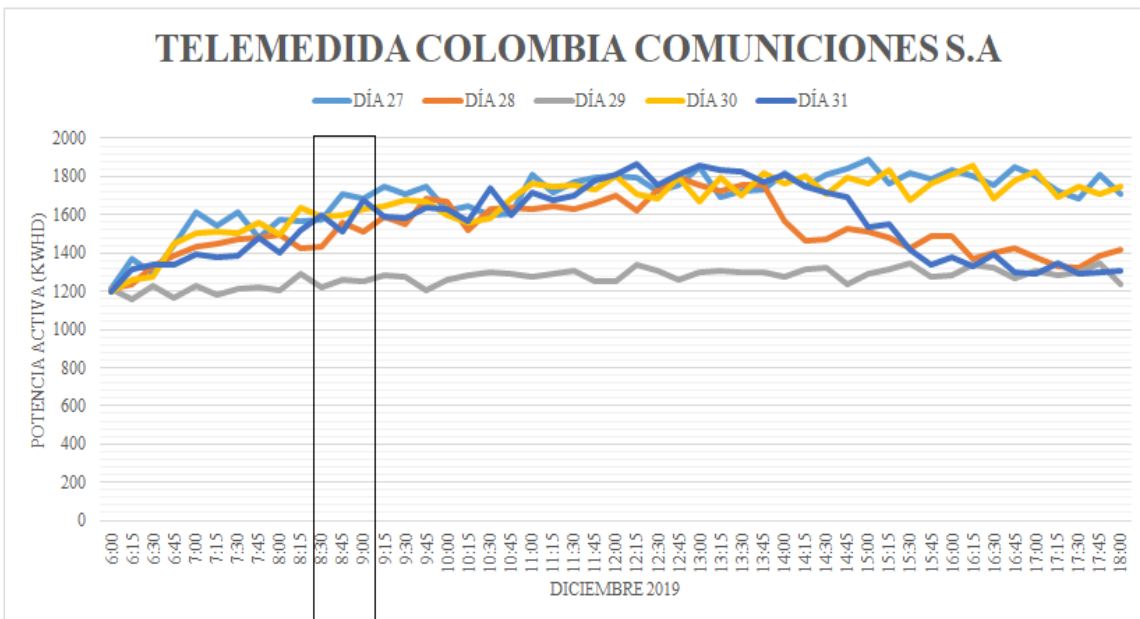


Figura 69. Demanda de consumo del usuario Colombia Comunicaciones S.A, durante 5 días de diciembre de 2019. Fuente: Autor.

5.4 USUARIOS DE LA SUBESTACIÓN IMPLICADA

Para el desarrollo de esta hipótesis además de analizar en informe operativo se verifica con la telemida por cada usuario. Se seleccionó un top dos de los usuarios que presentan mayor demanda de la subestación eléctrica implicada (Ínsula) interconectada, los cuales fueron; Cerámica Italia y Transmateriales. A continuación se presenta en análisis de dicha hipótesis por cada tipo de sag seleccionado.

5.4.1 Maniobra de usuarios

Generalmente los sags que corresponden a la maniobra de usuarios se representan en el comportamiento de la forma de onda de voltaje como un decremento simétrico de las tres fases.

5.4.1.1 Sag 1

En las siguientes figuras 70 y 71 se presentan la demanda de consumos por cada usuario representada mediante la potencia activa (KWHD), se eligieron 5 días de demanda de consumo en los cuales se encuentra el día que se presentó el evento (8 de diciembre de 2019) para comparar el diario de consumo por parte de cada usuario, las horas que se graficaron por día van desde las 6 a.m. hasta las 6 p.m., incluyendo la hora en que se presentó el evento (12:21 p.m.). Los rectángulos de cada figura encierra las mediciones desde las 12:30 a.m. hasta 12:45 a.m. en lapsos de 15 minutos, en donde se observa un cambio brusco (curva gris) en las gráficas el día del evento a la hora del evento, es decir, el sag 1 afecto el proceso de los usuarios de las subestación eléctrica implicada, en cuanto a consumo por el accionamiento de una protección, la forma de onda del voltaje figura 41 corrobora que el sag 1 no fue causado por una maniobra de usuarios por la forma del decremento de las fases, es decir, no decaen todas las fases simétricamente, por tanto se descarta la hipótesis maniobra de usuarios en la subestación eléctrica Ínsula patio 34,5 Kv.

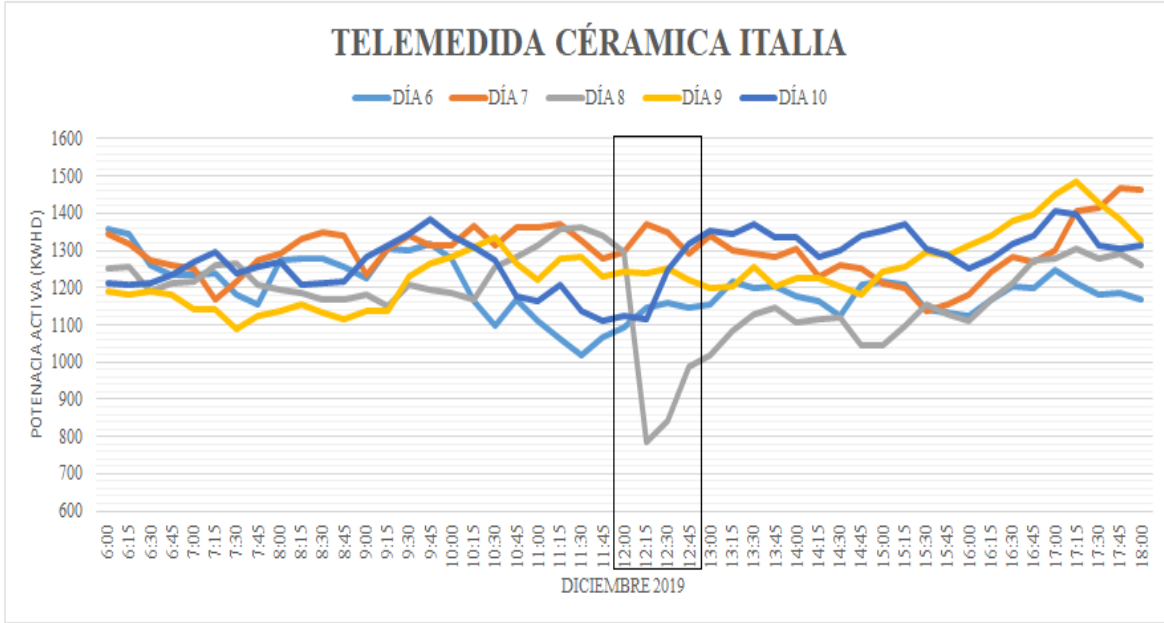


Figura 70. Demanda de consumo del usuario Cerámica Italia, durante 5 días de diciembre de 2019.
Fuente: Autor

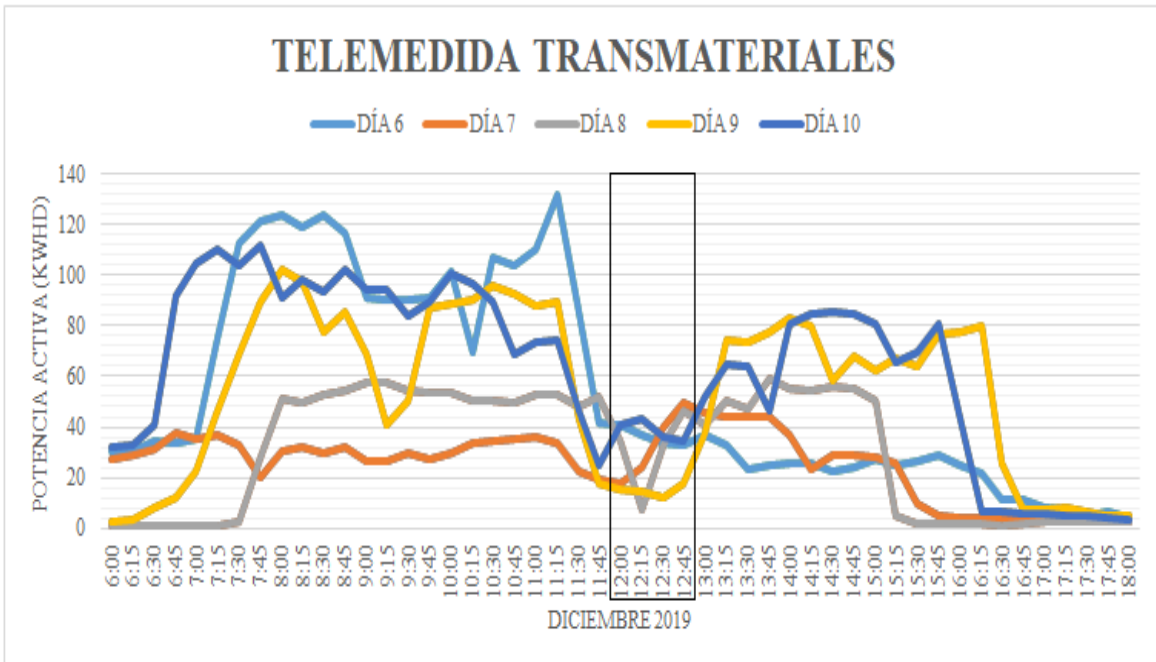


Figura 71. Demanda de consumo del usuario Transmateriales, durante 5 días de diciembre de 2019.
Fuente: Autor

5.4.1.2 Sag 2

En las siguientes figuras 72 y 73 se observan las demandas de consumos por cada usuario representada mediante la potencia activa (KWHD), se eligieron 5 días de demanda de consumo en los cuales se encuentra el día que se presentó el evento (23 de diciembre de 2019) para comparar el diario de consumo por parte de cada usuario, las horas que se graficaron por día van desde las 6 a.m. hasta las 6 p.m., incluyendo la hora en que se presentó el evento (06:46 p.m.). Los rectángulos de cada figura encierra las mediciones desde las 6:30 a.m. hasta 07:00 a.m. en lapsos de 15 minutos, en donde se observa un cambio brusco (curva gris) en las gráficas el día del evento a la hora del evento, es decir, el sag 2 afecto el proceso de los usuarios de las subestación eléctrica implicada, en cuanto a consumo por el accionamiento de una protección, la forma de onda del voltaje figura 42 corrobora que el sag 2 no fue causado por una maniobra de usuarios por la forma del decremento de las fases, es decir, no decaen todas las fases simétricamente, por tanto se descarta la hipótesis maniobra de usuarios en la subestación eléctrica Ínsula patio 34,5 Kv.

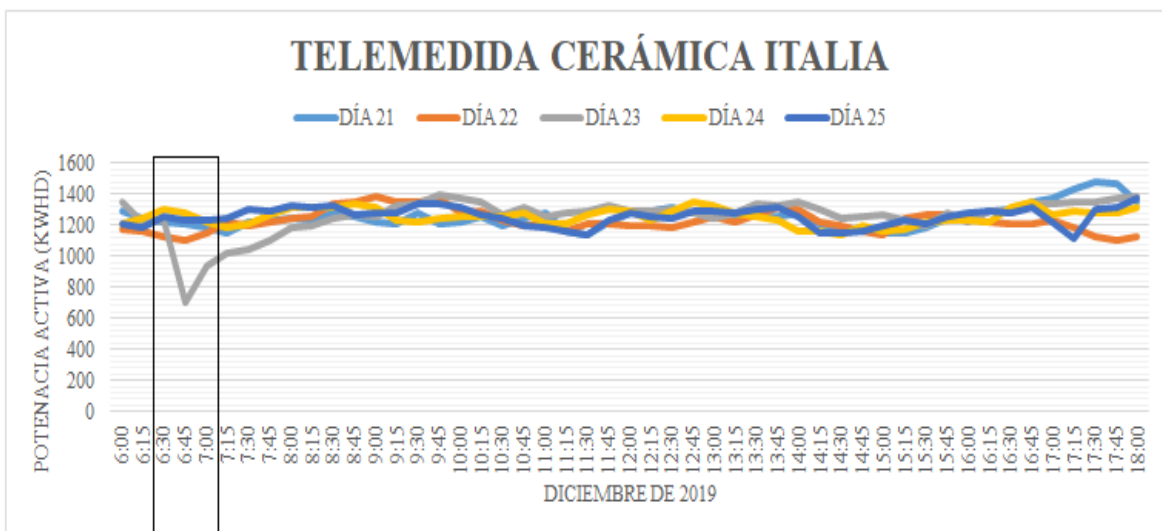


Figura 72. Demanda de consumo del usuario Cerámica Italia, durante 5 días de diciembre de 2019.
Fuente: Autor

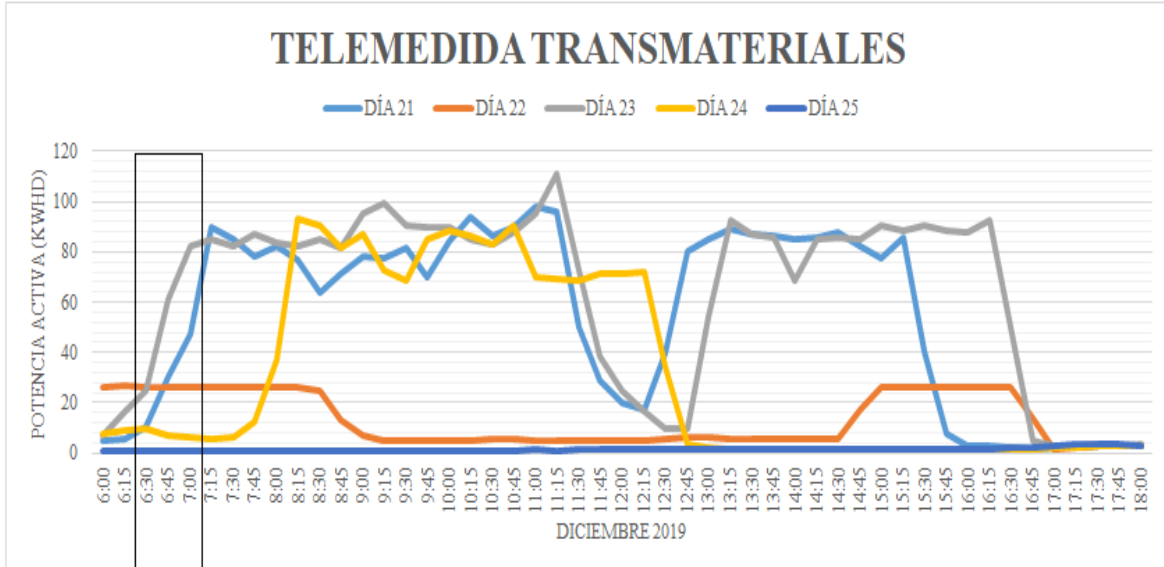


Figura 73. Demanda de consumo del usuario Transmateriales, durante 5 días de diciembre de 2019.
Fuente: Autor

5.4.1.3 Sag 3

En las siguientes figuras 74 y 75 se observan las demandas de consumos por cada usuario representada mediante la potencia activa (KWHD), se eligieron 5 días de demanda de consumo en los cuales se encuentra el día que se presentó el evento (30 de diciembre de 2019) para comparar el diario de consumo por parte de cada usuario, las horas que se graficaron por día van desde las 6 a.m. hasta las 6 p.m., incluyendo la hora en que se presentó el evento (06:46 p.m.). El rectángulo de la figura 74 encierra las mediciones desde las 8:30 a.m. hasta 09:00 a.m. en lapsos de 15 minutos, en donde se observa un cambio brusco (curva amarilla, aumento del consumo reflejado en una sola medición) en las gráficas el día del evento a la hora del evento, es decir, el sag 3 afecto el proceso de los usuarios de las subestación eléctrica implicada, en cuanto a consumo por la conexión de una carga la cual hace que el consumo aumente significativamente, además la forma de onda del voltaje figura 43 corrobora que el sag 3 fue causado por una maniobra de usuarios por

la forma del decremento de las fases, es decir, decaen todas las fases simétricamente, por tanto la hipótesis maniobra del usuario cerámica Italia perteneciente a en la subestación eléctrica Ínsula patio 34,5 Kv es categorizada como una causa raíz física probable.

El rectángulo de la figura 75 encierra las mediciones desde las 8:30 a.m. hasta 09:00 a.m. en lapsos de 15 minutos, donde no se observa un aumento del consumo, por tanto el usuario transmateriales no es contribuyente a la causa del sag 3.

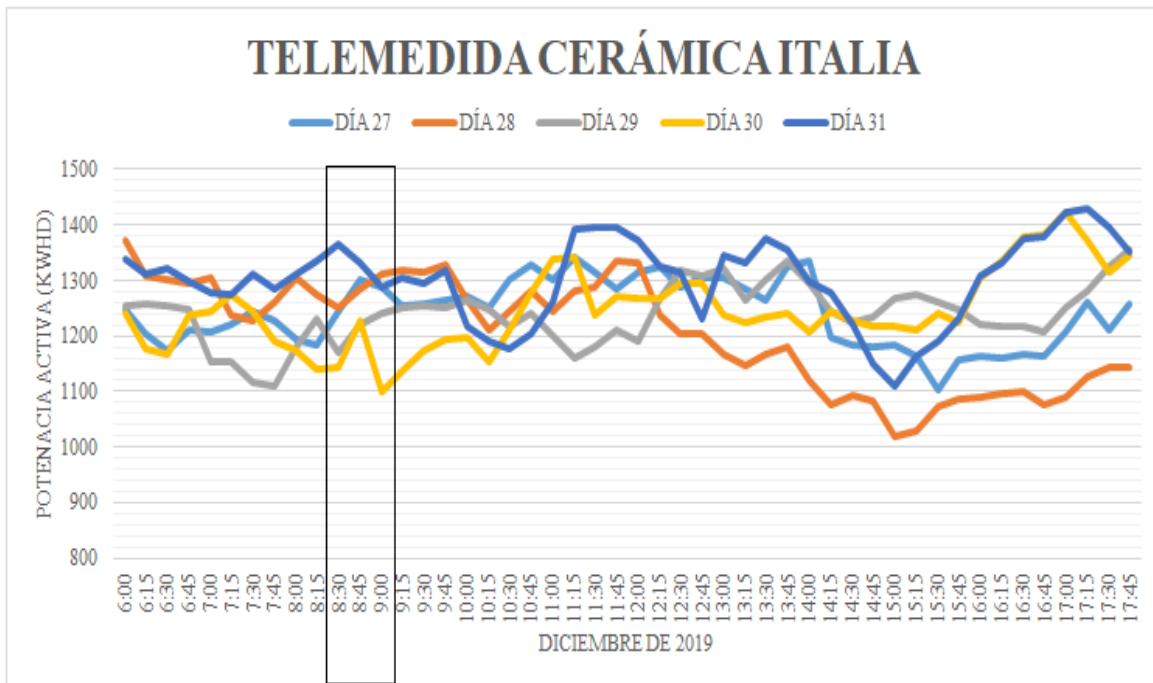


Figura 74. Demanda de consumo del usuario Cerámica Italia, durante 5 días de diciembre de 2019.
Fuente: Autor

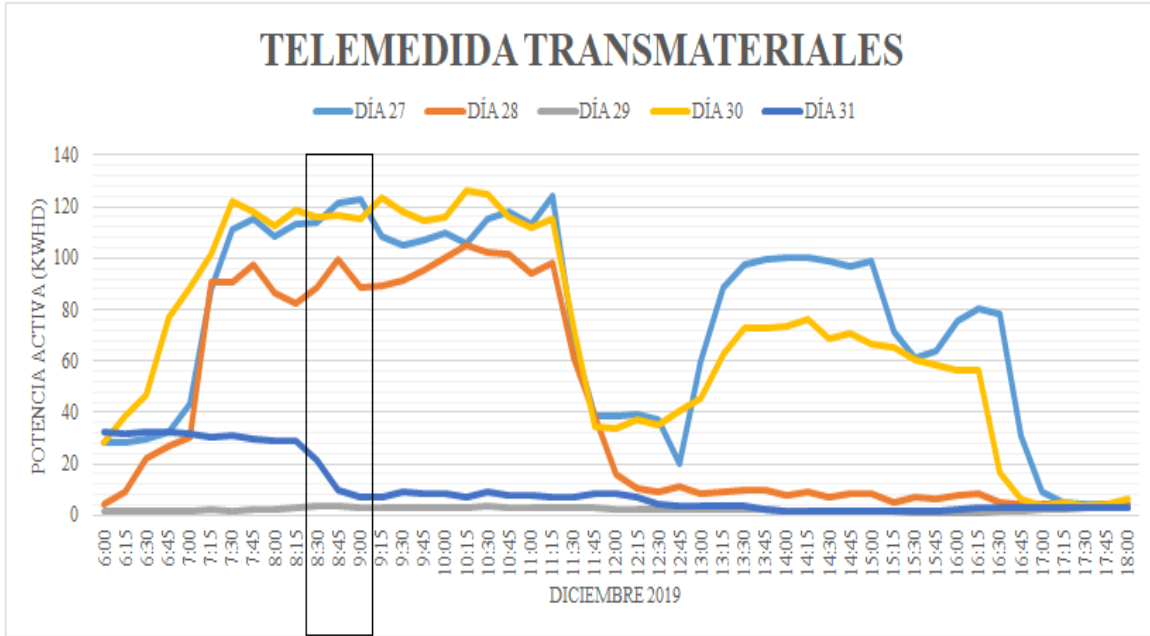


Figura 75. Demanda de consumo del usuario Transmateriales, durante 5 días de diciembre de 2019.
Fuente: Autor

5.4.2 Falla eléctrica

Para verificar esta hipótesis en el sag 1 y sag 2 es necesario obtener mediciones con tendencias de tiempos cortos en valores medios y altos, por ende se categoriza como un factor contribuyente probable. Para el sag 3 la hipótesis se descarta por el análisis descrito en el capítulo 5.4.1.3.

5.5 ÁRBOL DE FALLO Y APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA CAUSA RAÍZ

En las figura 76 se observa el árbol de falla con la aplicación de la metodología causa raíz del sag 1, donde se categorizo el accionamiento de una protección como una causa física probable y la falla eléctrica en un usuario como un factor contribuyente probable, la causa según el análisis realizado en la forma de onda del voltaje las mediciones obtenidas es una falla bifásica, en la figura 77 se observa el árbol de falla con la aplicación de la metodología causa raíz del sag 2, donde se

categorizo el accionamiento de una protección como una causa física probable y la falla eléctrica en un usuario como un factor contribuyente probable, la causa según el análisis realizado en la forma de onda del voltaje y las mediciones obtenidas es una falla monofásica. La figura 78 presenta el árbol de falla con la aplicación de la metodología causa raíz del sag 3, donde se categorizo la maniobra de usuarios como un causa raíz física probable según el análisis realizado en la forma de onda del voltaje las mediciones obtenidas..

SAG 1

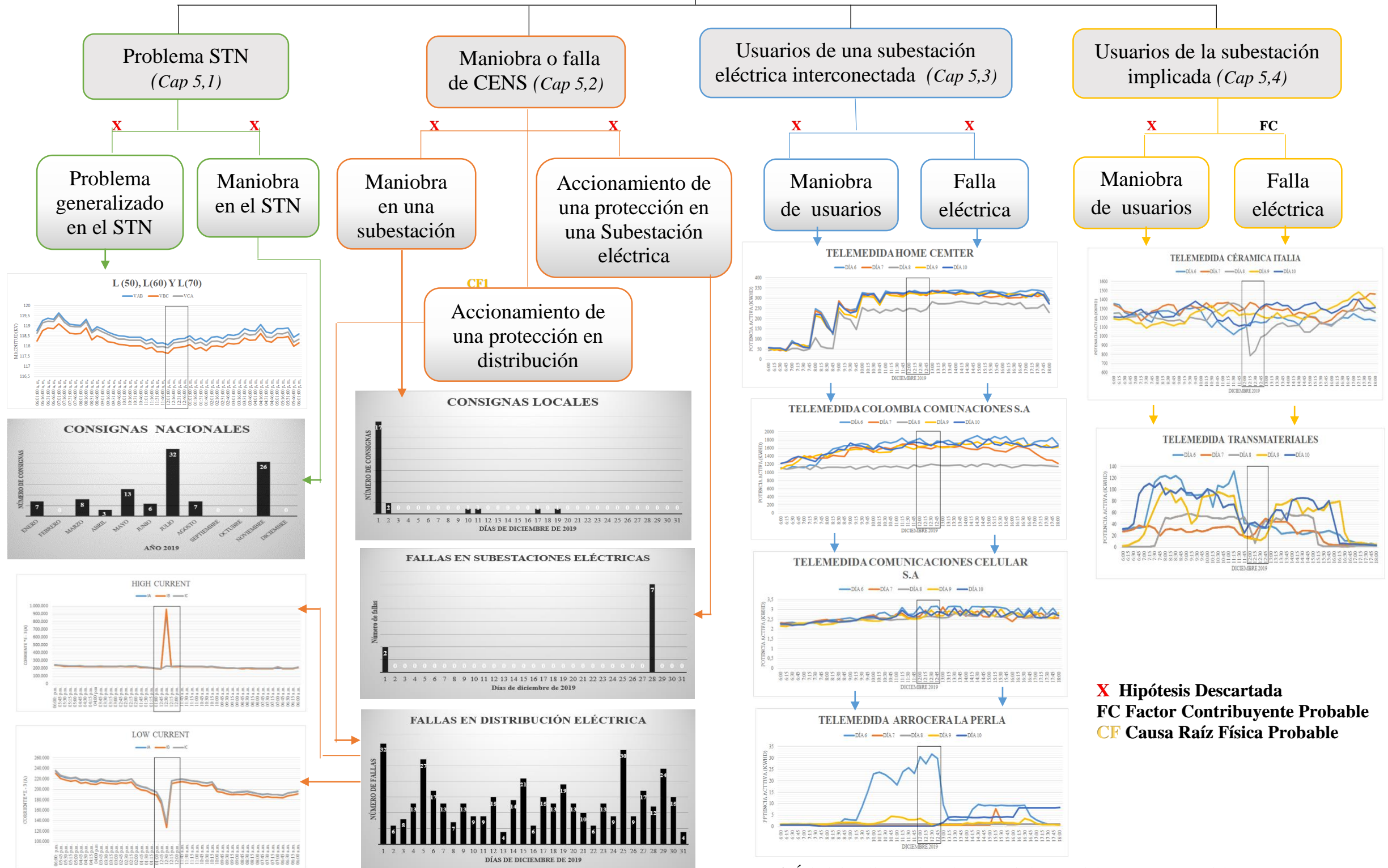
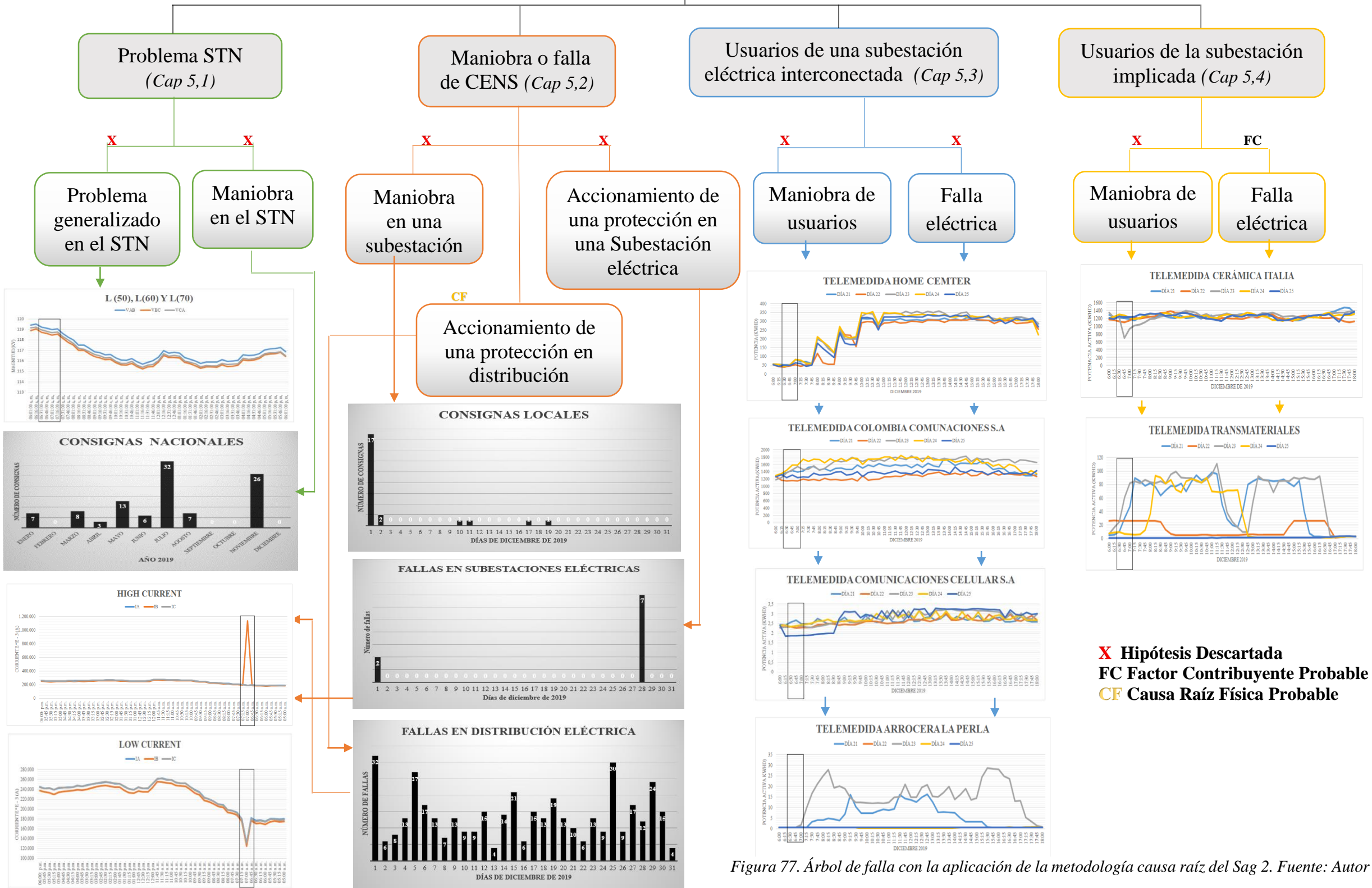


Figura 76. Árbol de falla con la aplicación de la metodología causa raíz del Sag 1. Fuente: Autor

SAG 2



X Hipótesis Descartada
FC Factor Contribuyente Probable
CF Causa Raíz Física Probable

Figura 77. Árbol de falla con la aplicación de la metodología causa raíz del Sag 2. Fuente: Autor

SAG 3

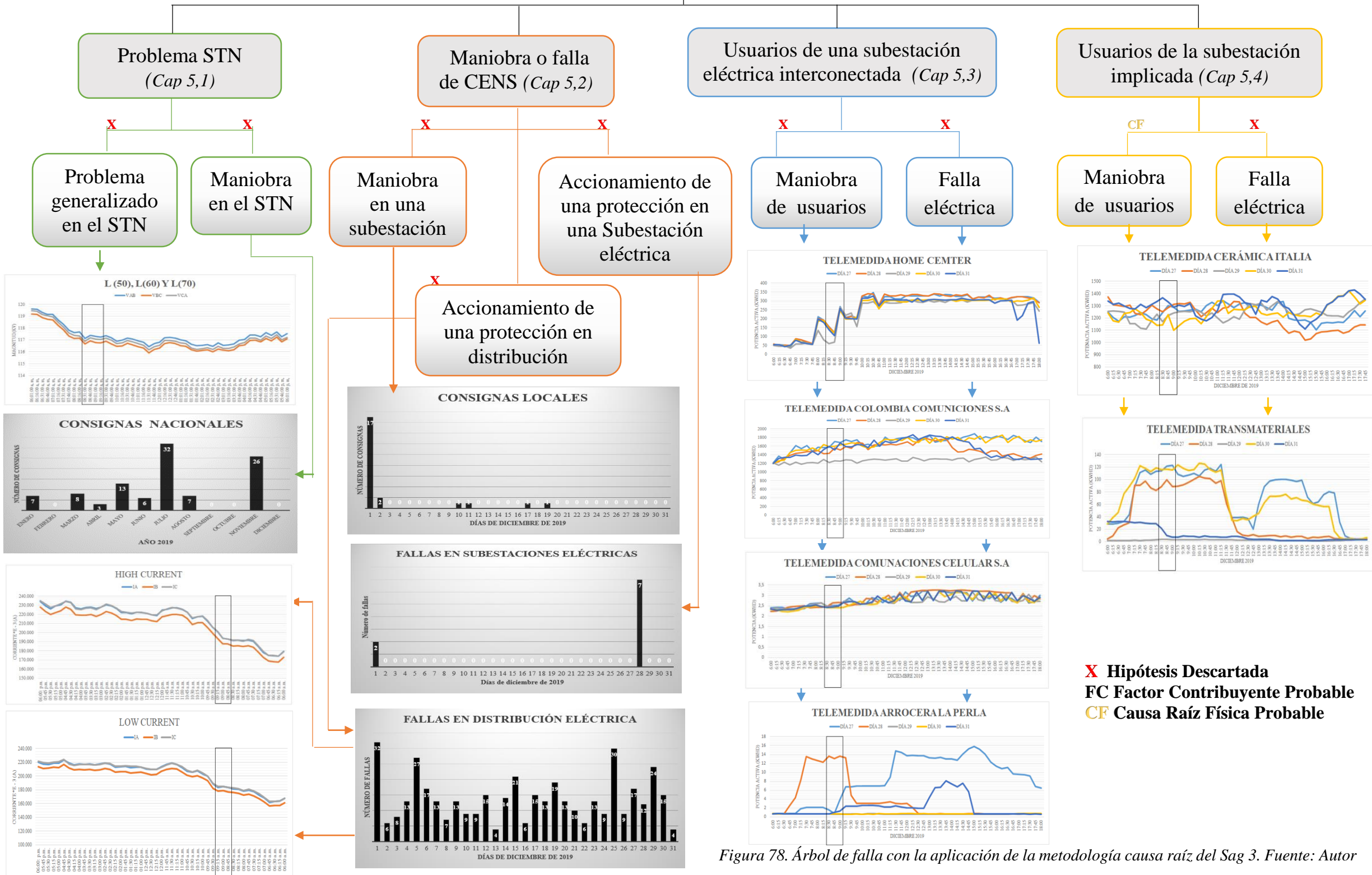


Figura 78. Árbol de falla con la aplicación de la metodología causa raíz del Sag 3. Fuente: Autor

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ✓ El evento de calidad de la energía eléctrica con mayor frecuencia (317 veces) es el Sag que influye en los circuitos conectados a la subestación eléctrica Ínsula en el nivel de tensión 34,5 Kv.
- ✓ Existen múltiples usuarios en donde se encuentran registros de afectaciones en los procesos producto de las fallas registradas en el sistema, el presente análisis no descarta que las fallas provengan de un usuario y si establece como la causa más probable para los sag que se presentan frecuentemente a los usuarios como un factor contribuyente probable. Se recomienda realizar mediciones en los usuarios afectados donde se obtengan valores máximos y mínimos en tiempos cortos para verificar si están causando las fallas eléctricas y así poder buscar soluciones adecuadas.
- ✓ El sag 1 represento 28 eventos y el sag 2 represento 39 eventos de los 317 totales que ocurrieron en el patio de 34,5 Kv de la subestación Ínsula, su verificación para categorizar la hipótesis del accionamiento de una protección como una causa raíz física probable se realizó mediante las mediciones del valor medio de las corrientes bajas y altas cada 15 minutos tomadas por el ION 7650, además se comprobó el comportamiento de la falla con estas mediciones independientemente si fue un incremento de una fase(falla monofásica) o de dos fases(falla bifásica).
- ✓ En gran mayoría los eventos de calidad de la energía presentes en la subestación Ínsula en el nivel de 34,5 Kv son causados por la maniobra de un usuario (Sag 3), esta reducción de voltaje progresiva está afectando significativamente al sistema eléctrico de CENS y a

algunos usuarios cercanos debido a la frecuencia con la que se están causando estos eventos, es decir, se está reduciendo la fiabilidad.

- ✓ El análisis causa raíz fue limitado por las mediciones obtenidas del operador de red, debido a que no se tienen mediciones en tiempos cortos en cada usuario afectado por los eventos sags, por ende se planteó una iniciativa hasta el nivel de encontrar las causas físicas probables y los factores contribuyentes probables de los eventos de calidad de energía presentes en el patio de 34,5 Kv, su verificación y deducción se realizó mediante la información suministrada por el operador de red (Telemedida, informe operativo, Scada y calidad de la energía).

BIBLIOGRAFÍA

- A D Livingston, G Jackson & K Priestley Root. (2001). *Causes analysis: Literature review*,
WS Atkins Consultants Ltd & Technology WS Atkins House Birchwood Boulevard
Birchwood Warrington WA3 7WA.
- Andrei, H., Andrei, P. C., Constantinescu, L. M., Beloiu, R., Cazacu, E., & Stanculescu, M. (2017).
Electrical power systems. Power Systems, (págs. (pp. 3–47).).
- Angel, M., & Cortés, S. (2009). *Instituto Tecnológico de Puebla Calidad de la Energía
Eléctrica*.
- A., Alejandro, A., & Gómez, S. (2016). *Análisis Causa Raíz, Aplicación Metodología PROACT
en una Bomba de Recirculación de Caldera*.
- Arizpe Islas, J., Neira Rosales, S., & López Escamilla, A. (2013). *Calidad de energía y sistemas
eléctricos de potencia. Ingenierías, I(1)*, (págs. (pp. 29–54).).
- CENS E.S.P S.A, E. (2019). *Información general de la calidad del servicio del área T & D*. Cúcuta,
Norte de Santander.
- CREG 024. (26 Abril 2005). *Comisión de Regulación de Energía y GAS, RESOLUCIÓN No 024
DE 2005*.
- CREG 016. (26 Febrero 2007). *Comisión de Regulación de Energía y GAS, RESOLUCIÓN No 016
DE 2007*.
- Consulting (SKAVA) & (EPM). (Febrero 28 de 2019). *Informe de estudio de causa raíz física,
proyecto hidroeléctrico Ituango*.
- Digi TransPort® Routers (2018). *Functions and characteristics ION6200 Functions and
characteristics, teledada (cont.)*. 2–7

- Fernández, F., & Toledo, R. (2010). *Estado del arte en metodologías para el análisis de flicker y su relación con los interarmónicos*. Concepción, Chile.
- Hargens, C. W, Wiley, J. & Sons Ltd. (2001). *Transients in Power Systems*. KEMA High-Power Laboratory, Arnhem, The Netherlands.
- IEEE Power and Energy Society. (2009). *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*. In *IEEE Standard 1159-2009* (Vol. 2019).
- ITI (CBEMA). (2005). *ITI (CBEMA) Curve application note*. Washington D.C., EE. UU.
- Scheider Electric Powerlogic ION 7650-7330. *Functions and characteristics ION 7650-7330*. *Functions and characteristics, Advanced energy metering*, (págs. (pp. 2–10)).
- Solano, J., Suárez, J., Plata, G., & Núñez, V. (2012). *Caracterización, identificación y localización de huecos de tensión: revisión del estado del arte*. (págs. (pp. 7–13)).
- Téllez, E. (2015). Distorsión Armónica. *Revista Programa de Ahorro de Energia*, (págs. (pp. 31-222)).
- Vorley, G. (2008). *To Root Cause Analysis*, (págs. (pp. 1–15)).