



**FACULTAD DE INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y
URBANISMO**

**ESCUELA PROFESIONAL DE
INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**

TESIS

**AJUSTE DE COORDINACIÓN DE
PROTECCIÓN ANTE EL INCREMENTO
DE LA DEMANDA Y POR REUBICACIÓN
DE SALIDA DEL ALIMENTADOR DE
MEDIA TENSIÓN 1052 DE
ELECTRONOROESTE S.A.**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO
MECÁNICO ELECTRICISTA**

Autor(a) (es):

**Bach. Pozzo Silva Edmundo Armando
Orcid. Org/0000-0003-0460-2343**

Asesor:

**Mg. Rojas Coronel Angel Marcelo
Orcid. Org/0000-0002-2720-9707**

Línea de Investigación:

Infraestructura, Tecnología y Medio Ambiente

Pimentel – Perú

2022

TITULO DE LA INVESTIGACIÓN

**AJUSTE DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN ANTE EL
INCREMENTO DE LA DEMANDA Y POR REUBICACIÓN DE
SALIDA DEL ALIMENTADOR DE MEDIA TENSIÓN 1052 DE
ELECTRONOROESTE S.A.**

APROBACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Mg. Silvia Yvone Gastiaburú Morales

Presidente del jurado de tesis

Mg. Jony Villalobos Cabrera

Secretaria del jurado de tesis

Mg. Ángel Marcelo Rojas Coronel

Vocal del jurado de tesis

DEDICATORIA

Dedicado a mi amada esposa e hija por su amor e incondicional apoyo para seguir creciendo como persona y profesional.

A mis padres, por su inmenso amor y apoyo absoluto, por incentivar me desde la niñez en que se puede llegar a ser un gran ingeniero, afán que vemos realizado en base a la presente tesis.

A mis abuelos y hermanos, que siempre me han proporcionado su cariño, confianza y calidez de familia.

EDMUNDO ARMANDO POZZO SILVA

AGRADECIMIENTO

A Dios padre por brindarme la vida, cuidar plenamente de mi familia en todos esos sucesos difíciles que hemos vivido y a todas las personas de nuestro entorno que queremos.

Con mención especial, agradezco al ingeniero Angel Marcelo Rojas Coronel; por proporcionarme su asesoría durante el desarrollo de la tesis y así poder lograr una de las tantas metas a nivel profesional.

Agradezco así también a toda la plana docente de la Universidad Señor de Sipán por brindarnos sus conocimientos en el transcurso de nuestra formación académica.

EDMUNDO ARMANDO POZZO SILVA

RESUMEN

La presente tesis “AJUSTE DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN ANTE EL INCREMENTO DE LA DEMANDA Y POR REUBICACIÓN DE SALIDA DEL ALIMENTADOR DE MEDIA TENSIÓN 1052 DE ELECTRONOROESTE S.A.” tiene como objetivo principal establecer un correcto ajuste de coordinación entre los equipos de protección como relé – recloser – fusibles ubicados en la red de distribución de 10 kV del alimentador de media tensión 1052 debido a que los ajustes actuales son de marzo del 2012; así mismo, ELECTRONOROESTE S.A ha previsto un nuevo suministro para dicho alimentador desde la SET Charán (propiedad de ELECTROPERÚ) ya que en las dos últimas décadas, la demanda eléctrica ha ido en aumento en la zona urbana rural de la localidad de La Cruz y a las diversas remodelaciones que ha sufrido el alimentador 1052 la han alejado de su condición inicial de operación, produciendo así múltiples interrupciones y fallas de cortocircuitos en la línea de media tensión 10 kV, afectando a las localidades de Caleta La Cruz y la zona industrial de la misma localidad; conllevando a la pérdida de confiabilidad, seguridad y selectividad del sistema eléctrico Zorritos de la concesionaria eléctrica ELECTRONOROESTE S.A.. Por lo cual, se hace necesario actualizar los ajustes del relé de protección principal y los equipos de protección ubicados aguas abajo, cumpliendo con lo establecido en la NTCSE.

La metodología empleada fue la simulación iterativa mediante el software DigSilent Power Factory.

Palabras claves: Flujo de carga, perfil de tensión, falla trifásica, falla monofásica a tierra, falla monofásica a tierra con resistencia, coordinación de protección.

ABSTRACT

This thesis "ADJUSTMENT OF PROTECTION COORDINATION IN THE FACE OF INCREASED DEMAND AND BY RELOCATION OF THE OUTPUT OF THE 1052 DE ELECTRONOROESTE S.A." Its main objective is to establish a correct coordination setting between the protection equipment such as the relay - recloser - fuses located in the 10 kV distribution network of the 1052 medium voltage feeder, since the current settings are from March 2012; Likewise, ELECTRONOROESTE SA has planned a new supply for said feeder from SET Charán (owned by ELECTROPERÚ) since in recent years electricity demand has grown in the rural urban area of the town of La Cruz and the various renovations that have been carried out. suffered by the 1052 feeder have taken it away from its initial operating condition, thus producing multiple interruptions and short circuit failures in the 10 kV medium voltage line, affecting the towns of Caleta La Cruz and the industrial zone of the same town; leading to the loss of reliability, safety and selectivity of the Zorritos electrical system of the electrical concessionaire ELECTRONOROESTE SA. Therefore, it is necessary to update the settings of the main protection relay and the protection equipment located downstream, complying with the provisions of the NTCSE.

The methodology used was iterative simulation using DigSilent Power Factory software.

Keywords: Load flow, voltage profile, three-phase fault, single-phase-to-ground fault, single-phase-to-ground fault with resistance, protection coordination.

ÍNDICE

I. INTRODUCCIÓN	17
1.1. Realidad Problemática.....	17
1.2. Antecedentes de Estudios.....	18
1.3. Teoría Relacionada al Tema.....	21
1.3.1.1. Sistema eléctrico	22
1.3.1.2. Análisis de flujo de carga.....	23
1.3.1.3. Análisis de Cortocircuito	33
1.3.1.4. Coordinación de protecciones.....	36
II. Formulación del Problema	47
2.1. Problema general	47
2.2. Problemas específicos.....	47
III. Justificación e Importancia del Estudio	48
3.1. Justificación teórica	48
3.2. Justificación metodológica.....	48
3.3. Justificación social.....	48
3.4. Justificación económica.....	49
3.5. Logros alcanzados.....	49
IV. Hipótesis	49
V. Objetivos.....	49

5.1.	Objetivo General	49
5.2.	Objetivos Específicos.....	49
VI. MATERIAL Y MÉTODO		50
6.1.	Tipo y Diseño de Investigación.....	50
6.2.	Población y Muestra.....	50
6.3.	Variables, Operacionalización	50
6.4.	Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos, Validez y Confiabilidad ..	52
6.5.	Procedimientos de Análisis de Datos	53
6.6.	Criterios Éticos.....	54
6.7.	Criterios de Rigor Científico.....	54
VII. RESULTADOS.....		54
7.1.	Resultados en Tablas y Figuras.....	54
7.1.1.	Descripción del alimentador 1052	54
7.1.2.	Normas y criterios aplicables.....	56
7.1.3.	Característica del sistema eléctrico.....	57
7.1.4.	Parámetros de la red equivalente	58
7.1.5.	Parámetros de las líneas de distribución	59
7.1.6.	Resultado de flujo de carga.....	66
7.1.7.	Resultado de cortocircuito	100
7.1.8.	Ajuste de protecciones	114

VIII. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	194
8.1. Discusión de resultados del flujo de carga	194
8.2. Discusión de resultados de cortocircuito	194
8.3. Discusión de resultados del ajuste de coordinación de protección del AMT	
1052	195
IX. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	204
9.1. Conclusiones	204
9.2. Recomendaciones.....	207
X. REFERENCIAS.....	208
XI. ANEXOS.....	210
a. Anexo 1: Especificación técnica del relé G.E. – F650.....	210
b. Anexo 2: Diagrama unifilar.....	210
c. Anexo 3: Analisis de simulación de flujo de carga.	210
d. Anexo 4: Analisis de simulación de cortocircuito.	210

INDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Ocurrencias de Cortocircuitos.....</i>	<i>34</i>
<i>Tabla 2: Ocurrencia de cortocircuito permanente y temporales</i>	<i>35</i>
<i>Tabla 3: Valores de las constantes – Norma IEC 255-4</i>	<i>40</i>
<i>Tabla 4: Constantes – Norma IEEE std C37.112</i>	<i>41</i>
<i>Tabla 5: Constantes Curva U.S.</i>	<i>41</i>
<i>Tabla 6: Tabla de Operacionalización.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 7: Datos del alimentador.....</i>	<i>55</i>
<i>Tabla 8: Parámetros de la red equivalente.</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 9: Parámetros eléctricos de los conductores ACSR.....</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 10: Demanda del alimentador 1052.....</i>	<i>63</i>
<i>Tabla 11: Datos de los transformadores de distribución.</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 12: Cargabilidad de transformadores año 2019 sin proyecto.</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 13: Cargabilidad de transformadores año 2019 con proyecto.</i>	<i>75</i>
<i>Tabla 14: Cargabilidad de transformadores año 2020.....</i>	<i>76</i>
<i>Tabla 15: Cargabilidad de los transformadores año 2025.</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 16: Cargabilidad de los transformadores año 2030.</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 17: Cargabilidad de los transformadores año 2035.</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 18: Cargabilidad de los transformadores año 2040.</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 19: Resumen de cargabilidad de transformadores.....</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 20: Cargabilidad de conductores.....</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 21: Resumen de caída de tensión.</i>	<i>88</i>
<i>Tabla 22: Corriente de cortocircuito monofásico en la S.E. La Cruz.....</i>	<i>101</i>

<i>Tabla 23: Corriente de cortocircuito bifásico en la S.E. La Cruz.</i>	101
<i>Tabla 24: Corriente de cortocircuito trifásico en la S.E. La Cruz.</i>	101
<i>Tabla 25: Potencia aparente de cortocircuito monofásico en la S.E. La Cruz.</i>	102
<i>Tabla 26: Potencia aparente de cortocircuito bifásico en la S.E. La Cruz.</i>	102
<i>Tabla 27: Potencia aparente de cortocircuito trifásico en la S.E. La Cruz.</i>	102
<i>Tabla 28: Corriente de cortocircuito monofásico en los nodos.</i>	103
<i>Tabla 29: Corriente de cortocircuito bifásica en los nodos.</i>	106
<i>Tabla 30: Corriente de cortocircuito trifásico de los nodos.</i>	109
<i>Tabla 31: Corriente de cortocircuito monofásico con impedancia de falla de 100 ohm.</i>	112
<i>Tabla 32: Ajustes propuestos de sobrecorriente (50/51).</i>	130
<i>Tabla 33: Ajuste de protección de sobrecorriente (51N/50N).</i>	135
<i>Tabla 34: Ajustes actual y propuestos de sobrecorriente (50/51) para el relé G.E F650 Ajustes propuestos de sobrecorriente (50/51) para el relé G.E F650 – AMT 1052.</i>	192
<i>Tabla 35: Ajuste actual y propuesto de sobrecorriente (50/51) para el relé ENTEC Ajuste actual y propuesto de sobrecorriente (50/51) para el relé ENTEC EVR-1.</i>	192
<i>Tabla 36: Ajustes actual y propuestos de sobrecorriente (50N/51N) para el relé G.E.</i>	193
<i>Tabla 37: Ajuste actual y propuesto de sobrecorriente (50N/51N) para el</i>	193
<i>Tabla 38:</i>	206

INDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1: Sistema Eléctrico de Distribución</i>	23
<i>Figura 2: Grafico de protección de sobre corriente – Tipos de unida Gráfico de protección de sobre corriente – Tipos de unidades</i>	39
<i>Figura 3: Fusible elemento simple</i>	42
<i>Figura 4: Fusible elemento dual</i>	42
<i>Figura 5: Curvas de fusión del fusible</i>	43
<i>Figura 6: Recloser</i>	44
<i>Figura 7: Curva de reconectador</i>	44
<i>Figura 8: Seccionalizador tipo seco</i>	45
<i>Figura 9: Seccionalizador tipo Autolink</i>	45
<i>Figura 10: Ubicación de Reconectador con seccionalizadores</i>	45
<i>Figura 11: Diagrama de flujo para coordinación de protecciones</i>	53
<i>Figura 12: Subestación La Cruz y S.E.T Charán</i>	57
<i>Figura 13: Catalogo CENTELSA – Cables ACSR</i>	61
<i>Figura 14: Consumo de la máxima demanda y consumo de energía</i>	64
<i>Figura 15: Demanda máxima 2019 sin proyecto</i>	67
<i>Figura 16: Demanda Máxima Año 2019 con proyecto</i>	68
<i>Figura 17: Demanda máxima año 2020</i>	69
<i>Figura 18: Demanda máxima año 2025</i>	70
<i>Figura 19: Demanda máxima año 2030</i>	71
<i>Figura 20: Demanda máxima año 2035</i>	72
<i>Figura 21: Demanda máxima año 2040</i>	73
<i>Figura 22: Gráfico de Cargabilidad de transformadores desde 2019 al 2040</i>	83
<i>Figura 23: Gráfico de variación de la potencia activa (KW)</i>	84
<i>Figura 24: Gráfico de variación de potencia reactiva (KVAR)</i>	85
<i>Figura 25: Gráfico de cargabilidad de las líneas</i>	87
<i>Figura 26: Perfil de tensión año 2019 sin proyecto</i>	91
<i>Figura 27: Perfil de tensión año 2019 con proyecto</i>	92
<i>Figura 28: Perfil de tensión año 2020</i>	93
<i>Figura 29: Perfil de tensión año 2025</i>	94

<i>Figura 30: Perfil de tensión año 2030.....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 31: Perfil de tensión año 2035.....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 32: Perfil de tensión año 2040.....</i>	<i>97</i>
<i>Figura 33: Gráfico de tensión mínima.</i>	<i>98</i>
<i>Figura 34: Gráfico de tensión máxima.....</i>	<i>99</i>
<i>Figura 35: Datos de entada para selección de transformador de corriente, relé G.E. F650.</i>	<i>115</i>
<i>Figura 36: Creación gráficamente del TC en el DigSilent Power, relé G.E F650.</i>	<i>116</i>
<i>Figura 37: Ingreso de datos del TC en el DigSilent Power Factory, Relé G.E F650. ...</i>	<i>116</i>
<i>Figura 38: Creación gráficamente del relé G.E F650 en el DigSilent.</i>	<i>117</i>
<i>Figura 39: Corriente nominal a la salida de la S.E. La Cruz, barra 10 kV.</i>	<i>118</i>
<i>Figura 40: Ajuste de protección del tiempo inverso (51) – Fases, G.E F650.</i>	<i>119</i>
<i>Figura 41: Ajuste de protección tiempo definido (50) – Fases, G.E F650.</i>	<i>120</i>
<i>Figura 42: Datos de entrada para selección de transformador de corriente (Nodo NTCSE 223459).</i>	<i>121</i>
<i>Figura 43: Creación gráficamente del TC en el DigSilent Power Factory, recloser. ...</i>	<i>122</i>
<i>Figura 44: Ingreso de datos del TC en el DigSilent Power Factory, recloser.</i>	<i>122</i>
<i>Figura 45: Creación grafica del relé ENTEC EVRC2A.....</i>	<i>123</i>
<i>Figura 46: Corriente a la salida del recloser nodo NTCSE 223459.....</i>	<i>124</i>
<i>Figura 47: Ajuste de protección de tiempo inverso (51), relé ENTEC EVRC2A</i>	<i>125</i>
<i>Figura 48: Corriente en el terminal NTCSE 216613.</i>	<i>126</i>
<i>Figura 49: Carga continua que puede llevar cada fusible.....</i>	<i>126</i>
<i>Figura 50: Corriente en el terminal NTCSE 201570.</i>	<i>127</i>
<i>Figura 51: Corriente en el terminal NTCSE 201596 </i>	<i>128</i>
<i>Figura 52: Corriente en el terminal NTCSE 216613.</i>	<i>129</i>
<i>Figura 53: Corriente en el terminal NTCSE 201777.</i>	<i>130</i>
<i>Figura 54: Ajuste de protección del tiempo inverso 51N, relé G.E. F650.</i>	<i>132</i>
<i>Figura 55: Ajuste de protección tiempo definido 50N, relé G.E F650.....</i>	<i>133</i>
<i>Figura 56: Ajuste de protección de tiempo inverso 51N, relé ENTEC EVRC2A.</i>	<i>134</i>
<i>Figura 57: Diagrama unifilar de ubicación de equipos de protección y terminales.</i>	<i>137</i>
<i>Figura 58: Corriente de carga AMT 1052 (relé AMT, recloser, I0007, I0008 y I0009).138</i>	

<i>Figura 59: Corriente de carga AMT 1052 (I0009, I0010 y I0011).</i>	139
<i>Figura 60: Falla 3PH máxima local del relé G.E - F650.</i>	140
<i>Figura 61: Falla 3PH máxima Remota del relé G.E - F650.</i>	141
<i>Figura 62: Falla 3PH máxima local del relé ENTEC EVRC2A – recloser.</i>	142
<i>Figura 63: Falla 3PH máxima remota en el relé ENTEC EVRC2A – recloser</i>	143
<i>Figura 64: Falla 3PH máxima en el terminal 149.</i>	144
<i>Figura 65: Falla 3PH máxima en el terminal 149 (I0009, I0010 y I0011).</i>	145
<i>Figura 66: Falla 3PH máxima en el nodo NTCSE 201608.</i>	146
<i>Figura 67: Falla 3PH máxima en el nodo NTCSE 201608 (I0009, I0010 y I0011).</i>	147
<i>Figura 68: Falla 3PH máxima en el nodo NTCSE 201753.</i>	148
<i>Figura 69: Falla 3PH máxima en el nodo NTCSE 201753 (I0009, I0010 y I0011).</i>	149
<i>Figura 70: Falla 3PH máxima en el terminal 229.</i>	150
<i>Figura 71: Falla 3PH máxima en el terminal 229 (I0009, I0010 y I0011).</i>	151
<i>Figura 72: Falla 3PH máxima en el terminal 234.</i>	152
<i>Figura 73: Falla 3PH máxima en el terminal 234 (I0009, I0010 y I0011).</i>	153
<i>Figura 74: Falla 3PH máxima en el terminal 235.</i>	154
<i>Figura 75: Falla 3PH máxima en el terminal 235 (I0009, I0010 y I0011).</i>	155
<i>Figura 76: Falla 1PH máxima en el terminal 149, sin resistencia de falla.</i>	156
<i>Figura 77: Falla 1PH máxima en el terminal 149 (I0007, I0008 y I0009), sin resistencia de falla.</i>	157
<i>Figura 78: Falla 1PH máxima en el terminal 149 (I0010 y I0011), sin resistencia de falla.</i>	158
<i>Figura 79: Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201608, sin resistencia de falla.</i>	159
<i>Figura 80: Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201608 (I0007, I0008 y I0009), sin resistencia de falla.</i>	160
<i>Figura 81: Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201608 (I0010 y I0011), sin resistencia de falla.</i>	161
<i>Figura 82: Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201753, sin resistencia de falla.</i>	162
<i>Figura 83: Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201753 (I0007, I0008 y I0009), sin resistencia de falla.</i>	163

<i>Figura 84: Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201753 (I0010 y I0011), sin resistencia de falla.</i>	164
<i>Figura 85: Falla 1PH máxima en el terminal 229, sin resistencia de falla.</i>	165
<i>Figura 86: Falla 1PH máxima en el terminal 229 (I0007, I0008 y I0009), sin resistencia de falla.</i>	166
<i>Figura 87: Falla 1PH máxima en el terminal 229 (I0010 y I0011), sin resistencia de falla.</i>	167
<i>Figura 88: Falla 1PH máxima en el terminal 234, sin resistencia de falla.</i>	168
<i>Figura 89: Falla 1PH máxima en el terminal 234 (I0007, I0008 y I0009), sin resistencia de falla.</i>	169
<i>Figura 90: Falla 1PH máxima en el terminal 234 (I0010 y I0011), sin resistencia de falla.</i>	170
<i>Figura 91: Falla 1PH máxima en el terminal 235, sin resistencia de falla.</i>	171
<i>Figura 92: Falla 1PH máxima en el terminal 235 (I0007, I0008 y I0009), sin resistencia de falla.</i>	172
<i>Figura 93: Falla 1PH máxima en el terminal 235 (I0010 y I0011), sin resistencia de falla.</i>	173
<i>Figura 94: Falla 1PH máxima en el terminal 149, con resistencia de falla de 100 ohm.</i>	174
<i>Figura 95: Falla 1PH máxima en el terminal 149 (I0007, I0008 y I0009), con resistencia de falla de 100 ohm.</i>	175
<i>Figura 96: Falla 1PH máxima en el terminal 149 (I0010 y I0011), con resistencia de falla de 100 ohm.</i>	176
<i>Figura 97: Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201608, con resistencia de falla de 100 ohm.</i>	177
<i>Figura 98: Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201608 (I0007, I0008 y I0009), con resistencia de falla de 100 ohm.</i>	178
<i>Figura 99: Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201608 (I0010 y I0011), con resistencia de falla de 100 ohm.</i>	179
<i>Figura 100: Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201753, con resistencia de falla de 100 ohm.</i>	180

<i>Figura 101: Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201753 (I0007, I0008 y I0009), con resistencia de falla de 100 ohm.</i>	<i>181</i>
<i>Figura 102: Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201753 (I0010 y I0011), con resistencia de falla de 100 ohm.....</i>	<i>182</i>
<i>Figura 103: Falla 1PH máxima en el terminal 229, con resistencia de falla de 100 ohm.....</i>	<i>183</i>
<i>Figura 104: Falla 1PH máxima en el terminal 229 (I0007, I0008 y I0009), con resistencia de falla de 100 ohm.....</i>	<i>184</i>
<i>Figura 105: Falla 1PH máxima en el terminal 229 (I0010 y I0011), con resistencia de falla de 100 ohm.....</i>	<i>185</i>
<i>Figura 106: Falla 1PH máxima en el terminal 234, con resistencia de falla de 100 ohm.....</i>	<i>186</i>
<i>Figura 107: Falla 1PH máxima en el terminal 234 (I0007, I0008 y I0009), con resistencia de falla de 100 ohm.....</i>	<i>187</i>
<i>Figura 108: Falla 1PH máxima en el terminal 234 (I0010 y I0011), con resistencia de falla de 100 ohm.....</i>	<i>188</i>
<i>Figura 109: Falla 1PH máxima en el terminal 235, con resistencia de falla de 100 ohm.</i>	<i>189</i>
<i>Figura 110: Falla 1PH máxima en el terminal 235 (I0007, I0008 y I0009), con resistencia de falla de 100 ohm.....</i>	<i>190</i>
<i>Figura 111: Falla 1PH máxima en el terminal 235 (I0010 y I0011), con resistencia de falla de 100 ohm.....</i>	<i>191</i>

I. INTRODUCCIÓN

1.1. Realidad Problemática

El desarrollo de la economía a nivel de todo el planeta se ve reflejada a su vez con una mayor fuerza en la demanda del consumo de energía, lo que nos conlleva a suponer que al haber una mayor demanda incluyan muchos otros problemas, incluyendo a la desigualdad de este servicio, a su vez el daño ambiental (Arriaga et al., 2005).

A su vez, los países más industrializados son los que principalmente sufren perjuicios relacionados a la parte de energía eléctrica, son los que más consecuencias tienen en cuanto a apagones, crisis energéticas, etc (Gómez et al. , 2015). Por lo que el aumento de la demanda de energía eléctrica es un problema que se soluciona día a día en los diversos sistemas (Medina, 2018).

Mientras que, los estudios que se han podido realizar en Perú relacionado a la parte eléctrica, ratifican lo mencionado anteriormente, llevando el concepto de que el consumo de electricidad ha ido en aumento, a la par del crecimiento poblacional (OSINERMIN, 2016).

Por lo que, en los últimos 5 años, la empresa ELECTRONORIENTE S.A ha experimentado un importante crecimiento en la capacidad de producción de energía del 50%, lo que se ha traducido en el despliegue de nuevos equipos para el desarrollo de sus productos, con un incremento de los costes en los servicios. Además, se han utilizado nuevas fuentes de generación, como subestaciones y generadores, para atender la demanda surgida (Aguilar & Fernández, 2019).

Debido a esto, en los 10 últimos años ha crecido la demanda eléctrica en la zona urbana rural de la localidad de La Cruz, ubicado en el departamento de Tumbes y a las diversas remodelaciones que ha sufrido el alimentador 1052 la han alejado de su condición inicial de operación, produciendo así múltiples interrupciones y fallas de cortocircuitos en la línea de media tensión 10 kV, afectando a las localidades de Caleta La Cruz y la zona industrial de la misma localidad; conllevando a la pérdida de confiabilidad, seguridad y selectividad del sistema eléctrico Zorritos de la concesionaria eléctrica

ELECTRONOROESTE S.A. Asimismo, en el transcurso del tiempo han ocurrido daños en el equipamiento de la red de distribución y daños en los equipamientos de los usuarios finales.

Por consiguiente, esta investigación comprende en establecer el ajuste de la coordinación de protección entre los equipos como Relé, Recloser y Fusibles distribuidos en la red de distribución de 10 kV del alimentador 1052; por cual, se hace necesario actualizar los ajustes del relé de protección principal y los equipos de protección ubicados aguas abajo, con la finalidad de suministrar y atender a los usuarios finales en media y baja tensión, garantizando el suministro de energía con los niveles de confiabilidad, seguridad y calidad, cumpliendo con lo establecido en la NTCSE.

1.2. Antecedentes de Estudios

Valencia y Pantaleón (2018), en su trabajo de investigación “Configuración óptima de alimentadores y estudio de coordinación de protecciones de la subestación Sambocity de CNEL EP” indican que debido al crecimiento urbanístico del sector La Aurora - Guayaquil ha generado un aumento considerable en la demanda, conllevando como consecuencias perdidas en el sistema y sobrecargas del alimentador; por ende, mediante su estudio de investigación busco hacer una redistribución de carga en los alimentadores mediante la construcción de una subestación y por consiguiente el mejoramiento de la coordinación de los dispositivos de protecciones.

El trabajo brinda lineamientos previos para el desarrollo de la coordinación de protección, lineamientos de los estudios de flujo de carga, lineamientos generales de cortocircuito y conceptos generales de protecciones eléctricas. Asimismo, siendo parte de las conclusiones la dimensión de la capacidad de fusibles, los ajustes de corrientes de pickup de las protecciones de sobrecorriente temporizadas de los alimentadores y garantizando la selectividad entre fusible – relé y relé – relé cumpliendo con los tiempos mínimos de coordinaciones.

Andrade (2019), en su trabajo de investigación “Coordinación de protecciones de los alimentadores de la subestación AJAVI aplicando la metodología de la Empresa Eléctrica

Regional Norte S.A. (EMELNORTE)” indica que EMELNORTE (Distribuidora eléctrica de Ecuador) realiza esfuerzos considerables para reducir las desconexiones que se presentan en las redes eléctricas con el objetivo que no se vean afectados los negocios, industrias, empresas y residencias; los cuales ya han presentado insatisfacciones, molestias y pérdidas económicas.

Por cual, el objetivo en el cual se basa el estudio, fue llevar a cabo el estudio de coordinación de protecciones de los alimentadores de la subestación AJAVI adaptando la metodología de la empresa eléctrica, para que el sistema eléctrico alcance un sistema de distribución eléctrica viable y segura, que brindará el servicio eléctrico de calidad y continuo al usuario. El trabajo brinda lineamientos generales sobre el estado de arte de las protecciones en el sistema eléctrico de distribución y desarrollo de la coordinación de protecciones en el sistema eléctrico de distribución.

Asimismo, llega a concluir que con la aplicación del estudio de coordinación de protecciones se identificó que básicamente los fusibles instalados en los alimentadores, no se ubican adecuadamente coordinados en función a la topología y la demanda de la carga instalada provocando desconexiones y salidas a bruscas de las redes.

González (2019), en su trabajo de investigación “Estudio de coordinación de protecciones para los alimentadores de la subestación Tulcán, utilizando la metodología aplicada en la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE)” indica que EMELNORTE (Distribuidora eléctrica de Ecuador) está realizando análisis para mejorar la confiabilidad de sus redes eléctricas y esto se logrará con los estudios de coordinación de protecciones el cual permitirá disminuir las interrupciones.

Por lo cual, el análisis de su objetivo, fue realizar el estudio de coordinación de protecciones de los alimentadores de la subestación AJAVI ejecutando la metodología de la empresa eléctrica. Asimismo, el trabajo brinda lineamientos generales sobre flujo de potencia, cálculo de corriente de cortocircuito, protecciones en los alimentadores, protecciones en transformadores con fusibles, selección de fusibles y el uso de software CYMDIST (Andrade, 2019).

Concluyendo que la, sensibilidad, selectividad y la velocidad de respuesta de estos equipos de protección deberán ser los principios imprescindibles para la coordinación de protecciones; como también determinó mediante corridas de flujo de potencia, cortocircuito y coordinaciones entre los equipos de protección los calibres de los fusibles para proteger los transformadores de distribución y las derivaciones primarias.

Castellano (2019), en su tesis “Mejoramiento de la coordinación de protección del sistema eléctrico Tarapoto Rural - Alimentador TA-S06” indica que debido a las nuevas obras ejecutadas por el MEM, gobiernos regionales y Electro Oriente S.A. han ocasionado que los equipos de protección existente como Relé – Recloser – Fusibles no coordinen entre si, viendose afectado la calidad de suministro, incrementandose las falles e interrupciones; por cual debido a estos acontecimiento indica que es necesario realizar la actualizacion de los ajustes de coordinacion de protecciones ya que actualmente las normas peruanas exigen cada vez menos interrupciones y una mejor calidad del servicio.

El trabajo de investigacion que presentado fue mediante simulaciones iterativas aplicando el software DIGSILENT Power Factory. Asimismo, el trabajo brinda lineamientos generales sobre análisis de flujo de potencia, análisis de cortocircuito, principios generales de coordinación, funciones principales del sistema de protección, clases de fallas y coordinación de protección de sobrecorriente. Con la elaboración de la tesis concluyo que con ajustes de coordinaciones de protecciones propuestas disminuirán notablemente los indicadores como SIFI y SAIDI, como también garantizara así la continuidad del servicio eléctrico evitando sanciones administrativas por incumplimiento de los indicadores (Aguilar & Fernández, 2019).

Blas y Quiroz (2020), en su tesis “Dispositivos y ajustes en el sistema de coordinación de protección del alimentador A4270 de la sub estación La Unión en 22.9 kV del sistema eléctrico Huánuco Rural 2 – Electrocentro” indican que para la elaboracion de la misma se ha verificado el comprotamiento de la red y de los equipos de proteccion ante eventuales fallas, considerando un escenario de maxima demanda; dicha verificacion se ha realizado mediante simulaciones de flujos de carga y de corriente de cortocircuito (Fallas trifasicas maximas y fallas de alta impedancia) apoyados con el software ETAP 12.6.

Siendo así, el objetivo fundamental de los tesisistas establecer una escala sobre la magnitud que presenta la corriente eléctrica además de la influencia de estos, en los ajustes de los dispositivos que se necesita para optimizar el sistema de protección del alimentador A4270 de la subestación eléctrica La Unión – Huánuco, permitiendo así un sistema eficiente y con menor cantidad de interrupciones. Por ende, se obtuvo como resultado final las modificaciones pertinentes de tiempo y corriente, para una adecuada coordinación ante fallas monofásicas o trifásicas, como también la selección de los calibres de los fusibles de protección en los seccionamientos (derivaciones de línea) y en las subestaciones de distribución.

Lozada y Pongo (2019), en su tesis “Estudio de la coordinación de protecciones del sistema eléctrico en 22.9 kV para la planta procesadora en Shanango, Bellavista, Jaén” indican que el trabajo de investigación se aplica a las instalaciones en media tensión con el objetivo de proteger a los elementos eléctricos que conforman el sistema, al personal operativo contra las fallas que pueda incurrir el sistema; por cual en el desarrollo del estudio se propuso ajustes en los dispositivos de protección, cambio del relé del alimentador y el dimensionamiento correcto de los fusibles para la correcta operación del sistema.

1.3. Teoría Relacionada al Tema

El alimentador 1052 del sistema eléctrico Zorrito que pertenece a la concesionaria eléctrica Electronoroeste S.A. se encuentra ubicado en el distrito de La Cruz, departamento de Tumbes y provincia de Tumbes.

El alimentador 1052 tiene una configuración radial, es un sistema aterrado, con una antigüedad mayor a 20 años de operación, y que en los últimos años se ha visto afecto a diversas remodelaciones y ampliaciones debido al crecimiento de la demanda eléctrica en la zona urbana rural de la localidad de La Cruz, alejándola así de su condición inicial de operación. Asimismo, Electronoroeste S.A. a consecuencia de estos cambios y remodelación realizadas se ha visto en la necesidad de elaborar el expediente técnico del mejoramiento del alimentador 1052 en la que incluye un nuevo suministro para el alimentador de 22.9 kV a 10 kV desde la SET Charán (propiedad de ELECTROPERÚ).

Por consiguiente, bajo estas consideraciones se procedió al ajuste de la coordinación de protección del alimentador 1052 del sistema eléctrico Zorrito en 10 kV desde la SET Charán.

Se modelará el alimentador 1052, empleando el diagrama unifilar, las características técnicas de los elementos de red eléctrica y los ajustes de protecciones considerados inicialmente (Ajustes del relé de protección principal y los equipos de protección ubicados aguas arriba); información brindada por concesionaria eléctrica Electronoroeste S.A.. Por consiguiente, para el desarrollo del trabajo se aplicará el Software DigSilent Power Factory.

En los sistemas eléctricos de distribución la protección básicamente está relacionada con la activación de las funciones de fallas entre fases y tierra del relé de protección principal y los equipos de protección ubicados aguas abajo en toda la trayectoria del alimentador 1052.

En consecuencia, para proceder con el ajuste de la coordinación de protección, se procederá previamente a cargar la información del diagrama unifilar y las características técnicas de los elementos y equipos de protección del alimentador 1052 (Considerando su máxima demanda) en el software DigSilent Power Factory, posteriormente realizaremos la simulación de flujos de potencia, análisis de cortocircuito y finalmente se procederá con el ajuste de la coordinación de protecciones.

1.3.1.1. Sistema eléctrico

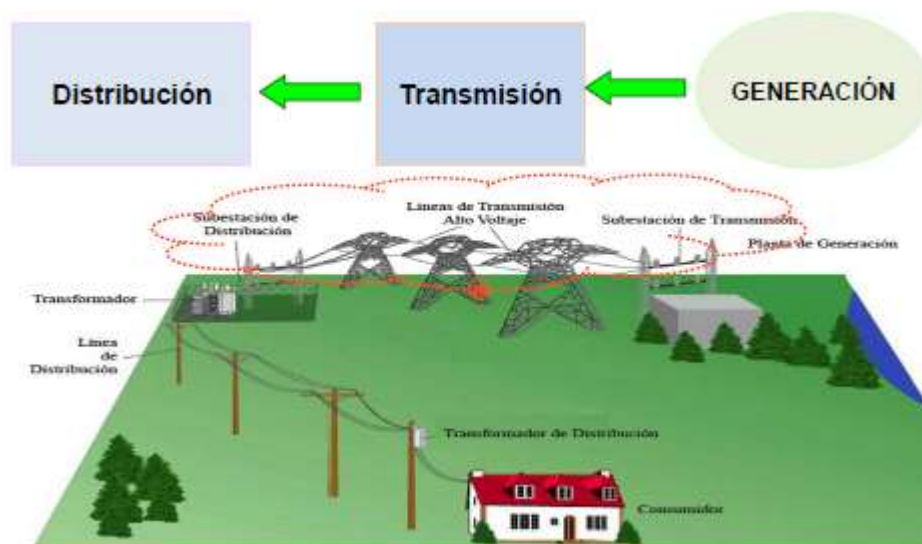
Según DIT Perú (2020), las actividades de distribución tienen la función de suministrar energía eléctrica desde el sistema de transmisión a cada usuario final del servicio eléctrico. Las redes que componen un sistema de distribución eléctrica deben diseñarse de manera que se logre un equilibrio entre la seguridad de suministro (es decir, la capacidad de continuar operando en caso de que algunas instalaciones fallen o sufran algún desperfecto) y la eficiencia, en el sentido de minimizar costos.

Cáceres, Chaparro y Barán (2016), indican que los sistemas de distribución eléctrica permiten trasladar a partir de un subestación de potencia energía eléctrica hasta los clientes finales, empleando redes de media y baja tensión.

Stevenson (1986), indica que las redes eléctricas se componen de centrales de generación, líneas de transmisión y redes de distribución; siendo las líneas de transmisión la conexión entre las centrales de generación y las redes de distribución.

Figura 1:

Sistema Eléctrico de Distribución



Fuente: El Ministerio de Energía y Minas (2012), indica que los niveles de tensión existente y las tensiones recomendadas son:

- a) Baja tensión: 380/220 V y 440/220 V.
- b) Media tensión: 20.0 kV, 22.9 kV, 33 kV, 22.9/13.2 kV y 33/19 kV.
- c) Alta tensión: 60 kV, 138 kV y 220 kV.
- d) Muy alta tensión: 500 kV.

1.3.1.2. Análisis de flujo de carga

El calculo del flujo de carga consiste en modelar y simular el sistema eléctrico existente o proyectado, es un análisis en estado estacionario que permite

obtener tensiones (magnitudes y ángulo) en las barras de un sistema, permite también obtener los valores de potencia reactiva y activa de los componentes del sistema; es como obtener la fotografía del sistema ante un conjunto de condiciones de operación (DIT Perú, 2020).

El cálculo de flujo de potencia o también conocido como flujo de carga, es uno de los procedimientos computacionales realizado con el software DigSilent Power Factory, a menudo se utiliza para el análisis de redes eléctricas industriales o comerciales. Dichos cálculos son necesarios para planificar, diseñar y operar adecuadamente la red de manera que se pueda analizar el desempeño del sistema eléctrico en estado permanente bajo diversas condiciones de operación y se puedan estudiar los efectos de los cambios en la red (Configuración de redes y dispositivos) (Valderrama R., 2016).

Así, los cálculos de flujo de carga nos permiten determinar las condiciones óptimas de operación para modos de operación normal, de baja demanda o de máxima demanda; por ejemplo, el ajuste adecuado de los equipos de protección, o cómo responderá la red ante una situación anormal, como la pérdida del servicio. de algunos elementos que la conforman.

La fundación Wikimedia (2021) indica que el flujo de potencia o flujo de carga involucra análisis numéricos, emplea el uso del diagrama unifilar y el sistema por unidad, asimismo, se enfoca en las múltiples formas existentes de la potencia eléctrica como potencia activa, potencia reactiva, voltajes ángulos de voltaje, etc. Este análisis de flujo de potencia se realiza en estado estacionario, existiendo en la actualidad varios programas que implementan el cálculo de flujo de potencia o flujo de carga.

Al mismo tiempo la fundación Wikimedia (2021), indica que el estudio de flujo de potencia son importantes para obtener una adecuada planeación de la expansión futura de las redes eléctricas, el diseño y la operación de estas redes, esto hace posible analizar el rendimiento en estado estable de los sistemas eléctricos en diversas condiciones de funcionamiento y estudiar los efectos de los cambios en las

configuraciones de la red y los dispositivos. Stevenson (1986), indica que “La información que se obtiene de un estudio de cargas, es normalmente, el módulo y el ángulo de las fases de las tensiones en cada barra y las potencias real y reactiva de cada línea”.

Por lo que, los métodos más comunes empleados para el análisis del flujo de potencia o flujo de carga son el método de Gauss Jacobi, el método de Gauss Seidel y el método de Newton Raphson, el cual permite determinar iterativamente una serie de calculos cuando ciertos parametros son modificados. Estos metodos ayudan a verificar si el sistema eléctrico existente es capaz de suplir las cargas adicionales, ver si un sistema electrico proyectado soportaria el crecimiento de la carga a lo largo del tiempo, verificar el comportamiento sistema eléctrico ante cambios en las condiciones de operaciones, ver la cargabilidad de los elementos de la red eléctrica (Pravo, 2017).

1.3.1.2.1. Método de Gauss – Jacobi

Pravo (2017), indica que es un método iterativo de procesos de aproximaciones sucesivas que se utiliza para resolver un sistema de ecuaciones lineales del tipo $Ax = b$, es decir se aplica a sistemas con tantas incógnitas como ecuaciones.

La fundación Wikimedia (2020), indica que el metodo de Jacobi contruye una sucesión convergente definida iterativamente, asimismo, comenta que este metodo sirve para resolver ecuaciones lineales del tipo $Ax = b$.

A efectos prácticos, si el algoritmo se detiene después de un número finito de pasos, se alcanza una aproximación del valor x de la solución del sistema.

La secuencia se construye descomponiendo la matriz del sistema A de la siguiente manera:

$$A = D + R$$

Donde D, es una matriz diagonal y R, es la suma de una matriz triangular inferior L y una matriz triangular superior U, luego $R = L + U$. partiendo de $Ax = b$, podemos reescribir dicha ecuación como:

$$Dx + Rx = b$$

Lugo,

$$x = D^{-1}(b - Rx)$$

Si $a_{ii} \neq 0$ para cada i. Por la regla iterativa, la definición del método de Jacobi puede ser expresado de la forma:

$$x^{(k+1)} = D^{-1}(b - R_x^{(k)})$$

Donde k es el contador de iteración, finalmente tenemos:

$$x_i^{(k+1)} = \frac{1}{a_{ii}} \left(b_i - \sum_{j \neq i} a_{ij} x_j^{(k)} \right), i = 1, 2, 3, \dots$$

Cabe destacar que al calcular $x_i^{(k+1)}$ se necesitan todos los elementos en $x^{(k)}$, excepto el que tenga el mismo i.

El método Jacobiano siempre converge si la matriz A es estrictamente diagonalmente dominante, incluso si no se cumple esta condición.

Para verificar la convergencia del método se calcula el radio espectral (ρ):

$$\rho(D^{-1}R) < 1$$

$R=L+U$ es una condición necesaria y suficiente para la convergencia. Los elementos diagonales en la matriz no tienen que ser (órdenes de magnitud) más grandes que los otros elementos (dominan las diagonales de la matriz), pero sí lo son, la matriz converge.

1.3.1.2.2. Método de Gauss – Seidel

Stevenson (1986), indica que:

La complejidad de obtener una solución formal al problema de carga en la red de energía radica en las diferencias en los tipos de datos especificados para los

diferentes buses del sistema. Aunque no es difícil formular un número suficiente de ecuaciones, es poco práctico obtener soluciones directas.

Resolver el problema de la carga numéricamente sigue un proceso iterativo de asignación de estimaciones a voltajes de bus desconocidos y cálculo de uno de los voltajes de bus en función de los otros estimados, así como de la potencia activa y reactiva. De esta forma, se obtiene un nuevo conjunto de tensiones en el refuerzo, cada cálculo del nuevo conjunto de tensiones se denomina iteración. Este proceso iterativo se repite hasta que el cambio en cada barra sea menor que el valor mínimo especificado.

Primero examinamos soluciones para expresar la tensión de la barra en función de la potencia activa y reactiva suministrada por el generador a la barra o a las cargas conectadas a la barra, estimada o previamente calculada para otra tensión propia y mutua en el nodo de la barra. Las ecuaciones básicas se obtienen a partir de la formulación nodal de las ecuaciones de red. Derivaremos las ecuaciones para el sistema de cuatro barras y luego escribiremos las ecuaciones generales.

Designando la barra oscilante con el número 1, partiremos para el cálculo de la barra 2. Si P_2 y Q_2 son la potencia real y reactiva previstas que entran al sistema en la barra 2.

$$V_2 I_2^* = P_2 + jQ_2$$

De donde I_2 se expresa como:

$$I_2 = \frac{P_2 - jQ_2}{V_2^*}$$

Y en términos de las admitancias propia y mutua, de los nudos omitiendo los generadores y las cargas, puesto que la corriente en cada nudo se expresa como anterior.

$$\frac{P_2 - jQ_2}{V_2^*} = Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 + Y_{23}V_3 + Y_{24}V_4$$

Y despejando V_2 da

$$V_2 = \frac{1}{Y_{22}} \left[\frac{P_2 - jQ_2}{V_2^*} - (Y_{21}V_1 + Y_{23}V_3 + Y_{24}V_4) \right]$$

De la ecuación presentada, da un valor de V_2 modificando sobre la base de los valores P_2 y Q_2 predicho, estos valores tasados al inicio, se reemplazan en el segundo miembro del enunciado en las expresiones de las tensiones. El valor que fue calculado para V_2 y el valor estimado para V_2^* no llegan a la misma congruencia.

Por lo cual reemplazando el conjugado del valor obtenido de V_2 por V_2^* en la anterior ecuación, para hallar otro valor de V_2 , se conseguiría una correlación con un óptimo grado de exactitud después de múltiples interacciones y sería el valor enmendado de V_2 con las tensiones previstas y prescindiendo de tal potencia en las otras barras.

A su vez, este valor no sería el adecuado, sin embargo, la solución para V_2 con las condiciones de esas cargas especificadas, es porque las tensiones sobre las que está basado el cálculo de V_2 que básicamente son valores que se han estimado en las otras barras y además las tensiones reales no se conocen aún. Por lo que, se aconseja que en cada barra exista dos cálculos sucesivos de V_2 (el segundo igual que el primero, salvo la corrección de V_2^*), para que pueda continuar al siguiente.

Mientras que, el valor corregido de esta tensión, se determina en cada barra correspondiente, por lo que se usa para hallar la tensión corregida. El procedimiento se repite de manera sucesiva en todas las barras para completar la primera iteración. Lo que sigue después es repetir el proceso, múltiples veces, hasta que el valor de la corrección de la tensión en cada barra sea menor que el índice de precisión que viene predeterminado.

La experiencia con el método de Gauss – Seidel de resolución de los problemas de distribución de energía ha demostrado que se necesita un número excesivo de iteraciones antes de que la tensión corregida esté dentro de un índice aceptable de precisión, si la tensión corregida en una barra reemplaza simplemente al mejor valor anterior al progresar los cálculos entre barras.

1.3.1.2.3. *Método de Newton – Raphson*

Stevenson (1986), indica que:

Las expansiones de la serie de Taylor para funciones de dos o más variables son la base del método de Newton-Raphson para resolver problemas de investigación de carga. Las derivadas parciales de orden mayor que uno no se aceptan en la serie de términos del desarrollo de Taylor. No se da la justificación del método aquí.

La mayoría de los programas comienzan con una iteración de Gauss-Sidel para obtener un buen valor de tensión inicial en una iteración de Newton-Raphson. Estas tensiones luego se usan para calcular P en todos los buses excepto el del oscilador y Q en todos los buses donde se especifica la potencia reactiva. La diferencia entre los valores especificados y calculados se usa luego para determinar las correcciones de tensión del miembro. El proceso se repite hasta que se calculan los valores de P y Q o $|V|$ en todas las barras se desvían de los valores especificados por menos del índice de precisión definido.

El procedimiento se explica mejor examinando las ecuaciones involucradas. Como en el método de Gauss-Seidel, la barra oscilante se ignora en la solución iterativa, ya que se especifican el argumento del módulo y la tensión de la barra oscilante. En la barra k, P_k y Q_k , en un sistema de N barras, están dadas por la siguiente ecuación:

$$P_k - jQ_k = V_k^* \left(\sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \right)$$

Donde:

$$V_k = a_k + jb_k$$

Y

$$Y_{kn} = G_{kn} - jB_{kn}$$

Reemplazando estas ecuaciones en la siguiente:

$$P_k - jQ_k = V_k^* \left(\sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \right)$$

$$P_k - jQ_k = (a_k - jb_k) \sum_{n=1}^N (G_{kn} - jB_{kn})(a_n + jb_n)$$

Al igualar las partes reales en ambos lados de la presente ecuación se obtiene P_k e igualando las partes imaginarias tenemos Q_k . En las barras donde la tensión se puede controlar (barra p, por ejemplo), el cuadrado de la magnitud de la tensión es

$$|V_p|^2 = a_p^2 + b_p^2$$

Como vemos, para cada iteración se habrán calculados los cambios en a_p y b_p , aunque la sumatoria de estos cuadrados de a_p y b_p deban confluir al cuadrado del valor especificado en la barra de tensión controlada.

En el proceso y desarrollo iterativo, los valores calculados de P_k y Q_k o $|V|^2$ deben ser correlacionados con los valores determinados, y se definen los siguientes términos:

$$\Delta P_k = P_{k, espec} - P_{k, calc}$$

$$\Delta Q_k = Q_{k, espec} - Q_{k, calc}$$

O si se especifica el valor de la tensión en la barra k.

$$\Delta |V_k|^2 = |V_{k, espec}|^2 - |V_{k, calc}|^2$$

Estos valores de ΔP_k , ΔQ_k y $\Delta |V_k|^2$ se usan para calcular nuevos valores para las tensiones de barra que sólo se dará para un sistema de tres barras, donde la barra 1 es la barra oscilante, la barra 2, la barra de carga P_2 y Q_2 especificados y la barra 3, la barra con P_3 y $|V_3|$ especificadas.

La ecuación para el sistema de 3 barras, omitiendo la barra oscilante, es:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta |V_3|^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial a_2} & \frac{\partial P_2}{\partial a_3} & \frac{\partial P_2}{\partial b_2} & \frac{\partial P_2}{\partial b_3} \\ \frac{\partial P_3}{\partial a_2} & \frac{\partial P_3}{\partial a_3} & \frac{\partial P_3}{\partial b_2} & \frac{\partial P_3}{\partial b_3} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial a_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial a_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial b_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial b_3} \\ \frac{\partial |V_3|^2}{\partial a_2} & \frac{\partial |V_3|^2}{\partial a_3} & \frac{\partial |V_3|^2}{\partial b_2} & \frac{\partial |V_3|^2}{\partial b_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta a_2 \\ \Delta a_3 \\ \Delta b_2 \\ \Delta b_3 \end{bmatrix}$$

Se le denomina matriz Jacobiana a la matriz cuadrada de derivadas parciales. Los elementos jacobianos se encuentran tomando derivadas parciales de las expresiones para P_k y Q_k y sustituyendo las restricciones asumidas en la primera iteración o calculadas en la última. Las cantidades desconocidas en la ecuación anterior son los elementos de la matriz de la columna con los incrementos de los componentes de tensión reales e imaginarios. La ecuación se puede resolver por inversión jacobiana. A los valores de tensión anteriores se les suma Δa_k y Δb_k para obtener la nueva tensión y calcular P_k y Q_k o $|V_k|^2$, y este proceso se repite varias veces hasta alcanzar el índice de precisión estimado. El método se resume en los siguientes pasos:

1. Se calculan P_k y Q_k o $|V_k|^2$ (para toda k excepto $k=1$, donde la barra 1 es la barra oscilante) de las tensiones que se obtienen por la iteración de Gauss – Seidel para la primera iteración de Newton – Raphson que por consiguiente se ve obtenida en el paso 5 para iteraciones posteriores y para esto se usan las siguientes ecuaciones:

$$P_k - jQ_k = (a_k - jb_k) \sum_{n=1}^N (G_{kn} - jB_{kn})(a_n + jb_n)$$

$$|V_p|^2 = a_p^2 + b_p^2$$

2. Se determinan ΔP_k , ΔQ_k y $\Delta |V_k|^2$ (para todo k , excepto para $k=1$) de las ecuaciones:

$$\Delta P_k = P_{k, espec} - P_{k, calc}$$

$$\Delta Q_k = Q_{k, espec} - Q_{k, calc}$$

$$\Delta|V_k|^2 = |V_{k,espec}|^2 - |V_{k,calc}|^2$$

Si todos los valores son menores que el índice de precisión, para estas iteraciones, se calculan P_1 y Q_1 y darán la solución completa, incluido el flujo y otros resultados deseados.

3. Si la precisión deseada no se ha logrado, los factores de Jacobiana se evalúan al reemplazar las ecuaciones derivadas parciales (obtenidas al distinguir las ecuaciones para P_k y Q_k) la tensión se asume para la primera iteración u obtenida en el paso 5. Para las siguientes iteraciones.
4. Se resuelve la ecuación

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta|V_3|^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial a_2} & \frac{\partial P_2}{\partial a_3} & \frac{\partial P_2}{\partial b_2} & \frac{\partial P_2}{\partial b_3} \\ \frac{\partial P_3}{\partial a_2} & \frac{\partial P_3}{\partial a_3} & \frac{\partial P_3}{\partial b_2} & \frac{\partial P_3}{\partial b_3} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial a_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial a_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial b_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial b_3} \\ \frac{\partial |V_3|^2}{\partial a_2} & \frac{\partial |V_3|^2}{\partial a_3} & \frac{\partial |V_3|^2}{\partial b_2} & \frac{\partial |V_3|^2}{\partial b_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta a_2 \\ \Delta a_3 \\ \Delta b_2 \\ \Delta b_3 \end{bmatrix}$$

Para Δa_k y Δb_k (para todo k excepto k=1.

5. Por ende, se determinan las tensiones nuevas en las barras adicionando los incrementos de tensión a los valores anteriores que se han obtenido.
6. Por último, se regresa al paso 1.

El número de repeticiones que requiere el método de Newton-Raphson utilizando la redundancia de barras es prácticamente independiente del número de barras. El tiempo del método de Gauss-Seidel aumenta casi directamente con el número de barras. Por otro lado, el cálculo de los elementos jacobianos requiere mucho tiempo y el tiempo de iteración es significativamente más largo que en el método de Newton-Raphson. Excepto para sistemas muy pequeños, con igual precisión, el método de Newton-Raphson consume menos tiempo de cálculo.

1.3.1.3. Análisis de Cortocircuito

1.3.1.3.1. Definición de cortocircuitó según Kindermann (2010)

Es la conexión accidental o intencional de dos o más puntos a diferente tensión de un camino de baja impedancia. Por consiguiente, la corriente de cortocircuitó es el resultado de un cortocircuitó en una red eléctrica.

El análisis de cortocircuito sirve para determinar las características interruptivas de los elementos de desconexión, para realizar un estudio de selección y coordinación, para hacer los estudios térmicos y dinámicos; como también para relacionar los efectos del cortocircuito con otros estudios de sistema como los estudios de estabilidad.

Así mismo, se puede precisar que el análisis de cortocircuito es un análisis cuasi estacionario de los sistemas de potencia, que permite obtener potencia y corriente de cortocircuito en las barras y líneas de un sistema. Además, permite obtener los aportes al cortocircuito de las ramas a una barra de un sistema, al mismo tiempo, permite conocer la fortaleza de un sistema en una barra determinada.

1.3.1.3.2. Importancia y aplicaciones según DIT Perú (2020)

El análisis de cortocircuitó sirve para verificar la adecuación del equipo de maniobra (interrupción) existente, para determinar los ajustes de relés de protección, para determinar los efectos de las corrientes de cortocircuitó en cables, líneas, barras, transformadores y reactores; así mismo, interviene en el análisis de fallas, en el diseño de subestaciones e instalaciones (selección de equipamiento, aterramiento de neutro, malla de puesta a tierra y selección de cables) y en el análisis de sistemas de potencia ante cambios en la topología del sistema.

Como también, sirve para determinar la coordinación de los equipos de protección; para determinar si los dispositivos de protección pueden tolerar la corriente de falla y evaluar el límite térmico entre cables y líneas de transmisión.

Según Kindermann (2010) indica que el conocimiento de la corriente de cortocircuito tiene diversos objetivos como:

- Dimensionar la LT en referencia a su límite soportable de temperatura debido al cortocircuito.
- Dimensionar el TC referido al nivel de saturación de su curva de magnetización definida por su clase de precisión.
- Efectuar las coordinaciones de protección.
- Conocer el tiempo de actuación de relés, consecuentemente el tiempo de eliminación de falla, dato importante para el estudio de la estabilidad dinámica del sistema eléctrico.

1.3.1.3.3. Ocurrencias de los tipos de cortocircuito en los sistemas electricos

Los tipos de cortocircuito son trifásicos, bifásicos, bifásicos a tierra y monofásicos a tierra. Siendo el cortocircuito trifásico el más raro que ocurra, por otro lado, el cortocircuito monofásico a tierra es el más común.

Tabla 1:

Ocurrencias de Cortocircuitos

Tipos de cortocircuitos	Ocurrencias en %
3Ø	6
2Ø	15
2Ø - Tierra	16
1Ø - Tierra	63
Total	100

Nota: Fuente (Kindermann, 2010)

Asimismo, los cortocircuitos pueden ser permanentes o temporales; los cortocircuitos permanentes son del tipo irreversible hasta el punto de falla y solamente después de la reparación el sistema será restablecido; el cortocircuito temporal, ocurren sin ocasionar defectos en la red, la cual es despegado mediante las actuaciones de las protecciones. (Kindermann, 2010).

1.3.1.3.4. *Ocurrencia de cortocircuito permanente y temporal*

Según lo indicado por Kindermann (2010), el cortocircuito monofásico a tierra es el de mayor incidencia en todos los sistemas eléctricos y de este, el predominante es el cortocircuito temporal.

Tabla 2:

Ocurrencia de cortocircuito permanente y temporales

Cortocircuito 1Ø - Tierra	Ocurrencias en %
Permanente	4
Temporal	96
Total	100

Nota: Fuente (Kindermann, 2010)

1.3.1.3.5. *Resistencia del arco eléctrico*

En el punto del cortocircuito siempre existe el arco eléctrico. Asimismo, “La corriente de cortocircuito, debido al calentamiento propicia la ionización del aire posibilitando la aparición del arco eléctrico” (Kindermann, 2010).

Asimismo, Kindermann (2010) indica que:

Si el conductor se aleja del suelo, el arco eléctrico mantiene la continuidad del cortocircuito. El arco eléctrico funciona como un verdadero soplete (para soldar), quemando, fundiendo, carbonizando los materiales alcanzados por el arco, propiciando destrucción e incendio. Un ejemplo de arco eléctrico es el cortocircuito 1Ø – Tierra (p. 190).

La resistencia de arco eléctrico se puede calcular a través de la fórmula de Warrington y la cual se expresa matemáticamente de la siguiente manera:

$$R_{\text{arco eléctrico}} = \frac{28707L}{I^{1.4}} [\Omega]$$

Dónde: L, Longitud de arco eléctrico en metros.

I, Corriente eléctrica (A) de cortocircuito, siendo $I \leq 1000$ A.

1.3.1.3.6. Transformador de aterramiento

Muchos sistemas eléctricos instalados aun en el Perú, operan totalmente aislados de la tierra o aterrados a través de una alta impedancia. Estos tipos de sistemas tienen una desventaja que es caracterizada por la insensibilidad a las fallas 1Ø – Tierra.

Kindermann (2010) indica que, estas fallas 1Ø – Tierra, por no caracterizar un cortocircuito, no posibilitan la actuación de la protección, asimismo, indica “Que, en un sistema aislado, el conductor puede caer en el suelo sin que la protección actúe, y que la falla solo será percibida cuando en otra fase la falla a tierra ocurra en algún lugar del sistema”.

Por ende, para entender la ventaja principal de un sistema aterrado, es la alta sensibilidad a las fallas 1Ø – Tierra y por cual existe la necesidad de un sistema aterrado. Los sistemas aislados pueden ser sistemas aterrados mediante el uso de transformadores de aterramiento y los más comunes son el empleo de transformadores de aterramiento en ZIG – ZAG.

Kindermann (2010) indica que “El transformador de aterramiento Zigzag, es un transformador común 1:1 conectado especialmente como autotransformador, cuyas bobinas de fase distintas compartirán el mismo flujo magnético”.

1.3.1.3.7. Cálculo del cortocircuito 3Ø y 1Ø – Tierra

Cortocircuito Trifásico:

$$I_{cc_{3\phi}} = \frac{E_a}{X_1}$$

Cortocircuito 1Ø – Tierra:

$$I_{cc_{1\phi-t}} = \frac{3 \cdot E_a}{X_1 + X_2 + X_3}$$

1.3.1.4. Coordinación de protecciones

1.3.1.4.1. Objetivos

- a) Seguridad a las personas: Previene lesiones y fatalidades.
- b) Protección a los equipos: Aísla los equipos en caso de condiciones anormales.

- c) Protección al proceso: Permite una operación normal y reduce las pérdidas por paradas en el proceso.
- d) Selectividad / grado (Grading) / Discriminación: Asilamiento mínimo del sistema en caso de condiciones anormales y permite una operación normal del resto del sistema eléctrico.
- e) Confiabilidad y costo: Máxima confiabilidad alcanzable para protección y coordinación a un costo mínimo.

1.3.1.4.2. Principios generales

Se puede definir a la coordinación de protecciones como la ciencia, la habilidad y el arte de aplicar y ajustar los dispositivos de protecciones y así generar máxima sensibilidad a las fallas y a las condiciones intolerables. (Valderrama, 2016).

Asimismo, las funciones de todo sistema de protección en la red de distribución, es el de preveer, localizar y excluir las condiciones del desperfecto encontrado, previniendo así daños a todo el sistema y a su vez reduciendo al mínimo los disturbios, que se puede ocasionar a los usuarios (IEEE Industry Applications Society, 2001).

La protección de sobrecorriente es uno de los criterios más antiguos utilizados para proteger todos los componentes de un sistema eléctrico. Se utiliza como principal protección en alimentos de distribución radial y transformadores de baja potencia; Y como la protección de las copias de seguridad en los equipos eléctricos más importantes, como los generadores, los transformadores de gran resistencia, barra, línea de transmisión, etc (Valderrama, 2016).

Por lo tanto, COES SINAC (2018) nos da a entender que, la protección de sobrecorriente lo que hace es medir la corriente de cada fase y la corriente homopolar, con la única finalidad de detectar sobrecorriente que se puedan producir en una falla polifásica o monofásica. Por consiguiente, los principios comunes de

coordinación para cualquier dispositivo de sobrecorriente se basan en las siguientes reglas generales:

- a) Rapidez: Toda coordinación deberá ser tan rápida como para desconectar la parte afecta en el menor tiempo posible.
- b) Selectividad: Continuidad del servicio con las desconexiones mínimas en el sistema. Aislar la zona de ocurrencia de la falla.
- c) Sensibilidad: Detectar una falla por muy pequeña que sea. Se refiere al valor mínimo que se requiere para que la protección actúe.
- d) Simplicidad: Mínimos equipos de protección y circuitos asociados para lograr los objetivos.
- e) Economía: Máxima protección al mínimo costo.

1.3.1.4.3. Funciones de protección de sobrecorriente

La norma ANSI nos explica que, existe una codificación de uso universal, para esto existen unos códigos que corresponden a las múltiples funciones de sobrecorriente y son los siguientes según Valderrama (2016):

- a) 50, Relé instantáneo de sobreintensidad para fallas entre fases.
- b) 50N, Relé instantáneo de sobreintensidad para fallas a tierra.
- c) 51, Relé temporizado de sobreintensidad para fallas entre fases.
- d) 51N, Relé temporizado sobreintensidad para fallas a tierra.
- e) 67, Relé direccional de sobreintensidad para fallas a tierra.
- f) 67N, Relé direccional sobreintensidad para fallas a tierra.

1.3.1.4.4. Protección de sobrecorriente - tipos de unidades

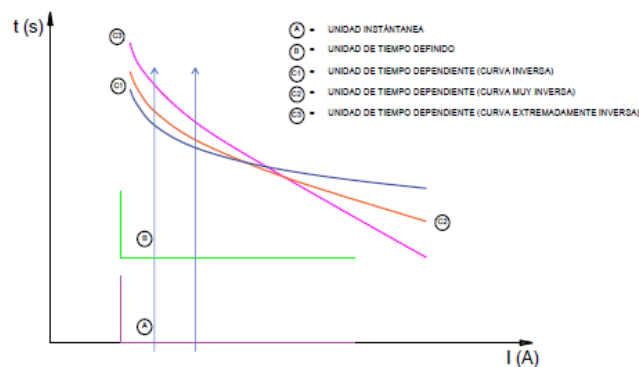
La protección contra sobrecorriente utiliza diferentes tipos de unidades de protección. Por lo que, las unidades de sobrecorriente se clasifican de acuerdo con su tiempo de operación, configuradas de la siguiente manera COES SINAC (2018):

- a) **Unidad instantánea:** El relé opera instantáneamente cuando la corriente medida excede el umbral establecido. Por ende, estos se utilizan para eliminar instantáneamente los cortocircuitos.

- b) **Unidad de tiempo definido o independiente:** El relé trabaja después de un período de ajuste, cuando la medición actual excede el umbral de configuración. Por lo que, esta unidad se puede obtener utilizando de acuerdo a una unidad instantánea y un temporizador que crea el tiempo requerido.
- c) **Unidad de tiempo dependiente:** La característica principal de este dispositivo es que el tiempo de funcionamiento depende de la corriente medida, es decir, cuanto mayor sea la corriente medida, menor será su tiempo de funcionamiento. Existen varios tipos de curvas de operación, dependiendo en qué medida disminuye el tiempo de operación a medida que aumenta la corriente de falla, sin embargo, existen tres curvas estándar: inversa, muy inversa e inversa. Estas curvas son las más utilizadas en sistemas de potencia porque permiten una buena coordinación entre relés ubicados en diferentes lugares.

Figura 2:

Gráfico de protección de sobre corriente – Tipos de unidades



1.3.1.4.5. Protección de sobre corriente – características de operación.

En las protecciones de sobrecorrientes, se pueden utilizar diferentes tipos de curvas de funcionamiento según Cruzado & Santos (2019).

Curva normalmente inversa (NI): Este es el tipo de curva más utilizada en los sistemas de protección, se recomienda utilizarla cuando el nivel de corriente de cortocircuito difiere significativamente entre los dos puntos.

Curva muy inversa (MI): Este tipo de curva debe usarse cuando los niveles de corriente de cortocircuito tienen una pequeña diferencia entre dos puntos.

1.3.1.4.6. Protección de sobrecorriente – Curva características

La fórmula empleada para el cálculo es la siguiente:

$$t(s) = TD * \left(\frac{A}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^C - 1} + B \right)$$

Donde:

t, Tiempo de actuación en segundos.

TD, Ajuste del dial.

I_p, Ajuste de la corriente de arranque.

A, B, C, Constantes.

I, Corriente de falla.

Los valores de las constantes definidos en la norma IEC 255-4 (ó también IEC 60255-3 y BS 142), son los siguientes:

Tabla 3:

Valores de las constantes – Norma IEC 255-4

Curva	A	B	C
C1 Normal Inverse	0,14	0,02	0
C2 Very Inverse	13,5	1,0	0
C3 Extremely Inverse	80	2,0	0
C4 Long Time Inverse	120	1,0	0
C5 Short Time Inverse	0,05	0,04	0

Nota: Los valores de las constantes definidos según la norma IEEE std C37.112 son los siguientes:

Tabla 4:*Constantes – Norma IEEE std C37.112*

Curva	A	B	C
Moderately Inverse	0,0515	0,1140	0,02
Very Inverse	19,61	0,491	2,0
Extremely Inverse	28,20	0,1217	2,0

Nota: Los valores de las constantes definidos para el tipo de curvas U.S (empleadas por los relés SEL-Schweitzer Engineering Laboratories) son los siguientes:

Tabla 5:*Constantes Curva U.S.*

Curva	A	B	C
U1 Moderately Inverse	0,0104	0,0226	0,02
U2 Inverse	5,95	0,180	2,0
U3 Very Inverse	3,88	0,0963	2,0
U4 Extremely Inverse	5,64	0,02434	2,0
U5 Short Time Inverse	0,00342	0,00262	0,02

Nota: Cada valor de la constante va en relación a la curva U.S.

1.3.1.4.7. Dispositivos de protección para sistema de distribución según

Wikimedia (2021).

En los sistemas de distribución se utilizan varios tipos de dispositivos de protección, como son: los fusibles, seccionadores, reconectores, relés direccionales, relés de sobrecorriente, y relés de recierre.

- a) **Fusible:** Dispositivo de protección dotado de cierto poder de corte, a fin de cortar automáticamente el circuito eléctrico (por fusión del elemento fusible) cuando la corriente pasante supera el valor de diseño.

Las características de los fusibles son:

- a) Respuesta de tiempo dependiente.
- b) Capacidad de limitar la corriente de cortocircuito.
- c) Capacidad de operación para corrientes superiores a la nominal.
- d) El elemento fusible es destruido en la operación

La coordinación entre fusibles se considera que el tiempo de coordinación no debe ser superior al 75% del tiempo de mínima fusión del fusible de respaldo. Esto garantiza la correcta coordinación entre fusibles.

Wikipedia (2021), indica que el fusible esta formado por un soporte y un filamento o lamina y sirve de protección contra sobrecarga de corriente eléctrica por fusión. Asimismo, indica que es el dispositivo mas antiguo de protección contra posibles fallos en circuitos electricos.

Figura 3:

Fusible elemento simple

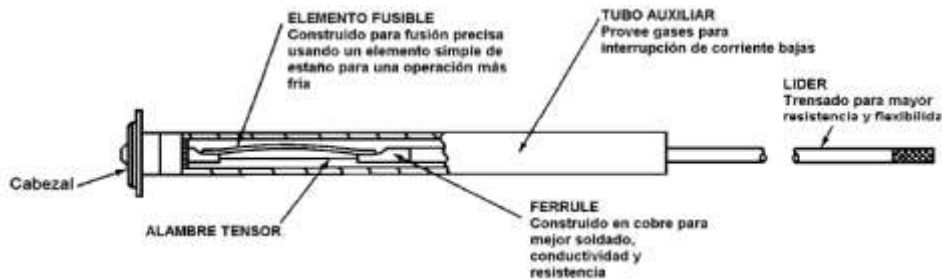


Figura 4:

Fusible elemento dual

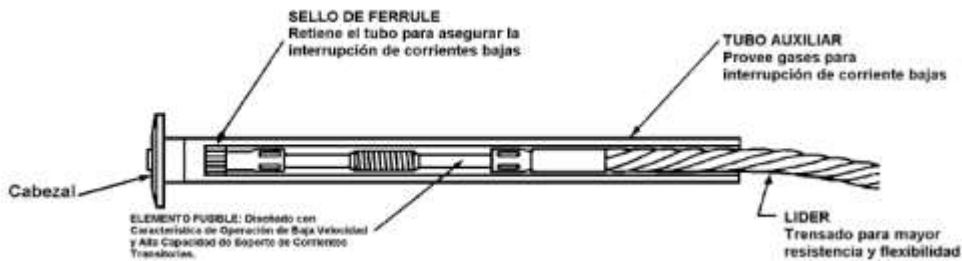
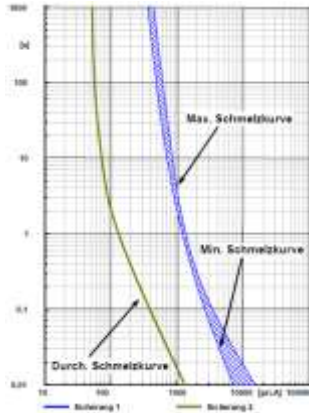


Figura 5:

Curvas de fusión del fusible



- b) **Reconectores - Recloser:** Un reconector es un dispositivo de interrupción asociado con un elemento de medición y control. Estos dispositivos se utilizan para proteger instalaciones con alta probabilidad de fallos transitorios (aquellos que se eliminan al aislar temporalmente la instalación, sin necesidad de acción correctiva). Asimismo, los reconectores son también usado como medio de protección para sistemas de utilización.

Según lo indicado por Castellanos (2019), los reconectores tienen como objetivo principal diferenciar entre una falla transitoria y una falla permanente, lo cual proporciona a la falla transitoria un tiempo para que se libere y la misma tenga la capacidad de reconexión hasta tres veces, si la falla persiste entonces será tomada como una falla permanente.

Castellanos (2019) indica: La secuencia de operación es un proceso que se puede configurar, regularmente la secuencia está definida por cuatro operaciones, teniendo en cuenta que cada operación es la apertura del

reconector. La rapidez de cada apertura se puede establecer ajustando en el reconector la curva que se empleara en la primera, segunda, la tercera y la cuarta apertura.

Asimismo, los reanectores tienen curvas que pueden ser empleadas para la coordinaci3n con otros equipos de protecci3n.

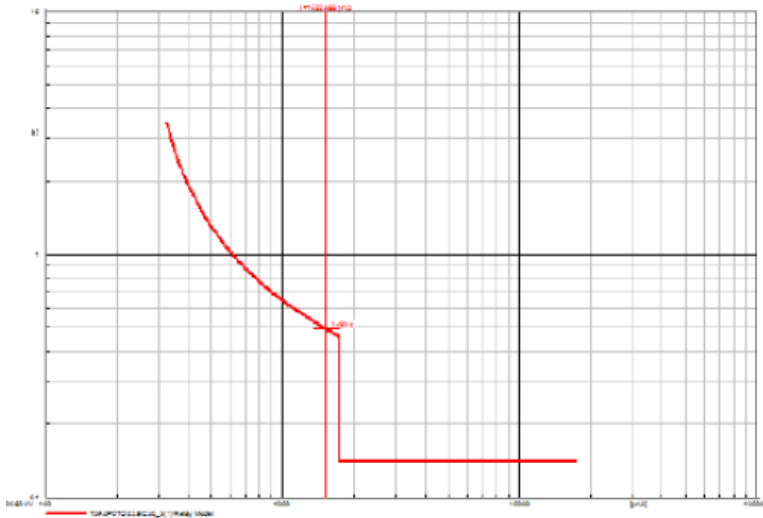
Figura 6:

Recloser



Figura 7:

Curva de reanector



c) **Seccionizador:** Son dispositivos de protecci3n de aislamiento de zona afectada, no capaces de cortar la corriente de falla. Por ende, esta funci3n se implementa en los reanectores asociados al seccionador. Los seccionizadores siempre operan con un reanector ubicado arriba de los seccionizadores. La ventaja es que no afecta la coordinaci3n entre

reconectores, no se adiciona otra curva de protección y permite tener un sistema más confiable.

Figura 8:

Seccionalizador tipo seco.



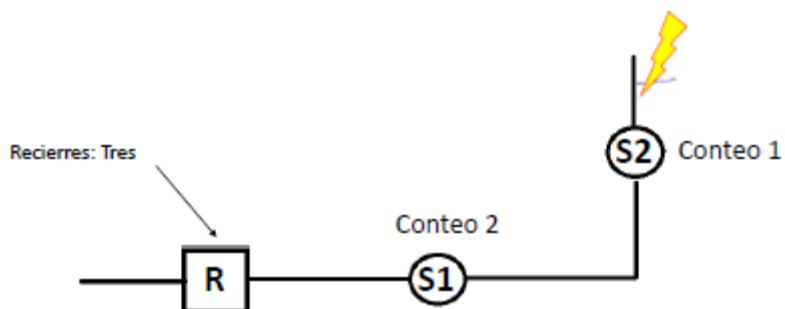
Figura 9:

Seccionalizador tipo Autolink



Figura 10:

Ubicación de Reconector con seccionalizadores.



- d) **Relé de sobrecorriente:** Castellanos (2019) indica que este equipo de protección son muy usados en sistemas radiales de distribución. Asimismo,

indica que es un sistema de respaldo en equipos de gran utilidad del sistema de potencia entre las cuales se encuentra los centros de generacion, transformadores de potencia y redes en Media Tension.

Valderrama (2016), indica que los relés proveen la inteligencia necesaria para ver las corrientes de fallas, temporizar, recerrar y en general controlar la operación de los interruptores de potencia. Asimismo, indica que en los sistemas de distribución los relés básicos empleados son el relé de sobrecorriente (instantáneo y temporizado), el relé de sobrecorriente direccional y el relé de recierre.

En un relé de sobrecorriente opera cuando por el dispositivo circula una corriente superior o igual a la corriente de ajuste, Valderrama (2016).

Valderrama (2016) indica que existen relés instantáneos con el N° 50 y relé temporizado con el N° 51. De lo cual el relé instantáneo no tiene un retraso intencional en su tiempo de operación y el relé temporizado se ajusta el tiempo de operación, de lo cual el relé temporizado existen dos tipos uno de tiempo definido y de otro de tiempo inverso. En los relés de sobrecorriente se puede definir tres ajustes, en la corriente de arranque (Ipu), el tiempo de operación y la corriente de arranque de la unidad instantánea (Ipu-50).

- e) **Relé direccional:** Valderrama (2016) indica lo siguiente “En los puntos de protección, donde la corriente de falla puede fluir en ambas direcciones, es necesario “Direccional” la operación de los relés de sobrecorriente, de tal forma que estos operen solamente cuando la corriente de falla fluya desde la barra hacia la línea. Para lograr este direccionamiento se emplean los relés direccionales” (p. 37).

II. Formulación del Problema

Debido a que en los últimos años ha crecido la demanda eléctrica en la zona urbana rural de la localidad de La Cruz, ubicado en el departamento de Tumbes y a las diversas remodelaciones que ha sufrido el alimentador 1052 la han alejado de su condición inicial de operación, produciendo así múltiples interrupciones y fallas de cortocircuitos en la línea de media tensión 10 kV, afectando a las localidades de Caleta La Cruz y la zona industrial de la misma localidad; conllevando a la pérdida de confiabilidad, seguridad y selectividad del sistema eléctrico Zorritos de la concesionaria eléctrica ELECTRONOROESTE S.A.. Además, ELECTRONOROESTE S.A. ha previsto un nuevo suministro para dicho alimentador desde la SET Charán (propiedad de ELECTROPERÚ) de la cual ya no se alimentaría en 22.9 kV si no en 10 kV. Por ende, de acuerdo a esto el problema se ha formulado a continuación:

2.1. Problema general

¿Cuál es la influencia del ajuste de coordinación de protección ante el incremento de la demanda y por reubicación de salida del alimentador de media tensión 1052 de Electronoroeste S.A.?

2.2. Problemas específicos

- ¿Cuál es la influencia del ajuste de coordinación de protección ante el incremento de la demanda y por reubicación de salida del alimentador de media tensión 1052, el análisis en la simulación de flujo de potencia?
- ¿Cuál es la influencia del ajuste de coordinación de protección ante el incremento de la demanda y por reubicación de salida del alimentador de media tensión 1052, el análisis en la simulación de cortocircuito?
- ¿Cuál es la influencia del ajuste de coordinación de protección ante el incremento de la demanda y por reubicación de salida del alimentador de media tensión 1052, la ubicación para la instalación de nuevos equipos de protección?

III. Justificación e Importancia del Estudio

La investigación realizada tiene como objetivo establecer una adecuada coordinación de protecciones en MT entre los elementos de protección relé-recloser-fusibles instalados en el sistema de distribución en 10 kV del alimentador 1052, perteneciente al sistema eléctrico Zorrito de Electronoroeste S.A., para garantizar así las interrupciones innecesarias y por consiguiente la continuidad del servicio eléctrico.

3.1. Justificación teórica

La presente tesis se formula una metodología usando aportes y conceptos teóricos para la coordinación de protecciones en el sistema de distribución y el uso de herramientas computacionales, como el software Power Factory - DigSilent para el análisis de flujo de potencia, análisis de cortocircuito y coordinación de equipos de protecciones, cumpliendo así con lo estipulado en el NTCSE.

3.2. Justificación metodológica

La presente tesis la metodología que se empleara para establecer una adecuada coordinación de protecciones de los equipos de media tensión instalados en el sistema de distribución en 10 kV del alimentador 1052, perteneciente al sistema eléctrico Zorrito de Electronoroeste S.A., es la simulación del flujo de carga, fallas trifásicas, fallas bifásicas, fallas monofásicas con una impedancia de contacto de 100 ohmios.

3.3. Justificación social

La presente tesis tiene justificación social porque permite garantizar el suministro de energía eléctrica de manera continua, eficiente y confiable a las localidades de Caleta La Cruz y la zona industrial de la misma localidad a través de la mejora en la coordinación de protecciones en media tensión entre los equipos de protección como relé-Recloser-fusibles instalados en el sistema de distribución en 10 kV del alimentador 1052, perteneciente al sistema eléctrico Zorrito de Electronoroeste S.A.

3.4. Justificación económica

La presente tesis tiene justificación económica por que al realizar una adecuada coordinación de protecciones se evita las interrupciones eléctricas que pueda sufrir el sistema y así la concesionaria eléctrica disminuirá las compensaciones por mala calidad de suministro, asimismo, evitara procesos administrativos de sanciones por incumplimiento de indicadores.

3.5. Logros alcanzados

Con la elaboración de la tesis se logró alcanzar una propuesta de coordinación de protección que nos asegure la selectividad entre los equipos de protección (relé-recloser-fusible) y de esta manera brindar una adecuada confiabilidad y seguridad al sistema eléctrico de distribución.

IV. Hipótesis

El ajuste de coordinación de protección mejorara el suministro de energía eléctrica en el sistema eléctrico Zorritos, alimentador de media tensión 1052 de Electronoroeste S.A. Por lo cual garantizara así las interrupciones innecesarias y por consiguiente la continuidad del servicio eléctrico cumpliendo con lo establecido en la NTCSE.

V. Objetivos

5.1. Objetivo General

Establecer una correcta coordinación de protección en media tensión entre los equipos de protección como relé-recloser-fusible instalados en el alimentador 1052, perteneciente al sistema eléctrico Zorrito de Electronoroeste S.A.

5.2. Objetivos Específicos

- a) Realizar el análisis de flujo de potencia de todo el alimentador 1052, con los parámetros eléctricos actualizados, utilizando el software DigSilent Power Factory.

- b) Realizar el análisis de cortocircuito monofásico, bifásico y trifásico en la barra de salida del alimentador 1052, en el punto más lejano del alimentador (extremo remoto), para obtener las potencias y corrientes de cortocircuito que se presentan en el alimentador 1052, utilizando el software DigSilent Power Factory.
- c) Establecer la ubicación para la disposición de los nuevos equipos de protección que ayudaran a mejorar la coordinación de protección del alimentador 1052 en la localidad de La cruz (sistema eléctrico Zorritos – Tumbes).
- d) Establecer un análisis económico sobre la correcta coordinación de protección en media tensión entre los equipos de protección como relé-recloser-fusible instalados en el alimentador 1052, perteneciente al sistema eléctrico Zorrito de Electronoroeste S.A.

VI. MATERIAL Y MÉTODO

6.1. Tipo y Diseño de Investigación

El tipo de investigación es aplicada porque realizaremos simulaciones del alimentador 1052 de Electronoroeste S.A., ya que se busca conocer para hacer, actuar, construir y modificar conforme al estudio de coordinación de protección los ajustes de los equipos de protección.

6.2. Población y Muestra

Población: Sistema eléctrico Zorrito de Electronoroeste S.A.

Muestra: Alimentador de media tensión 1052 de Electronoroeste S.A.

6.3. Variables, Operacionalización

a) Variables

Las variables y los respectivos indicadores que se plantearán en la presente tesis serán los siguientes:

Variable independiente: Coordinación de protecciones.

Variable dependiente: Alimentador 1052, perteneciente al sistema eléctrico Zorrito de Electronoroeste S.A.

b) **Operacionalización**

Tabla 6:

Tabla de Operacionalización

Variable	Definición conceptual	Definición operativa	Indicador
Variable independiente: Coordinación de protección.	.-Coordinación de protección en media tensión entre los elementos relé-recloser-fusible, instalados en el alimentador 1052 perteneciente al sistema eléctrico Zorrito de Electronoroeste S.A.	.-Evita interrupciones innecesarias en las localidades o sectores donde no estén afecto a las fallas. .-Las normas peruanas exigen cada vez menos interrupciones y el mejoramiento de la calidad del servicio lo cual conlleva al cumplimiento de los indicadores. .- Permite mejorar la selectividad entre	.-Estudio de coordinación de protecciones a través del software DigSilent Power Factory. .-Calibración de fusible. .-Nivel de tensión. .-Nivel de corriente de cortocircuito.

Variable	Definición conceptual	Definición operativa	Indicador
Variable dependiente: Alimentador 1052 de Electronoroeste S.A.	.-Alimentador 1052 perteneciente al sistema eléctrico Zorrito de Electronoroeste S.A. El cual está considerado como nuestra área de influencia de estudio de la presente tesis.	los equipos de protección y de esta manera brindar una adecuada confiabilidad y seguridad al sistema eléctrico. .-Operar el sistema eléctrico Zorrito bajo los estándares de calidad (Suministro y producto)	.-Continuidad del servicio eléctrico en las localidades o sectores donde no estén afecto a las fallas.

6.4. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos, Validez y Confiabilidad

Para la recopilación de los datos de los elementos existentes en el alimentador 1052 perteneciente al sistema eléctrico Zorrito de Electronoroeste S.A., se utilizó la técnica de revisión de la información brindada por Electronoroeste S.A. como datos técnicos y eléctricos de los elementos instalados, diagramas unifilares, archivo gis de la topología del sistema eléctrico y datos de máxima demanda del alimentador 1052.

Asimismo, para la recolección de datos se realizó visita a campo, donde se pudo obtener datos técnicos de la celda de salida del alimentador 1052 y datos técnicos de los equipos de protección existentes en el alimentador 1052.

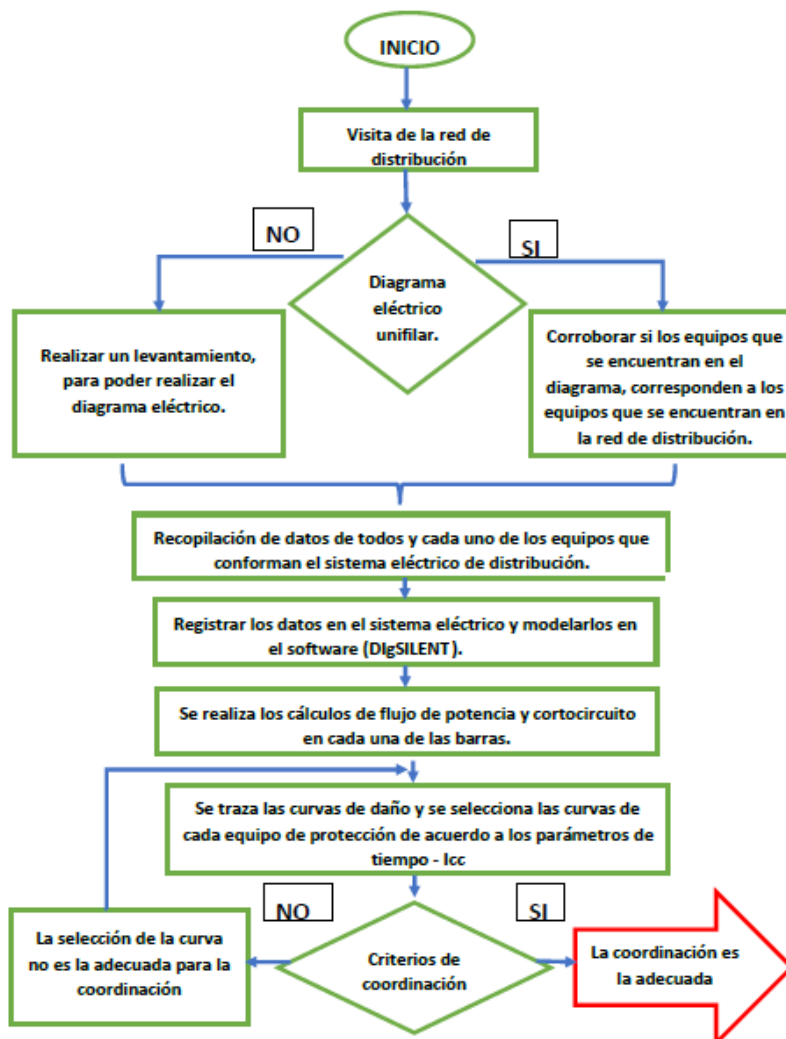
6.5. Procedimientos de Análisis de Datos

El instrumento de análisis de datos que emplearemos es el software DigSilent Power Factory, el cual nos permitirá calcular, modelar, simular flujos de cargas, cortocircuitos, coordinación y ajustes de los equipos de protección instalados en el alimentador 1052 perteneciente al sistema eléctrico Zorrito de Electronoroeste S.A.

El software DigSilent Power Factory reúne las características necesarias para el desarrollo de la investigación, la cual obtuvimos como resultado final el ajuste de las protecciones con los ajustes más óptimos.

Figura 11:

Diagrama de flujo para coordinación de protecciones.



6.6. Criterios Éticos

En la presente tesis se puede probar y evidenciar que los resultados son obtenidos de forma objetiva; asimismo, se tuvo el cuidado y protocolo pertinente de ejercer un respeto hacia la propiedad intelectual.

6.7. Criterios de Rigor Científico

- Generalización: En todo el proceso se organizó debidamente la información obtenida de Electronoroeste S.A. en carpetas digitales.
- Validez: Se eligen las variables importantes relacionadas al problema de la investigación.
- Fiabilidad: El ajuste de la coordinación de protección se verificará mediante las coordinaciones y ajustes de los equipos de protección instalados en el alimentador 1052 perteneciente al sistema eléctrico Zorrito de Electronoroeste S.A., simulaciones que se verificarán mediante el software DigSilent Power Factory.
- Replicación: Las técnicas y criterios están orientados a agilizar los procesos similares en investigaciones futuras.

VII. RESULTADOS

7.1. Resultados en Tablas y Figuras

7.1.1. Descripción del alimentador 1052

El alimentador 1052 se encuentra ubicado en el departamento de Tumbes, el tiempo de traslado desde las localidades que alimenta el alimentador 1052 como caleta la cruz y la zona industrial de la misma localidad hacia la ciudad de Tumbes es de aproximadamente 15 minutos.

Tumbes se encuentra en una zona completamente tropical, la cual se encuentra ubicada en la orilla norte del río Tumbes, este sirve de límite natural ya que la ciudad no se extiende en absoluto a la orilla sur del río, en la ciudad de Tumbes se encuentra rodeada de una vasta vegetación y esta aproximadamente 1256 km al norte desde Lima (transporte vía terrestre).

Tumbes es geográficamente tropical y de sabana tropical, tiene un clima cálido y semihúmedo durante todo el año, recibiendo 464.1 mm de precipitación promedio anual, aunque debido al calentamiento global cada vez la cantidad de lluvia que cae en tumbes es mayor especialmente concentrándose en los meses de verano, semejante a los climas monzónicos debido a que posee una estación seca en el invierno austral y con lluvias en el verano austral, siendo su temperatura promedio anual de 25 °C.

El área de influencia del estudio de coordinación de protecciones está dado por el alimentador 1052 que es alimentado desde la SET La Cruz, el cual pertenece al sistema eléctrico Zorritos de propiedad de la concesionaria eléctrica Electronoroeste S.A., dicho alimentador opera bajo una configuración radial que distribuye energía eléctrica trifásica en 10 kV, tiene un recorrido de 7.5 km de red primaria y cuenta con 24 subestaciones de distribución las cuales abastecen de energía eléctrica a las localidades de Caleta La Cruz y la zona industrial de la misma localidad.

Tabla 7:

Datos del alimentador

UU.NN	Alimentador	N° S.E. Distribución	N° Total de clientes	Longitud total RP (km)	Nivel de tensión
Tumbes	1052	24	2594	7,5	10 kV - 3Ø

Fuente: Electronoroeste S.A.

La SET La Cruz, cuenta con un transformador de potencia de 33/10 kV de 2,5 MVA, desde esta SET sale un solo alimentador (01); el 1052 de 3x35 mm² ACSR con una longitud de 7,5 km, que alimenta a la localidad de La Cruz y la zona industrial de la misma localidad.

El alimentador 1052 es del tipo aéreo, simple terna en 10 kV que alimenta a la zona urbana de la localidad de La Cruz y la zona industrial de la misma localidad (hoteles, fábricas, etc.). Tiene conductores ACSR y están tendidos sobre postes de concreto en buen estado y otros con una antigüedad de más de 15 años y algunos en postes de madera los cuales tienen

más de 25 años de antigüedad. Las subestaciones de distribución son del tipo aéreo con transformadores trifásicos; 10/0,40-0,23 kV y Monofásicos de 10/0,23 kV.

La protección de los transformadores de distribución es mediante seccionadores unipolares tipo cut out con sus respectivos pararrayos y la protección de otras subestaciones es solo con seccionadores unipolares tipo cut out.

Asimismo, para la coordinación de protecciones se tendrá en cuenta que existe un proyecto de mejoramiento del alimentador 1052 que comprende la reubicación de la alimentación que para este sistema será desde la subestación Charán perteneciente a Electroperú S.A.

7.1.2. Normas y criterios aplicables

El ajuste de la coordinación de protecciones se ha desarrollado, en conformidad a las prescripciones de las siguientes normativas:

- IEEE Std. 242-2001™ Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems.
- IEEE C37.48.1 Guide for the Operation, Classification, Application, and Coordination of Current-Limiting Fuses with Rated Voltages 1 – 38kV.
- IEEE C37.112 Standard Inverse-Time Characteristic Equations for overcurrent relays.
- IEC 60282-1 High-Voltage Fuses - Part 1: Current-Limiting Fuses.
- IEC 60787 Application Guide for the Selection of Fuse-Links of High- Voltage Fuses for Transformer Circuit Applications.
- IEC 60909-2001 Short-circuit currents in three-phase a.c. systems.
- Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011 (referido a la caída de tensión: “Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía a todo consumidor, en todos los niveles de tensión nominales, es hasta $\pm 5 \%$ de las tensiones nominales en tales niveles. Tratándose de redes de baja tensión en zonas rurales (urbano rurales o rurales o ambas), dicha tolerancia es hasta $\pm 7,5 \%$ ”; y referido a las sobrecargas permisibles en transformadores y líneas son del 20%).

- Norma DGE “Terminología en Electricidad y Símbolos Gráficos en Electricidad”.
- Sistema Legal de Unidades del Perú.

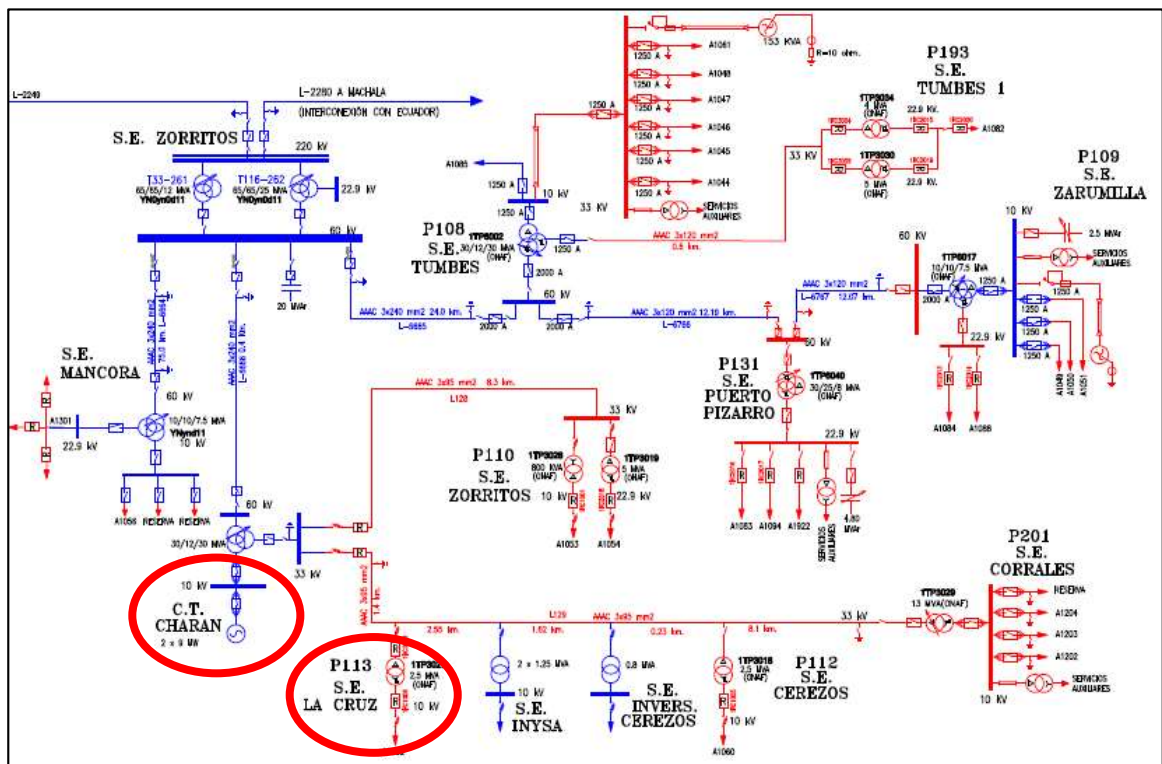
7.1.3. Característica del sistema eléctrico

La SET La Cruz, cuenta con un transformador de potencia de 33/10 kV de 2,5 MVA (ONAF), desde esta SET sale un solo alimentador (01); el 1052 de 3x35 mm² ACSR con una longitud de 7,5 km, que alimenta a la localidad de La Cruz y la zona industrial de la misma localidad.

Cabe señalar que la SET La Cruz (A 1052) forma parte de la SET Charán de propiedad de Electroperú S.A. ya que de aquí sería la nueva alimentación, la cual cuenta con un transformador de 30/12/30 MVA (ONAF) 60/33/10 Kv, de la cuales atiende la demanda requería en 10 kV Y 33 kV.

Figura 12:

Subestación La Cruz y S.E.T Charán



Nota: La celda de salida del alimentador 1052 cuenta con un relé de sobrecorriente F650 General Electric con las siguientes funciones:

- Sobrecorriente de fases (50/51).
- Sobrecorriente a tierra (50N/51N).

7.1.4. *Parámetros de la red equivalente*

Para el cálculo de los parámetros de la red equivalente de la subestación La Cruz en la barra de 10 kV hacia aguas arriba, se utilizó la información que se obtuvo de Electronoroeste S.A y que servirá como datos para el software DigSilent Power Factory.

Tabla 8:

Parámetros de la red equivalente.

S.E	Elemento	Año	U(p.u)	Acti. Power	Reac. Power	R1	X1	R2	X2	R0	X0
La Cruz	Barra de 10 kV	2018	1,0000	1,5900	0,5200	0,0588	0,5494	0,0894	0,5695	0,167051222	0,94
	Barra de 10 kV	2019	1,0065	1,6000	0,5555	0,0621	0,5498	0,0930	0,5694	0,167505122	0,94
	Barra de 10 kV	2020	1,0065	1,6900	0,9409	0,0621	0,5498	0,0930	0,5694	0,167505122	0,94
	Barra de 10 kV	2025	1,0065	2,0300	0,6672	0,0519	0,5254	0,0795	0,5441	0,167505122	0,94
	Barra de 10 kV	2030	1,0065	2,7900	0,9200	0,0599	0,4113	0,0781	0,4210	0,167505122	0,94
	Barra de 10 kV	2035	1,0065	3,8400	1,2600	0,0694	0,4039	0,0875	0,4123	0,167505122	0,94
	Barra de 10 kV	2040	1,0065	4,9600	1,6303	0,0597	0,3969	0,0771	0,4063	0,167505122	0,94

7.1.5. Parámetros de las líneas de distribución

7.1.5.1. Resistencia de los conductores

La resistencia de los conductores a la temperatura de operación “ R_L ”, se ha calculado mediante la siguiente fórmula:

$$RL = R_{20^{\circ}C} [1 + \alpha(t - 20^{\circ}C)]$$

Donde:

$R_{20^{\circ}C}$, Resistencia del conductor en c.c. a $20^{\circ}C$ en ohm/km.

α , Coeficiente de variación térmica del conductor en $^{\circ}C$; $\alpha = 0,00360^{\circ}C$ (para conductores de aleación de aluminio AAAC).

t , Temperatura máxima de operación en $^{\circ}C$, $t = 75^{\circ}C$.

Para las derivaciones monofásicas con retorno total a tierra (MRT), se considera además la componente resistiva en función de la frecuencia, lo que puede expresarse mediante la siguiente relación:

$$RLT = RL + \pi^2 * f * 10^{-4}$$

Para $f = 60$ Hz:

$$RLT = RL + 0,06$$

Donde:

RLT , Resistencia equivalente en el sistema MRT, en ohm/km.

RL , Resistencia propia del conductor a la temperatura de operación, en ohm/km.

7.1.5.2. Reactancia de los conductores

La reactancia inductiva “ X_L ”, para sistemas trifásicos equilibrados, se determina mediante la siguiente relación:

$$XL3 = 377 [0.5 + 4,6 \log(DMG/r)] x 10^{-4}$$

Donde:

X_{L3} , Reactancia inductiva en ohm/km.

DMG , Distancia media geométrica, para sistemas trifásicos es 1,422 m.

R , Radio del conductor en m.

La reactancia inductiva equivalente para las derivaciones con sistemas monofásicos con retorno total a tierra (MRT), se determina mediante la siguiente relación:

$$X_{LT} = 0,1734 \log(D_e/D_s)$$

Donde:

X_{L3} , Reactancia inductiva equivalente en ohm/km.

D_e , Distancia equivalente entre el conductor y el cambio de retorno a través de la tierra, en m.

D_s , Radio equivalente del conductor en m.

El diámetro eléctrico “ D_e ” es función de la resistividad e igual a:

$$D_e = 658,9 \left(\frac{\rho}{f}\right)^{1/2}; \text{ en metros.}$$

Para $f=60$ Hz se tiene:

$$D_e = 85\sqrt{\rho}; \text{ en m.}$$

Donde:

ρ , resistividad eléctrica del terreno en ohm-m.

Por su parte el radio equivalente “ D_s ” para conductores de 7 alambres es igual a:

$$D_s = 2,117r'; \text{ en metros.}$$

Donde:

R' , Radio de los alambres del conductor, en metros.

En la elaboración de la presente tesis, se ha considerado, para efectos del cálculo de los parámetros de los conductores y de acuerdo al estudio de resistividad alcanzado por Electronoroeste S.A. en el área del proyecto, un valor medio de $\rho=250$ ohm-m.

Los parámetros de conductores, se muestran en el siguiente cuadro:

Tabla 9:


Parámetros eléctricos de los conductores ACSR

Conductor	Corriente nominal (A)	Rd.c. 20°C (ohm/km)	Diámetro exterior (mm)	RMG (mm)	Temp max (°C)	Material	Corriente adm (1seg. kA)
35 mm ²	184	0,830	8,01	2,58	75	ACSR	5,1
50 mm ²	241	0,522	10,11	3,25	75	ACSR	8,0
70 mm ²	275	0,414	11,35	3,65	75	ACSR	10,1

Nota: Los parámetros eléctricos de conductores referenciados de catalogo CENTELSA.

Figura 13:

Catalogo CENTELSA – Cables ACSR.

Cables ACSR															
Cableado Aluminio/Acero	Código	Calibre AWG/kcmil	Diámetros (mm)					Peso Total Aprox (kg/km)			Carga de Rotura kg-f	Resistencia Eléctrica (Ohm/ km)		Capacidad de Corriente	
			Hilos Individuales		Núcleo	Total	RMG	Al	Acero	Total		DC a 20°C(1)	AC a 75°C	A	CC(3) kA
			Acero	Al											
 ME: 8400 CDL: 18,9	Swan	4	2,12	2,12	2,12	6,36	2,05	58,1	27,4	85,5	845	1,32	1,70	139	3,2
	Sparrow	2	2,67	2,67	2,67	8,01	2,58	92,3	43,6	136	1290	0,83	1,10	184	5,1
	Robin	1	3,00	3,00	3,00	9,00	2,90	116,4	55,0	171	1612	0,658	0,884	211	6,4
	Raven	1/0	3,37	3,37	3,37	10,11	3,25	146,8	69,3	216	1985	0,522	0,717	241	8,0
	Quail	2/0	3,78	3,78	3,78	11,35	3,65	185,1	87,4	273	2405	0,414	0,584	275	10,1
	Pigeon	3/0	4,25	4,25	4,25	12,74	4,10	233,5	110,3	344	3003	0,328	0,479	313	12,8
	Penguin	4/0	4,77	4,77	4,77	14,31	4,61	294,4	139,0	433	3787	0,260	0,396	355	16,1

7.1.5.3. Parámetros de secuencia positiva, negativa y cero

Para efectos del cálculo de las corrientes de cortocircuito, se han obtenido las resistencias y reactancias inductivas unitarias de la línea primaria de secuencia positiva, negativa y cero (homopolar).

La resistencia homopolar R_0 se ha calculado según la siguiente relación:

$$R_0 = R_1 + \frac{3(\mu_0 * w)}{8}$$

Donde:

R_0 , Resistencia unitaria de secuencia cero en ohm/km.

R_1 , Resistencia unitaria de secuencia positiva del conductor, a la temperatura de operación en ohm/km.

μ_0 , Constante de inducción magnética, $\mu_0 = 4\pi * 10^{-4} H/km$

w , Frecuencia angular, $w = 2\pi f S^{-1}$

f , Frecuencia del sistema.

Para $f=60$ Hz se tiene:

$$R_0 = R_1 + 0.17765$$

La reactancia inductiva de secuencia cero X_0 , a su vez, ha sido calculada mediante la ecuación siguiente:

$$X_0 = \left(\frac{\mu_0 * w}{2\pi} \right) \left(3 \ln \left[\frac{\delta}{(RMG * DMG2)^{1/3}} \right] + \left(\frac{\mu L}{4n} \right) \right)$$

Donde:

X_0 , Reactancia inductiva de secuencia cero, en ohm/km.

δ , Índice de penetración en metros.

$$\delta = \frac{1.85}{\left(\frac{\mu_0 * w}{\rho} \right)^{1/2}}$$

Donde:

ρ , Resistividad eléctrica del terreno en ohm-m.

μL , Permeabilidad relativa del conductor. Usualmente igual a 1.

n , Numero de conductores parciales. En este caso $n=1$.

RMG, Radio medio geométrico del conductor; $RMG= 0,726*r$.

r , Radio del conductor en metros.

DMG, Distancia media geométrica en metros.

7.1.5.4. Parámetro de la carga eléctrica

Para el cálculo de flujo de potencia se ha tomado la proyección de la demanda calculada del proyecto de mejoramiento del alimentador 1052, que lo está elaborando el consultor “CONSORCIO CONSULTOR DEL CENTRO S.A.” de la concesionaria Electronoroeste S.A., en la cual se utiliza las potencias referentes según el estudio de mercado eléctrico.

Para el modelamiento de los transformadores de distribución se utilizaron cargas generales, con los parámetros correspondientes a la potencia de la subestación de distribución. Para todos los años se obtuvieron a partir del estudio de mercado que está realizando el consultor “CONSORCIO CONSULTOR DEL CENTRO S.A.”, cuyo resultado se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 10:

Demanda del alimentador 1052.

Alimentador	Año	Potencia (MW)					
		2019	2020	2025	2030	2035	2040
La Cruz, Alimentador 1052	Dem. Max	3,657	3,703	3,958	4,249	4,582	4,966

Los datos obtenidos en la tabla N° 10 demanda del alimentador 1052, son el resultado del consumo de la máxima demanda y consumo de energía que se encuentra en el expediente de mejoramiento del alimentador 1052 del estudio de mercado eléctrico.

Figura 14:

Consumo de la máxima demanda y consumo de energía.

AÑOS	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Población	9688.0	9809.0	9932.0	10055.0	10180.0	10305.0	10432.0	10561.0	10691.0	10824.0	10958.0	11095.0	11234.0	11374.0	11515.0	11658.0	11804.0	11951.0	12098.0	12248.0	12401.0	12555.0	12709.0	12867.0	13026.0	
Habitantes / vivienda	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	
Número de viviendas	2497	2528	2559	2590	2622	2656	2687	2721	2754	2787	2822	2857	2894	2930	2965	3002	3038	3076	3115	3151	3193	3232	3270	3311	3353	
Coefficiente de electrif.	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
N° abonados domésticos	2484	2515	2546	2577	2609	2643	2674	2708	2741	2774	2809	2844	2881	2917	2952	2989	3025	3063	3102	3138	3180	3219	3257	3298	3340	
Consumo Dom.Uni.(KWh/año)																										
Consumo servicios																										
Residencial	2980911.8	3064662.0	3150765.2	3239287.6	3330297.0	3423863.4	3520058.5	3618956.4	3720632.8	3825165.8	3932635.8	4043125.2	4156718.8	4273503.9	4393570.2	4517009.8	4643917.4	4774390.6	4908529.6	5046437.2	5188219.4	5333985.0	5483846.0	5637917.4	5796317.6	
Comercial																										
Uso general	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7	3877284.7
Pequeñas industrias																										
Consumo A.P.	157852.8	159667.2	161179.2	163296.0	165715.2	167529.6	169948.8	171460.8	174182.4	176904.0	178718.4	180532.8	183254.4	185673.6	188092.8	189907.2	192326.4	195048.0	197769.6	199281.6	202608.0	204724.8	206841.6	210470.4	212889.6	
Consumo Cargas Especiales																										
Energía neta (KWh)	7016049.3	7101613.9	7189229.1	7279868.3	7373296.9	7468677.6	7567292.0	7667701.8	7772099.8	7879354.5	7988638.9	8100942.7	8217257.9	8336462.2	8458947.7	8584201.6	8713528.5	8846723.3	8983583.8	9123003.4	9268112.0	9415994.5	9567972.3	9725672.5	9886491.8	
Perdidas de energía (KWh)	779561.0	789068.2	798803.2	808874.3	819255.2	829853.1	840810.2	851966.9	863566.6	875483.8	887626.5	900104.7	913028.7	926273.6	939883.1	953800.2	968169.8	982969.3	998176.0	1013667.0	1029790.2	1046221.6	1063108.0	1080630.3	1098499.1	
Energía total (KWh)	7717654.2	7811775.3	7908152.0	8007855.1	8110266.6	8215545.4	8324021.2	8434472.0	8549309.8	8667290.0	8787502.8	8911036.9	9038983.7	9170108.4	9304842.4	9442621.8	9584881.4	9731395.6	9881942.2	10035303.8	10194923.2	10357593.9	10524769.5	10698239.8	10875141.0	
Horas de utilización - Servicios	2190.0	2190.0	2190.0	2190.0	2190.0	2190.0	2190.0	2190.0	2190.0	2190.0	2190.0	2190.0	2190.0	2190.0	2190.0	2190.0	2190.0	2190.0	2190.0	2190.0	2190.0	2190.0	2190.0	2190.0	2190.0	
Horas de utilización - A.P.	4320.0	4320.0	4320.0	4320.0	4320.0	4320.0	4320.0	4320.0	4320.0	4320.0	4320.0	4320.0	4320.0	4320.0	4320.0	4320.0	4320.0	4320.0	4320.0	4320.0	4320.0	4320.0	4320.0	4320.0	4320.0	
Horas de utilización - C. Esp.																										
Demanda servicios																										
Residencial	1361.1	1399.4	1438.7	1479.1	1520.7	1563.4	1607.3	1652.5	1698.9	1746.7	1795.7	1846.2	1898.0	1951.4	2006.2	2062.6	2120.5	2180.1	2241.3	2304.3	2369.0	2435.6	2504.0	2574.4	2646.7	
Comercial																										
Uso general	1770.4	1770.4	1770.4	1770.4	1770.4	1770.4	1770.4	1770.4	1770.4	1770.4	1770.4	1770.4	1770.4	1770.4	1770.4	1770.4	1770.4	1770.4	1770.4	1770.4	1770.4	1770.4	1770.4	1770.4	1770.4	
Pequeñas industrias																										
Max. Demanda A.P.	72.1	72.9	73.6	74.6	75.7	76.5	77.6	78.3	79.5	80.8	81.6	82.4	83.7	84.8	85.9	86.7	87.8	89.1	90.3	91.0	92.5	93.5	94.4	96.1	97.2	
Max. Demanda Cargas Especiales																										
Máxima Demanda Neta (KW)	3203.7	3242.7	3282.8	3324.1	3366.8	3410.4	3455.4	3501.2	3548.9	3597.9	3647.8	3699.1	3752.2	3806.6	3862.5	3919.7	3978.8	4039.6	4102.1	4165.8	4232.0	4299.5	4368.9	4440.9	4514.4	
Perdidas de Max. Demanda (KW)	356.0	360.3	364.8	369.3	374.1	378.9	383.9	389.0	394.3	399.8	405.3	411.0	416.9	423.0	429.2	435.5	442.1	448.8	455.8	462.9	470.2	477.7	485.4	493.4	501.6	
Máx. Dem. Requerida - por Localidad (KW)	3524.0	3567.0	3611.0	3656.6	3703.5	3751.4	3800.9	3851.4	3903.8	3957.7	4012.6	4069.0	4127.4	4187.3	4248.8	4311.7	4376.7	4443.6	4512.3	4582.3	4655.2	4729.5	4805.8	4885.0	4965.8	
Fact. Simult. (fs) - Entre Localidades	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Máx. Dem. Requerida - Entre Localidades (KW)	3524.0	3567.0	3611.0	3656.6	3703.5	3751.4	3800.9	3851.4	3903.8	3957.7	4012.6	4069.0	4127.4	4187.3	4248.8	4311.7	4376.7	4443.6	4512.3	4582.3	4655.2	4729.5	4805.8	4885.0	4965.8	

Tabla 11:*Datos de los transformadores de distribución.*

SED Técnico	SED Comercial	Potencia instalada
SE. 001	E120321	250
SE. 002	E120322	160
SE. 003	E120323	160
SE. 004	E120324	50
SE. 005	E120325	75
SE. 006	E120326	100
SE. 007	E120327	100
SE. 008	E120328	1000
SE. 009	E120329	75
SE. 010	E120330	25
SE. 011	E120331	100
SE. 012	E120332	200
SE. 013	E120333	500
SE. 014	E120399	100
SE. 015	E120412	640
SE. 016	E120426	10
SE. 017	E120451	100
SE. 018	E120495	50
SE. 019	E120496	100
SE. 020	E120506	100
SE. 021	E120569	50
SE. 022	E120601	75
SE. 023	E120726	100
SE. 024	E120739	25

7.1.6. Resultado de flujo de carga

El flujo de carga consiste en analizar el comportamiento en estado estacionario del sistema eléctrico bajo estudio en condiciones normales de operación durante el horizonte de evaluación de 20 años.

Con los siguientes escenarios:

- Año 2019 sin proyecto: Demanda máxima 2019, sin proyecto.
- Año 2019 con proyecto: Demanda máxima 2019, con proyecto.
- Año 2020: Demanda máxima 2020.
- Año 2025: Demanda máxima 2025.
- Año 2030: Demanda máxima 2030.
- Año 2035: Demanda máxima 2035.
- Año 2040: Demanda máxima 2040.

Las demandas máximas líneas arriba indicadas, se pueden visualizar en la tabla N°10 demanda del alimentador 1052.

Para el flujo de carga se ha utilizado se ha utilizado el software DigSilent Power Factory (versión 15,1), el mismo que requiere del ingreso de datos de resistencia, reactancias y distancias para la las líneas eléctricas, tensión de generación para la red equivalente y las demandas máximas para cargas existentes y proyectadas. Los resultados del software muestran los flujos de potencia y perdidas en kw o kvar; así como el nivel de tensión de cada barra o terminal en valores por unidad.

Asimismo, del resultado del flujo de potencia se mostrará la cargabilidad de los transformadores y las líneas, donde se observará que los transformadores de distribución desde el año 2019 han superado su límite de operación del 110% de su capacidad y necesitan ser repotenciados y empezar a liberar cargas.

7.1.6.1. Diagramas unifilares

Figura 15:

Demanda máxima año 2019 sin proyecto.

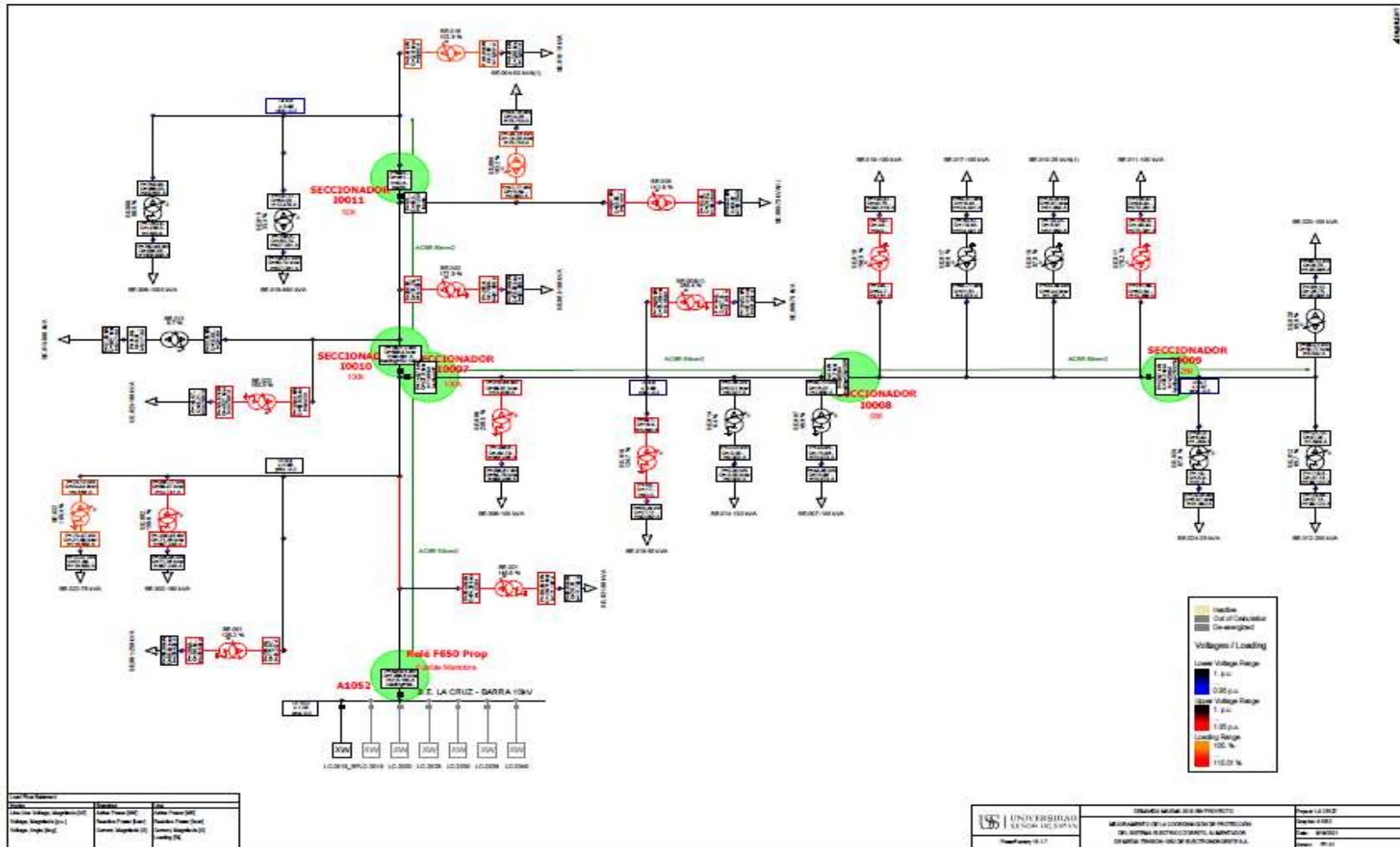


Figura 16:

Demanda Máxima año 2019 con proyecto.

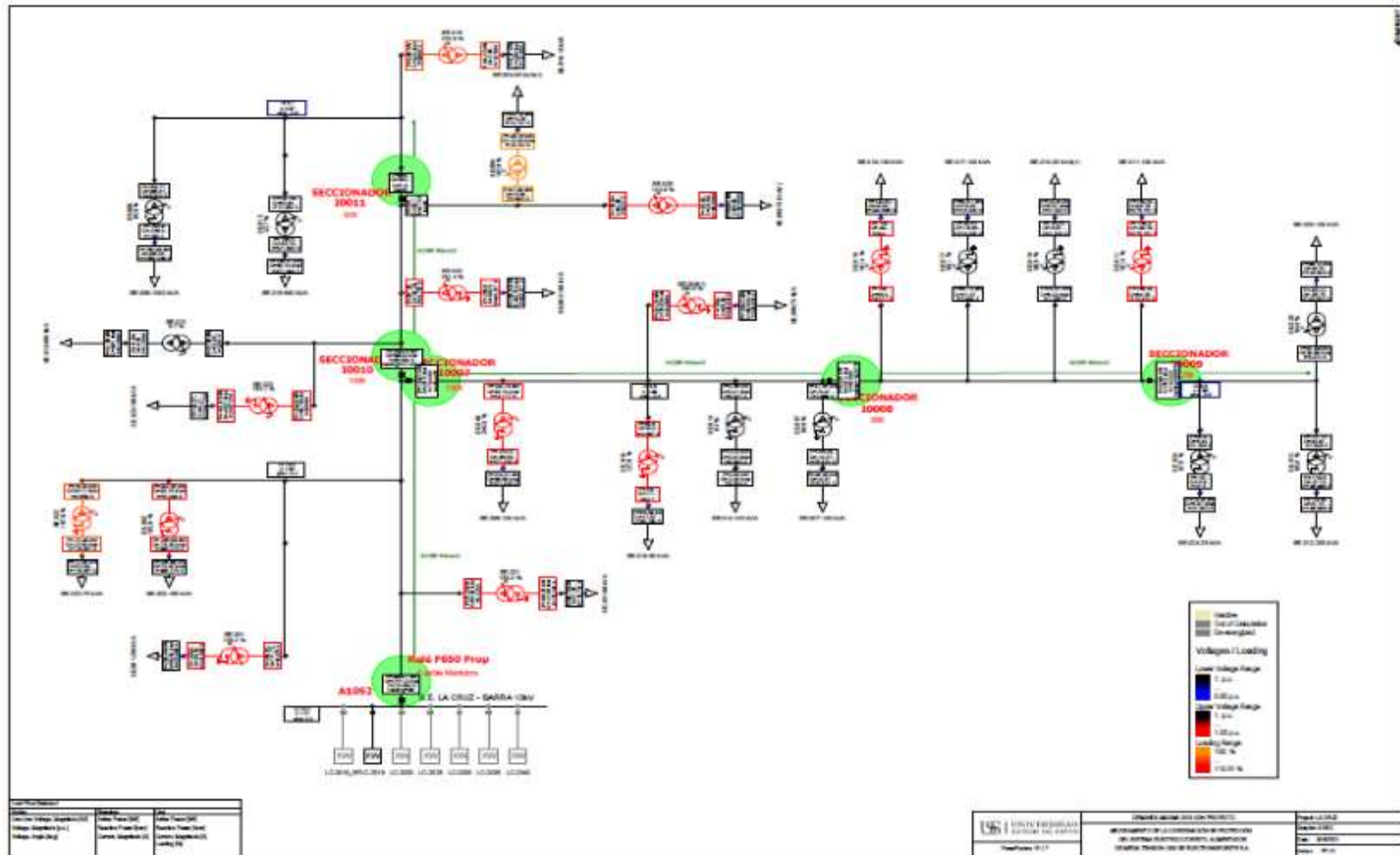


Figura 17:

Demanda máxima año 2020

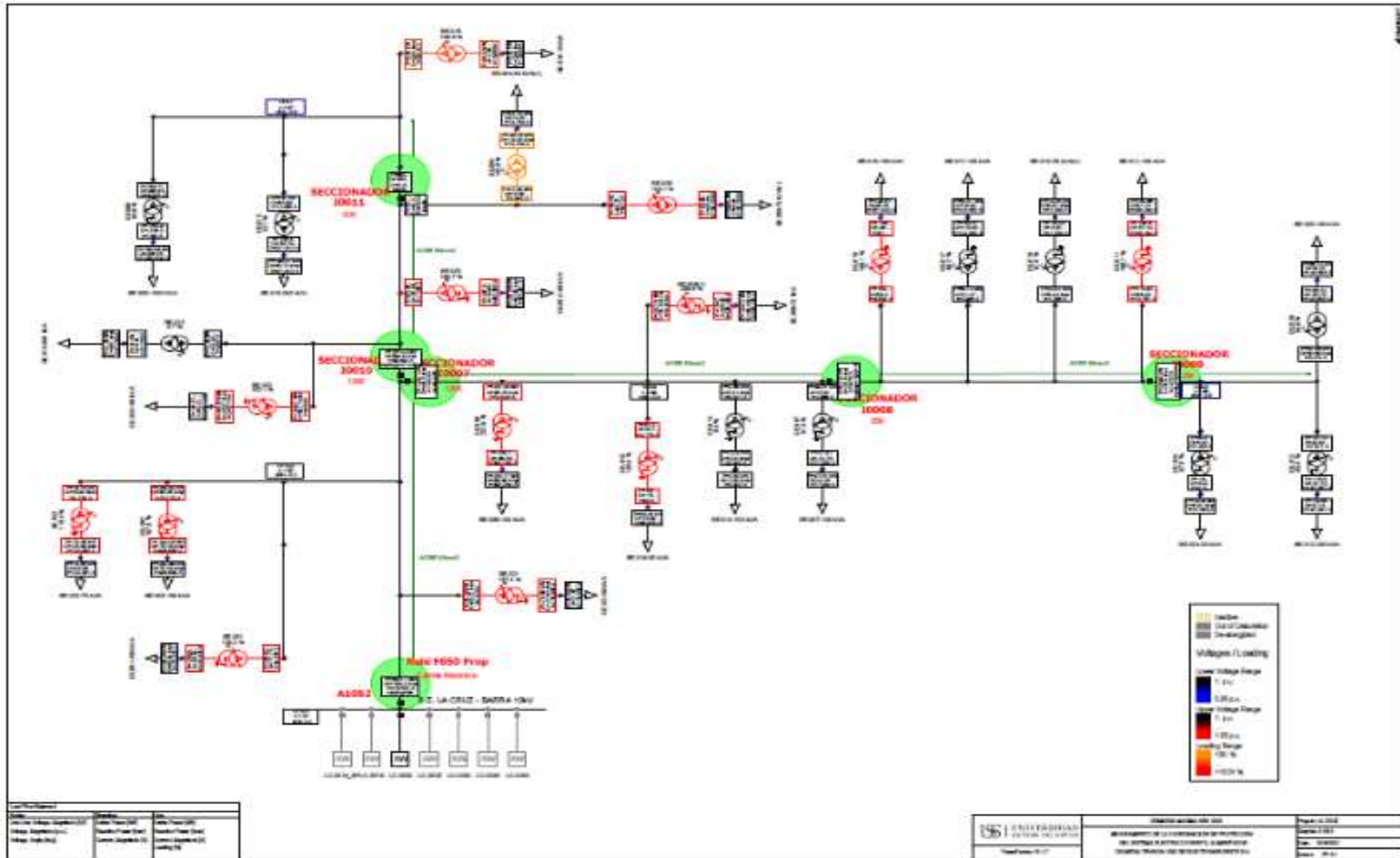


Figura 18:

Demanda máxima año 2025.

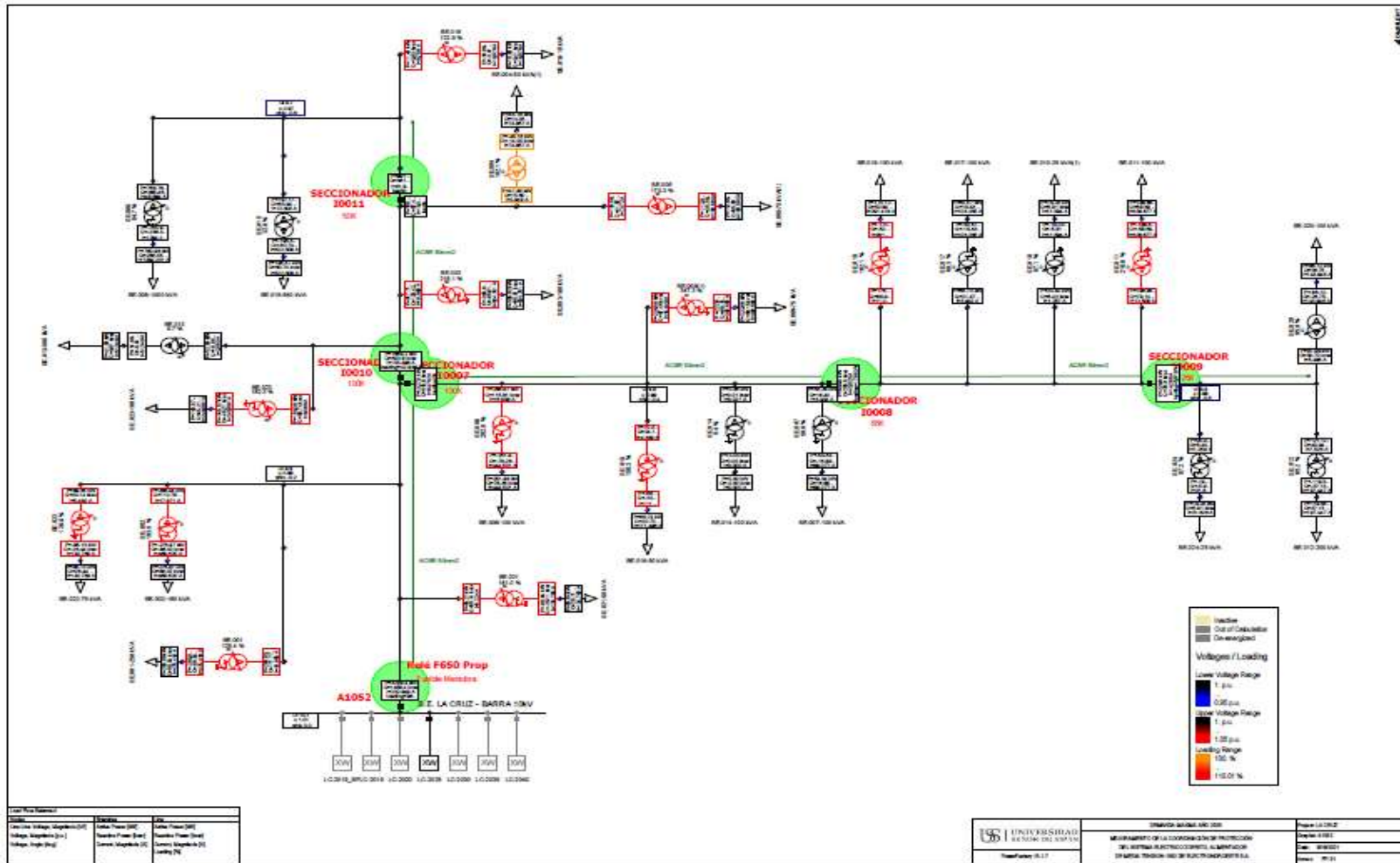


Figura 19:

Demanda máxima año 2030.

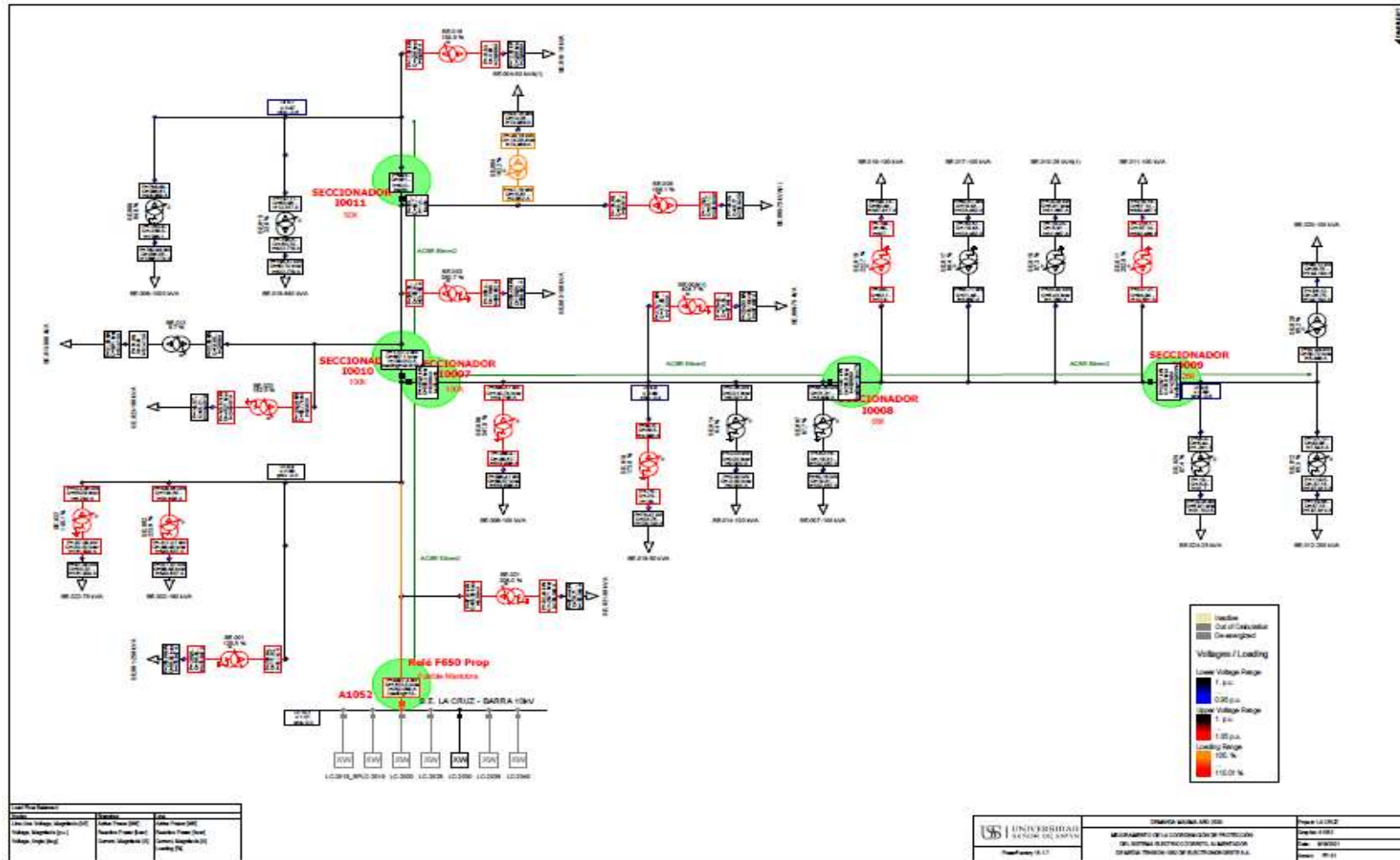


Figura 20:

Demanda máxima año 2035.

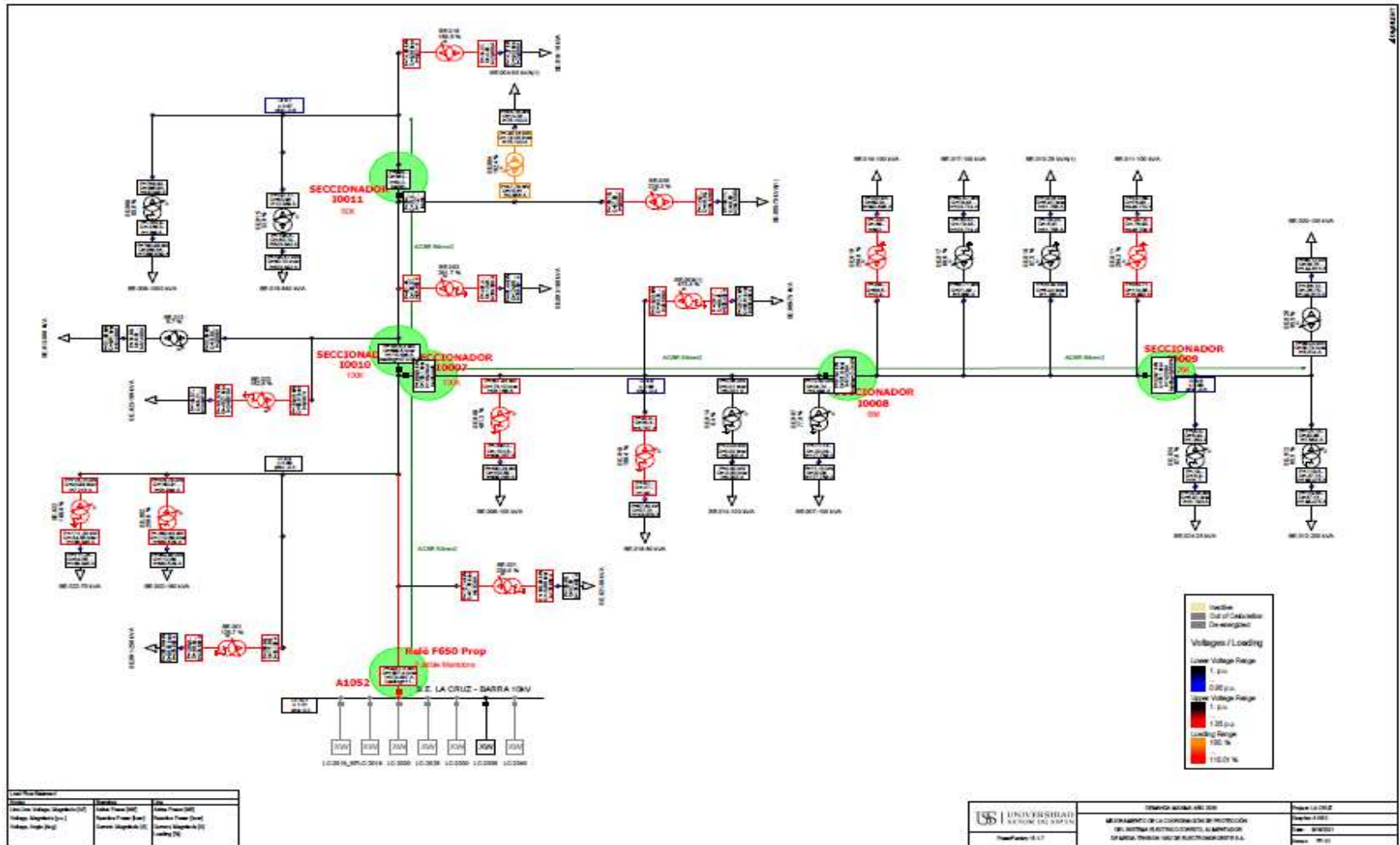
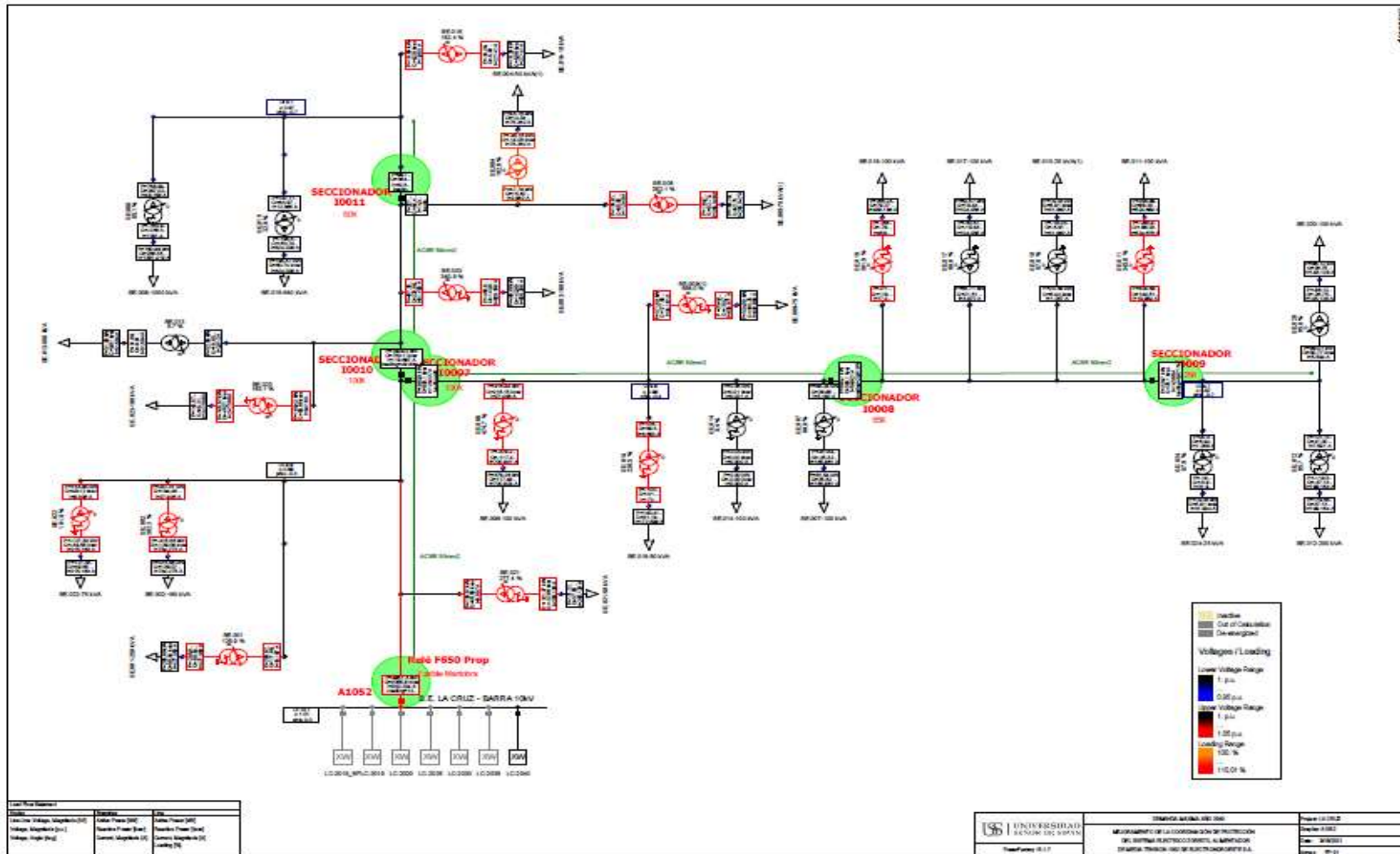


Figura 21:

Demanda máxima año 2040.



7.1.6.2. Cuadros de resultados

Cargabilidad de los transformadores y las líneas, donde se observará que los transformadores de distribución desde el año 2019 han superado su límite de operación del 110% de su capacidad y necesitan ser repotenciados o empezar a liberar cargas.

Tabla 12:

Cargabilidad de transformadores año 2019 sin proyecto.

SED Técnico	SED Comercial	Potencia instalada	Demanda máxima año 2019 sin proyecto				
			Lado HV- p.u.	Lado LV- p.u.	Cargabilidad %	Pot. kw	Pot. kvar
SE. 001	E120321	250	0,9882863	0,9478208	126,173	285,09	88,54387
SE. 002	E120322	160	0,9876664	0,942658	159,5744	229,45	71,26307
SE. 003	E120323	160	0,982232	0,9317856	177,9415	252,96	78,56484
SE. 004	E120324	50	0,9740236	0,948681	103,2174	45,16	14,02589
SE. 005	E120325	75	0,9738302	0,9392557	141,8931	93,43	29,01767
SE. 006	E120326	100	0,9870912	0,9131143	239,5326	208,61	64,79049
SE. 007	E120327	100	0,9812286	0,966722	49,02369	44,95	13,96066
SE. 008	E120328	1000	0,9551766	0,9285038	85,96328	760,98	236,3468
SE. 009	E120329	75	0,9827553	0,9118702	285,4011	184,52	57,3086
SE. 010	E120330	25	0,9747931	0,9504427	87,75702	19,03	5,910376
SE. 011	E120331	100	0,9723946	0,9180761	178,2053	155,97	48,44147
SE. 012	E120332	200	0,9729079	0,955173	65,7227	119,55	37,13009
SE. 013	E120333	500	0,9835532	0,9814524	8,731618	31,9	9,907573
SE. 014	E120399	100	0,982434	0,9823237	0,3566642		
SE. 015	E120412	640	0,9591708	0,9514065	33,25081	195,57	60,74052
SE. 016	E120426	10	0,9674125	0,9557406	102,7897	9,02999	2,804554
SE. 017	E120451	100	0,9772388	0,9567864	68,80844	62,57	19,43313
SE. 018	E120495	50	0,9828187	0,9521189	124,7043	55,09	17,10996
SE. 019	E120496	100	0,980649	0,9325714	158,4915	140,87	43,75169
SE. 020	E120506	100	0,9729397	0,9442784	95,82469	86,12	26,74732
SE. 021	E120569	50	0,9934655	0,9564577	149,868	66,83	20,75621

SE. 022	E120601	75	0,9874761	0,9619291	105,3801	70,47	21,88671
SE. 023	E120726	100	0,983571	0,9339123	163,5344	145,57	45,21142
SE. 024	E120739	25	0,9736826	0,9493051	87,8528	19,03	5,910376
Potencia Total						3 282,75	1 019,56

Tabla 13:

Cargabilidad de transformadores año 2019 con proyecto.

SED Técnico	SED Comercial	Potencia instalada kva	Demanda máxima año 2019 con proyecto				
			Lado HV- p.u.	Lado LV- p.u.	Cargabilidad %	Pot. kw	Pot. kvar
SE. 001	E120321	250	0,9952126	0,9550842	125,2164	285,09	88,54397
SE. 002	E120322	160	0,994555	0,9485882	162,8783	235,6799	73,19807
SE. 003	E120323	160	0,990623	0,9391687	181,4037	259,9298	80,72978
SE. 004	E120324	50	0,9862213	0,9611938	101,967	45,16	14,02589
SE. 005	E120325	75	0,9860207	0,9509543	143,9072	95,93999	29,79726
SE. 006	E120326	100	0,9944974	0,918928	244,5158	214,3094	66,56146
SE. 007	E120327	100	0,9897477	0,974937	50,04472	46,28	14,37373
SE. 008	E120328	1000	0,9703659	0,9441841	84,54061	760,9798	236,3471
SE. 009	E120329	75	0,990958	0,918712	290,764	189,4196	58,83078
SE. 010	E120330	25	0,9845693	0,9604552	86,9243	19,03	5,910377
SE. 011	E120331	100	0,9822906	0,9269765	181,4139	160,3198	49,7927
SE. 012	E120332	200	0,9830688	0,9655296	65,02196	119,55	37,1301
SE. 013	E120333	500	0,9916551	0,9895705	8,663671	31,9	9,907573
SE. 014	E120399	100	0,9907206	0,9906094	0,3596725		
SE. 015	E120412	640	0,9743891	0,9667497	32,72748	195,57	60,74053
SE. 016	E120426	10	0,9826836	0,9708876	103,8962	9,27	2,879095
SE. 017	E120451	100	0,9865189	0,9662712	68,13962	62,57	19,43313
SE. 018	E120495	50	0,991025	0,95975	127,0199	56,58	17,57274
SE. 019	E120496	100	0,9892422	0,9402735	161,3745	144,6199	44,91644
SE. 020	E120506	100	0,9831012	0,9547657	94,77942	86,12	26,74733
SE. 021	E120569	50	0,9996323	0,9617697	153,2811	68,76	21,35563

SE. 022	E120601	75	0,9943565	0,9682663	107,6	72,46	22,50478
SE. 023	E120726	100	0,9916722	0,9424952	162,0511	145,57	45,21148
SE. 024	E120739	25	0,9836872	0,959552	86,99867	19,03	5,910377
Potencia Total						3 324,14	1 032,42

Tabla 14:

Cargabilidad de transformadores año 2020.

SED Técnico	SED Comercial	Potencia instalada kva	Lado HV- p.u.	Demanda máxima año 2020			
				Lado LV- p.u.	Cargabilidad %	Pot. kw	Pot. kvar
SE. 001	E120321	250	0,9950578	0,954922	125,2376	285,09	88,54387
SE. 002	E120322	160	0,9943677	0,9470181	167,57	242,08	75,18575
SE. 003	E120323	160	0,9904258	0,9373831	186,7399	267,08	82,95024
SE. 004	E120324	50	0,9860095	0,9609766	101,9884	45,16	14,02589
SE. 005	E120325	75	0,985803	0,9497017	148,0716	98,65	30,63892
SE. 006	E120326	100	0,9943229	0,9163437	251,8998	220,17	68,38082
SE. 007	E120327	100	0,9894813	0,9742647	51,4007	47,51	14,75575
SE. 008	E120328	1000	0,970151	0,9439624	84,5604	760,98	236,3468
SE. 009	E120329	75	0,9907099	0,9161688	299,6446	194,73	60,47964
SE. 010	E120330	25	0,9842421	0,9601202	86,95186	19,03	5,910376
SE. 011	E120331	100	0,9819074	0,9249023	186,7327	164,66	51,14046
SE. 012	E120332	200	0,9827307	0,9651851	65,04502	119,55	37,13009
SE. 013	E120333	500	0,9914674	0,9893824	8,665232	31,9	9,907573
SE. 014	E120399	100	0,9904701	0,9903589	0,3595816		
SE. 015	E120412	640	0,9741751	0,966534	32,73472	195,57	60,74052
SE. 016	E120426	10	0,9824679	0,9703514	106,6448	9,52000	2,956741
SE. 017	E120451	100	0,9862169	0,9659626	68,16117	62,57	19,43313
SE. 018	E120495	50	0,9907791	0,9585533	130,8169	58,25	18,0914
SE. 019	E120496	100	0,9889655	0,9384994	166,1299	148,61	46,15558
SE. 020	E120506	100	0,9827631	0,954417	94,81381	86,12	26,74732
SE. 021	E120569	50	0,9995328	0,960621	157,444	70,59	21,92398

SED Técnico	SED Comercial	Potencia instalada kva	Lado HV- p.u.	Demanda máxima año 2020			
				Lado LV- p.u.	Cargabilidad %	Pot. kw	Pot. kvar
SE. 022	E120601	75	0,994164	0,9673765	110,4345	74,36	23,09488
SE. 023	E120726	100	0,9914845	0,9422964	162,0851	145,57	45,21142
SE. 024	E120739	25	0,9833493	0,9592061	87,02719	19,03	5,910376
						3 366,78	1 045,66

Tabla 15:

Cargabilidad de los transformadores año 2025.

SED Técnico	SED Comercial	Potencia instalada kva	Lado HV- p.u.	Demanda máxima año 2025			
				Lado LV- p.u.	Cargabilidad %	Pot. kw	Pot. kvar
SE. 001	E120321	250	0,9942033	0,9540262	125,3549	285,09	88,54387
SE. 002	E120322	160	0,9933328	0,9382931	193,4572	276,97	86,0219
SE. 003	E120323	160	0,9893339	0,9274675	216,1357	305,92	95,01325
SE. 004	E120324	50	0,9848439	0,9597812	102,1065	45,16	14,02589
SE. 005	E120325	75	0,9846063	0,942973	170,2505	112,95	35,08025
SE. 006	E120326	100	0,9933605	0,9018731	292,8623	251,979	78,26037
SE. 007	E120327	100	0,9880135	0,9705283	58,96463	54,34	16,87703
SE. 008	E120328	1000	0,9689677	0,9427415	84,66953	760,98	236,3468
SE. 009	E120329	75	0,9893451	0,9023863	347,3315	222,66	69,15417
SE. 010	E120330	25	0,982432	0,9582667	87,10475	19,03	5,910376
SE. 011	E120331	100	0,9797815	0,9131929	216,6373	188,66	58,59438
SE. 012	E120332	200	0,9808591	0,9632777	65,17304	119,55	37,13009
SE. 013	E120333	500	0,9904323	0,9883453	8,673852	31,9	9,907573
SE. 014	E120399	100	0,9890908	0,9889798	0,3590809		
SE. 015	E120412	640	0,972997	0,9653464	32,77465	195,57	60,74052
SE. 016	E120426	10	0,9812784	0,9672535	122,8617	10,99	3,413297
SE. 017	E120451	100	0,9845492	0,9642584	68,28044	62,57	19,43313
SE. 018	E120495	50	0,9894258	0,9523084	150,2919	66,74	20,72824

SED Técnico	SED Comercial	Potencia instalada kva	Demanda máxima año 2025				
			Lado HV- p.u.	Lado LV- p.u.	Cargabilidad %	Pot. kw	Pot. kvar
SE. 019	E120496	100	0,9874415	0,9287345	192,1205	170,12	52,8362
SE. 020	E120506	100	0,9808915	0,9524859	95,00468	86,12	26,74732
SE. 021	E120569	50	0,9989829	0,9541242	180,9579	80,84	25,10745
SE. 022	E120601	75	0,9930991	0,9623243	126,6018	85,13	26,43985
SE. 023	E120726	100	0,9904495	0,9412004	162,2731	145,57	45,21142
SE. 024	E120739	25	0,981479	0,9572908	87,1855	19,03	5,910376
Potencia Total						3 597,87	1 117,43

Tabla 16:

Cargabilidad de los transformadores año 2030.

SED Técnico	SED Comercial	Potencia instalada kva	Demanda máxima año 2030				
			Lado HV- p.u.	Lado LV- p.u.	Cargabilidad %	Pot. kw	Pot. kvar
SE. 001	E120321	250	0,9931897	0,9529634	125,4942	285,09	88,54387
SE. 002	E120322	160	0,9921083	0,9278942	223,9004	317,07	98,47622
SE. 003	E120323	160	0,9880498	0,9156153	250,7389	350,429	108,8373
SE. 004	E120324	50	0,9834632	0,9583652	102,2467	45,16	14,02589
SE. 005	E120325	75	0,9831894	0,9350693	196,088	129,33	40,16757
SE. 006	E120326	100	0,9922172	0,8842777	341,8129	288,409	89,57476
SE. 007	E120327	100	0,9862685	0,9661522	67,70359	62,16	19,30579
SE. 008	E120328	1000	0,9675665	0,9412956	84,79912	760,98	236,3468
SE. 009	E120329	75	0,9877218	0,8856308	404,6502	254,929	79,17662
SE. 010	E120330	25	0,9802787	0,9560616	87,28745	19,03	5,910376
SE. 011	E120331	100	0,9772527	0,8991539	252,0336	216,159	67,13538
SE. 012	E120332	200	0,9786324	0,9610084	65,32601	119,55	37,13009
SE. 013	E120333	500	0,9892043	0,9871149	8,684103	31,9	9,907573
SE. 014	E120399	100	0,9874507	0,9873398	0,3584854		

SED Técnico	SED Comercial	Potencia instalada kva	Demanda máxima año 2030				
			Lado HV-p.u.	Lado LV-p.u.	Cargabilidad %	Pot. kw	Pot. kvar
SE. 015	E120412	640	0,971602	0,9639401	32,82205	195,57	60,74052
SE. 016	E120426	10	0,9798729	0,9638121	139,8813	12,52	3,888488
SE. 017	E120451	100	0,9825658	0,9622314	68,42286	62,57	19,43313
SE. 018	E120495	50	0,9878166	0,9449739	172,9596	76,47	23,75022
SE. 019	E120496	100	0,9856298	0,9171193	222,654	194,74	60,48276
SE. 020	E120506	100	0,978665	0,9501883	95,2328	86,12	26,74732
SE. 021	E120569	50	0,9983308	0,9465891	207,9972	92,44	28,7102
SE. 022	E120601	75	0,9918404	0,9564865	145,0807	97,29	30,21654
SE. 023	E120726	100	0,9892215	0,9398998	162,4968	145,57	45,21142
SE. 024	E120739	25	0,9792538	0,9550119	87,37474	19,03	5,910382
Potencia Total						3 862,52	1 199,63

Tabla 17:

Cargabilidad de los transformadores año 2035.

SED Técnico	SED Comercial	Potencia instalada kva	Demanda máxima año 2035				
			Lado HV-p.u.	Lado LV-p.u.	Cargabilidad %	Pot. kw	Pot. kvar
SE. 001	E120321	250	0,991978	0,9516929	125,6612	285,09	88,54387
SE. 002	E120322	160	0,9906496	0,9154834	259,6389	362,829	112,6884
SE. 003	E120323	160	0,986508	0,9013158	291,7448	401,439	124,68
SE. 004	E120324	50	0,9818137	0,9566733	102,4148	45,16	14,02589
SE. 005	E120325	75	0,9814976	0,9257289	226,3208	148,11	46,00029
SE. 006	E120326	100	0,9908478	0,8624634	401,2829	330,288	102,5811
SE. 007	E120327	100	0,9841785	0,960998	77,83649	71,13	22,09169
SE. 008	E120328	1000	0,9658924	0,939568	84,95449	760,98	236,3468
SE. 009	E120329	75	0,985777	0,8652261	473,4374	291,739	90,60881

SE. 010	E120330	25	0,9776972	0,9534176	87,50768	19,03	5,910376
SE. 011	E120331	100	0,9742202	0,882135	294,3085	247,689	76,92793
SE. 012	E120332	200	0,9759625	0,9582869	65,51041	119,55	37,13009
SE. 013	E120333	500	0,9877353	0,9856429	8,696401	31,9	9,907573
SE. 014	E120399	100	0,9854861	0,9853755	0,9853755		
SE. 015	E120412	640	0,9699354	0,9622598	32,87888	195,57	60,74052
SE. 016	E120426	10	0,9781948	0,9597424	159,5192	14,27	4,432005
SE. 017	E120451	100	0,980189	0,9598021	68,59434	62,57	19,43313
SE. 018	E120495	50	0,985889	0,9363186	199,424	87,62	27,21321
SE. 019	E120496	100	0,9834604	0,9031855	258,7599	222,929	69,23803
SE. 020	E120506	100	0,9759952	0,9474327	95,50785	86,12	26,74732
SE. 021	E120569	50	0,9975506	0,9376191	239,9291	105,88	32,88442
SE. 022	E120601	75	0,9903419	0,9496336	166,5716	111,23	34,54605
SE. 023	E120726	100	0,9877524	0,9383436	162,7652	145,57	45,21142
SE. 024	E120739	25	0,9765857	0,9522791	87,60291	19,03	5,910376
Potencia Total						4 165,72	1 293,80

Tabla 18:

Cargabilidad de los transformadores año 2040.

SED Técnico	SED Comercial	Potencia instalada a kva	Demanda máxima año 2040				
			Lado HV- p.u.	Lado LV- p.u.	Cargabilidad %	Pot. kw	Pot. kvar
SE. 001	E120321	250	0,9905073	0,9501505	125,8646	285,09	88,54387
SE. 002	E120322	160	0,9888853	0,9003832	302,309	415,559	129,0654
SE. 003	E120323	160	0,9846364	0,8837918	340,9384	460,079	142,8921
SE. 004	E120324	50	0,9798138	0,9546219	102,6195	45,16	14,02589
SE. 005	E120325	75	0,9794475	0,914549	262,0865	169,78	52,73061
SE. 006	E120326	100	0,9891823	0,8348647	474,6858	378,263	117,4784
SE. 007	E120327	100	0,9816359	0,9548337	89,75028	81,54	25,32485

SE. 008	E120328	1000	0,9638624	0,9374728	85,14368	760,98	236,3468
SE. 009	E120329	75	0,9834097	0,8397229	557,9629	334,047	103,7479
SE. 010	E120330	25	0,9745527	0,9501964	87,77773	19,03	5,910376
SE. 011	E120331	100	0,9705252	0,8611107	345,6154	283,989	88,20151
SE. 012	E120332	200	0,9727097	0,9549708	65,73652	119,55	37,13009
SE. 013	E120333	500	0,9859513	0,9838553	8,711386	9,90757	33,40314
SE. 014	E120399	100	0,9830954	0,982985	0,3569043		
SE. 015	E120412	640	0,9679145	0,9602225	32,94805	195,57	60,74052
SE. 016	E120426	10	0,9761613	0,9548613	182,429	16,29	5,059383
SE. 017	E120451	100	0,9772952	0,956844	68,80433	62,57	19,43313
SE. 018	E120495	50	0,9835433	0,9260174	230,4808	100,41	31,18555
SE. 019	E120496	100	0,9808216	0,886256	301,8628	255,239	79,27283
SE. 020	E120506	100	0,9727424	0,9440748	95,8452	86,12	26,74732
SE. 021	E120569	50	0,9966035	0,9269871	277,3587	121,27	37,66426
SE. 022	E120601	75	0,9885307	0,9414896	191,8274	127,33	39,54642
SE. 023	E120726	100	0,9859684	0,9364534	163,0924	145,57	45,21141
SE. 024	E120739	25	0,9733351	0,948949	87,88282	19,03	5,910376
Potencia Total						4 492,37	1 425,57

Tabla 19:

Resumen de cargabilidad de transformadores.

SED Técnico	SED Comercial	Potencia instalada	Demanda máxima año 2019 sin proyecto			Demanda máxima año 2019 con proyecto			Demanda máxima año 2020			Demanda máxima año 2025			Demanda máxima año 2030			Demanda máxima año 2035			Demanda máxima año 2040		
			Cargabilidad %	Pot. kw	Pot. kvar	Cargabilidad %	Pot. kw	Pot. kvar	Cargabilidad %	Pot. kw	Pot. kvar	Cargabilidad %	Pot. kw	Pot. kvar	Cargabilidad %	Pot. kw	Pot. kvar	Cargabilidad %	Pot. kw	Pot. kvar	Cargabilidad %	Pot. kw	Pot. kvar
SE. 001	EI20321	250	126,173	285,09	88,54387	125,2164	285,09	88,54397	125,2376	285,09	88,54387	125,3549	285,09	88,54387	125,4942	285,09	88,54387	125,6612	285,09	88,54387	125,8646	285,09	88,54387
SE. 002	EI20322	160	159,5744	229,45	71,26307	162,8783	235,6799	73,19807	167,57	242,08	75,18575	193,4572	276,97	86,0219	223,9004	317,07	98,47622	259,6389	362,829	112,6884	302,309	415,559	129,0654
SE. 003	EI20323	160	177,9415	252,96	78,56484	181,4037	259,9298	80,72978	186,7399	267,08	82,95024	216,1357	305,92	95,01325	250,7389	350,429	108,8373	291,7448	401,439	124,68	340,9384	460,079	142,8921
SE. 004	EI20324	50	103,2174	45,16	14,02589	101,967	45,16	14,02589	101,9884	45,16	14,02589	102,1065	45,16	14,02589	102,2467	45,16	14,02589	102,4148	45,16	14,02589	102,6195	45,16	14,02589
SE. 005	EI20325	75	141,8931	93,43	29,01767	143,9072	95,93999	29,79726	148,0716	98,65	30,63892	170,2505	112,95	35,08025	196,088	129,33	40,16757	226,3208	148,11	46,00029	262,0865	169,78	52,73061
SE. 006	EI20326	100	239,5326	208,61	64,79049	244,5158	214,3094	66,56146	251,8998	220,17	68,38082	292,8623	251,979	78,26037	341,8129	288,409	89,57476	401,2829	330,288	102,5811	474,6858	378,263	117,4784
SE. 007	EI20327	100	49,02369	44,95	13,96066	50,0472	46,28	14,37373	51,4007	47,51	14,75575	58,96463	54,34	16,87703	67,70359	62,16	19,30579	77,83649	71,13	22,09169	89,75028	81,54	25,32485
SE. 008	EI20328	1000	85,96328	760,98	236,3468	84,54061	760,9798	236,3471	84,5604	760,98	236,3468	84,66953	760,98	236,3468	84,79912	760,98	236,3468	84,95449	760,98	236,3468	85,14368	760,98	236,3468
SE. 009	EI20329	75	285,4011	184,52	57,3086	290,764	189,4196	58,83078	299,6446	194,73	60,47964	347,3315	222,66	69,15417	404,6502	254,929	79,17662	473,4374	291,739	90,60881	557,9629	334,047	103,7479
SE. 010	EI20330	25	87,75702	19,03	5,910376	86,9243	19,03	5,910377	86,95186	19,03	5,910376	87,10475	19,03	5,910376	87,28745	19,03	5,910376	87,50768	19,03	5,910376	87,77773	19,03	5,910376
SE. 011	EI20331	100	178,2053	155,97	48,44147	181,4139	160,3198	49,7927	186,7327	164,66	51,14046	216,6373	188,66	58,59438	252,0336	216,159	67,13538	294,3085	247,689	76,92793	345,6154	283,989	88,20151
SE. 012	EI20332	200	65,7227	119,55	37,13009	65,02196	119,55	37,1301	65,04502	119,55	37,13009	65,17304	119,55	37,13009	65,32601	119,55	37,13009	65,51041	119,55	37,13009	65,73652	119,55	37,13009
SE. 013	EI20333	500	8,731618	31,9	9,907573	8,663671	31,9	9,907573	8,665232	31,9	9,907573	8,673852	31,9	9,907573	8,684103	31,9	9,907573	8,696401	31,9	9,907573	8,711386	9,90757	33,40314
SE. 014	EI20399	100	0,3566642	0	0	0,3596725	0	0	0,3595816	0	0	0,3590809	0	0	0,3584854	0	0	0,9853755	0	0	0,3569043	0	0
SE. 015	EI20412	640	33,25081	195,57	60,74052	32,72748	195,57	60,74053	32,73472	195,57	60,74052	32,77465	195,57	60,74052	32,82205	195,57	60,74052	32,87888	195,57	60,74052	32,94805	195,57	60,74052
SE. 016	EI20426	10	102,7897	9,02999	2,804554	103,8962	9,27	2,879095	106,6448	9,52	2,956741	122,8617	10,99	3,413297	139,8813	12,52	3,888488	159,5192	14,27	4,432005	182,429	16,29	5,059383
SE. 017	EI20451	100	68,80844	62,57	19,43313	68,13962	62,57	19,43313	68,16117	62,57	19,43313	68,28044	62,57	19,43313	68,42286	62,57	19,43313	68,59434	62,57	19,43313	68,80433	62,57	19,43313
SE. 018	EI20495	50	124,7043	55,09	17,10996	127,0199	56,58	17,57274	130,8169	58,25	18,0914	150,2919	66,74	20,72824	172,9596	76,47	23,75022	199,424	87,62	27,21321	230,4808	100,41	31,18555
SE. 019	EI20496	100	158,4915	140,87	43,75169	161,3745	144,6199	44,91644	166,1299	148,61	46,15558	192,1205	170,12	52,8362	222,654	194,74	60,48276	258,7599	222,929	69,23803	301,8628	255,239	79,27283
SE. 020	EI20506	100	95,82469	86,12	26,74732	94,77942	86,12	26,74733	94,81381	86,12	26,74732	95,00468	86,12	26,74732	95,2328	86,12	26,74732	95,50785	86,12	26,74732	95,8452	86,12	26,74732
SE. 021	EI20569	50	149,868	66,83	20,75621	153,2811	68,76	21,35563	157,444	70,59	21,92398	180,9579	80,84	25,10745	207,9972	92,44	28,7102	239,9291	105,88	32,88442	277,3587	121,27	37,66426
SE. 022	EI20601	75	105,3801	70,47	21,88671	107,6	72,46	22,50478	110,4345	74,36	23,09488	126,6018	85,13	26,43985	145,0807	97,29	30,21654	166,5716	111,23	34,54605	191,8274	127,33	39,54642
SE. 023	EI20726	100	163,5344	145,57	45,21142	162,0511	145,57	45,21148	162,0851	145,57	45,21142	162,2731	145,57	45,21142	162,4968	145,57	45,21142	162,7652	145,57	45,21142	163,0924	145,57	45,21141
SE. 024	EI20739	25	87,8528	19,03	5,910376	86,99867	19,03	5,910377	87,02719	19,03	5,910376	87,1855	19,03	5,910376	87,37474	19,03	5,910382	87,60291	19,03	5,910376	87,88282	19,03	5,910376
POTENCIA TOTAL				3.282,75	1.019,56		3.324,14	1.032,42		3.366,78	1.045,66		3.597,87	1.117,43		3.862,52	1.199,63		4.165,72	1.293,80		4.492,37	1.425,57

Figura 22:

Gráfico de Cargabilidad de los transformadores desde 2019 al 2040.

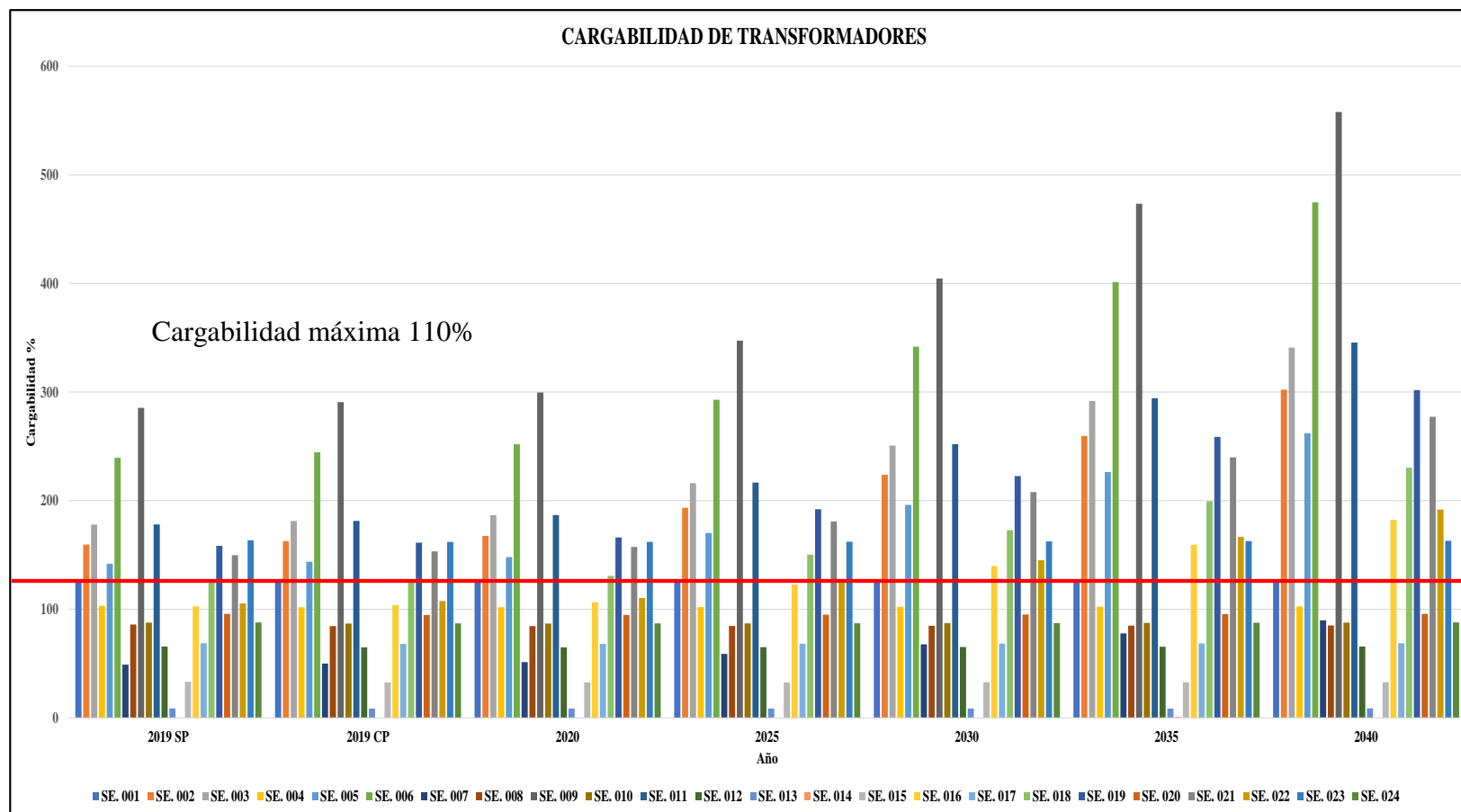


Figura 23:

Gráfico de variación de la potencia activa (KW).

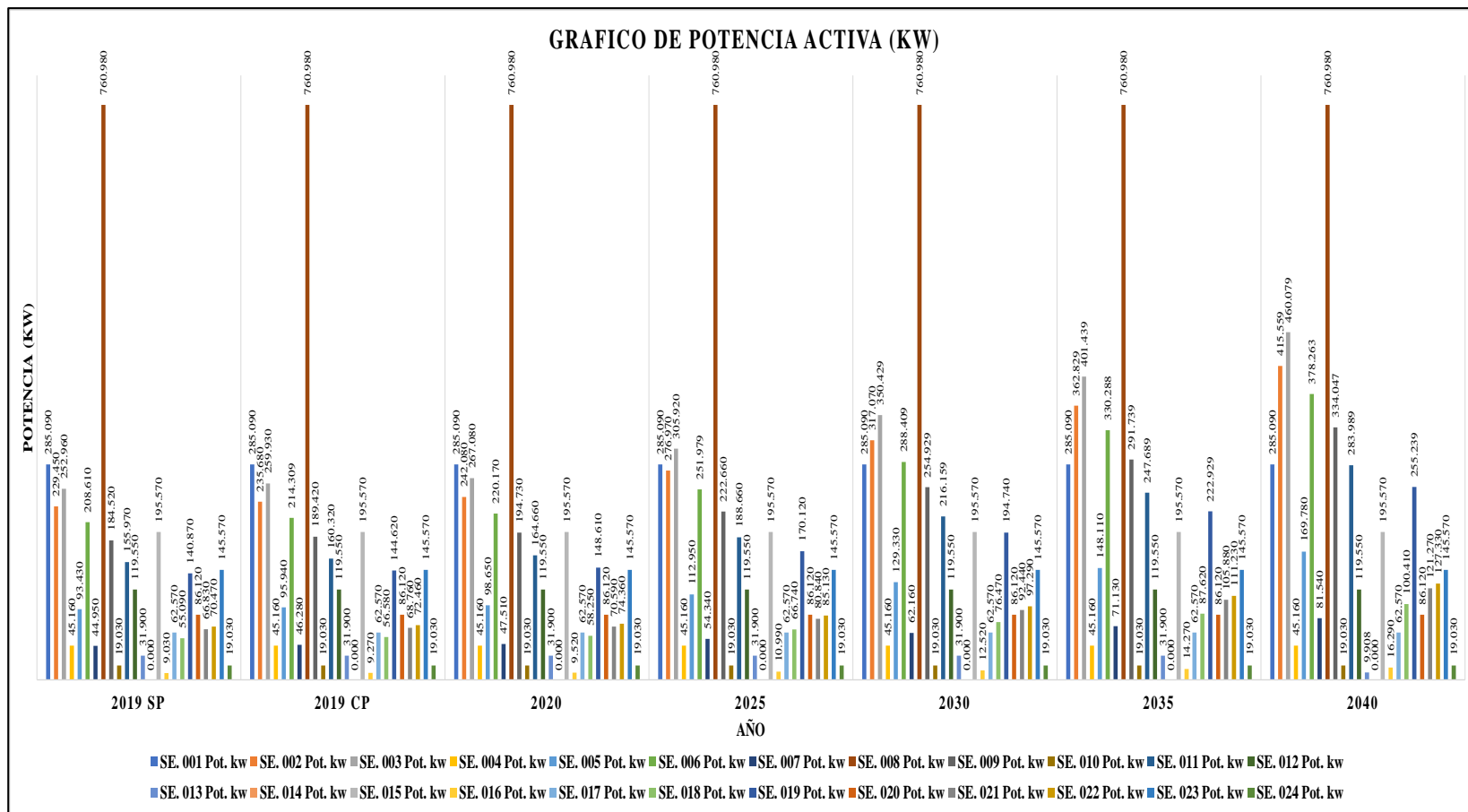


Figura 24:

Gráfico de variación de potencia reactiva (KVAR).

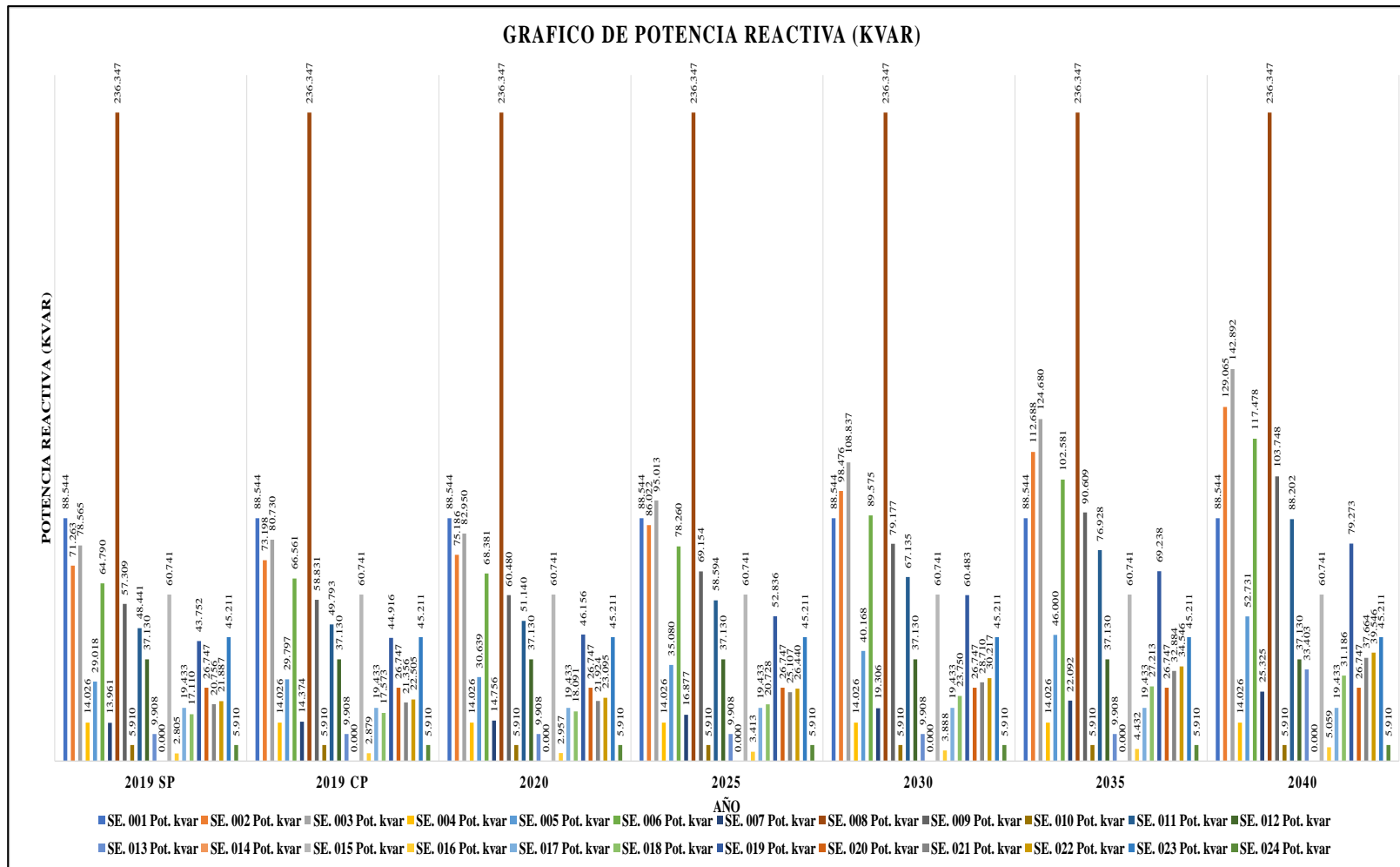


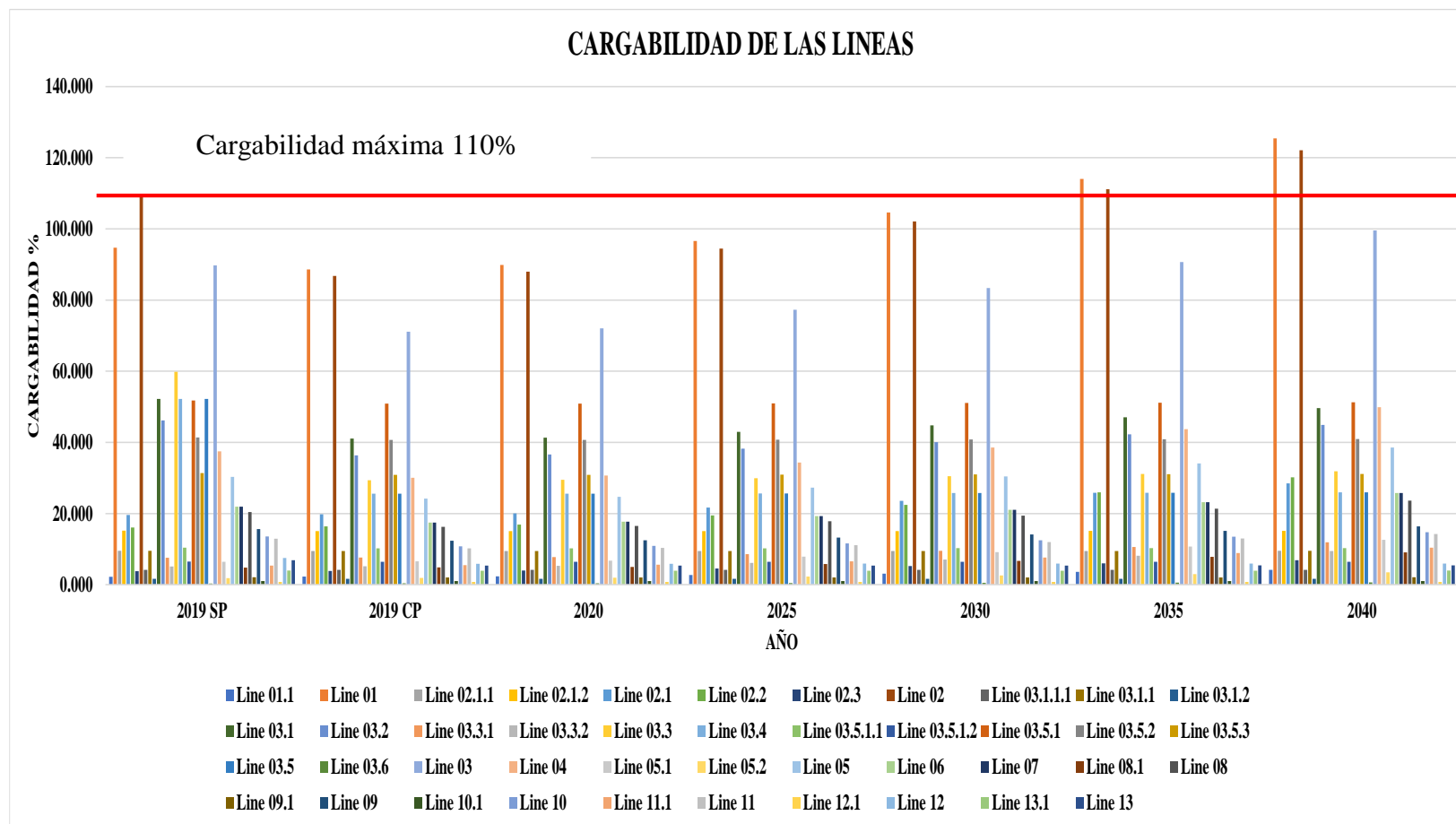
Tabla 20:

Cargabilidad de conductores.

Nombre	Voltaje nominal	Año 2019 SP		Año 2019 CP		Año 2020		Año 2025		Año 2030		Año 2035		Año 2040	
		Tipo de calibre	Loading %	Tipo de calibre	Loading %	Tipo de calibre	Loading %	Tipo de calibre	Loading %	Tipo de calibre	Loading %	Tipo de calibre	Loading %	Tipo de calibre	Loading %
Line 01.1	10 kV	ACC 35 mm2	2,26508	AAAC 35mm2	2,316673	AAAC 35mm2	2,37959	AAAC 35mm2	2,734976	AAAC 35mm2	3,143646	AAAC 35mm2	3,626261	AAAC 35mm2	4,191967
Line 01	10 kV	CU 35 mm2	94,7398	ACSR 50mm2	88,6158	ACSR 50mm2	89,84781	ACSR 50mm2	96,61869	ACSR 50mm2	104,5893	ACSR 50mm2	114,0413	ACSR 50mm2	125,4052
Line 02.1.1	10 kV	CU 25 mm2	9,53472	CU 25mm2	9,462418	CU 25mm2	9,46402	CU 25mm2	9,47288	CU 25mm2	9,483411	CU 25mm2	9,496033	CU 25mm2	9,511401
Line 02.1.2	10 kV	CU 16 mm2	15,1762	CU 16mm2	15,0612	CU 16mm2	15,06375	CU 16mm2	15,07785	CU 16mm2	15,09461	CU 16mm2	15,1147	CU 16mm2	15,13916
Line 02.1	10 kV	CU 25 mm2	19,6373	CU 25mm2	19,77485	CU 25mm2	20,06759	CU 25mm2	21,69451	CU 25mm2	23,59494	CU 25mm2	25,82026	CU 25mm2	28,46618
Line 02.2	10 kV	CU 16 mm2	16,0828	CU 16mm2	16,41703	CU 16mm2	16,88028	CU 16mm2	19,45517	CU 16mm2	22,46348	CU 16mm2	25,987	CU 16mm2	30,17811
Line 02.3	10 kV	CU 16 mm2	3,80257	CU 16mm2	3,882683	CU 16mm2	3,984963	CU 16mm2	4,56835	CU 16mm2	5,23515	CU 16mm2	6,010635	CU 16mm2	6,921976
Line 02	10 kV	CU 25 mm2	109,34	ACSR 50mm2	86,78102	ACSR 50mm2	87,96318	ACSR 50mm2	94,45247	ACSR 50mm2	102,0993	ACSR 50mm2	111,1691	ACSR 50mm2	122,0852
Line 03.1.1.1	10 kV	CU 35 mm2	4,19629	CU 35mm2	4,158233	CU 35mm2	4,159107	CU 35mm2	4,163931	CU 35mm2	4,169669	CU 35mm2	4,176556	CU 35mm2	4,184953
Line 03.1.1	10 kV	CU 16 mm2	9,54474	CU 16mm2	9,460238	CU 16mm2	9,462176	CU 16mm2	9,472867	CU 16mm2	9,485585	CU 16mm2	9,500848	CU 16mm2	9,519454
Line 03.1.2	10 kV	CU 16 mm2	1,6804	CU 16mm2	1,667325	CU 16mm2	1,667625	CU 16mm2	1,669284	CU 16mm2	1,671257	CU 16mm2	1,673624	CU 16mm2	1,676508
Line 03.1	10 kV	CU 25 mm2	52,1896	ACSR 50mm2	41,05236	ACSR 50mm2	41,34511	ACSR 50mm2	42,94597	ACSR 50mm2	44,81914	ACSR 50mm2	47,02826	ACSR 50mm2	49,66371
Line 03.2	10 kV	CU 25 mm2	46,1933	ACSR 50mm2	36,3423	ACSR 50mm2	36,6341	ACSR 50mm2	38,22972	ACSR 50mm2	40,09676	ACSR 50mm2	42,29871	ACSR 50mm2	44,92576
Line 03.3.1	10 kV	CU 16 mm2	7,60235	CU 16mm2	7,64479	CU 16mm2	7,795538	CU 16mm2	8,598434	CU 16mm2	9,533731	CU 16mm2	10,62809	CU 16mm2	11,92266
Line 03.3.2	10 kV	CU 16 mm2	5,12012	CU 16mm2	5,192804	CU 16mm2	5,343076	CU 16mm2	6,143388	CU 16mm2	7,075717	CU 16mm2	8,166649	CU 16mm2	9,457233
Line 03.3	10 kV	CU 16 mm2	59,8322	ACSR 50mm2	29,39221	ACSR 50mm2	29,47979	ACSR 50mm2	29,95109	ACSR 50mm2	30,4963	ACSR 50mm2	31,13452	ACSR 50mm2	31,89003
Line 03.4	10 kV	CU 16 mm2	52,2321	ACSR 50mm2	25,58692	ACSR 50mm2	25,59937	ACSR 50mm2	25,67059	ACSR 50mm2	25,7498	ACSR 50mm2	25,84291	ACSR 50mm2	25,95384
Line 03.5.1.1	10 kV	CU 16 mm2	10,3985	CU 16mm2	10,23484	CU 16mm2	10,2371	CU 16mm2	10,24959	CU 16mm2	10,26442	CU 16mm2	10,28219	CU 16mm2	10,30382
Line 03.5.1.2	10 kV	AAAC 35 mm2	6,53313	AAAC 35mm2	6,43031	AAAC 35mm2	6,431732	AAAC 35mm2	6,439577	AAAC 35mm2	6,448892	AAAC 35mm2	6,460058	AAAC 35mm2	6,473649
Line 03.5.1	10 kV	CU 16 mm2	51,7473	CU 16mm2	50,89929	CU 16mm2	50,91107	CU 16mm2	50,97602	CU 16mm2	51,05314	CU 16mm2	51,1456	CU 16mm2	51,25818
Line 03.5.2	10 kV	CU 16 mm2	41,359	CU 16mm2	40,67454	CU 16mm2	40,68406	CU 16mm2	40,73656	CU 16mm2	40,79891	CU 16mm2	40,87367	CU 16mm2	40,96469
Line 03.5.3	10 kV	AAAC 35 mm2	31,4119	AAAC 25mm2	30,89212	AAAC 25mm2	30,89935	AAAC 25mm2	30,93922	AAAC 25mm2	30,98658	AAAC 25mm2	31,04335	AAAC 25mm2	31,11249
Line 03.5	10 kV	CU 16 mm2	52,234	ACSR 50mm2	25,58817	ACSR 50mm2	25,60063	ACSR 50mm2	25,67185	ACSR 50mm2	25,75105	ACSR 50mm2	25,84416	ACSR 50mm2	25,9551
Line 03.6	10 kV	AAAC 25 mm2	0,3756	AAAC 25mm2	0,3796491	AAAC 25mm2	0,3896927	AAAC 25mm2	0,4489513	AAAC 25mm2	0,5111429	AAAC 25mm2	0,582902	AAAC 25mm2	0,6666168
Line 03	10 kV	CU 25 mm2	89,7042	ACSR 50mm2	71,10949	ACSR 50mm2	72,05962	ACSR 50mm2	77,25948	ACSR 50mm2	83,4002	ACSR 50mm2	90,70647	ACSR 50mm2	99,52609
Line 04	10 kV	CU 25 mm2	37,5158	ACSR 50mm2	30,05836	ACSR 50mm2	30,71589	ACSR 50mm2	34,31629	ACSR 50mm2	38,5871	ACSR 50mm2	43,69071	ACSR 50mm2	49,88699
Line 05.1	10 kV	CU 25 mm2	6,47027	CU 25mm2	6,59186	CU 25mm2	6,793189	CU 25mm2	7,874291	CU 25mm2	9,173752	CU 25mm2	10,73322	CU 25mm2	12,64948
Line 05.2	10 kV	CU 25 mm2	1,88476	CU 25mm2	1,919765	CU 25mm2	1,977151	CU 25mm2	2,271495	CU 25mm2	2,614091	CU 25mm2	3,014072	CU 25mm2	3,48346
Line 05	10 kV	CU 25 mm2	30,2819	ACSR 50mm2	24,20626	ACSR 50mm2	24,68725	ACSR 50mm2	27,3087	ACSR 50mm2	30,41049	ACSR 50mm2	34,09532	ACSR 50mm2	38,54296
Line 06	10 kV	CU 25 mm2	21,93	ACSR 50mm2	17,46318	ACSR 50mm2	17,73934	ACSR 50mm2	19,27207	ACSR 50mm2	21,07465	ACSR 50mm2	23,21001	ACSR 50mm2	25,77269
Line 07	10 kV	CU 25 mm2	21,9203	ACSR 50mm2	17,45561	ACSR 50mm2	17,73178	ACSR 50mm2	19,26455	ACSR 50mm2	21,06719	ACSR 50mm2	23,20262	ACSR 50mm2	25,76538
Line 08.1	10 kV	CU 25 mm2	4,79084	CU 25mm2	4,877991	CU 25mm2	5,021736	CU 25mm2	5,807374	CU 25mm2	6,730334	CU 25mm2	7,821733	CU 25mm2	9,124638
Line 08	10 kV	CU 25 mm2	20,4392	ACSR 50mm2	16,25738	ACSR 50mm2	16,5011	ACSR 50mm2	17,85292	ACSR 50mm2	19,44664	ACSR 50mm2	21,34008	ACSR 50mm2	23,61881
Line 09.1	10 kV	CU 25 mm2	2,07992	CU 25mm2	2,059709	CU 25mm2	2,06036	CU 25mm2	2,063965	CU 25mm2	2,06827	CU 25mm2	2,073454	CU 25mm2	2,079801
Line 09	10 kV	CU 25 mm2	15,6517	ACSR 50mm2	12,39474	ACSR 50mm2	12,52461	ACSR 50mm2	13,25419	ACSR 50mm2	14,11696	ACSR 50mm2	15,14612	ACSR 50mm2	16,39308
Line 10.1	10 kV	CU 16 mm2	1,05555	CU 16mm2	1,045537	CU 16mm2	1,045869	CU 16mm2	1,047708	CU 16mm2	1,049905	CU 16mm2	1,052554	CU 16mm2	1,055802
Line 10	10 kV	CU 25 mm2	13,5746	ACSR 50mm2	10,76522	ACSR 50mm2	10,89461	ACSR 50mm2	11,62159	ACSR 50mm2	12,48141	ACSR 50mm2	13,50721	ACSR 50mm2	14,75042
Line 11.1	10 kV	CU 25 mm2	5,38674	CU 25mm2	5,483738	CU 25mm2	5,644511	CU 25mm2	6,54846	CU 25mm2	7,618412	CU 25mm2	8,96289	CU 25mm2	10,44718
Line 11	10 kV	CU 25 mm2	12,9133	ACSR 50mm2	10,2464	ACSR 50mm2	10,37566	ACSR 50mm2	11,10191	ACSR 50mm2	11,96089	ACSR 50mm2	12,98578	ACSR 50mm2	14,228
Line 12.1	10 kV	AAAC 25 mm2	0,80256	AAAC 25mm2	0,7947583	AAAC 25mm2	0,7950189	AAAC 25mm2	0,7964651	AAAC 25mm2	0,7981938	AAAC 25mm2	0,8002783	AAAC 25mm2	0,8028353
Line 12	10 kV	CU 25 mm2	7,53219	ACSR 50mm2	5,905464	ACSR 50mm2	5,907564	ACSR 50mm2	5,919219	ACSR 50mm2	5,933148	ACSR 50mm2	5,949941	ACSR 50mm2	5,970534
Line 13.1	10 kV	CU 25 mm2	3,9733	CU 25mm2	3,930937	CU 25mm2	3,932332	CU 25mm2	3,940071	CU 25mm2	3,949319	CU 25mm2	3,960467	CU 25mm2	3,974136
Line 13	10 kV	CU 25 mm2	6,8697	ACSR 50mm2	5,385828	ACSR 50mm2	5,387757	ACSR 50mm2	5,398463	ACSR 50mm2	5,411256	ACSR 50mm2	5,42668	ACSR 50mm2	5,445594

Figura 25:

Gráfico de cargabilidad de las líneas.



7.1.6.3. Perfiles de tensión

Con el análisis de flujo de potencia se determina también la caída de tensión, la cual con la implementación del proyecto de acuerdo al expediente técnico de Electronoroste S.A. (cambio del conductor y ampliación de la demanda) se mantiene dentro de los parámetros establecidos por la NTCSE que es entre 0.95 – 1.05 p.u para los años 2019 sin proyecto, 2019 con proyecto, 2020, 2025, 2030, 2035 y 2040.

Tabla 21:

Resumen de caída de tensión.

Nombre	Voltaje nominal	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año
		2019 SP	2019 CP	2020	2025	2030	2035	2040
		Caída de tensión (p.u.)	Caída de tensión (p.u.)	Caída de tensión (p.u.)	Caída de tensión (p.u.)	Caída de tensión (p.u.)	Caída de tensión (p.u.)	Caída de tensión (p.u.)
Line 01.1	10 kV	0,993	1,000	1,000	0,999	0,998	0,998	0,997
Line 01	10 kV	1,000	1,007	1,007	1,007	1,007	1,007	1,007
Line 02.1.1	10 kV	0,988	0,995	0,995	0,994	0,993	0,992	0,991
Line 02.1.2	10 kV	0,988	0,995	0,995	0,994	0,993	0,992	0,991
Line 02.1	10 kV	0,989	0,996	0,996	0,995	0,994	0,992	0,991
Line 02.2	10 kV	0,988	0,995	0,994	0,993	0,992	0,991	0,989
Line 02.3	10 kV	0,987	0,994	0,994	0,993	0,992	0,990	0,989
Line 02	10 kV	0,994	1,000	1,000	0,999	0,998	0,998	0,997
Line 03.1.1.1	10 kV	0,984	0,992	0,991	0,990	0,989	0,988	0,986
Line 03.1.1	10 kV	0,984	0,992	0,992	0,990	0,989	0,988	0,986
Line 03.1.2	10 kV	0,984	0,992	0,991	0,990	0,989	0,988	0,986
Line 03.1	10 kV	0,988	0,995	0,995	0,994	0,993	0,992	0,990
Line 03.2	10 kV	0,984	0,992	0,992	0,991	0,989	0,988	0,986
Line 03.3.1	10 kV	0,974	0,986	0,986	0,985	0,983	0,982	0,980

Nombre	Voltaje nominal	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año
		2019	2019	2020	2025	2030	2035	2040
		SP	CP					
		Caída de tensión (p.u.)	Caída de tensión (p.u.)	Caída de tensión (p.u.)	Caída de tensión (p.u.)	Caída de tensión (p.u.)	Caída de tensión (p.u.)	Caída de tensión (p.u.)
Line 03.3.2	10 kV	0,974	0,986	0,986	0,985	0,983	0,981	0,979
Line 03.3	10 kV	0,982	0,991	0,990	0,989	0,988	0,987	0,985
Line 03.4	10 kV	0,974	0,986	0,986	0,985	0,984	0,982	0,980
Line 03.5.1.1	10 kV	0,959	0,974	0,974	0,973	0,972	0,970	0,968
Line 03.5.1.2	10 kV	0,959	0,974	0,974	0,973	0,972	0,970	0,968
Line 03.5.1	10 kV	0,959	0,975	0,974	0,973	0,972	0,970	0,968
Line 03.5.2	10 kV	0,955	0,971	0,970	0,969	0,968	0,966	0,964
Line 03.5.3	10 kV	0,955	0,970	0,970	0,969	0,968	0,966	0,964
Line 03.5	10 kV	0,973	0,986	0,986	0,984	0,983	0,981	0,979
Line 03.6	10 kV	0,967	0,983	0,982	0,981	0,980	0,978	0,976
Line 03	10 kV	0,989	0,996	0,996	0,995	0,994	0,993	0,992
Line 04	10 kV	0,987	0,994	0,994	0,993	0,992	0,991	0,989
Line 05.1	10 kV	0,983	0,991	0,991	0,989	0,988	0,986	0,984
Line 05.2	10 kV	0,983	0,991	0,991	0,989	0,988	0,986	0,984
Line 05	10 kV	0,983	0,991	0,991	0,989	0,988	0,986	0,984
Line 06	10 kV	0,982	0,991	0,990	0,989	0,987	0,985	0,983
Line 07	10 kV	0,981	0,990	0,989	0,988	0,986	0,984	0,982
Line 08.1	10 kV	0,981	0,989	0,989	0,987	0,986	0,983	0,981
Line 08	10 kV	0,981	0,989	0,989	0,988	0,986	0,984	0,981
Line 09.1	10 kV	0,977	0,987	0,986	0,985	0,983	0,980	0,977
Line 09	10 kV	0,977	0,987	0,986	0,985	0,983	0,980	0,977
Line 10.1	10 kV	0,975	0,985	0,984	0,982	0,980	0,978	0,975

Nombre	Voltaje nominal	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año
		2019 SP	2019 CP	2020	2025	2030	2035	2040
		Caída de tensión (p.u.)	Caída de tensión (p.u.)	Caída de tensión (p.u.)	Caída de tensión (p.u.)	Caída de tensión (p.u.)	Caída de tensión (p.u.)	Caída de tensión (p.u.)
Line 10	10 kV	0,975	0,985	0,984	0,982	0,980	0,978	0,975
Line 11.1	10 kV	0,974	0,984	0,983	0,982	0,979	0,977	0,973
Line 11	10 kV	0,974	0,984	0,983	0,982	0,979	0,977	0,973
Line 12.1	10 kV	0,974	0,984	0,983	0,981	0,979	0,977	0,973
Line 12	10 kV	0,974	0,984	0,983	0,982	0,979	0,977	0,973
Line 13.1	10 kV	0,973	0,983	0,983	0,981	0,979	0,976	0,973
Line 13	10 kV	0,974	0,984	0,983	0,981	0,979	0,977	0,973

Figura 26:

Perfil de tensión año 2019 sin proyecto.

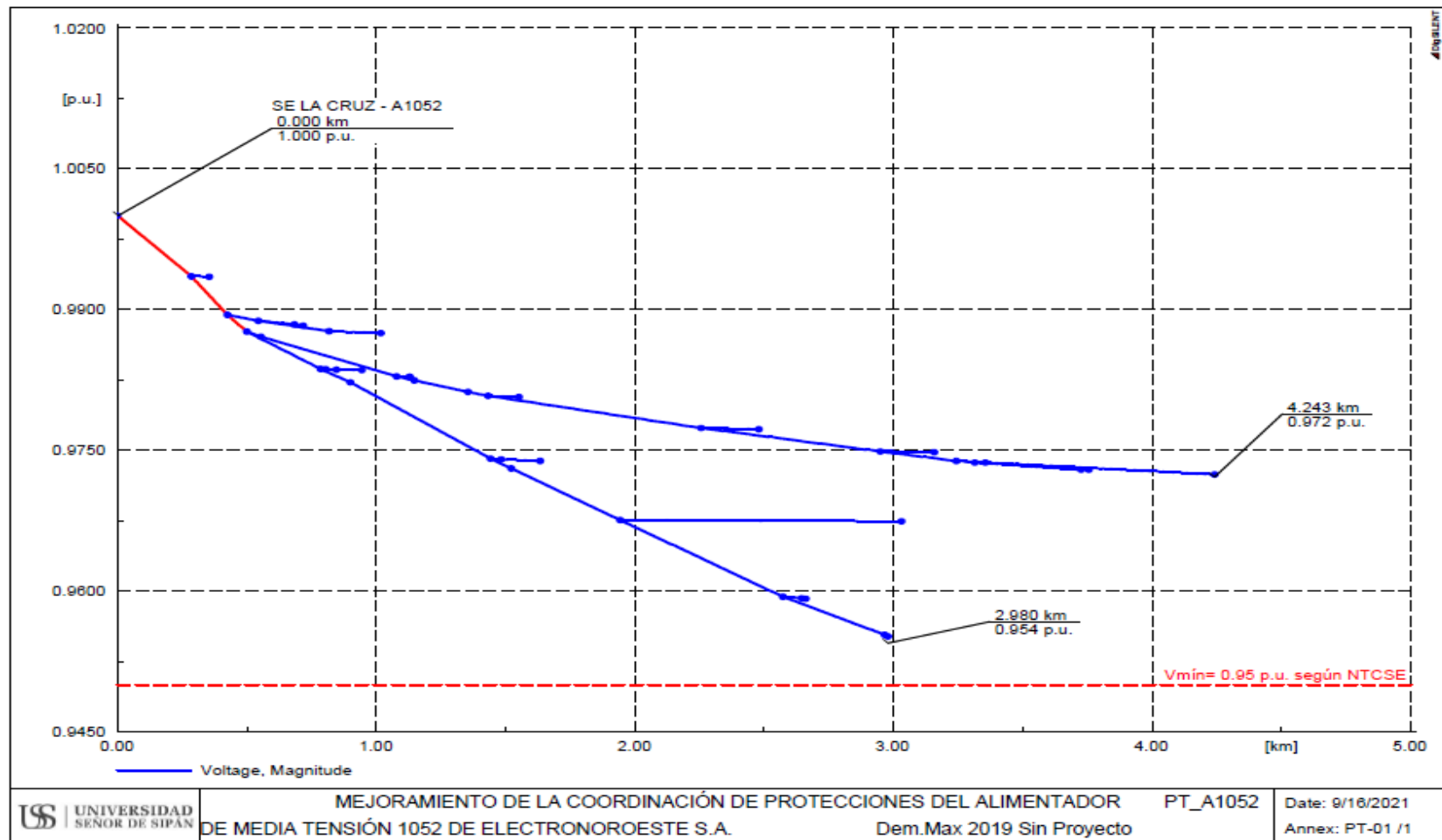


Figura 27:

Perfil de tensión año 2019 con proyecto.

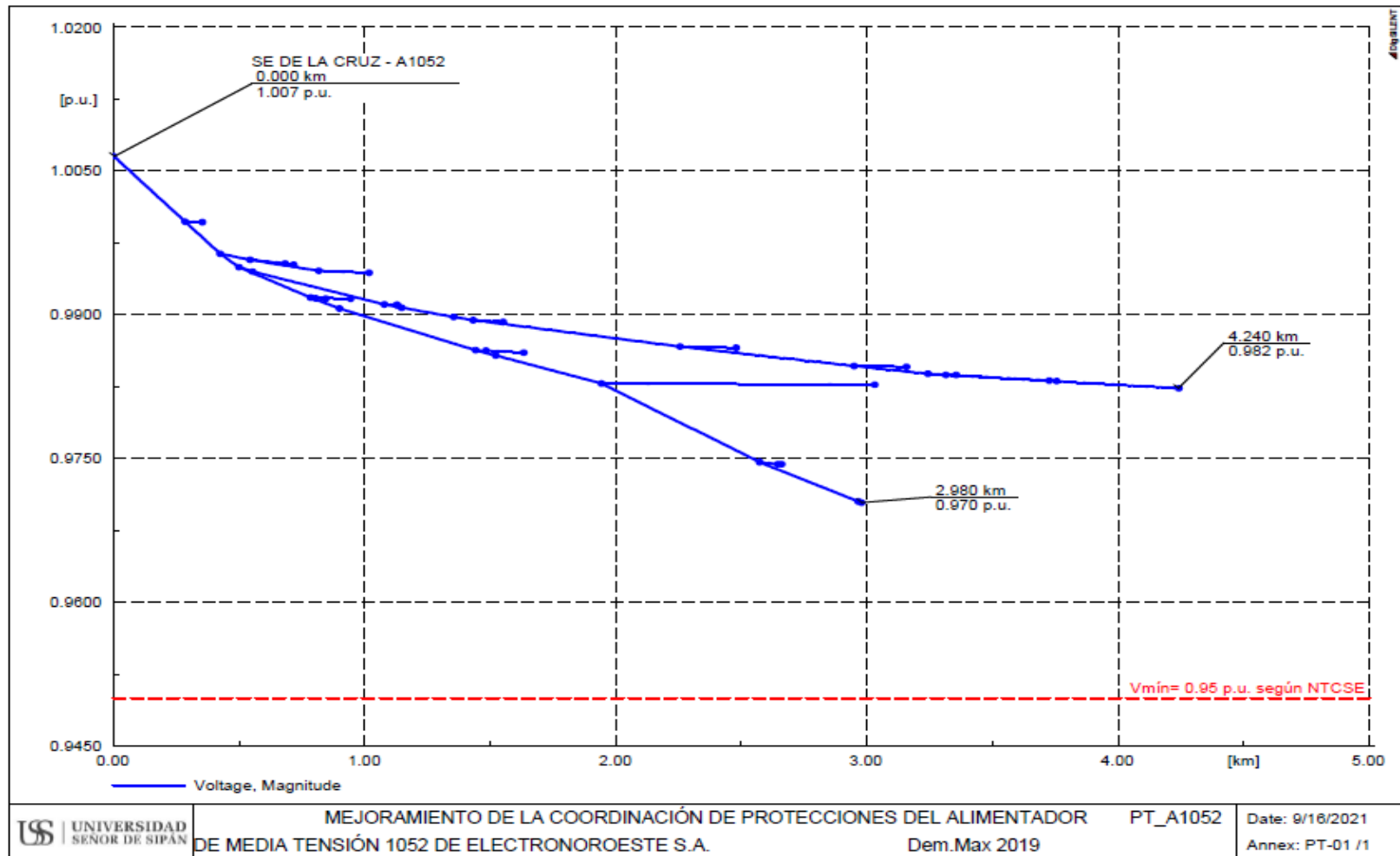


Figura 28:

Perfil de tensión año 2020.

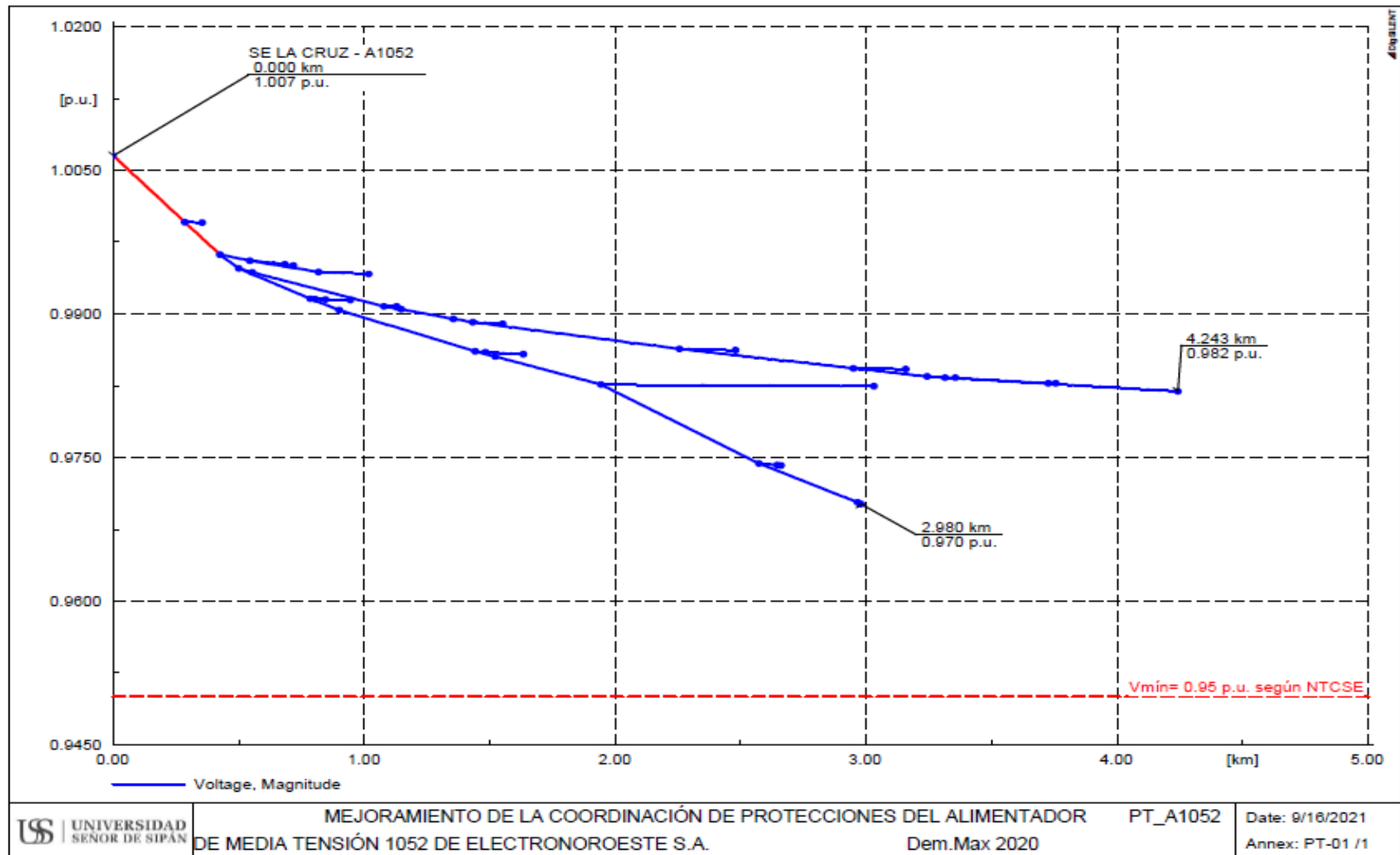


Figura 29:

Perfil de tensión año 2025.

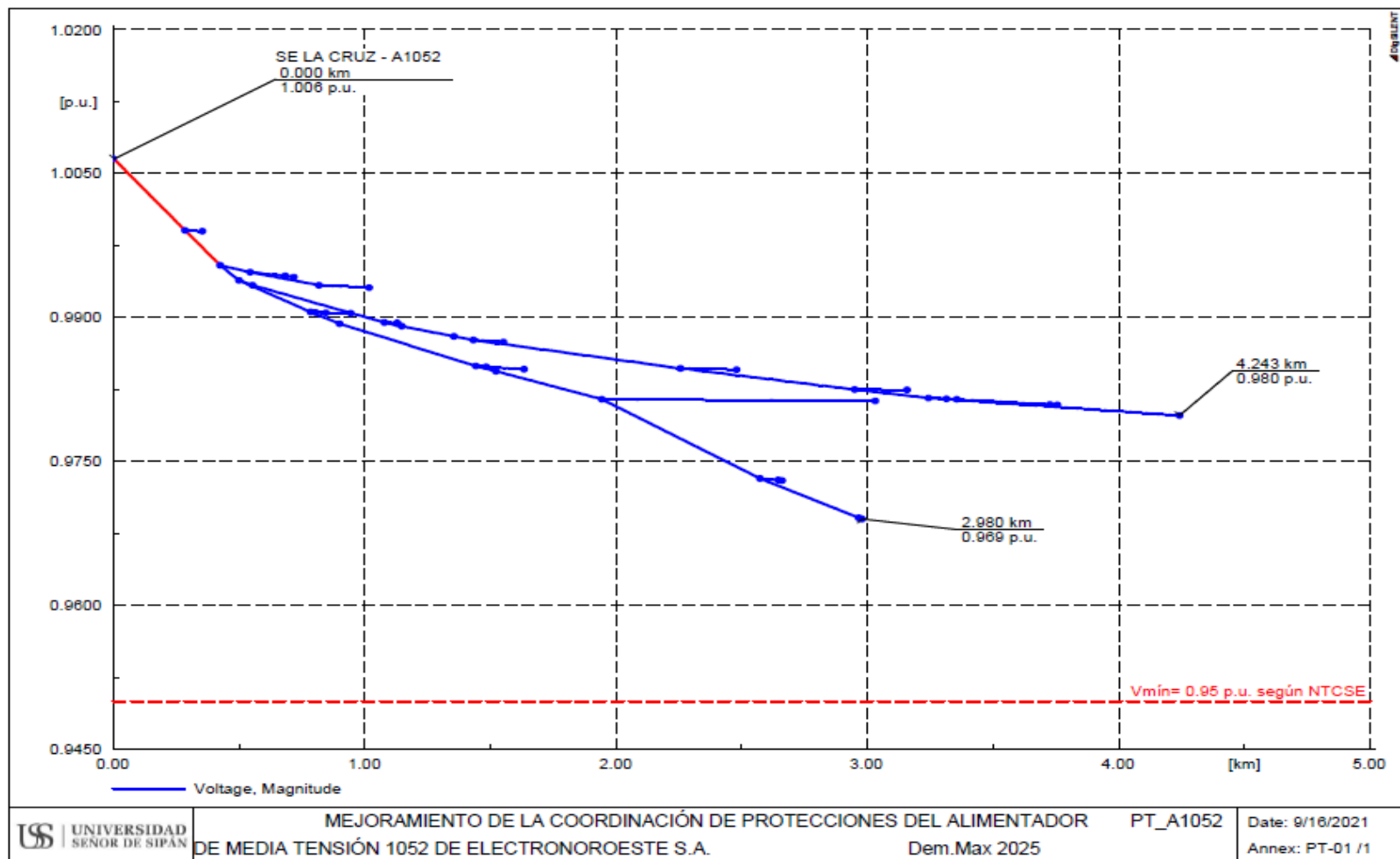


Figura 30:

Perfil de tensión año 2030.

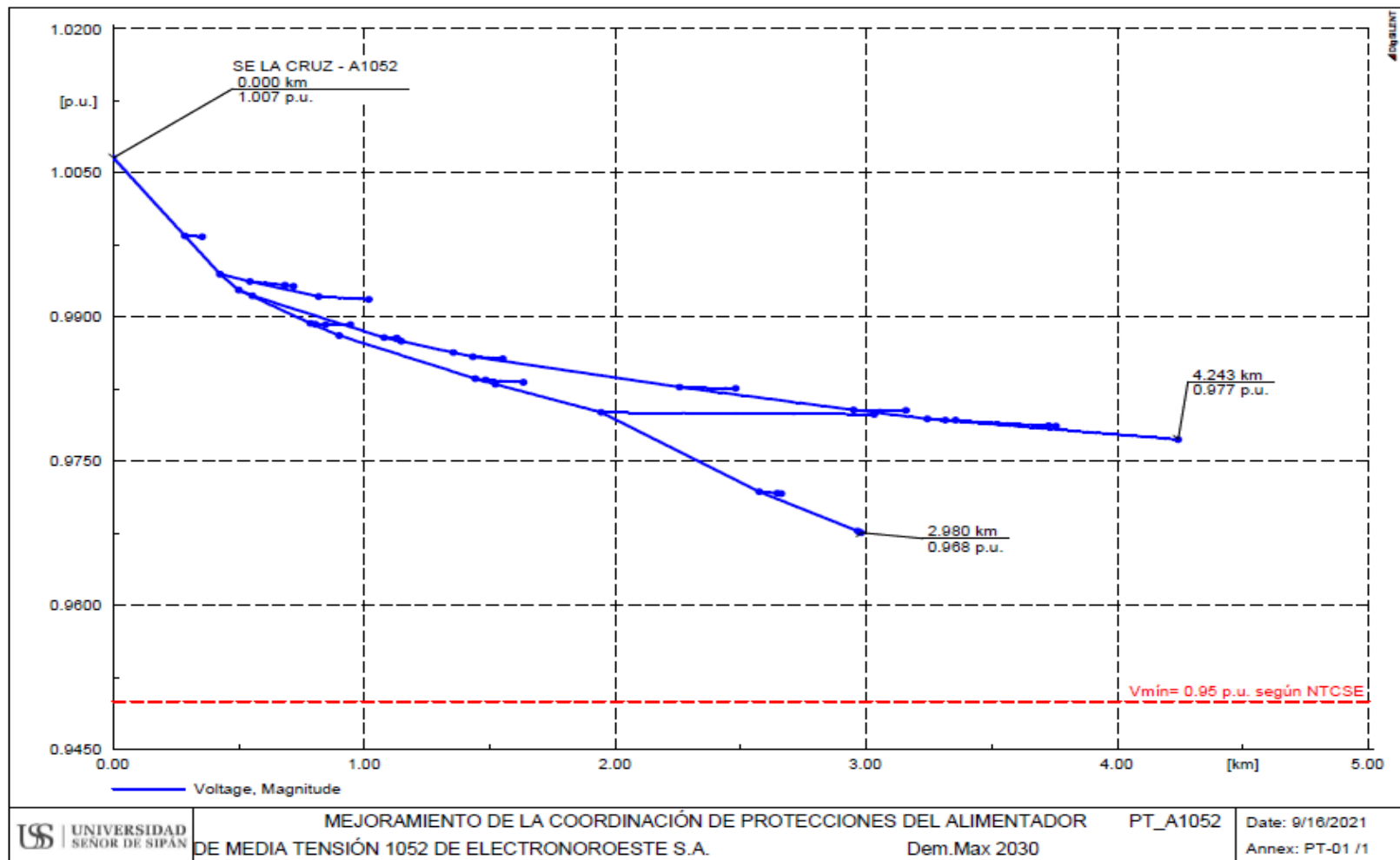


Figura 31:

Perfil de tensión año 2035.

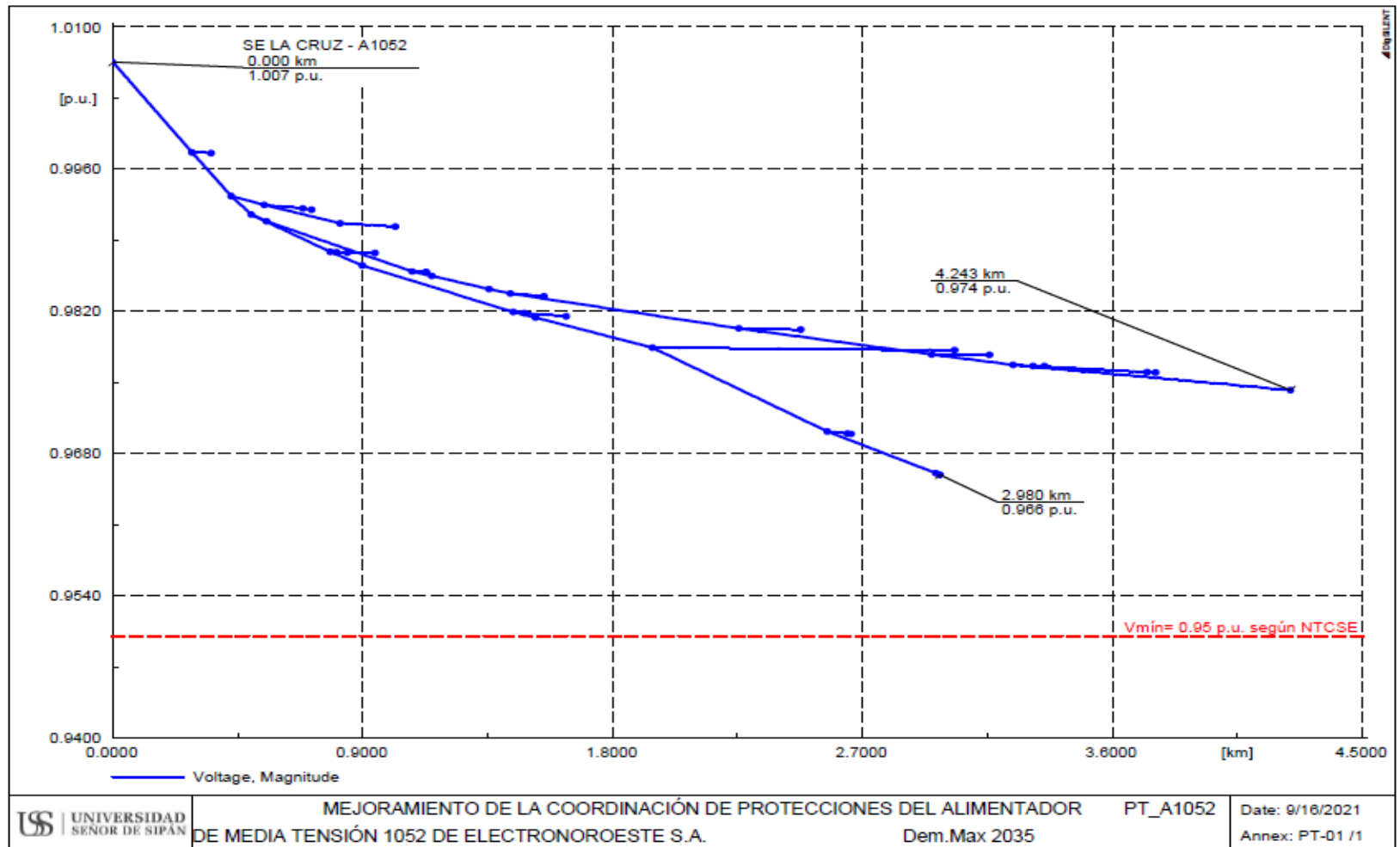


Figura 32:

Perfil de tensión año 2040.

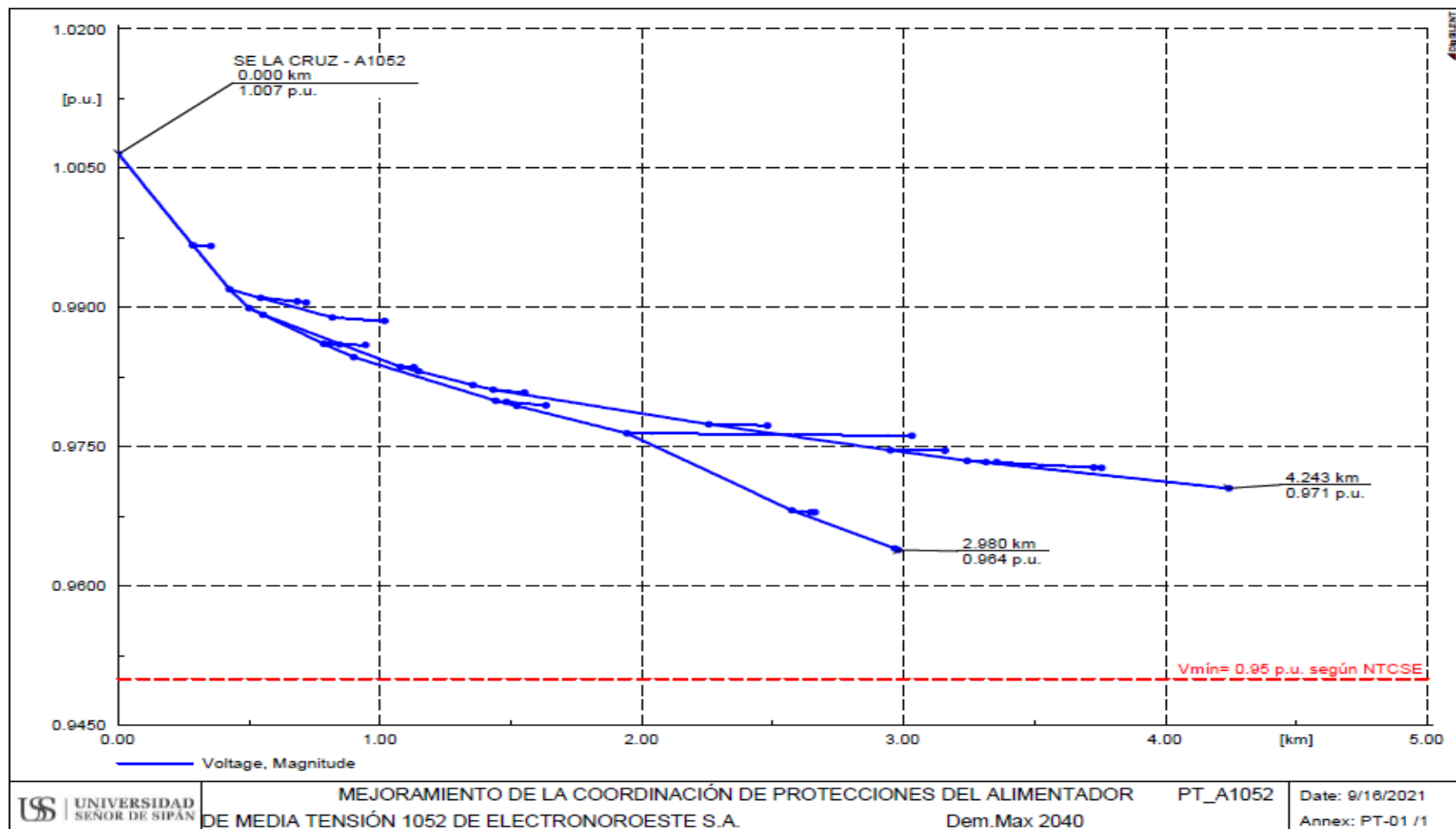


Figura 33:

Gráfico de tensión mínima.

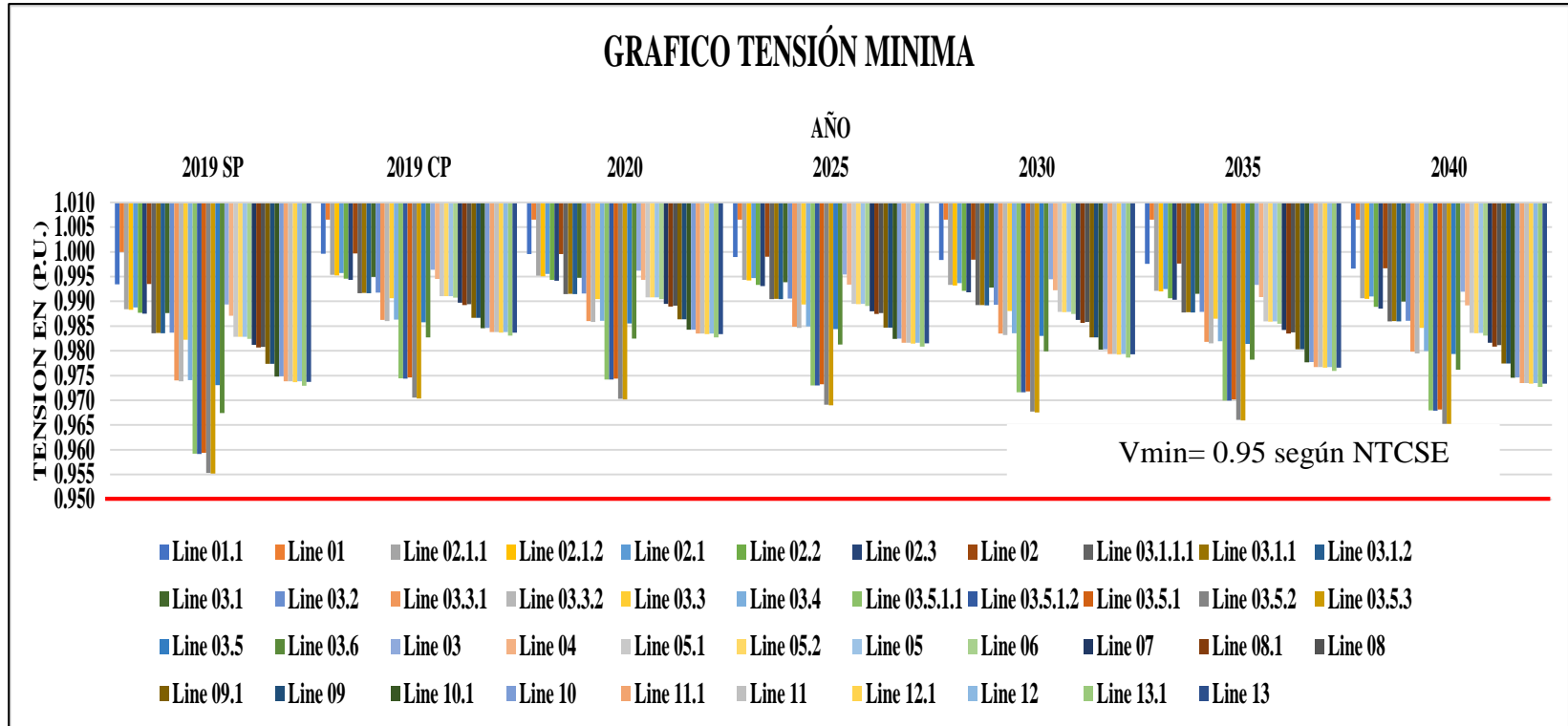
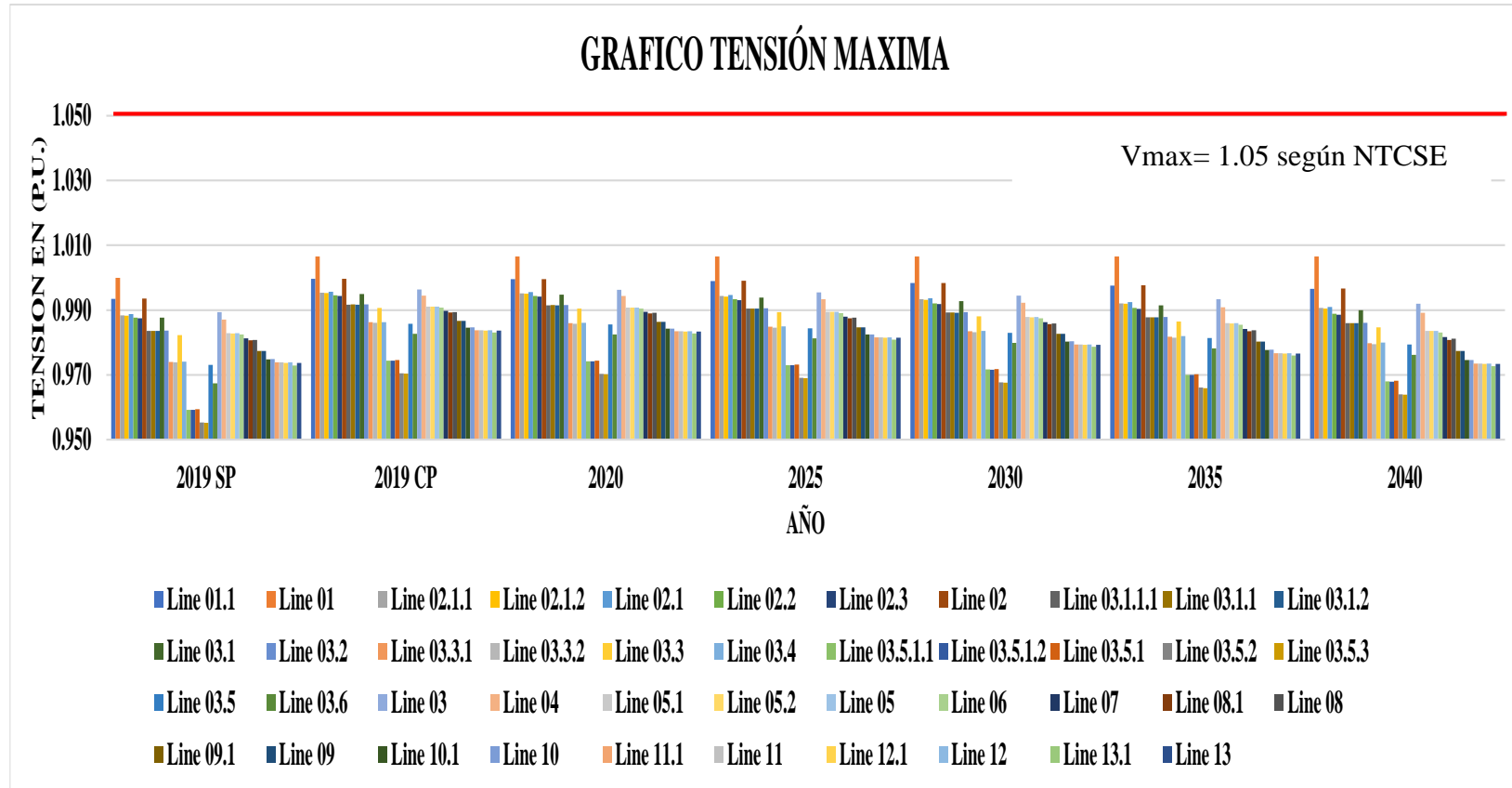


Figura 34:

Gráfico de tensión máxima.



7.1.7. Resultado de cortocircuito

El cálculo de cortocircuito se ha realizado considerando la potencia de cortocircuito del sistema eléctrico según los parámetros de la red equivalente en la barra de 10 kV del alimentador 1052.

La simulación de cortocircuito tiene como objetivo determinar las máximas y mínimas corrientes de falla del sistema eléctrico cuyos resultados permiten verificar la capacidad térmica de los equipos y determinar los ajustes adecuados para los equipos de protección.

Para estudios de cortocircuito existen tres tipos de protocolos, protocolos estándar, protocolo ANSI y protocolo IEC; para este desarrollo utilizaremos el protocolo IEC. Asimismo, se analizará la simulación de una “Red en vacío” y una “Red con carga”.

Red en vacío: En régimen en vacío es apropiado para obtener niveles de potencia de cortocircuito en barras, para evaluar las exigencias a la que estarán sometidos los equipos de maniobra (interruptores, seccionadores, etc.), y para evaluar corrientes a tierras para diseños de mallas de puesta a tierra.

Red con carga: En régimen con carga es apropiado, para efectuar un análisis de coordinación de protección de una red eléctrica, a fin de tomar en cuenta la corriente de pre falla de carga y la tensión de pre falla.

Estos análisis se efectúan con la finalidad de obtener la capacidad de cortocircuito que deben soportar los elementos del sistema eléctrico, también los valores obtenidos coadyuvan a la coordinación y selección del apropiado equipamiento de protección.

Se utiliza el método de cálculo de corrientes de corto circuito mediante el método completo, que consiste en el principio de superposición, considera el estado previo a la falla y asume una fuente flujo de potencia para simular el cortocircuito.

Con el análisis de los resultados obtenidos se determina que la corriente de cortocircuito máximo se da para el año 2040; asimismo, se realizara simulación de cortocircuito con fallas monofásicas con impedancia de falla de 100 ohmios, como lo indica (COES SINAC, 2018).

A continuación, en los siguientes cuadros se presentará las corrientes de cortocircuito en la barra de la S.E. La Cruz, corriente de cortocircuito en los nodos y en los alimentadores.

Tabla 22:

Corriente de cortocircuito monofásico en la S.E. La Cruz.

Barra	Tensión (kV)	Cortocircuito monofásico a tierra						
		Año 2019 SP	Año 2019 CP	Año 2020	Año 2025	Año 2030	Año 2035	Año 2040
		Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)
S.E. La Cruz.	10	8,355387	8,405022	8,405819	8,62222	9,732177	9,806814	9,899612

Tabla 23:

Corriente de cortocircuito bifásico en la S.E. La Cruz.

Barra	Tensión (kV)	Cortocircuito bifásico						
		Año 2019 SP	Año 2019 CP	Año 2020	Año 2025	Año 2030	Año 2035	Año 2040
		Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)
S.E. La Cruz.	10	8,948256	8,99806	8,999664	9,437157	12,04487	12,24172	12,49769

Tabla 24:

Corriente de cortocircuito trifásico en la S.E. La Cruz.

Barra	Tensión (kV)	Cortocircuito trifásico						
		Año 2019 SP	Año 2019 CP	Año 2020	Año 2025	Año 2030	Año 2035	Año 2040
		Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)
S.E. La Cruz.	10	10,54592	10,60236	10,60415	11,11323	14,10932	14,32788	14,63978

Tabla 25:*Potencia aparente de cortocircuito monofásico en la S.E. La Cruz.*

		Cortocircuito monofásico a tierra						
Barra	Tensión (kV)	Año 2019	Año 2019	Año 2020	Año 2025	Año	Año 2035	Año 2040
		SP	CP			2030		
		Sk"	Sk"	Sk"	Sk"	Sk"	Sk"	Sk"
		(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)
S.E. La Cruz.	10	48,23985	48,52642	48,53102	49,78041	56,18875	56,61967	57,15543

Tabla 26:*Potencia aparente de cortocircuito bifásico en la S.E. La Cruz.*

		Cortocircuito bifásico						
Barra	Tensión (kV)	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año
		2019 SP	2019 CP	2020	2025	2030	2035	2040
		Sk"	Sk"	Sk"	Sk"	Sk"	Sk"	Sk"
		(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)
S.E. La Cruz.	10	51,66278	51,95033	51,95959	54,48545	69,54107	70,6776	72,15544

Tabla 27:*Potencia aparente de cortocircuito trifásico en la S.E. La Cruz.*

		Cortocircuito trifásico						
Barra	Tensión (kV)	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año
		2019 SP	2019 CP	2020	2025	2030	2035	2040
		Sk"	Sk"	Sk"	Sk"	Sk"	Sk"	Sk"
		(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)	(MVA)
S.E. La Cruz.	10	182,6608	183,6383	183,6692	192,4868	244,3806	248,1662	253,5684

Tabla 28:*Corriente de cortocircuito monofásico en los nodos.*

Cortocircuito monofásico a tierra								
Barra	Tensión (kV)	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año
		2019 SP	2019 CP	2020	2025	2030	2035	2040
		Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)
NTCSE 223459	10	6,086	5,866	5,867	5,973	6,465	6,489	6,532
Terminal (160)	10	5,651	5,411	5,412	5,502	5,910	5,929	5,965
Terminal (162)	10	2,114	2,126	2,125	2,120	2,115	2,107	2,098
NTCSE 216610	10	5,286	5,083	5,083	5,162	5,519	5,534	5,565
Terminal (221)	10	4,747	4,527	4,527	4,590	4,865	4,874	4,898
Terminal (288)	10	4,231	4,006	4,006	4,054	4,263	4,269	4,287
Terminal (220)	10	4,109	3,887	3,887	3,933	4,127	4,132	4,149
Terminal (218)	10	3,686	3,487	3,487	3,523	3,672	3,674	3,686
Terminal (223)	10	4,924	4,952	4,949	4,936	4,927	4,904	4,876
Terminal (149)	10	3,146	2,968	2,967	2,993	3,095	3,095	3,103
Terminal (158)	10	3,132	3,150	3,149	3,143	3,139	3,129	3,117
NTCSE 216613	10	4,942	4,751	4,751	4,820	5,127	5,139	5,165
NTCSE 228537	10	4,711	4,529	4,529	4,592	4,868	4,878	4,901
NTCSE 216374	10	3,221	3,117	3,117	3,145	3,267	3,269	3,277
Terminal (245)	10	3,123	3,017	3,017	3,043	3,156	3,158	3,165
Terminal (246)	10	3,072	3,096	3,093	3,076	3,059	3,033	3,000
Terminal (164)	10	3,125	3,019	3,019	3,045	3,159	3,160	3,167
Terminal (168)	10	2,086	2,103	2,102	2,096	2,090	2,081	2,071
NTCSE 223458	10	3,088	2,992	2,992	3,017	3,129	3,130	3,137
Terminal (247)	10	3,121	3,147	3,146	3,143	3,143	3,137	3,130
NTCSE 201570	10	2,753	2,675	2,675	2,695	2,782	2,782	2,787
Terminal (249)	10	3,099	3,125	3,123	3,118	3,114	3,105	3,094
NTCSE 216431	10	2,644	2,572	2,571	2,590	2,670	2,670	2,674

Cortocircuito monofásico a tierra

Barra	Tensión (kV)	Año	Año	Año	Año	Año	Año	
		2019 SP	2019 CP	2020	2025	2030	2035	2040
		Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)
Terminal (169)	10	2,492	2,415	2,415	2,431	2,500	2,500	2,503
Terminal (177)	10	3,060	3,085	3,083	3,071	3,060	3,042	3,019
NTCSE 214513	10	1,859	1,825	1,824	1,833	1,870	1,869	1,869
Terminal (252)	10	1,720	1,679	1,679	1,686	1,717	1,716	1,716
Terminal (253)	10	3,052	3,080	3,079	3,075	3,073	3,066	3,058
NTCSE 201583	10	1,485	1,465	1,464	1,469	1,492	1,491	1,490
Terminal (295)	10	1,381	1,360	1,360	1,364	1,383	1,382	1,381
Terminal (297)	10	1,037	1,048	1,048	1,046	1,044	1,041	1,038
NTCSE 201596	10	1,368	1,352	1,351	1,355	1,375	1,373	1,372
Terminal (258)	10	1,078	1,048	1,048	1,049	1,060	1,058	1,057
Terminal (259)	10	2,968	2,994	2,991	2,978	2,965	2,944	2,919
NTCSE 225405	10	1,342	1,327	1,326	1,330	1,349	1,347	1,346
Terminal (179)	10	1,325	1,309	1,309	1,312	1,331	1,329	1,328
Terminal (181)	10	1,035	1,047	1,046	1,044	1,042	1,040	1,036
NTCSE 201608	10	1,210	1,199	1,199	1,201	1,216	1,215	1,213
Terminal (255)	10	1,202	1,190	1,190	1,192	1,207	1,205	1,204
Terminal (256)	10	5,820	5,876	5,874	5,867	5,871	5,856	5,839
Terminal (254)	10	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
NTCSE 201750	10	3,922	3,780	3,780	3,823	4,008	4,014	4,028
NTCSE 201751	10	3,848	3,707	3,707	3,748	3,925	3,930	3,944
Terminal (192)	10	3,750	3,605	3,605	3,643	3,810	3,814	3,827
Terminal (195)	10	3,084	3,109	3,109	3,106	3,107	3,102	3,097
NTCSE 201753	10	3,432	3,297	3,297	3,329	3,464	3,466	3,476
Terminal (226)	10	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
NTCSE 228539	10	3,613	3,488	3,488	3,524	3,680	3,683	3,695

Cortocircuito monofásico a tierra								
Barra	Tensión (kV)	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año
		2019 SP	2019 CP	2020	2025	2030	2035	2040
		Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)
Terminal (227)	10	4,888	4,926	4,923	4,907	4,895	4,868	4,835
NTCSE 201777	10	2,471	2,556	2,556	2,574	2,654	2,654	2,659
Terminal (233)	10	2,413	2,494	2,494	2,511	2,586	2,586	2,590
Terminal (231)	10	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Terminal (229)	10	2,216	2,281	2,281	2,295	2,356	2,355	2,358
Terminal (232)	10	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
NTCSE 201782	10	2,358	2,459	2,459	2,476	2,549	2,549	2,553
NTCSE 227546	10	1,893	2,048	2,047	2,059	2,108	2,107	2,109
Terminal (238)	10	1,455	1,540	1,539	1,545	1,570	1,569	1,569
Terminal (293)	10	1,417	1,496	1,496	1,501	1,524	1,523	1,523
Terminal (237)	10	1,411	1,489	1,488	1,494	1,517	1,515	1,516
Terminal (239)	10	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Terminal (235)	10	1,270	1,328	1,328	1,332	1,350	1,348	1,348
Terminal (240)	10	1,264	1,322	1,321	1,325	1,343	1,341	1,341
Terminal (241)	10	17,086	17,316	17,313	17,327	17,446	17,428	17,406
Terminal (234)	10	1,242	1,301	1,301	1,305	1,322	1,320	1,320
Terminal (236)	10	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Terminal (222)	10	6,030	6,065	6,064	6,063	6,075	6,068	6,061
Terminal (242)	10	3,077	3,098	3,095	3,078	3,061	3,035	3,000

Tabla 29:*Corriente de cortocircuito bifásica en los nodos.*

Barra	Tensión (kV)	Cortocircuito bifásico						
		Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año
		2019	2019	2020	2025	2030	2035	2040
		SP	CP					
		Ik"	Ik"	Ik"	Ik"	Ik"	Ik"	Ik"
(kA)	(kA)	(kA)	(kA)	(kA)	(kA)	(kA)		
NTCSE 223459	10	7,153	6,991	6,992	7,265	8,622	8,691	8,846
Terminal (160)	10	6,698	6,515	6,516	6,754	7,876	7,922	8,055
Terminal (162)	10	1,847	1,858	1,858	1,858	1,859	1,858	1,857
NTCSE 216610	10	6,351	6,247	6,248	6,467	7,487	7,531	7,652
Terminal (221)	10	5,755	5,632	5,632	5,809	6,589	6,615	6,711
Terminal (288)	10	5,160	5,026	5,027	5,166	5,749	5,763	5,836
Terminal (220)	10	5,000	4,869	4,869	4,999	5,535	5,546	5,613
Terminal (218)	10	4,387	4,281	4,281	4,380	4,753	4,755	4,805
Terminal (223)	10	4,282	4,305	4,304	4,305	4,317	4,314	4,311
Terminal (149)	10	3,686	3,596	3,596	3,664	3,900	3,897	3,930
Terminal (158)	10	2,711	2,727	2,726	2,725	2,728	2,725	2,721
NTCSE 216613	10	5,982	5,913	5,914	6,109	6,997	7,033	7,141
NTCSE 228537	10	5,723	5,679	5,680	5,860	6,664	6,694	6,792
NTCSE 216374	10	3,962	4,080	4,081	4,172	4,534	4,542	4,588
Terminal (245)	10	3,841	3,949	3,950	4,035	4,369	4,375	4,418
Terminal (246)	10	2,704	2,726	2,725	2,724	2,726	2,723	2,719
Terminal (164)	10	3,844	3,952	3,952	4,037	4,372	4,378	4,421
Terminal (168)	10	1,815	1,830	1,830	1,828	1,828	1,825	1,821
NTCSE 223458	10	3,799	3,929	3,930	4,014	4,346	4,352	4,394
Terminal (247)	10	2,680	2,702	2,702	2,699	2,701	2,696	2,690
NTCSE 201570	10	3,386	3,542	3,542	3,610	3,870	3,874	3,907
Terminal (249)	10	2,672	2,694	2,693	2,691	2,693	2,688	2,682
NTCSE 216431	10	3,250	3,414	3,414	3,476	3,715	3,718	3,749

Cortocircuito bifásico								
Barra	Tensión (kV)	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año
		2019	2019	2020	2025	2030	2035	2040
		SP	CP					
		Ik"	Ik"	Ik"	Ik"	Ik"	Ik"	Ik"
		(kA)	(kA)	(kA)	(kA)	(kA)	(kA)	(kA)
Terminal (169)	10	3,060	3,200	3,200	3,254	3,459	3,460	3,486
Terminal (177)	10	2,668	2,689	2,689	2,687	2,689	2,685	2,680
NTCSE 214513	10	2,273	2,462	2,462	2,493	2,606	2,605	2,619
Terminal (252)	10	2,098	2,254	2,254	2,280	2,372	2,370	2,381
Terminal (253)	10	2,625	2,648	2,648	2,645	2,645	2,639	2,632
NTCSE 201583	10	1,808	1,990	1,990	2,009	2,080	2,078	2,086
Terminal (295)	10	1,661	1,817	1,817	1,833	1,889	1,887	1,893
Terminal (297)	10	0,898	0,908	0,907	0,906	0,905	0,902	0,899
NTCSE 201596	10	1,663	1,840	1,840	1,857	1,916	1,914	1,921
Terminal (258)	10	1,304	1,402	1,401	1,410	1,442	1,440	1,443
Terminal (259)	10	2,565	2,587	2,587	2,585	2,587	2,583	2,578
NTCSE 225405	10	1,631	1,807	1,807	1,822	1,879	1,878	1,884
Terminal (179)	10	1,606	1,777	1,777	1,792	1,847	1,845	1,850
Terminal (181)	10	0,896	0,906	0,906	0,905	0,903	0,901	0,898
NTCSE 201608	10	1,468	1,636	1,636	1,648	1,694	1,692	1,696
Terminal (255)	10	1,457	1,622	1,622	1,635	1,679	1,677	1,681
Terminal (256)	10	4,891	4,939	4,938	4,934	4,943	4,932	4,918
Terminal (254)	10	2,576	2,603	2,602	2,598	2,598	2,592	2,584
NTCSE 201750	10	4,815	4,859	4,860	4,990	5,538	5,554	5,621
NTCSE 201751	10	4,715	4,758	4,758	4,883	5,400	5,414	5,478
Terminal (192)	10	4,606	4,639	4,640	4,758	5,246	5,257	5,318
Terminal (195)	10	2,698	2,719	2,718	2,717	2,719	2,716	2,711
NTCSE 201753	10	4,150	4,184	4,184	4,278	4,646	4,650	4,697
Terminal (226)	10	10,098	10,150	10,148	10,159	10,235	10,226	10,216
NTCSE 228539	10	4,446	4,524	4,525	4,637	5,098	5,110	5,167

Cortocircuito bifásico								
Barra	Tensión (kV)	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año
		2019	2019	2020	2025	2030	2035	2040
		SP	CP					
		Ik"	Ik"	Ik"	Ik"	Ik"	Ik"	Ik"
		(kA)	(kA)	(kA)	(kA)	(kA)	(kA)	(kA)
Terminal (227)	10	4,259	4,292	4,291	4,292	4,303	4,300	4,296
NTCSE 201777	10	2,919	3,403	3,403	3,464	3,700	3,702	3,730
Terminal (233)	10	2,843	3,306	3,306	3,363	3,582	3,583	3,610
Terminal (231)	10	1,791	1,815	1,815	1,814	1,814	1,811	1,807
Terminal (229)	10	2,584	2,978	2,978	3,024	3,190	3,190	3,210
Terminal (232)	10	2,652	2,690	2,689	2,688	2,691	2,687	2,683
NTCSE 201782	10	2,772	3,281	3,281	3,338	3,554	3,556	3,582
NTCSE 227546	10	2,183	2,760	2,760	2,799	2,944	2,944	2,961
Terminal (238)	10	1,647	1,982	1,982	2,000	2,062	2,059	2,066
Terminal (293)	10	1,600	1,916	1,916	1,933	1,990	1,987	1,993
Terminal (237)	10	1,593	1,906	1,906	1,922	1,979	1,976	1,982
Terminal (239)	10	13,276	13,638	13,635	13,658	13,792	13,779	13,767
Terminal (235)	10	1,426	1,675	1,675	1,687	1,728	1,725	1,729
Terminal (240)	10	1,419	1,665	1,665	1,677	1,717	1,714	1,719
Terminal (241)	10	13,546	13,805	13,802	13,825	13,962	13,950	13,938
Terminal (234)	10	1,375	1,612	1,612	1,624	1,661	1,658	1,662
Terminal (236)	10	0,362	0,367	0,367	0,367	0,366	0,366	0,365
Terminal (222)	10	5,229	5,256	5,255	5,256	5,274	5,269	5,263
Terminal (242)	10	2,718	2,737	2,737	2,737	2,740	2,738	2,735

Tabla 30:*Corriente de cortocircuito trifásico de los nodos.*

Barra	Tensión (kV)	Cortocircuito Trifásico						
		Año 2019 SP	Año 2019 CP	Año 2020	Año 2025	Año 2030	Año 2035	Año 2040
		Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)
NTCSE 223459	10	8,424	8,226	8,227	8,543	10,086	10,158	10,346
Terminal (160)	10	7,885	7,663	7,664	7,938	9,209	9,256	9,416
Terminal (162)	10	2,133	2,146	2,146	2,145	2,147	2,146	2,144
NTCSE 216610	10	7,472	7,342	7,344	7,595	8,747	8,793	8,939
Terminal (221)	10	6,764	6,612	6,613	6,815	7,691	7,717	7,832
Terminal (288)	10	6,057	5,894	5,894	6,053	6,705	6,717	6,804
Terminal (220)	10	5,867	5,708	5,708	5,856	6,453	6,462	6,543
Terminal (218)	10	5,140	5,013	5,013	5,125	5,536	5,535	5,596
Terminal (223)	10	4,946	4,972	4,972	4,973	4,986	4,982	4,978
Terminal (149)	10	4,311	4,203	4,203	4,279	4,537	4,532	4,571
Terminal (158)	10	3,132	3,150	3,149	3,148	3,151	3,147	3,143
NTCSE 216613	10	7,034	6,944	6,946	7,170	8,171	8,207	8,337
NTCSE 228537	10	6,726	6,667	6,668	6,874	7,778	7,809	7,927
NTCSE 216374	10	4,636	4,772	4,772	4,875	5,277	5,284	5,338
Terminal (245)	10	4,493	4,617	4,618	4,714	5,084	5,089	5,139
Terminal (246)	10	3,123	3,148	3,148	3,146	3,149	3,144	3,140
Terminal (164)	10	4,496	4,620	4,620	4,716	5,087	5,092	5,142
Terminal (168)	10	2,096	2,114	2,113	2,111	2,111	2,107	2,103
NTCSE 223458	10	4,443	4,594	4,594	4,689	5,056	5,061	5,111
Terminal (247)	10	3,096	3,121	3,120	3,118	3,119	3,114	3,107
NTCSE 201570	10	3,955	4,136	4,136	4,212	4,499	4,502	4,541
Terminal (249)	10	3,086	3,112	3,111	3,108	3,110	3,104	3,097
NTCSE 216431	10	3,795	3,985	3,985	4,055	4,318	4,320	4,356
Terminal (169)	10	3,570	3,733	3,733	3,794	4,018	4,019	4,049

Cortocircuito Trifásico								
Barra	Tensión (kV)	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año
		2019 SP	2019 CP	2020	2025	2030	2035	2040
		Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)
Terminal (177)	10	3,081	3,106	3,106	3,104	3,105	3,101	3,095
NTCSE 214513	10	2,645	2,866	2,865	2,900	3,023	3,022	3,037
Terminal (252)	10	2,441	2,623	2,622	2,651	2,751	2,748	2,760
Terminal (253)	10	3,031	3,059	3,058	3,054	3,055	3,048	3,040
NTCSE 201583	10	2,100	2,313	2,313	2,334	2,410	2,408	2,417
Terminal (295)	10	1,929	2,111	2,111	2,128	2,189	2,186	2,193
Terminal (297)	10	1,037	1,048	1,048	1,046	1,045	1,042	1,039
NTCSE 201596	10	1,932	2,138	2,138	2,156	2,220	2,218	2,225
Terminal (258)	10	1,512	1,626	1,626	1,636	1,669	1,667	1,670
Terminal (259)	10	2,963	2,988	2,988	2,986	2,987	2,983	2,977
NTCSE 225405	10	1,894	2,099	2,099	2,116	2,177	2,175	2,182
Terminal (179)	10	1,865	2,064	2,064	2,081	2,140	2,137	2,144
Terminal (181)	10	1,035	1,047	1,046	1,045	1,043	1,040	1,037
NTCSE 201608	10	1,703	1,899	1,899	1,913	1,962	1,960	1,964
Terminal (255)	10	1,691	1,884	1,883	1,897	1,945	1,943	1,947
Terminal (256)	10	5,651	5,706	5,704	5,700	5,709	5,696	5,680
Terminal (254)	10	2,975	3,006	3,005	3,001	3,000	2,993	2,984
NTCSE 201750	10	5,647	5,694	5,695	5,843	6,455	6,469	6,550
NTCSE 201751	10	5,528	5,574	5,575	5,716	6,294	6,306	6,383
Terminal (192)	10	5,399	5,434	5,434	5,569	6,112	6,122	6,194
Terminal (195)	10	3,116	3,140	3,139	3,138	3,140	3,136	3,131
NTCSE 201753	10	4,859	4,896	4,896	5,003	5,409	5,411	5,467
Terminal (226)	10	11,672	11,731	11,729	11,741	11,824	11,813	11,802
NTCSE 228539	10	5,210	5,297	5,297	5,425	5,938	5,948	6,017
Terminal (227)	10	4,920	4,957	4,957	4,957	4,970	4,966	4,961
NTCSE 201777	10	3,405	3,972	3,972	4,041	4,300	4,301	4,335

Cortocircuito Trifásico								
Barra	Tensión (kV)	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año
		2019 SP	2019 CP	2020	2025	2030	2035	2040
		Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)
Terminal (233)	10	3,315	3,858	3,857	3,922	4,162	4,162	4,194
Terminal (231)	10	2,068	2,097	2,096	2,095	2,094	2,091	2,087
Terminal (229)	10	3,011	3,472	3,472	3,523	3,705	3,703	3,728
Terminal (232)	10	3,063	3,107	3,106	3,105	3,107	3,103	3,099
NTCSE 201782	10	3,232	3,829	3,829	3,892	4,130	4,130	4,161
NTCSE 227546	10	2,539	3,215	3,215	3,259	3,418	3,416	3,436
Terminal (238)	10	1,913	2,304	2,303	2,324	2,390	2,387	2,395
Terminal (293)	10	1,858	2,227	2,226	2,245	2,306	2,302	2,310
Terminal (237)	10	1,850	2,215	2,215	2,233	2,294	2,290	2,297
Terminal (239)	10	15,352	15,769	15,766	15,791	15,937	15,921	15,908
Terminal (235)	10	1,655	1,945	1,945	1,958	2,002	1,998	2,003
Terminal (240)	10	1,646	1,934	1,933	1,947	1,989	1,986	1,991
Terminal (241)	10	15,663	15,960	15,958	15,982	16,133	16,118	16,105
Terminal (234)	10	1,595	1,872	1,872	1,884	1,924	1,920	1,925
Terminal (236)	10	0,418	0,424	0,424	0,423	0,423	0,422	0,422
Terminal (222)	10	6,041	6,072	6,071	6,072	6,091	6,085	6,079
Terminal (242)	10	3,139	3,162	3,161	3,161	3,164	3,162	3,159

Tabla 31:*Corriente de cortocircuito monofásico con impedancia de falla de 100 ohm.*

Barra	Tensión (kV)	Cortocircuito monofásico a tierra con impedancia de falla de 100 ohm						
		Año 2019 SP	Año 2019 CP	Año 2020	Año 2025	Año 2030	Año 2035	Año 2040
		Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)
NTCSE 223459	10	0,05720	0,05755	0,05755	0,05752	0,05748	0,05744	0,05739
Terminal (160)	10	0,05716	0,05751	0,05751	0,05748	0,05744	0,05740	0,05734
Terminal (162)	10	0,00210	0,00211	0,00211	0,00209	0,00208	0,00206	0,00203
NTCSE 216610	10	0,05690	0,05731	0,05731	0,05726	0,05721	0,05714	0,05707
Terminal (221)	10	0,05682	0,05722	0,05722	0,05717	0,05711	0,05704	0,05696
Terminal (288)	10	0,05674	0,05714	0,05713	0,05709	0,05703	0,05696	0,05688
Terminal (220)	10	0,05671	0,05711	0,05710	0,05706	0,05700	0,05693	0,05685
Terminal (218)	10	0,05657	0,05697	0,05696	0,05691	0,05684	0,05675	0,05665
Terminal (223)	10	0,00207	0,00208	0,00208	0,00206	0,00204	0,00201	0,00198
Terminal (149)	10	0,05643	0,05683	0,05681	0,05676	0,05669	0,05660	0,05650
Terminal (158)	10	0,00211	0,00212	0,00212	0,00211	0,00210	0,00208	0,00206
NTCSE 216613	10	0,05677	0,05721	0,05720	0,05715	0,05709	0,05701	0,05693
NTCSE 228537	10	0,05672	0,05716	0,05715	0,05710	0,05704	0,05696	0,05687
NTCSE 216374	10	0,05625	0,05679	0,05678	0,05670	0,05661	0,05650	0,05637
Terminal (245)	10	0,05622	0,05676	0,05675	0,05668	0,05658	0,05647	0,05634
Terminal (246)	10	0,00200	0,00201	0,00201	0,00198	0,00194	0,00190	0,00184
Terminal (164)	10	0,05623	0,05677	0,05675	0,05668	0,05659	0,05648	0,05635
Terminal (168)	10	0,00209	0,00210	0,00210	0,00209	0,00207	0,00205	0,00203
NTCSE 223458	10	0,05619	0,05675	0,05673	0,05666	0,05657	0,05645	0,05632
Terminal (247)	10	0,00215	0,00217	0,00217	0,00217	0,00217	0,00216	0,00216
NTCSE 201570	10	0,05604	0,05662	0,05661	0,05653	0,05643	0,05631	0,05617
Terminal (249)	10	0,00212	0,00214	0,00214	0,00213	0,00212	0,00211	0,00209
NTCSE 216431	10	0,05598	0,05658	0,05656	0,05648	0,05638	0,05626	0,05611
Terminal (169)	10	0,05592	0,05652	0,05650	0,05642	0,05632	0,05619	0,05604
Terminal (177)	10	0,00205	0,00206	0,00206	0,00204	0,00201	0,00198	0,00194

Barra	Tensi ón (kV)	Cortocircuito monofásico a tierra con impedancia de falla de 100 ohm						
		Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año
		2019 SP Ik" (kA)	2019 CP Ik" (kA)	2020 Ik" (kA)	2025 Ik" (kA)	2030 Ik" (kA)	2035 Ik" (kA)	2040 Ik" (kA)
NTCSE 214513	10	0,05544	0,05615	0,05613	0,05604	0,05593	0,05579	0,05563
Terminal (252)	10	0,05533	0,05604	0,05602	0,05593	0,05582	0,05568	0,05552
Terminal (253)	10	0,00210	0,00212	0,00212	0,00211	0,00211	0,00211	0,00210
NTCSE 201583	10	0,05500	0,05580	0,05578	0,05568	0,05556	0,05541	0,05524
Terminal (295)	10	0,05487	0,05566	0,05564	0,05554	0,05542	0,05527	0,05510
Terminal (297)	10	0,00208	0,00210	0,00210	0,00210	0,00210	0,00209	0,00208
NTCSE 201596	10	0,05482	0,05566	0,05564	0,05554	0,05541	0,05526	0,05508
Terminal (258)	10	0,05433	0,05513	0,05511	0,05500	0,05486	0,05469	0,05449
Terminal (259)	10	0,00201	0,00203	0,00203	0,00200	0,00197	0,00193	0,00189
NTCSE 225405	10	0,05479	0,05562	0,05561	0,05551	0,05538	0,05523	0,05505
Terminal (179)	10	0,05476	0,05560	0,05558	0,05548	0,05535	0,05520	0,05502
Terminal (181)	10	0,00208	0,00210	0,00210	0,00210	0,00209	0,00209	0,00208
NTCSE 201608	10	0,05457	0,05545	0,05543	0,05533	0,05521	0,05506	0,05488
Terminal (255)	10	0,05456	0,05544	0,05542	0,05532	0,05520	0,05504	0,05486
Terminal (256)	10	0,00210	0,00212	0,00212	0,00211	0,00211	0,00210	0,00209
Terminal (254)	10	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
NTCSE 201750	10	0,05642	0,05693	0,05692	0,05686	0,05680	0,05671	0,05661
NTCSE 201751	10	0,05640	0,05691	0,05690	0,05685	0,05678	0,05669	0,05659
Terminal (192)	10	0,05639	0,05690	0,05689	0,05683	0,05676	0,05667	0,05658
Terminal (195)	10	0,00205	0,00207	0,00207	0,00206	0,00206	0,00206	0,00205
NTCSE 201753	10	0,05631	0,05681	0,05680	0,05675	0,05668	0,05659	0,05649
Terminal (226)	10	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
NTCSE 228539	10	0,05629	0,05683	0,05681	0,05676	0,05668	0,05659	0,05649
Terminal (227)	10	0,00204	0,00206	0,00206	0,00203	0,00201	0,00198	0,00194
NTCSE 201777	10	0,05547	0,05640	0,05639	0,05632	0,05625	0,05615	0,05604
Terminal (233)	10	0,05544	0,05637	0,05635	0,05629	0,05621	0,05612	0,05601
Terminal (231)	10	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

Barra	Tensión (kV)	Cortocircuito monofásico a tierra con impedancia de falla de 100 ohm						
		Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año
		2019 SP	2019 CP	2020	2025	2030	2035	2040
		Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)	Ik" (kA)
Terminal (229)	10	0,05533	0,05625	0,05624	0,05618	0,05610	0,05600	0,05589
Terminal (232)	10	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
NTCSE 201782	10	0,05536	0,05634	0,05633	0,05627	0,05619	0,05609	0,05598
NTCSE 227546	10	0,05478	0,05603	0,05602	0,05596	0,05588	0,05578	0,05567
Terminal (238)	10	0,05394	0,05516	0,05514	0,05508	0,05501	0,05491	0,05480
Terminal (293)	10	0,05388	0,05510	0,05509	0,05502	0,05495	0,05485	0,05474
Terminal (237)	10	0,05387	0,05509	0,05508	0,05501	0,05494	0,05484	0,05473
Terminal (239)	10	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Terminal (235)	10	0,05347	0,05467	0,05466	0,05460	0,05452	0,05443	0,05432
Terminal (240)	10	0,05345	0,05466	0,05464	0,05458	0,05451	0,05441	0,05430
Terminal (241)	10	0,00204	0,00207	0,00207	0,00207	0,00207	0,00206	0,00206
Terminal (234)	10	0,05407	0,05528	0,05527	0,05521	0,05513	0,05504	0,05493
Terminal (236)	10	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Terminal (222)	10	0,00208	0,00210	0,00209	0,00209	0,00209	0,00209	0,00208
Terminal (242)	10	0,00200	0,00202	0,00201	0,00198	0,00194	0,00189	0,00183

7.1.8. Ajuste de protecciones

7.1.8.1. Cálculo de ajuste del alimentador 1052 a la salida de la barra 10 KV - Fases

a) Selección del transformador de corriente

Realizamos el flujo de potencia para obtener la corriente nominal del sistema y potencia activa.

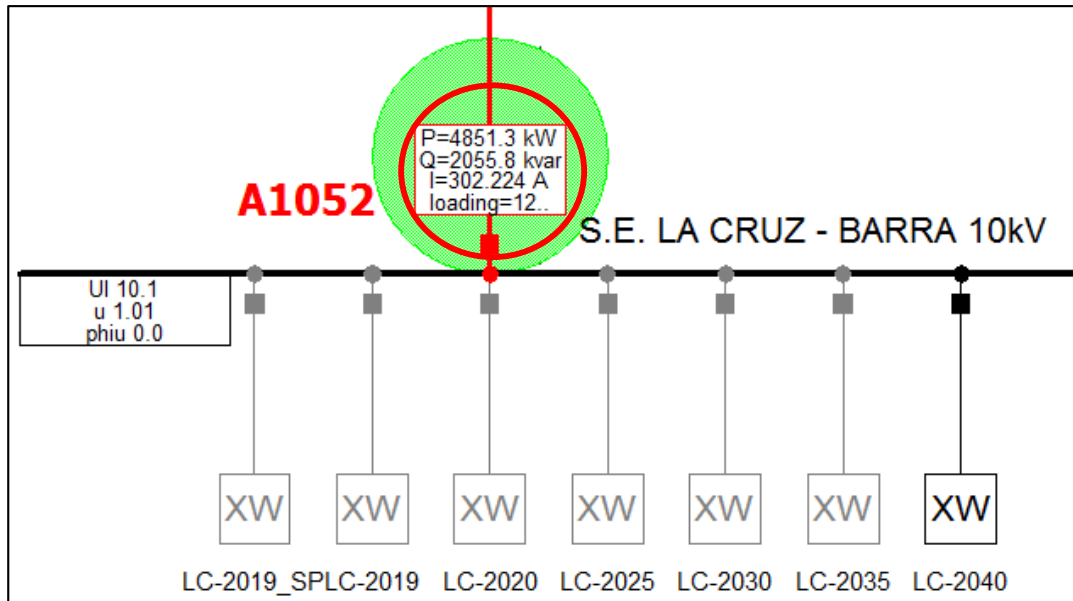
$$P = 4851,3 \text{ KW}$$

$$V = 10 \text{ KV}$$

$$I = 302,224 \text{ A}$$

Figura 35:

Datos de entrada para selección de transformador de corriente, relé, G.E. F650.



Nota: Para seleccionar la corriente del lado primario del TC generalmente se asume entre 1,2-1,5 veces la corriente nominal.

Por lo tanto, la corriente en el primario considerado en este análisis es 1,3 la corriente nominal.

$$I(TC) = 302,224 * 1,3 A$$

$$I(TC) = 392,8912 A$$

Entonces la corriente en lado primario del transformador de corriente normalizado es de 400 A.

Asimismo, la corriente en lado secundario se considera 1 A, ya que el transformador de corriente se encuentra instalado en el patio de la subestación. Si el transformador de corriente se encontrara instalado en la celda de entrada la corriente en el secundario seria de 5 A.

Entonces, la relación del transformador es: $RTC = 400/1$.

Por lo tanto, con los datos obtenidos se procede a ingresarlos al software DigSilent Power Factory.

Figura 36:

Creación gráficamente del TC en el DigSilent Power Factory, relé G.E. F650.

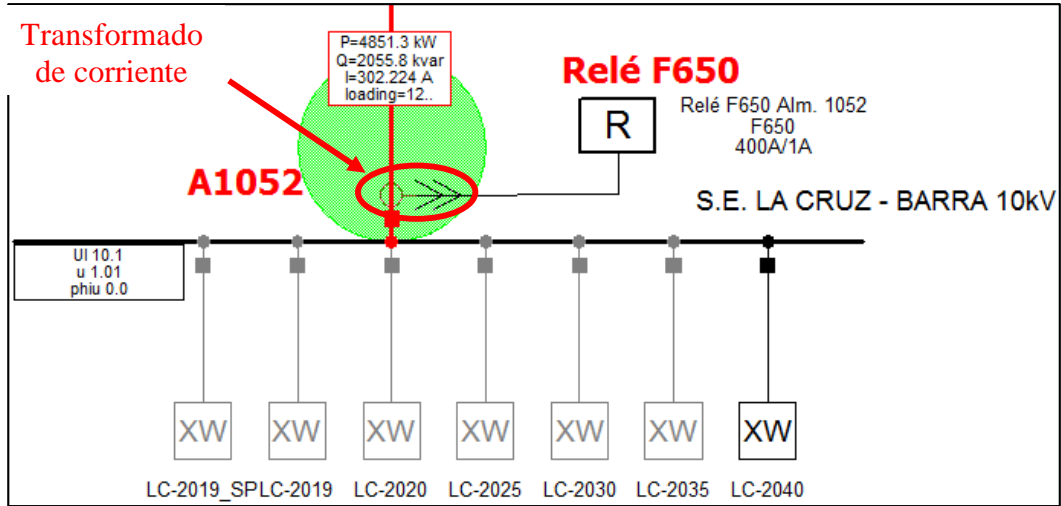


Figura 37:

Ingreso de datos del TC en el DigSilent Power Factory, Relé G.E F650.

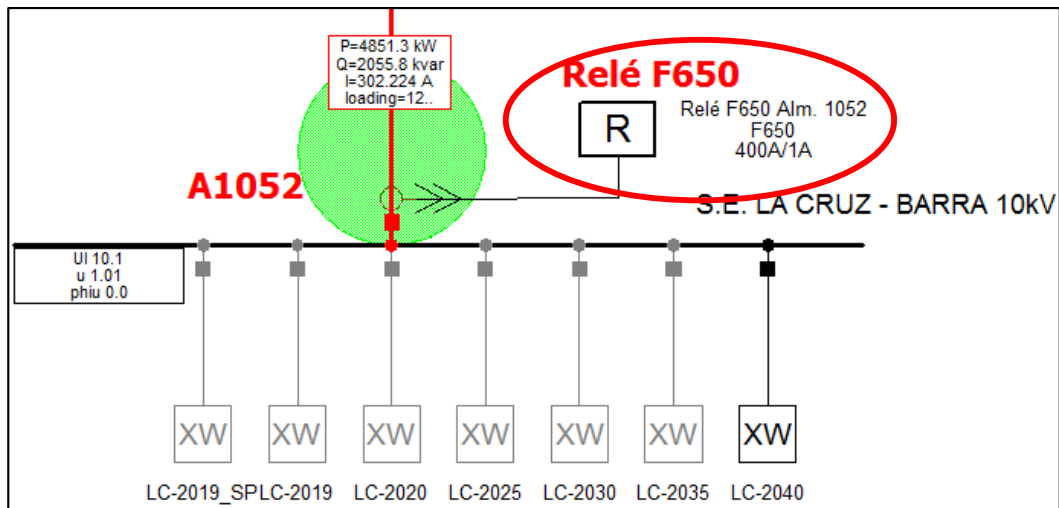
The screenshot shows the "Current Transformer" configuration dialog box in DigSilent Power Factory. The dialog is titled "Current Transformer - Tumbes\S.E. LA CRUZ - BARRA 10kV\Cub_1\TC - 400/1.StaCt". The "Basic Data" tab is selected. The "Name" field is "TC - 400/1". The "Type" field is "...ctericas\Protecciones\TCs\CT 50-2000/1A". The "Out of Service" checkbox is unchecked. The "Cubicle" field is "...". The "Location" section includes "Busbar" (Tumbes\S.E. LA CRUZ - BARRA 10kV), "Branch" (Tumbes\Line 01_1052), and "Orientation" (-> Branch). The "Primary" section includes "Tap" (400. A) and a "Set" button. The "Secondary" section includes "Tap" (1. A) and "Connection" (Y). The "Ratio" is 400A/1A and the "Complete Ratio" is 400A/1A. The "No. Phases" is 3 and the "Phase Rotation" is a-b-c. The "OK" and "Cancel" buttons are visible.

b) Ajuste de protección relé G.E – F650

Se creará gráficamente en el software el relé G.E – F650, para posteriormente realizar los ajustes correspondientes mediante cálculos.

Figura 38:

Creación gráficamente del relé G.E F650 en el DigSilent Power Factory.



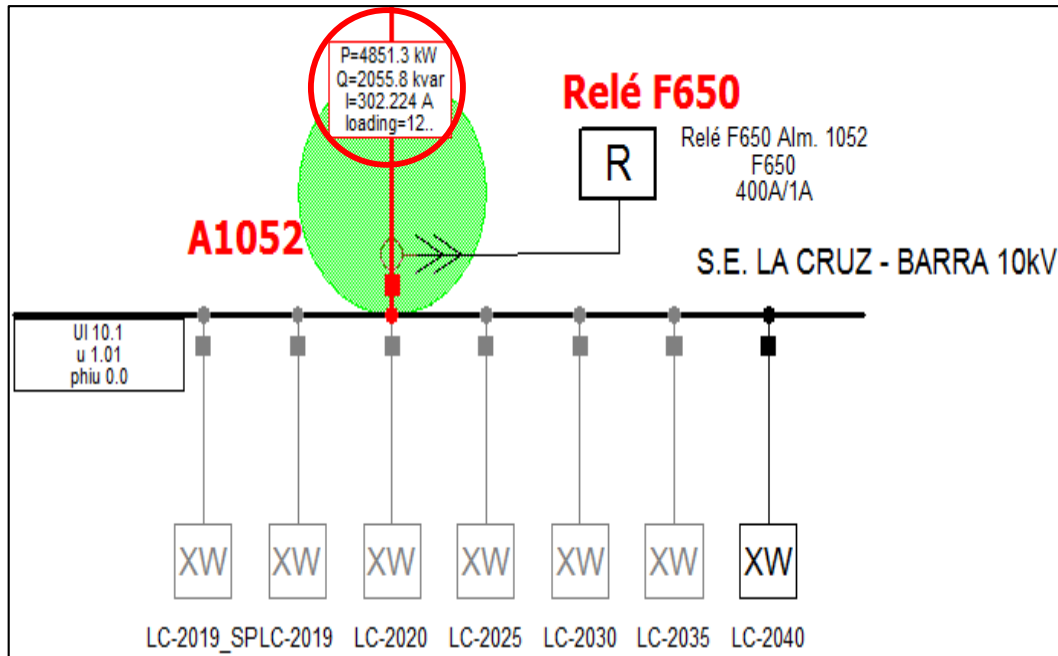
Ajuste Tiempo Inverso (51):

Realizamos el flujo de potencia para obtener la corriente nominal del sistema.

$$I = 302,224 A$$

Figura 39:

Corriente nominal a la salida de la S.E. La Cruz, barra 10 kV.



Asimismo, el relé tiene las curvas IEC del tipo:

IEC Curva A = Normalmente Inverso.

IEC Curva B = Muy Inverso.

IEC Curva C = Extremadamente Inverso.

En este caso seleccionamos la IEC Curva B (Muy Inverso).

Asimismo, se considera un criterio de cálculo de ajuste de protección del alimentador en media tensión – fases de 1,2 a 1,5 la corriente nominal del sistema. En este caso consideramos 1,5 la corriente nominal del sistema.

Current Setting = 453,336 pri. A ; 1,13 sec. A.

Time Dial = 0,51

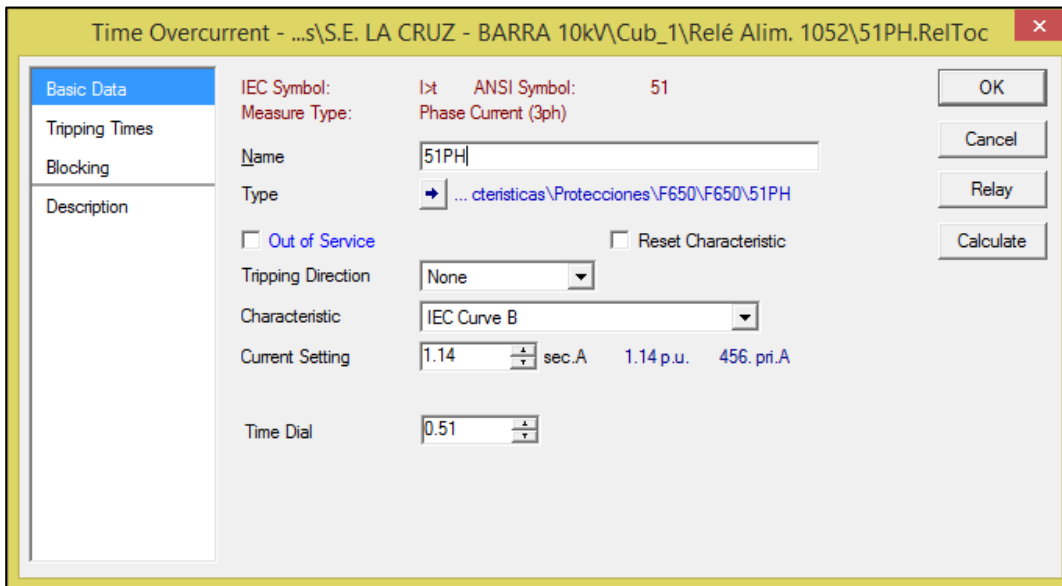
Tiempo de apertura, falla remota (99%) = 398 segundos

Con este tiempo nos aseguramos que cuando ocurra una falla remota al 99% el relé lo ve en un tiempo de 398 ms (Se considera el tiempo de apertura del recloser 98 ms + una variación de 300 ms. La variación de 300 ms es para un relé tipo electromecánico). Las consideraciones de tiempo se encuentran en la normativa IEEE Std 242-2001.

La corriente en el secundario del Current Setting se obtuvo de dividir la corriente en el primario sobre la relación del transformador de corriente.

Figura 40:

Ajuste de protección del tiempo inverso (51) – Fases, G.E F650.



Ajuste Tiempo Instantáneo o Tiempo Definido (50):

Primero, verificamos si corresponde una primera etapa instantánea mediante fallas locales ($I_{cc}1\%$ trifásicas) y fallas remotas ($I_{cc}99\%$ trifásicas) en la línea 1. Luego dividiremos la falla local entre la falla remota y el resultado obtenido deberá ser mayor o igual a 1,25.

$$I_{cc} 3PH(1\%) = 14,584 \text{ kA}$$

$$I_{cc} 3PH(99\%) = 10,378 \text{ kA}$$

$$I_{cc} 3PH(1\%) / I_{cc} 3PH(99\%) = 1,40528 > 1,25$$

Por tanto, corresponde una primera etapa de tiempo instantáneo.

Para obtener la current pickup del ajuste del tiempo instantáneo se considerará el 80% de la corriente cortocircuito trifásica local de la línea 1. Esta consideración, se debe a que la current pickup debe ser menor a la corriente cortocircuito local en la línea 1.

$$I_{cc} 3PH(1\%) = 14,584 * 1000 * 80\% \text{ A}$$

$$I_{cc} 3PH(1\%) = 11667,2 \text{ pri. A ; } 29,17 \text{ sec. A}$$

La corriente en el secundario del Current Setting se obtuvo de dividir la corriente en el primario sobre la relación del transformador de corriente.

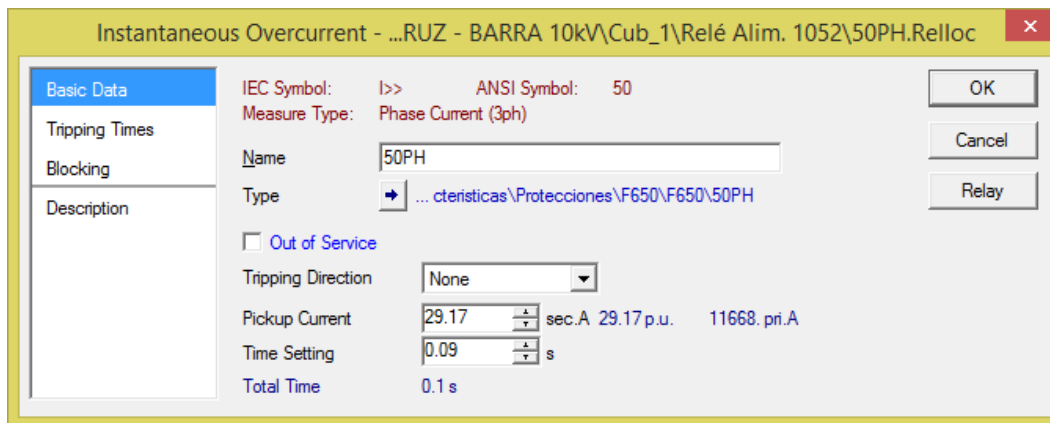
El tiempo de coordinación entre un relé y recloser es aproximadamente 200 ms (IEEE Industry Applications Society, 2001). Asimismo, para que exista coordinación entre estos equipos de protección se considera lo siguiente.

$$Time\ Stting = 0,09\ Segundos$$

$$Total\ Time = 0,1\ Segundos$$

Figura 41:

Ajuste de protección tiempo definido (50) – Fases, G.E F650.



7.1.8.2. Cálculo de ajuste para el recloser - Fases (Nodo NTCSE 223459)

a) Selección del transformador de corriente

Realizamos el flujo de potencia para obtener la corriente nominal del sistema y potencia activa.

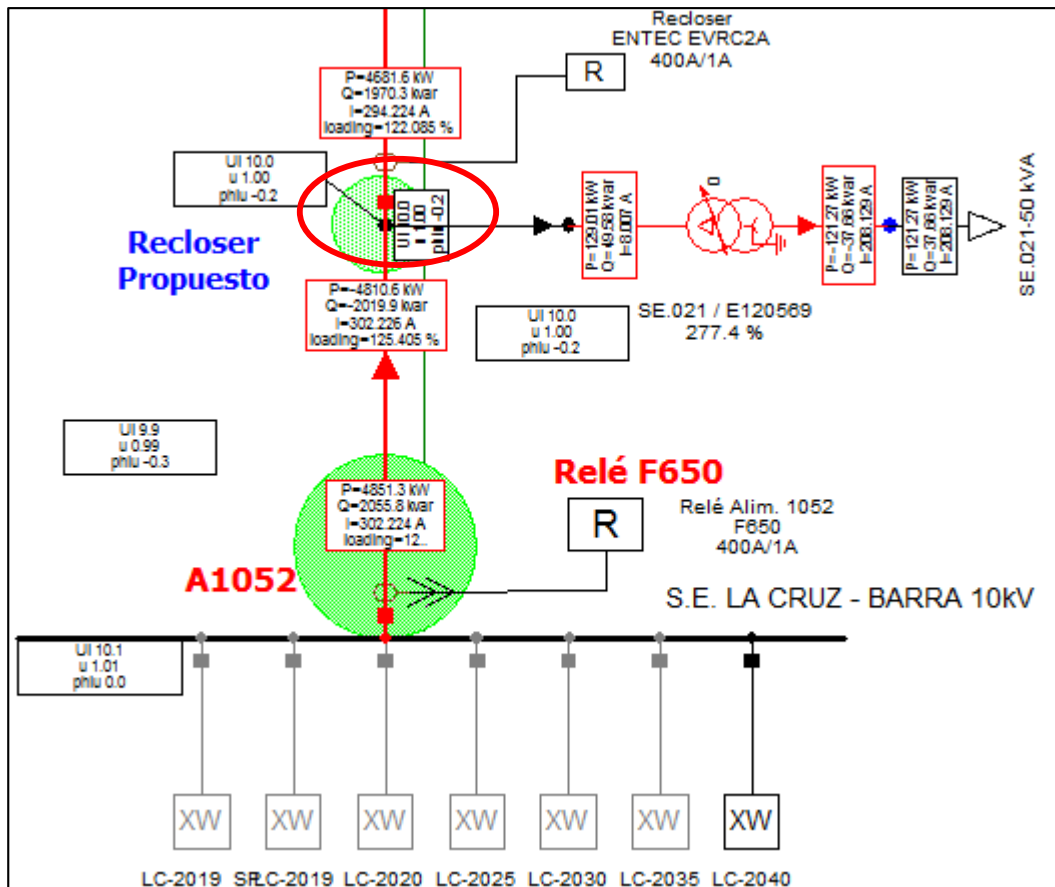
$$P = 4681,6\ KW$$

$$V = 10\ KW$$

$$I = 294,224\ A$$

Figura 42:

Datos de entrada para selección de transformador de corriente (Nodo NTCSE 223459).



Para seleccionar la corriente del lado primario del TC, generalmente se asume entre 1,2-1,5 veces la corriente nominal.

Por tanto, la corriente en el primario considerado en este análisis es 1.3 la corriente nominal.

$$I(TC) = 294,224 * 1,3 A$$

$$I(TC) = 382,4912 A$$

Entonces la corriente en lado primario del transformador de corriente normalizado es de 400 A.

Asimismo, la corriente en lado secundario se considera 1 A, ya que el transformador de corriente se encuentra instalado en el patio de la subestación. Si el transformador de corriente se encontrara instalado en la celda de entrada la corriente en el secundario seria de 5 A.

Entonces, la relación del transformador es: $RTC = 400/1$.

Por tanto, con los datos obtenidos se procede a ingresarlos al software DigSilent Power Factory.

Figura 43:

Creación gráficamente del TC en el DigSilent Power Factory, recloser.

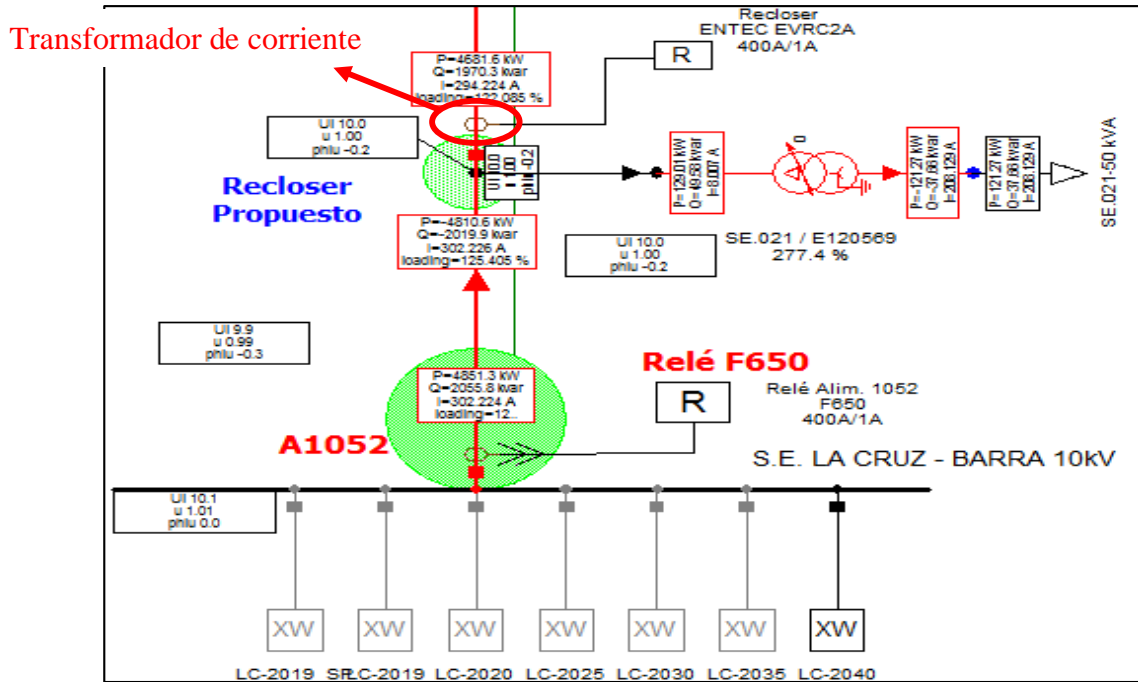


Figura 44:

Ingreso de datos del TC en el DigSilent Power Factory, recloser.

Current Transformer - Tumbes\NTCSE 223459_1052\Cub_0\TC 400/1 - Recloser.StaCt

Basic Data

Additional Data

Description

Name TC 400/1 - Recloser

Type ... cteristicas\Protecciones\TCs\CT 50-2000/1A

Out of Service

Cubicle ...

Location

Busbar Tumbes\NTCSE 223459_1052

Branch Tumbes\Line 01_1052

Orientation -> Branch

Primary

Tap 400. A

Set

Secondary

Tap 1. A

Connection Y

Ratio: 400A/1A Complete Ratio: 400A/1A

No. Phases 3 Phase Rotation a-b-c

OK

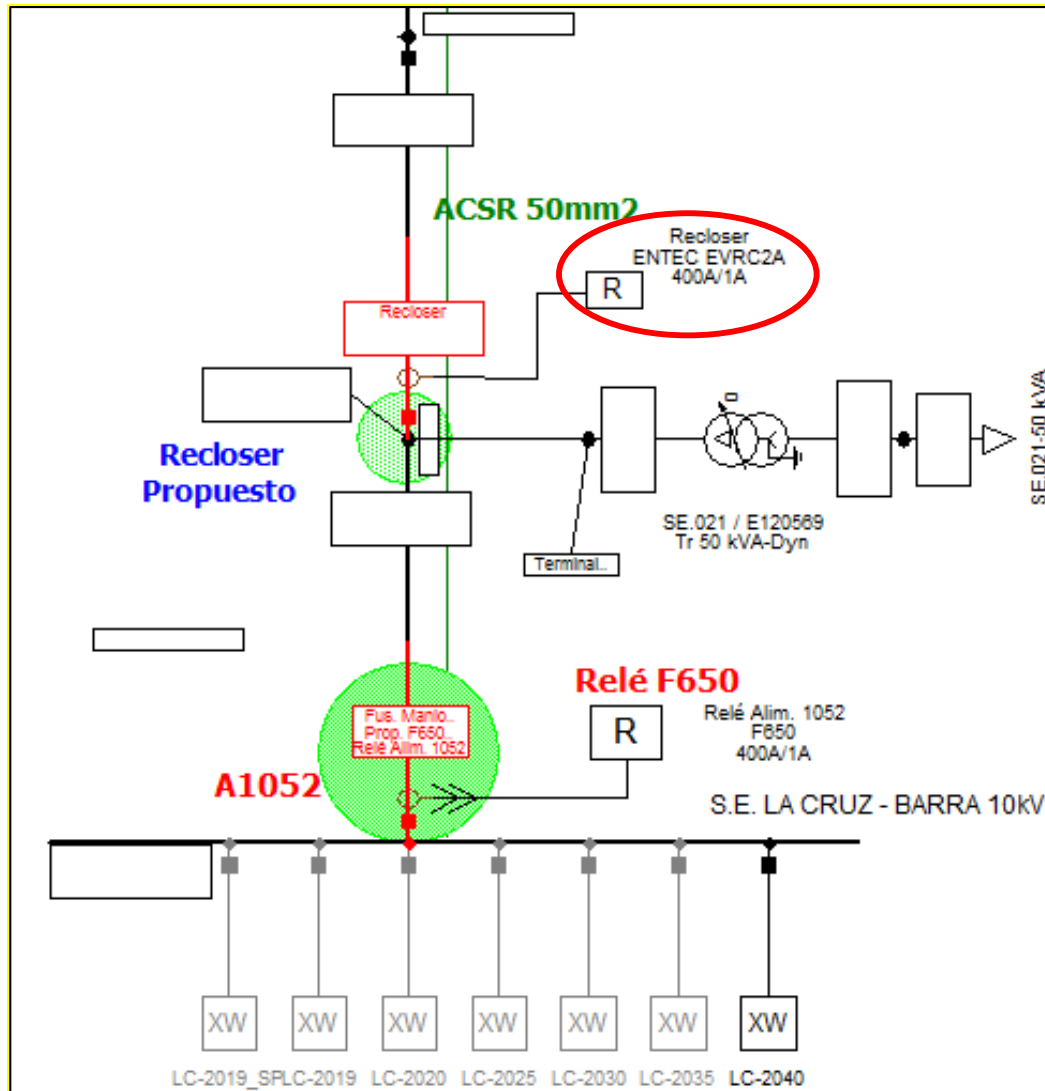
Cancel

b) Ajuste de protección relé ENTEC EVRC2A

Se creará gráficamente en el software el relé ENTEC EVRC2A, para posteriormente realizar los ajustes correspondientes mediante cálculos.

Figura 45:

Creación grafica del relé ENTEC EVRC2A.



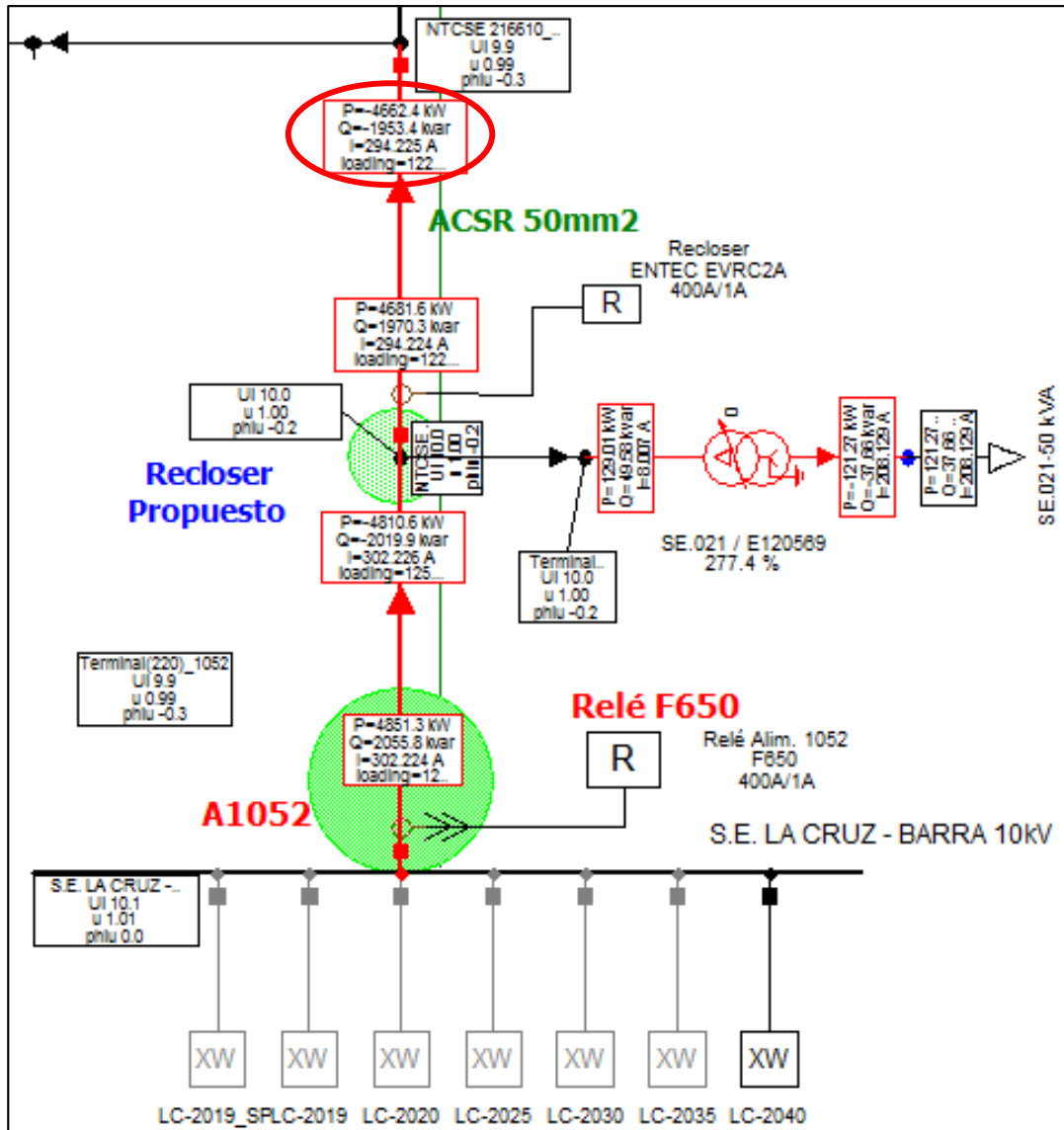
Ajuste Tiempo Inverso (51):

Realizamos el flujo de potencia para obtener la corriente nominal del sistema.

$$I = 294,224 \text{ A}$$

Figura 46:

Corriente a la salida del recloser nodo NTCSE 223459.



Asimismo, el relé tiene las curvas IEC del tipo:

IEC – SI = Normalmente Inverso.

IEC – VI = Muy Inverso.

IEC – EI = Extremadamente Inverso.

En este caso seleccionamos la IEC-VI (Muy Inverso).

Asimismo, se considera un criterio de cálculo de ajuste de protección de 1,2 – 1,5 la corriente nominal. En este caso consideramos 1,5 la corriente nominal.

$Current\ Setting = 441,336\ pri.\ A ; 1,10\ sec.\ A.$

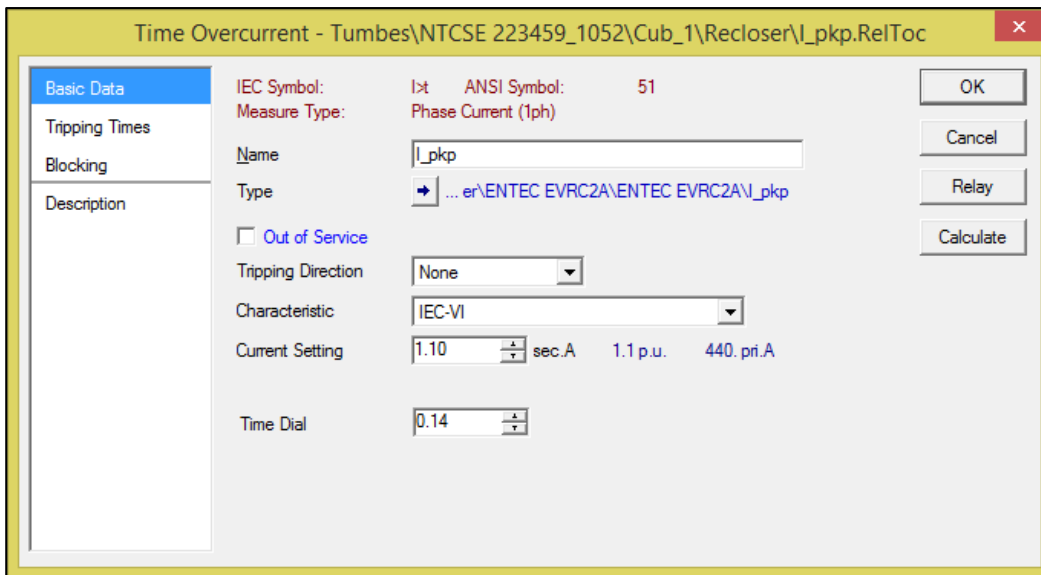
$Time\ Dial = 0,14$

$Tiempo\ de\ apertura,\ falla\ remota\ (99\%) = 0,098\ segundos$

Con este tiempo nos aseguramos que cuando ocurra una falla remota al 99%, el relé lo ve en un tiempo de 450 ms (asumimos un tiempo de operación de 150 ms para actuación del fusible + una variación de 300 ms. La variación de 300 ms es para un relé tipo electromecánico. Las consideraciones de tiempo se encuentran en la normativa IEEE Std 242-2001.

Figura 47:

Ajuste de protección de tiempo inverso (51), relé ENTEC EVRC2A



Ajuste Tiempo Instantáneo o Tiempo Definido (50):

Primero, verificamos si corresponde una primera etapa instantánea mediante fallas locales ($I_{cc}1\%$ trifásicas) y fallas remotas ($I_{cc}99\%$ trifásicas) en la línea 2. Luego dividiremos la falla local entre la falla remota y el resultado obtenido deberá ser mayor o igual a 1,25.

$$I_{cc\ 3PH}(1\%) = 10,33\ kA$$

$$I_{cc\ 3PH}(99\%) = 8,952\ kA$$

$$I_{cc\ 3PH}(1\%)/I_{cc\ 3PH}(99\%) = 1,153932 < 1,25$$

Por tanto, no corresponde una primera etapa de tiempo instantáneo.

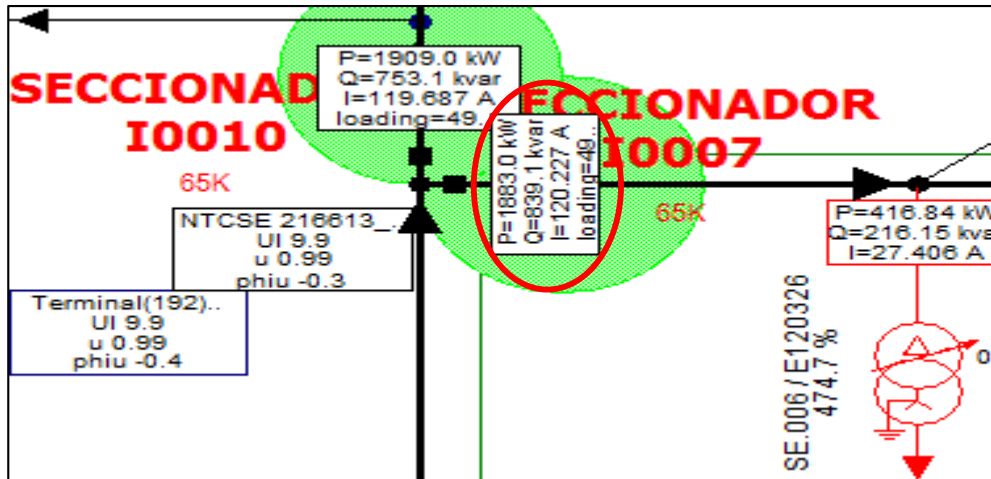
7.1.8.3. Selección de fusible para el seccionamiento I0007.

Corremos un flujo de potencia en todo el sistema para obtener la corriente en el terminal NTCSE 216613 (Flujo balanceado).

$$I(\text{Flujo de potencia}) = 120,227 \text{ A}$$

Figura 48:

Corriente en el terminal NTCSE 216613.



Se considera la formula siguiente para el calculo del fusible:

$$k \cdot I_{\text{carga máxima}} < I_{\text{permanente fusible}} < 0,25I_{\text{cc mínima}}$$

Donde,

$$I_{\text{permanente fusible}} = 1,5I_{\text{n fusible}} , \quad k \geq 1,2$$

Asimismo, se debe tener en cuenta la carga continua de cada fusible:

Figura 49:

Carga continua que puede llevar cada fusible.

▪ La carga continua que pueden llevar los fusibles corresponde al 150% de su valor nominal.

I nominal (Tipo K)	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
I continua (A)	9	12	15	18	22.5	30	37.5	45	60	75	97.5	120	150	210	300

Entonces la corriente del fusible, considerando $k=1,2$:

$$1,2 * 120,227 < 1,5 * I_{nominal \text{ del fusible}}$$

$$I_{nominal \text{ del fusible}} = 96,1816 \text{ A}$$

Por tanto, buscamos la corriente calculada en la figura 49, eligiendo así un fusible Std 65K.

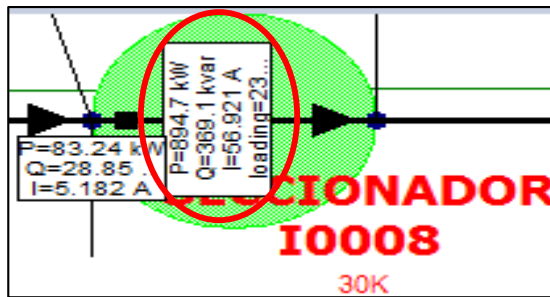
7.1.8.4. Selección de fusible para el seccionamiento I0008.

Corremos un flujo de potencia en todo el sistema para obtener la corriente en el terminal NTCSE 201570 (Flujo balanceado).

$$I(\text{Flujo de potencia}) = 56,921 \text{ A}$$

Figura 50:

Corriente en el terminal NTCSE 201570.



Se considera la formula siguiente para el calculo del fusible:

$$k. I_{carga \text{ máxima}} < I_{permanente \text{ fusible}} < 0,25I_{cc \text{ mínima}}$$

Donde,

$$I_{permanente \text{ fusible}} = 1,5I_{n \text{ fusible}} , \quad k \geq 1,2$$

Entonces la corriente del fusible, considerando $k=1.2$:

$$1,2 * 59,921 < 1,5 * I_{nominal \text{ del fusible}}$$

$$I_{nominal \text{ del fusible}} = 45,5368 \text{ A}$$

Por tanto, buscamos la corriente calculada en la figura 49, eligiendo así un fusible Std 30K.

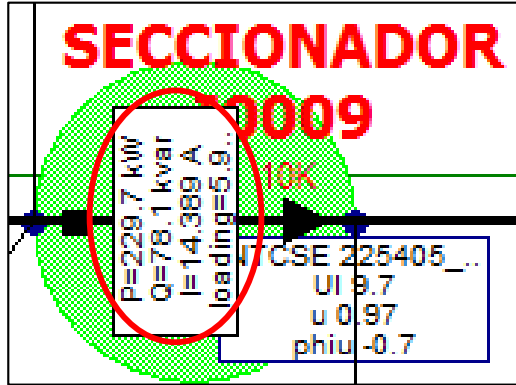
7.1.8.5. Selección de fusible para el seccionamiento I0009.

Corremos un flujo de potencia en todo el sistema para obtener la corriente en el terminal NTCSE 201596 (Flujo balanceado).

$$I(\text{Flujo de potencia}) = 14,389 \text{ A}$$

Figura 51:

Corriente en el terminal NTCSE 201596



Se considera la formula siguiente para el calculo del fusible:

$$k \cdot I_{\text{carga máxima}} < I_{\text{permanente fusible}} < 0,25I_{\text{cc mínima}}$$

Donde,

$$I_{\text{permanente fusible}} = 1,5I_{\text{n fusible}} , \quad k \geq 1,2$$

Entonces la corriente del fusible, considerando $k=1,2$:

$$1,2 * 14,389 < 1,5 * I_{\text{nominal del fusible}}$$

$$I_{\text{nominal del fusible}} = 11,5112 \text{ A}$$

Por tanto, buscamos la corriente calculada en la figura 49, eligiendo así un fusible Std 10K.

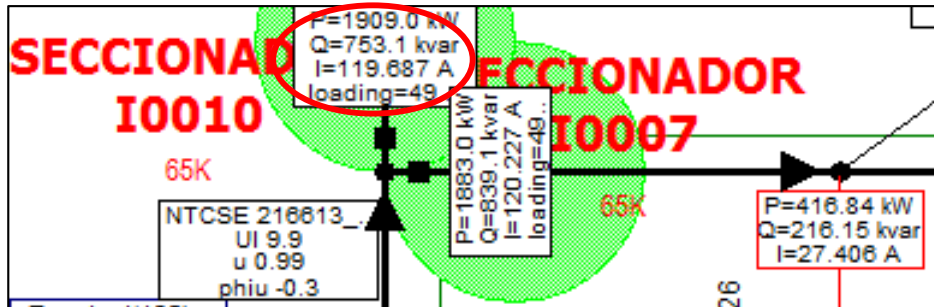
7.1.8.6. Selección de fusible para el seccionamiento I0010.

Corremos un flujo de potencia en todo el sistema para obtener la corriente en el terminal NTCSE 216613 (Flujo balanceado).

$$I(\text{Flujo de potencia}) = 119,687 \text{ A}$$

Figura 52:

Corriente en el terminal NTCSE 216613.



Se considera la formula siguiente para el calculo del fusible:

$$k \cdot I_{\text{carga máxima}} < I_{\text{permanente fusible}} < 0,25I_{\text{cc mínima}}$$

Donde,

$$I_{\text{permanente fusible}} = 1,5I_{n \text{ fusible}} , \quad k \geq 1,2$$

Entonces la corriente del fusible, considerando $k=1,2$:

$$1,2 * 119,687 < 1,5 * I_{\text{nominal del fusible}}$$

$$I_{\text{nominal del fusible}} = 95,7496 \text{ A}$$

Por tanto, buscamos la corriente calculada en la figura 49, eligiendo así un fusible Std 65K.

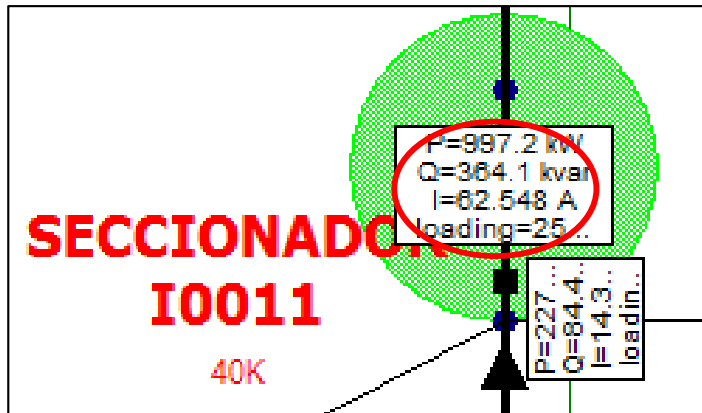
7.1.8.7. Selección de fusible para el seccionamiento I0011.

Corremos un flujo de potencia en todo el sistema para obtener la corriente en el terminal NTCSE 201777 (Flujo balanceado).

$$I(\text{Flujo de potencia}) = 62,548 \text{ A}$$

Figura 53:

Corriente en el terminal NTCSE 201777.



Se considera la formula siguiente para el calculo del fusible:

$$k \cdot I_{\text{carga máxima}} < I_{\text{permanente fusible}} < 0,25I_{\text{cc mínima}}$$

Donde,

$$I_{\text{permanente fusible}} = 1,5I_{\text{n fusible}} , \quad k \geq 1,2$$

Entonces la corriente del fusible, considerando k=1,2:

$$1,2 * 62,548 < 1,5 * I_{\text{nominal del fusible}}$$

$$I_{\text{nominal del fusible}} = 50,0384 \text{ A}$$

Por tanto, buscamos la corriente calculada en la figura 49, eligiendo así un fusible Std 40K.

7.1.8.8. Ajustes propuestos para la protección de sobrecorriente (50/51) de fases.

Tabla 32:

Ajustes propuestos de sobrecorriente (50/51).

Ubicación	Relé Modelo	kV	TC	I>	t>	Curva	I>>	t>>
AMT 1052	G.E.-F650	10	400/1	456 pri.A	0,51	IEC Curva B	11 668 pri.A	0.1 Seg.
Estructura NTCSE 223459	ENTECH EVRC2A	10	400/1	440 pri.A	0,14	IEC-VI	-	-

7.1.8.9. Cálculo de ajuste del alimentador 1052 a la salida de la barra kV – Tierra.

10

Se procedera a realizar los ajustes correspondientes mediante cálculos.

Ajuste Tiempo Inverso (51N):

En el punto 3.1.8.1 se determino la corriente del TC en el lado primario igual a 400 A, como tambien se determino la corriente del TC en el lado secundario igual a 1 A y la relacion del transformador de corriente (RTC) igual a 400.

Asimismo, el relé tiene las curvas IEC del tipo:

IEC Curva A = Normalmente Inverso.

IEC Curva B = Muy Inverso.

IEC Curva C = Extremadamente Inverso.

En este caso seleccionamos la IEC Curva C (Extremadamente Inverso).

Para las salidas de los alimentadores y recloser intermedios la Current Setting se obtiene realizando simulaciones de fallas monofásicas en los externos del ramal, con impedancia de falla de 100, 200, 400 hasta 600 ohm dependiendo la zona de la red de distribución. En este caso consideraremos impedancias de falla de 200 ohm y como existe un recloser después del relé AMT solo consideraremos fallas con impedancias hasta el terminal 160, ya que el terminal indicado se encuentra antes del recloser.

$$I_{cc} (1PH) = 0,028721 \text{ kA}$$

Por tanto, consideramos el 80% de $I_{cc} (1PH)$ con falla de impedancia de 200 ohm.

$$\text{Current Setting} = 0,028721 * 1000 * 80\% \text{ pri. A}$$

$$\text{Current Setting} = 22,9768 \text{ pri. A} ; 0,057442 \text{ sec. A}$$

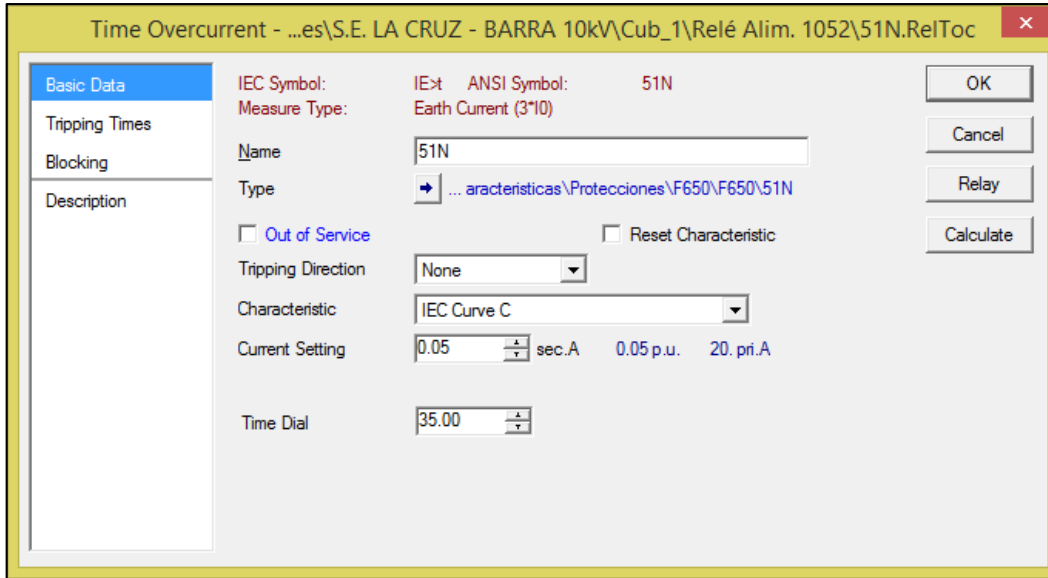
La corriente en el secundario del Current Setting se obtuvo de dividir la corriente en el primario sobre la relación del transformador de corriente.

Además, para obtener una buena coordinación entre el relé AMT y el recloser se considera un Time Dial de 35.

$$Time\ Dial = 35$$

Figura 54:

Ajuste de protección del tiempo inverso 51N, relé G.E. F650.



Ajuste Tiempo Instantáneo (50N)

Primero, verificamos si corresponde una primera etapa instantánea mediante fallas locales ($I_{cc}1\%$ monofásica) y fallas remotas ($I_{cc}99\%$ monofásica) en la línea 1. Luego dividiremos la falla local entre la falla remota y el resultado obtenido deberá ser mayor o igual a 1,25.

$$I_{cc} 1PH(1\%) = 9,85 \text{ kA}$$

$$I_{cc} 1PH(99\%) = 6,555 \text{ kA}$$

$$I_{cc} 3PH(1\%)/I_{cc} 3PH(99\%) = 1,50267 > 1,25$$

Por tanto, corresponde una primera etapa de tiempo instantáneo.

Realizamos un Cortocircuito monofásico máximo local al 1% (desbalanceado) sin impedancia de falla.

$$I_{cc} (3 * I_0) = 9\ 850 \text{ A}$$

Para obtener la current pickup del ajuste del tiempo instantáneo se considerará el 80% de la corriente cortocircuito monofásico máximo local de la línea 1. Esta consideración, se debe a que la current pickup debe ser menor a la corriente cortocircuito local en la línea 1.

$$I_{cc} (3 * I_0) = 9\ 850 * 80\% A$$

$$I_{cc} (3 * I_0) = 7\ 780 \text{ pri. A ; } 19,70 \text{ sec. A}$$

La corriente en el secundario del Current Setting se obtuvo de dividir la corriente en el primario sobre la relación del transformador de corriente.

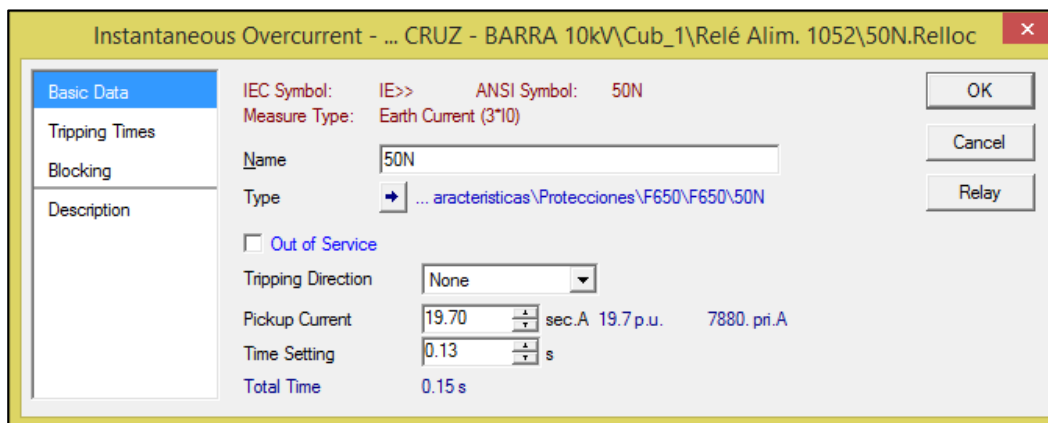
El tiempo de coordinación entre un relé y recloser es aproximadamente 200 ms (IEEE Industry Applications Society, 2001). Asimismo, para que exista coordinación entre estos equipos de protección se considera lo siguiente.

$$Time\ Stting = 0,13 \text{ Segundos}$$

$$Total\ Time = 0,15 \text{ Segundos}$$

Figura 55:

Ajuste de protección tiempo definido 50N, relé G.E F650.



7.1.8.10. Cálculo de ajuste para el recloser – Tierra (Nodo NTCSE 223459).

Se procederá a realizar los ajustes correspondientes mediante cálculos.

Ajuste Tiempo Inverso (51N):

En el punto 3.1.8.2 se determinó la corriente del TC en el lado primario igual a 400 A, como también se determinó la corriente del TC en el lado secundario igual a 1 A y la relación del transformador de corriente (RTC) igual a 400.

Asimismo, el relé tiene las curvas IEC del tipo:

$$IEC - SI = \text{Normalmente Inverso.}$$

$$IEC - VI = \text{Muy Inverso.}$$

$$IEC - EI = \text{Extremadamente Inverso.}$$

En este caso seleccionamos la IEC-EI (Extremadamente Inverso).

Para las salidas de los alimentadores y recloser intermedios la Current Setting se obtiene realizando simulaciones de fallas monofásicas en los externos del ramal, con impedancia de falla de 100, 200, 400 hasta 600 ohm dependiendo la zona de la red de distribución. En este caso consideraremos impedancias de falla de 200 ohm y como solo existe fusibles en todo el alimentador después del recloser consideraremos fallas con impedancias hasta el terminal o nodo más lógano de la red, en este caso el terminal 240.

$$I_{cc} (1PH) = 0,027486 \text{ kA}$$

Por tanto, consideramos el 80% de $I_{cc} (1PH)$ con falla de impedancia de 200 ohm.

$$\text{Current Setting} = 0,027486 * 1\ 000 * 80\% \text{ pri. A}$$

$$\text{Current Setting} = 21,9888 \text{ pri. A} ; 0,054972 \text{ sec. A}$$

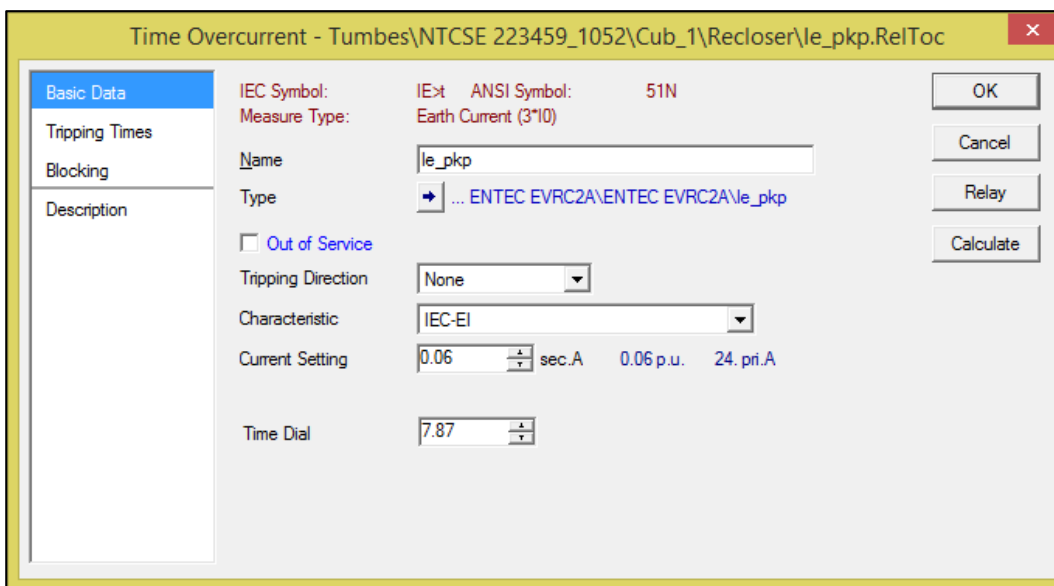
La corriente en el secundario del Current Setting se obtuvo de dividir la corriente en el primario sobre la relación del transformador de corriente.

Además, para obtener una buena coordinación entre el recloser y los fusibles aguas arriba se considera un Time Dial de 0,14.

$$\text{Time Dial} = 7,87$$

Figura 56:

Ajuste de protección de tiempo inverso 51N, relé ENTEC EVRC2A.



Ajuste Tiempo Instantáneo (50N)

Primero, verificamos si corresponde una primera etapa instantánea mediante fallas locales ($I_{cc}1\%$ monofásica) y fallas remotas ($I_{cc}99\%$ monofásica) en la línea 2. Luego dividiremos la falla local entre la falla remota y el resultado obtenido deberá ser mayor o igual a 1,25.

$$I_{cc} 1PH(1\%) = 6,521 \text{ kA}$$

$$I_{cc} 1PH(99\%) = 5,573 \text{ kA}$$

$$I_{cc} 3PH(1\%)/I_{cc} 3PH(99\%) = 1,170106 < 1,25$$

Por tanto, no corresponde una primera etapa de tiempo instantáneo.

7.1.8.11. Ajustes propuestos para la protección de sobrecorriente (51N/50N).

Tabla 33:

Ajuste de protección de sobrecorriente (51N/50N).

Ubicación	Relé Modelo	kV	TC	I>	t>	Curva	I>>	t>>
AMT 1052	G.E.-F650	10	400/1	20 pri.A	35	IEC Curva C	7 880 pri.A	0,15 Seg.
Estructura NTCSE 223459	ENTEC EVRC2A	10	400/1	24 pri.A	7,87	IEC-EI	-	-

7.1.8.12. Diagramas de coordinación de protecciones de los ajustes propuestos.

Después de obtener los ajustes propuestos de coordinación de protección de los quipos, se procederá a visualizar los diagramas de coordinaciones de protecciones; en estos diagramas de verificar la selectividad de los ajustes propuestos de protección de sobrecorriente de fases y de tierra.

Asimismo, en los diagramas de coordinación se visualizará:

- f) La corriente de carga para la máxima demanda Año 2040.
- g) La corriente de carga frente a los equipos.

- h) La máxima corriente de cortocircuito trifásico locales y remotas de los equipos de protección.
- i) La máxima corriente de cortocircuito monofásico (fallas locales y remotas de los equipos de protección) sin impedancia de falla.
- j) La máxima corriente de cortocircuito monofásico (fallas locales y remotas de los equipos de protección) con impedancia de falla de 200 ohm. Estas verificaciones con impedancia de fallas se realizarán en las colas o fin de cada ramal del circuito.

Así mismo, para los ajustes propuestos, se deberá tener en cuenta la ubicación de los equipos de protección y terminales de donde se realizarán las fallas trifásicas máximas, las fallas monofásicas y las fallas monofásicas con resistencia, de acuerdo a la figura 57.

Figura 57:

Diagrama unifilar de ubicación de equipos de protección y terminales.

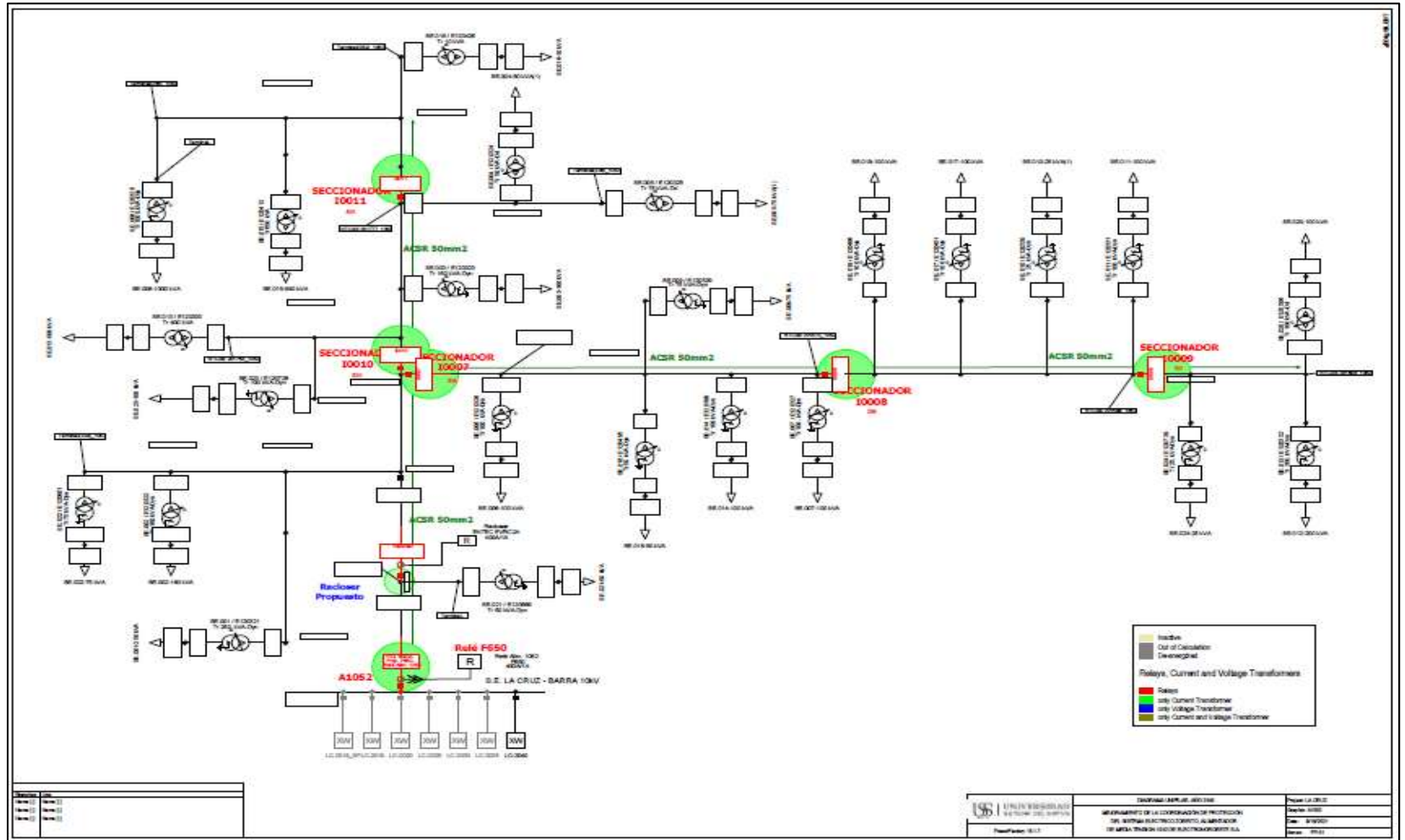


Figura 58:

Corriente de carga AMT 1052 (relé AMT, recloser, I0007, I0008 y I0009).

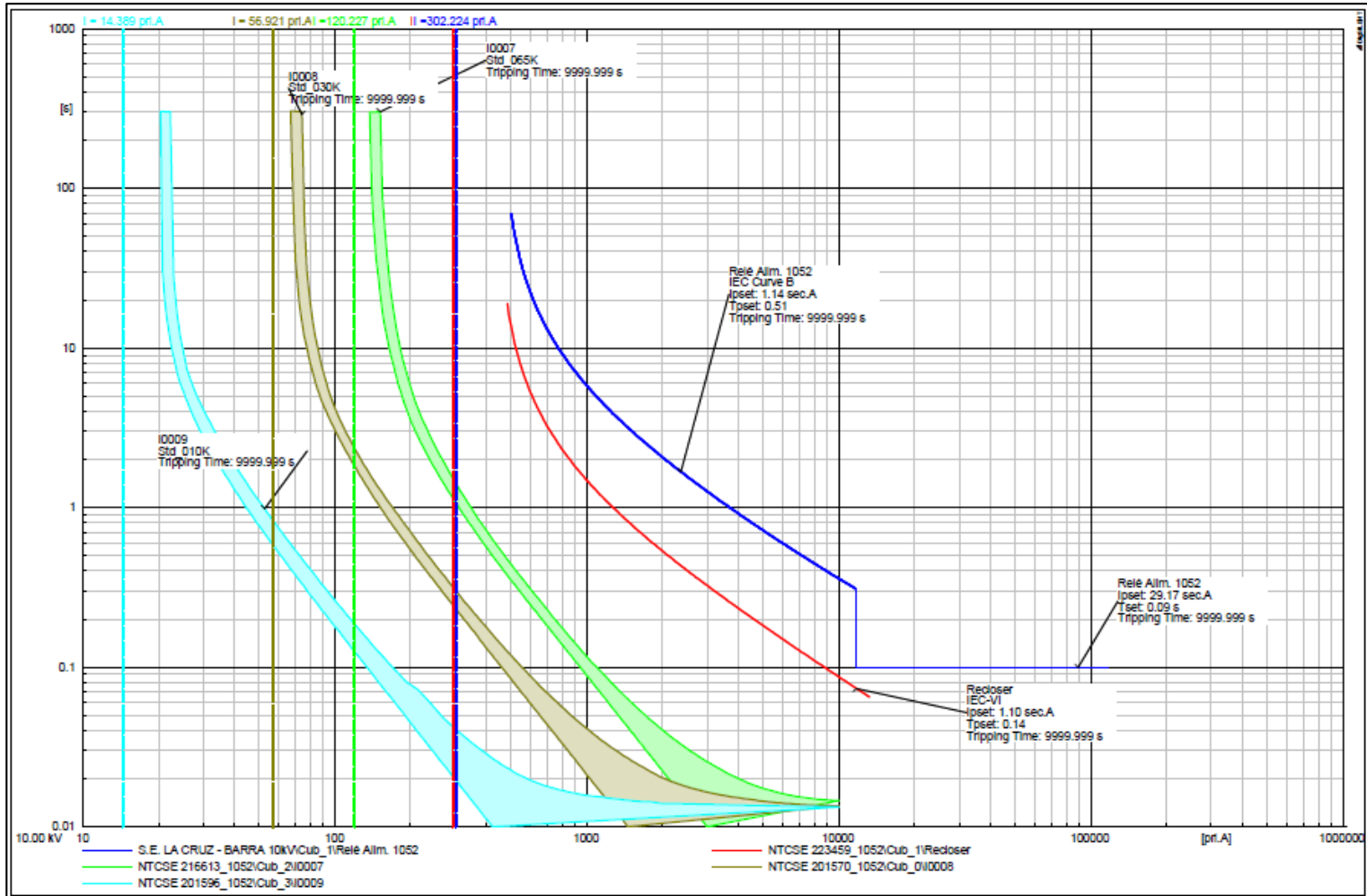


Figura 59:

Corriente de carga AMT 1052 (I0009, I0010 y I0011).

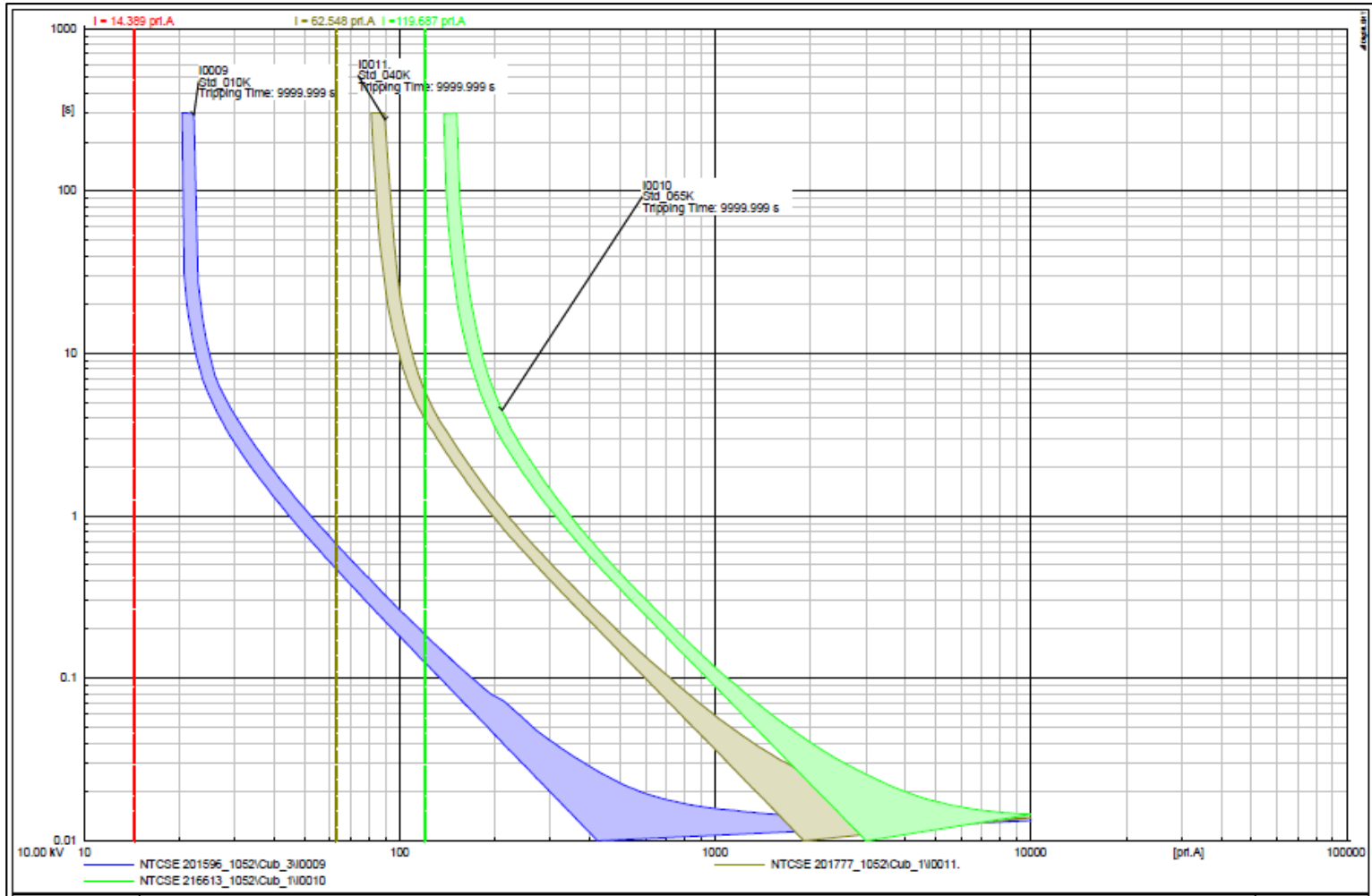


Figura 60:

Falla 3PH máxima local del relé G.E - F650.

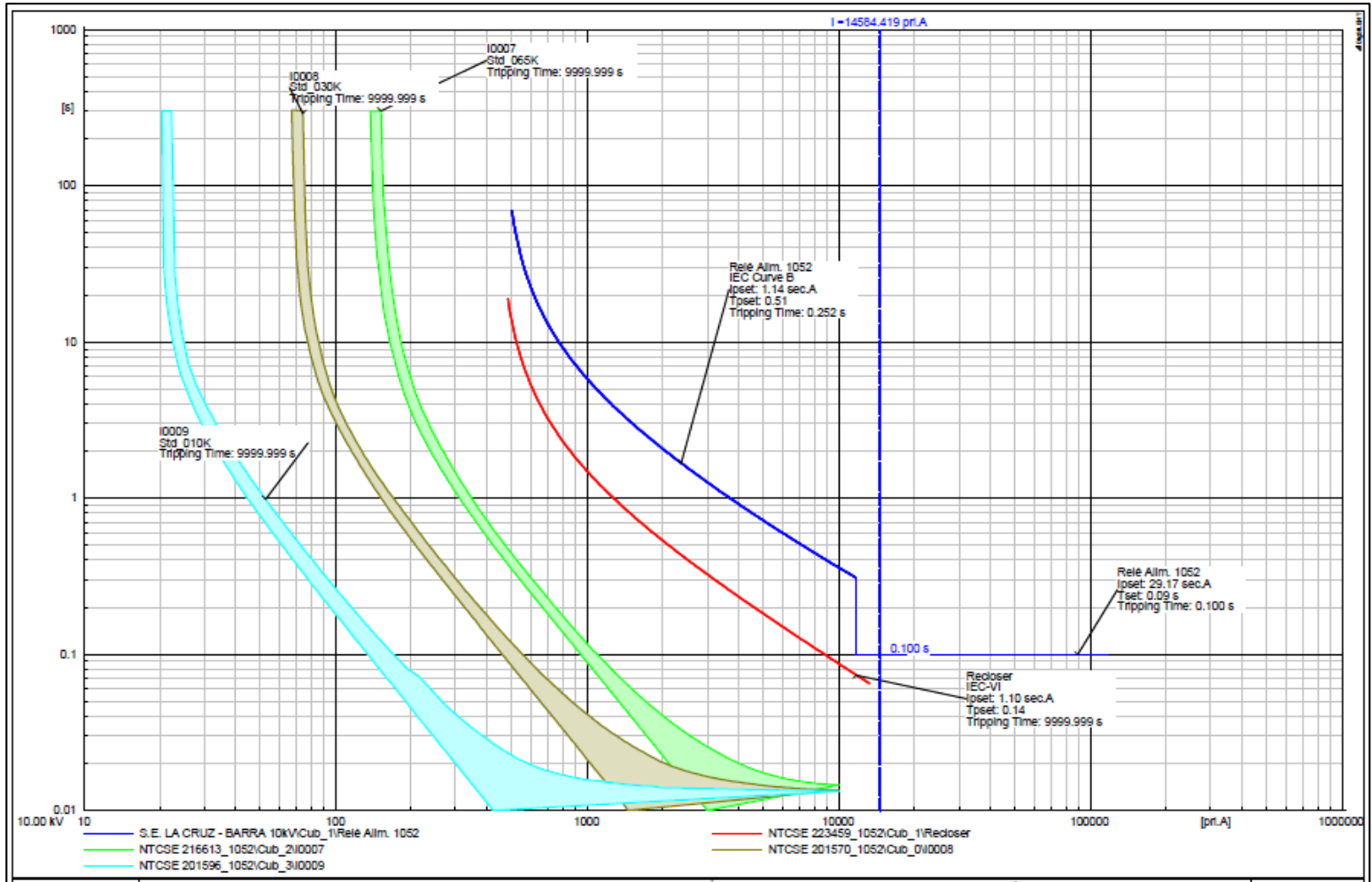


Figura 61:

Falla 3PH máxima Remota del relé G.E - F650.

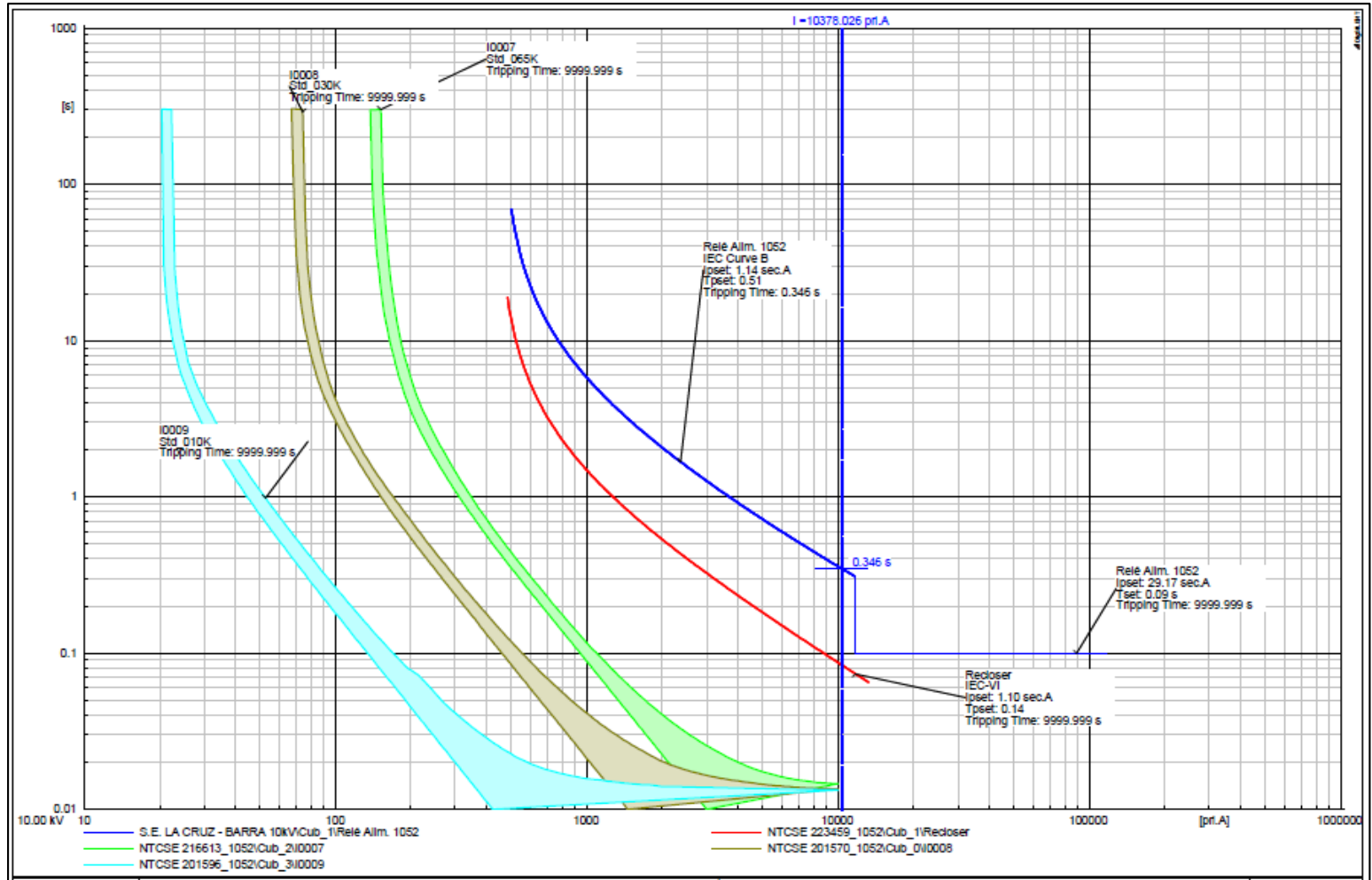


Figura 62:

Falla 3PH máxima local ENTEC EVRC2A – recloser.

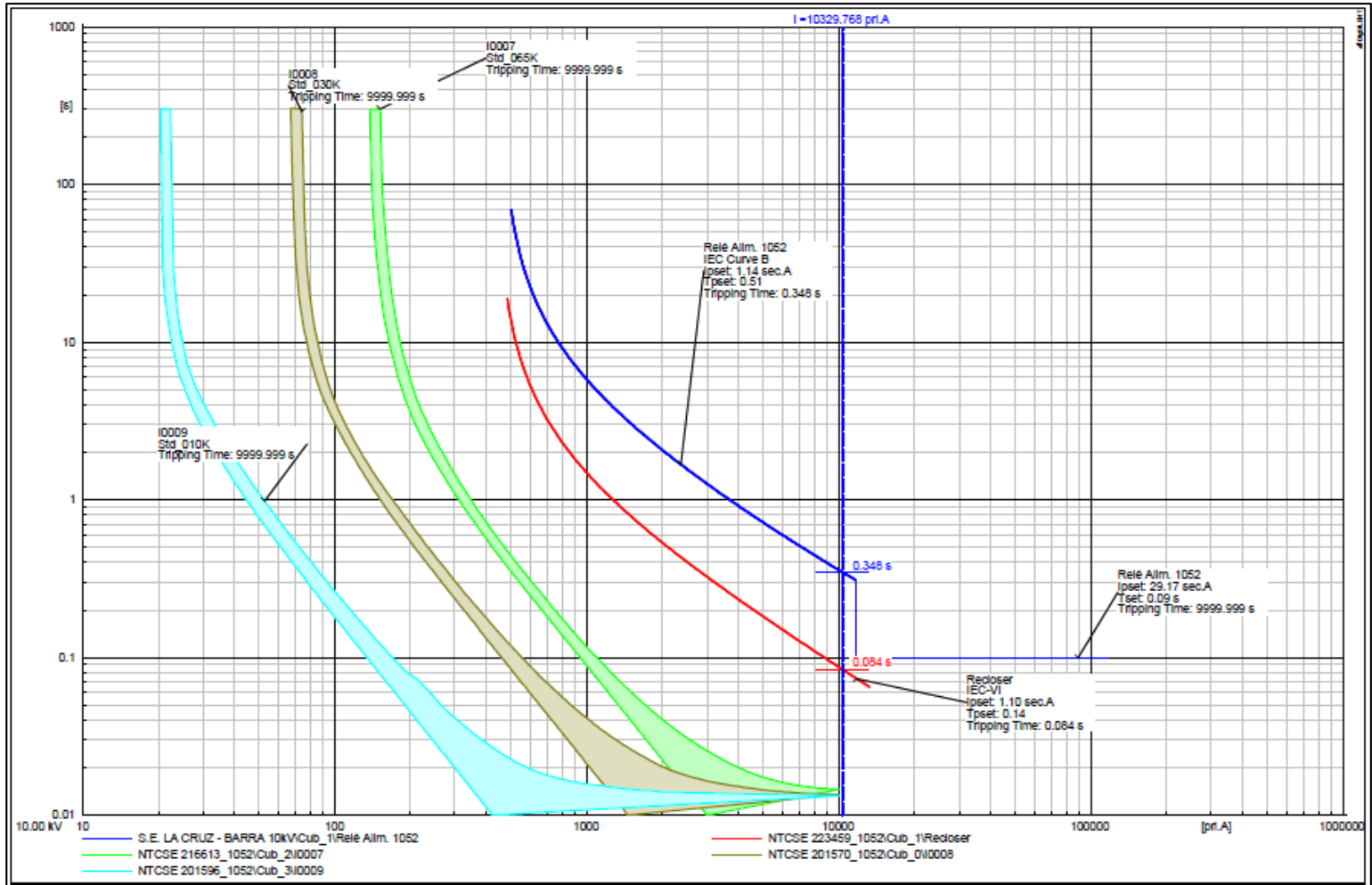


Figura 63:

Falla 3PH máxima remota en el relé ENTEC EVRC2A – recloser

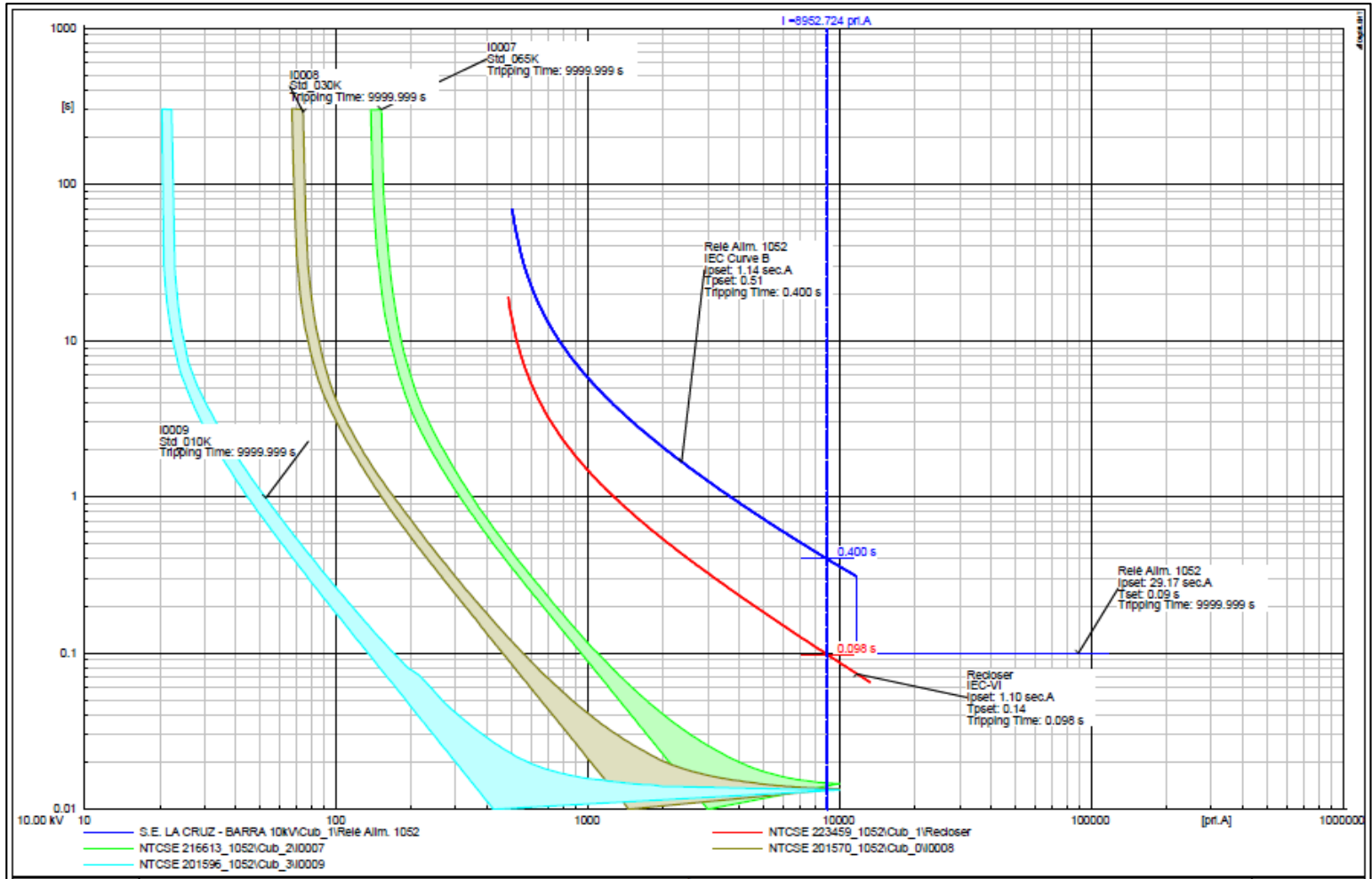


Figura 64:

Falla 3PH máxima en el terminal 149.

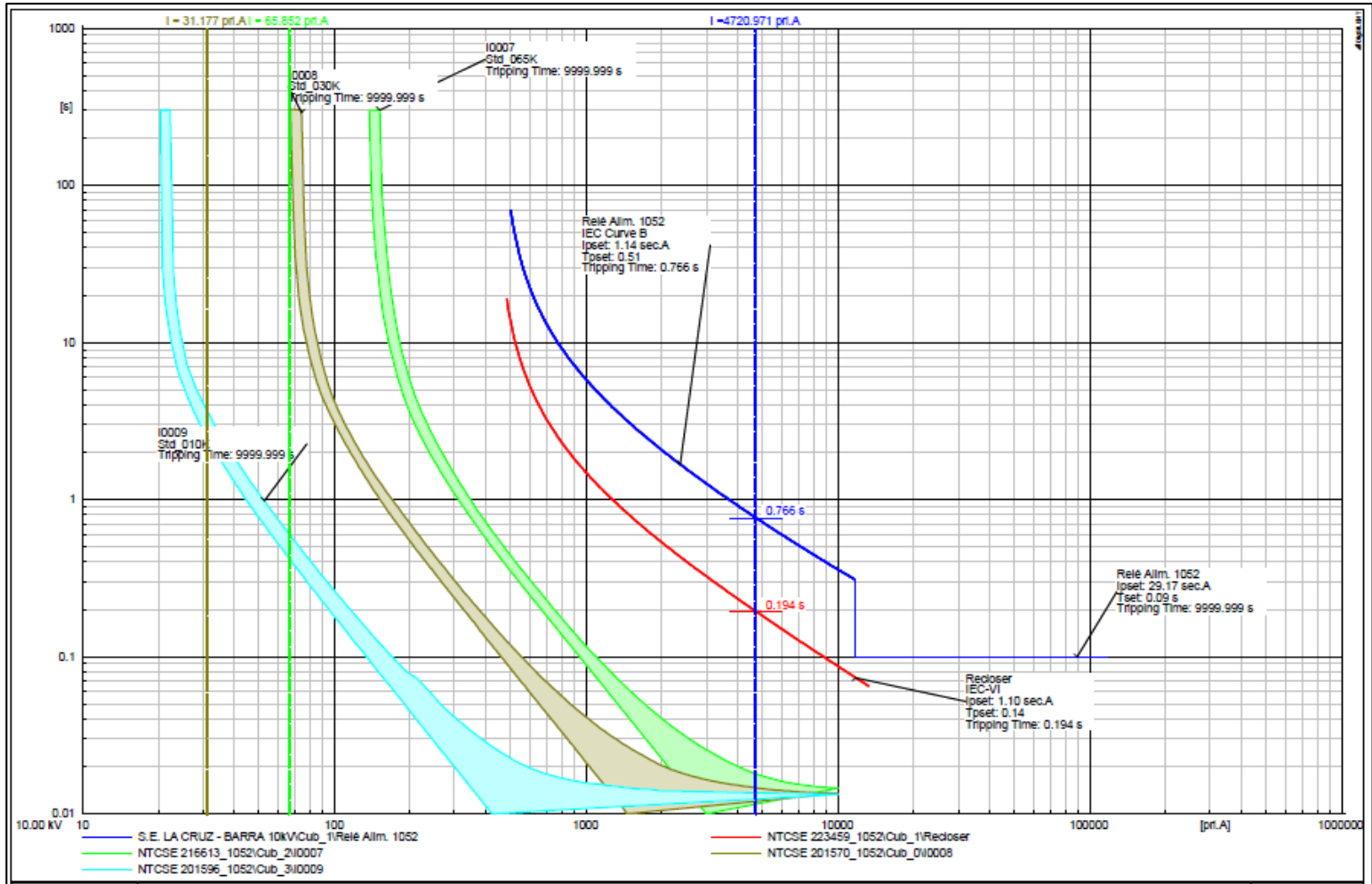


Figura 65:

Falla 3PH máxima en el terminal 149 (I0009, I0010 y I0011).

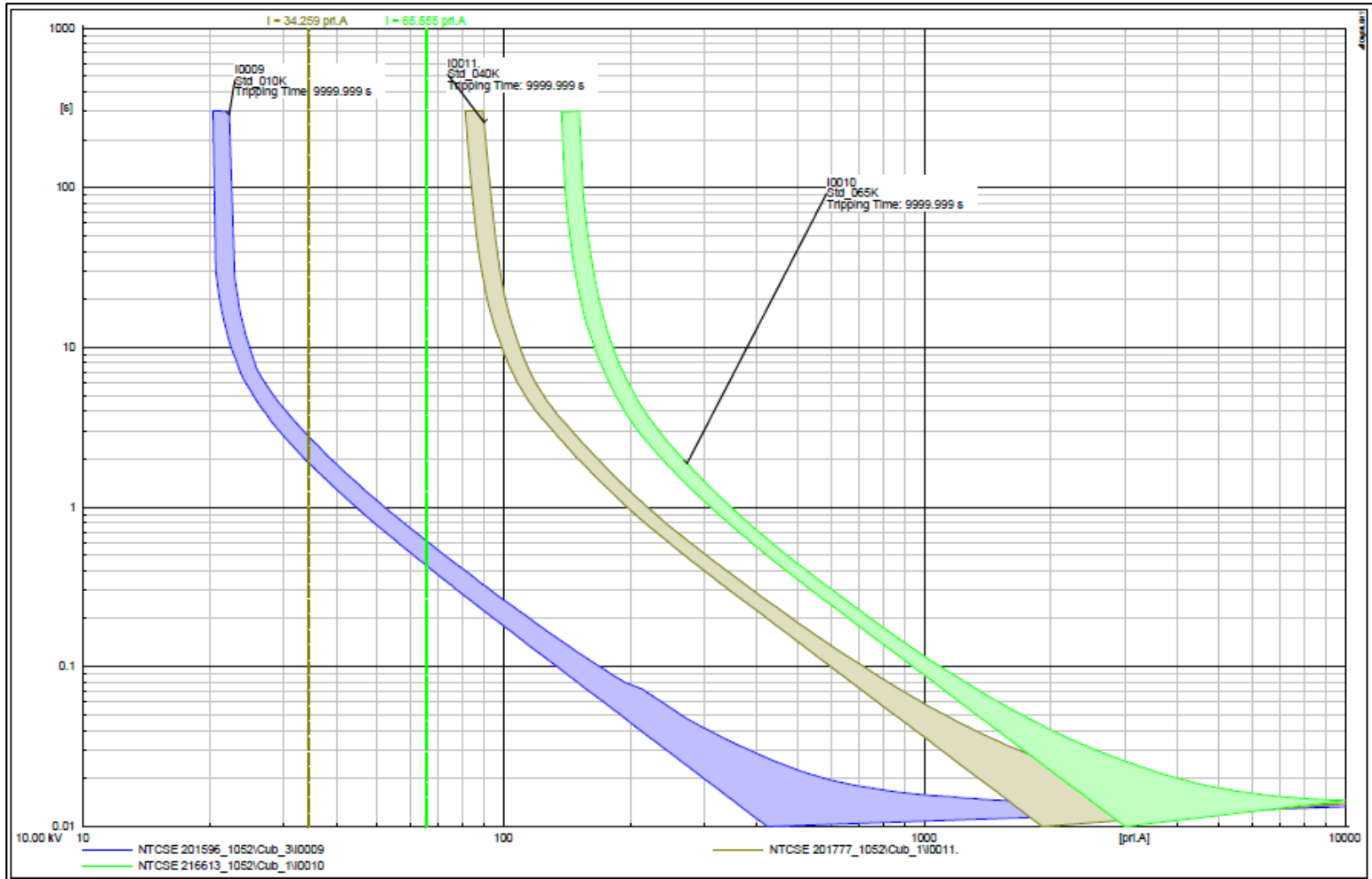


Figura 66:

Falla 3PH máxima en el nodo NTCSE 201608.

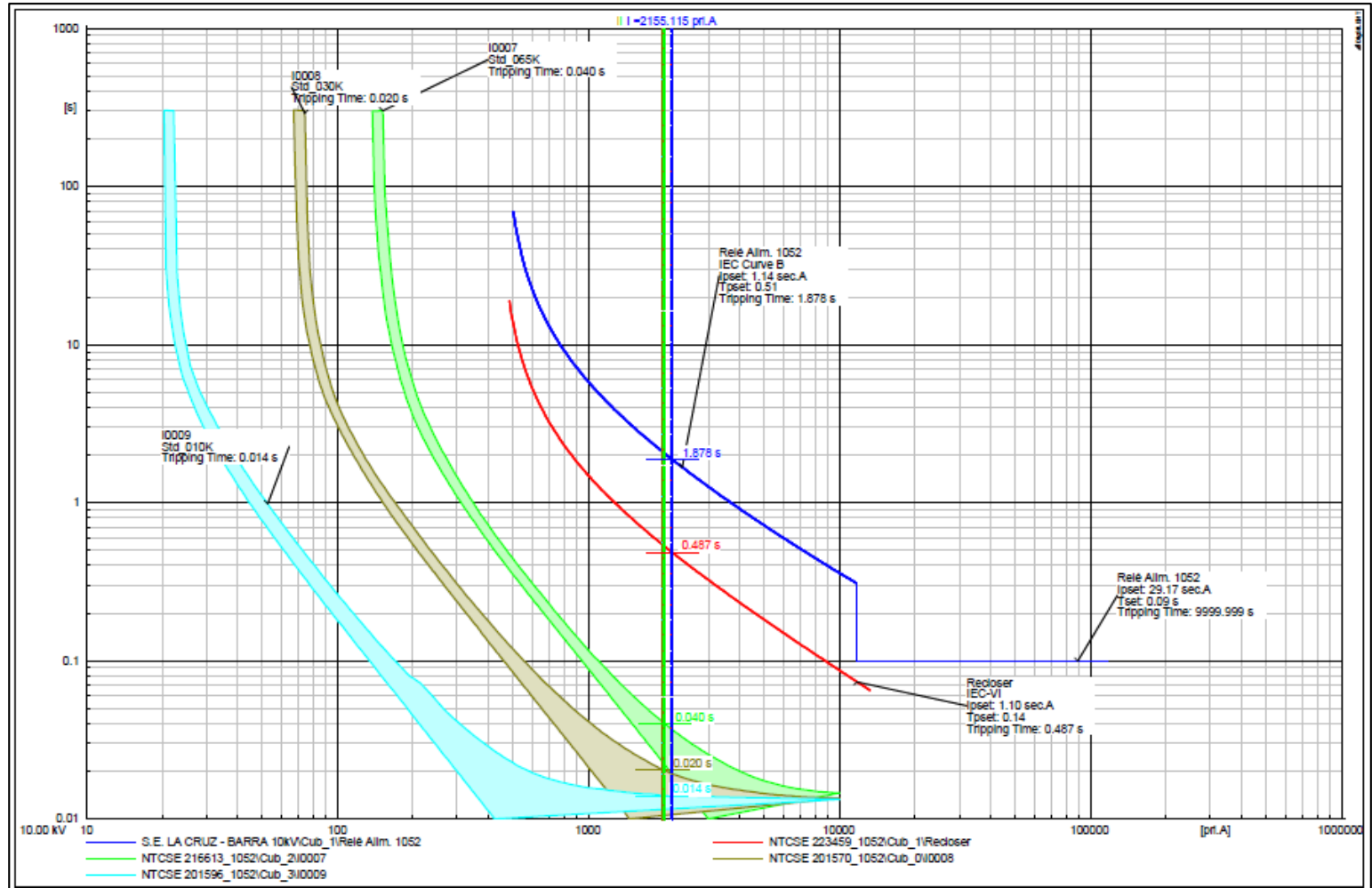


Figura 67:

Falla 3PH máxima en el nodo NTCSE 201608 (I0009, I0010 y I0011).

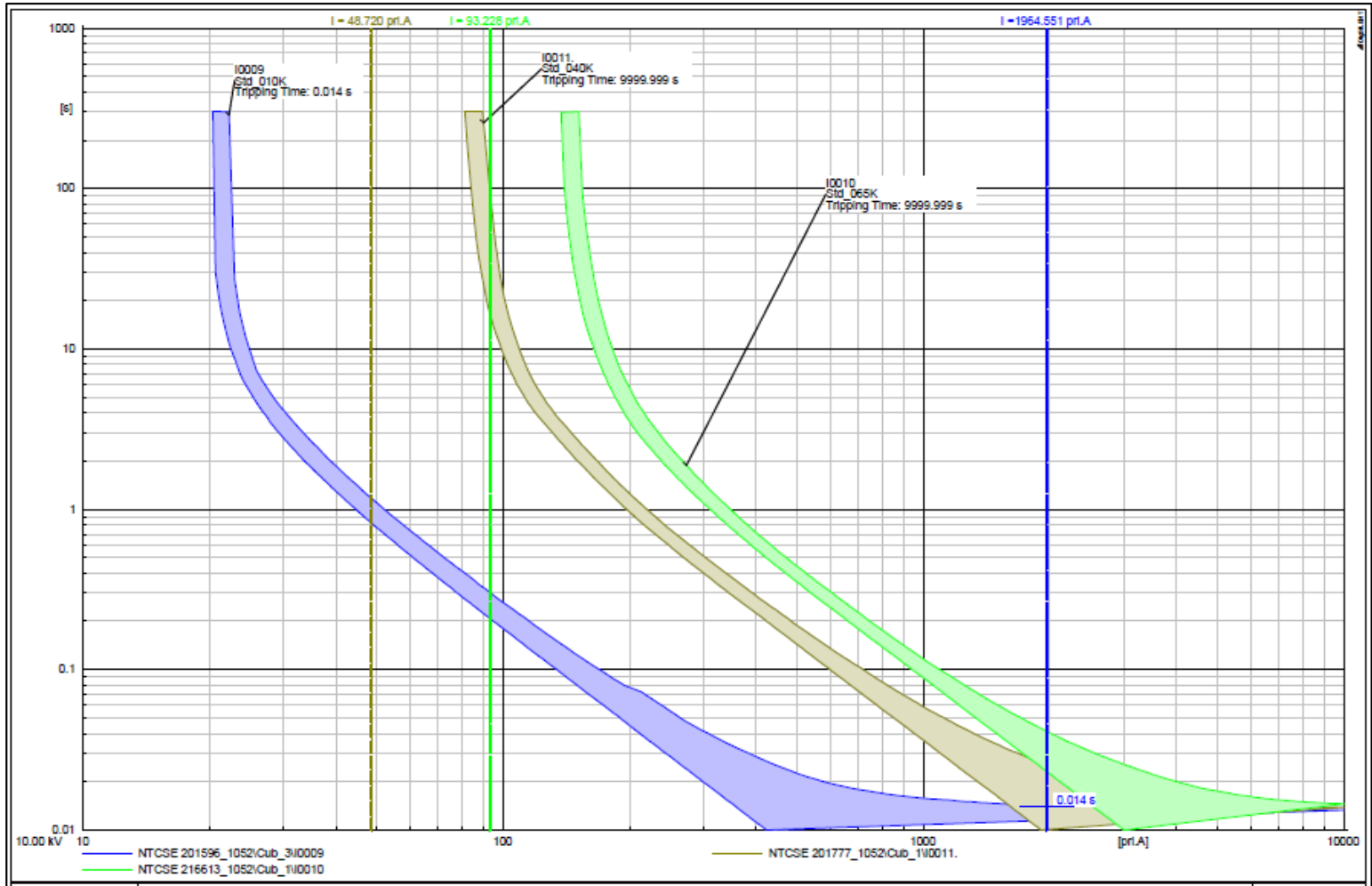


Figura 68:

Falla 3PH máxima en el nodo NTCSE 201753.

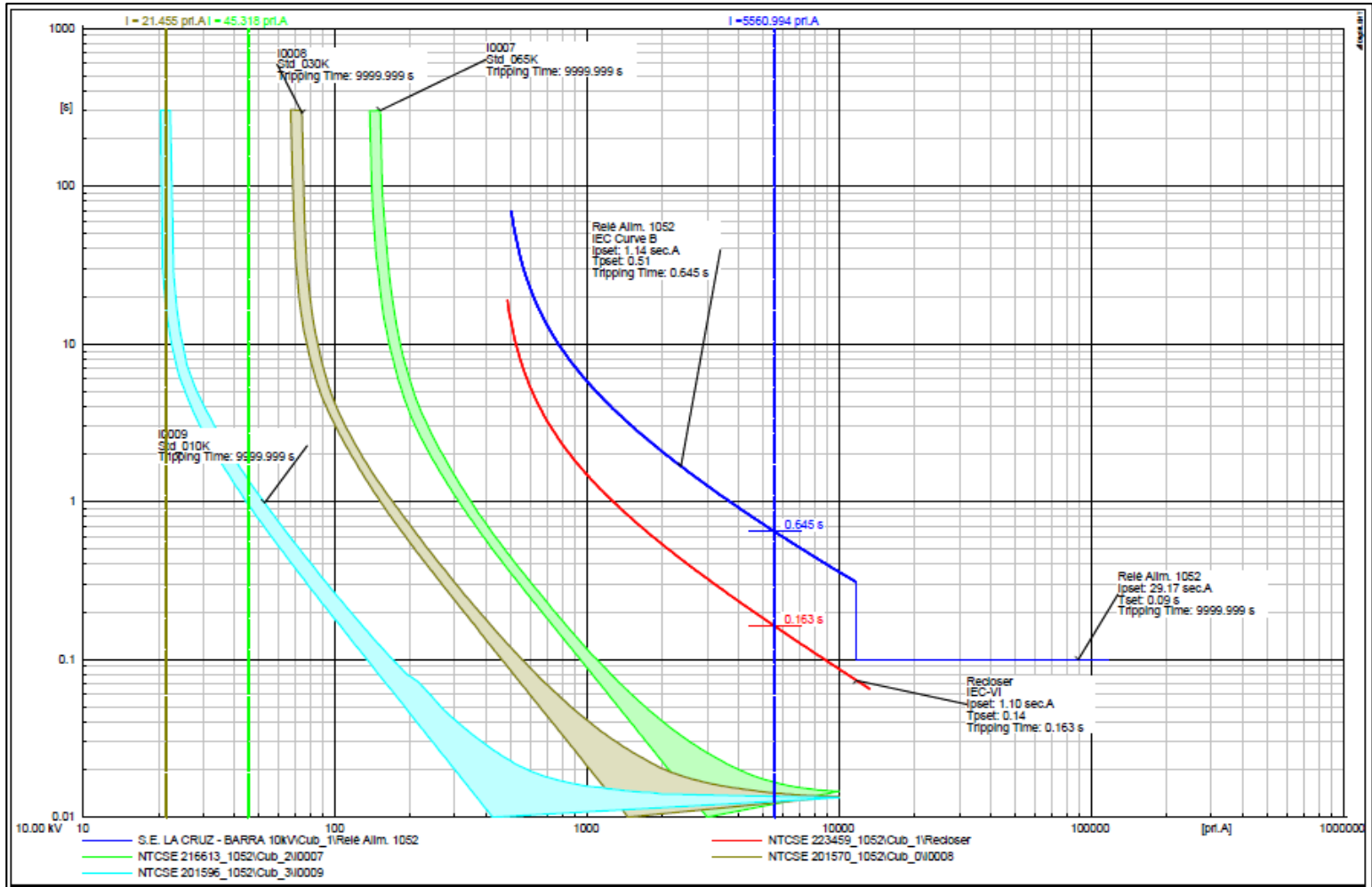


Figura 69:

Falla 3PH máxima en el nodo NTCSE 201753 (I0009, I0010 y I0011).

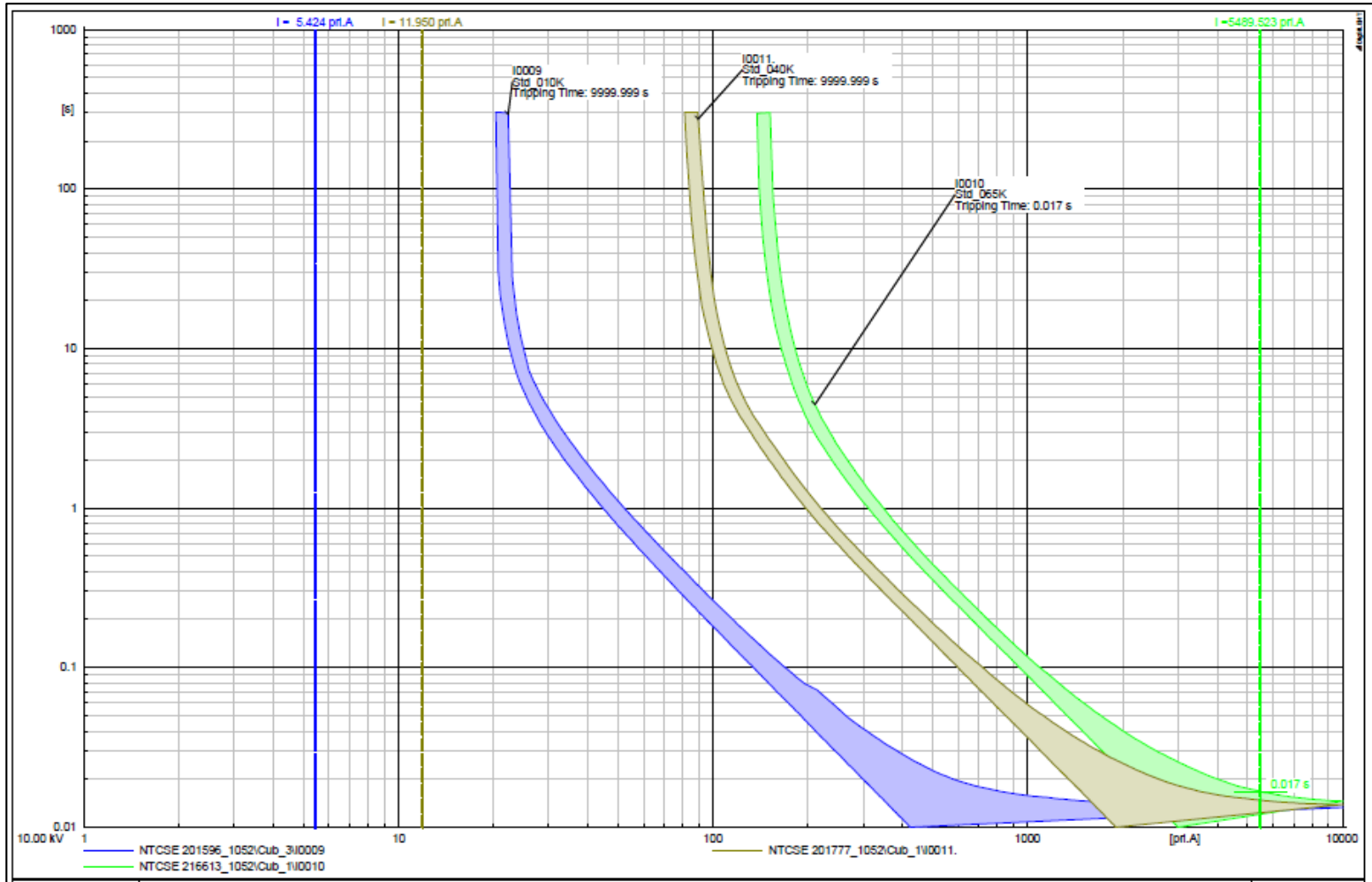


Figura 70:

Falla 3PH máxima en el terminal 229.

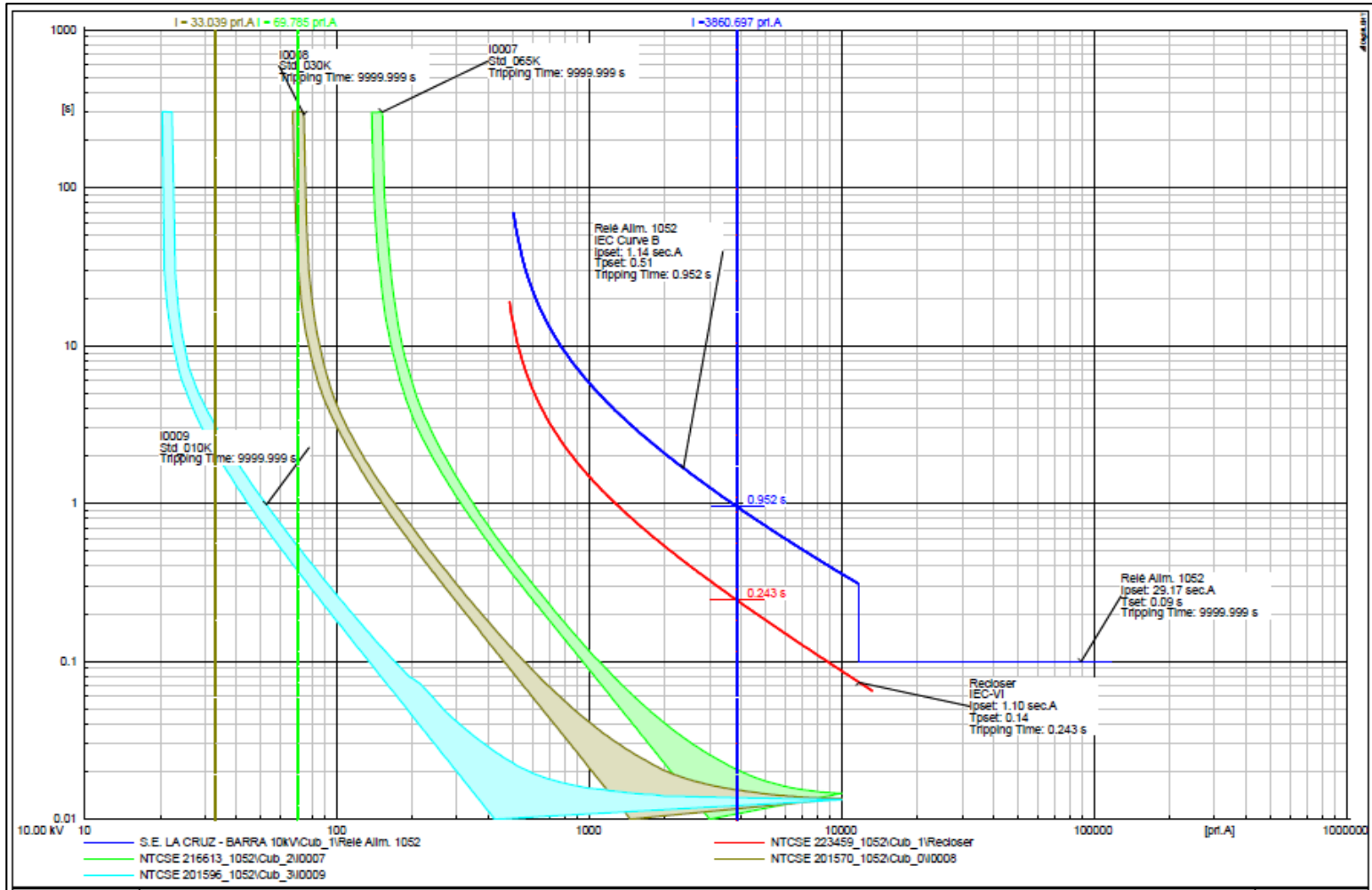


Figura 71:

Falla 3PH máxima en el terminal 229 (I0009, I0010 y I0011).

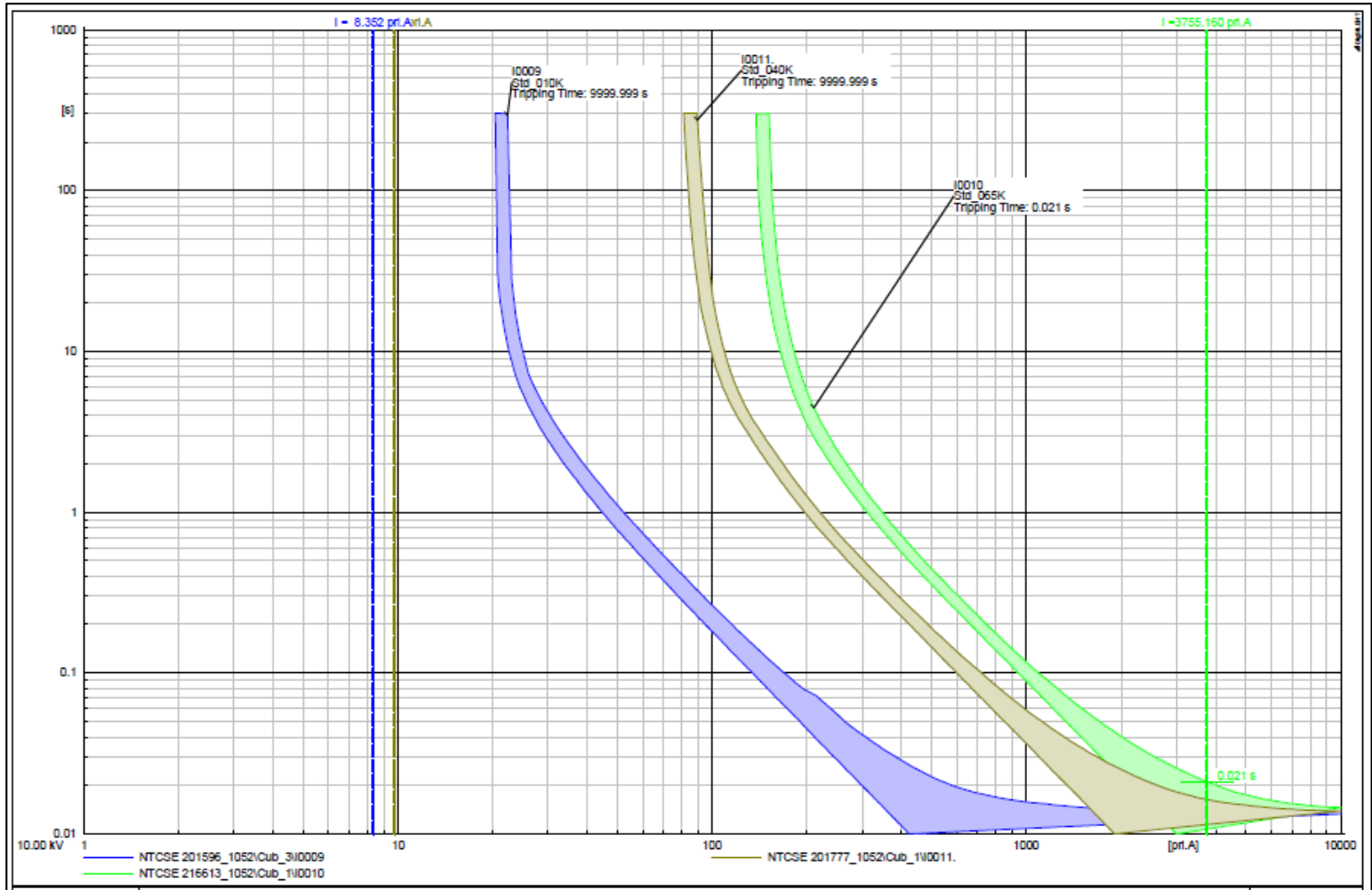


Figura 72:

Falla 3PH máxima en el terminal 234.

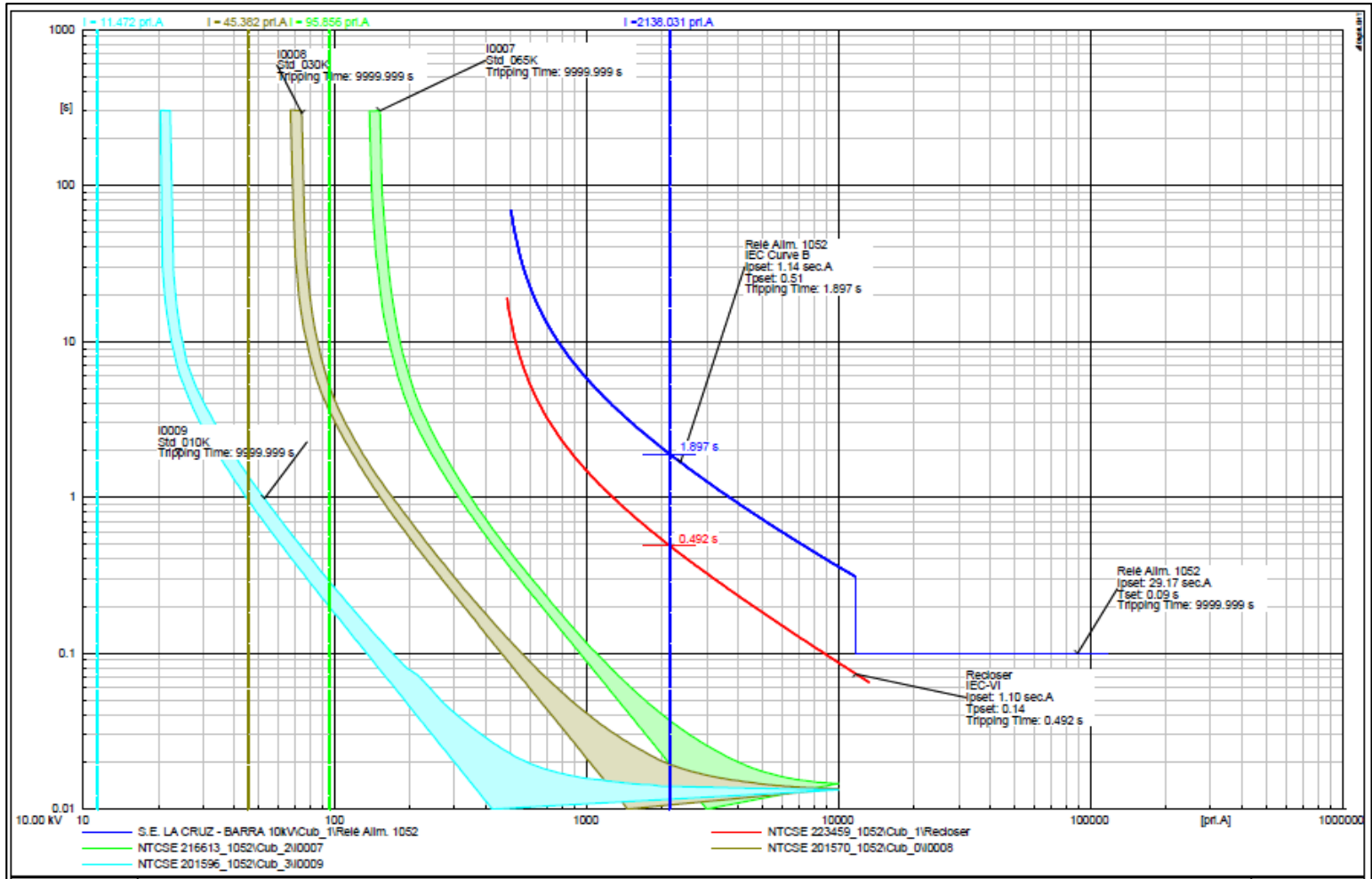


Figura 73:

Falla 3PH máxima en el terminal 234 (I0009, I0010 y I0011).

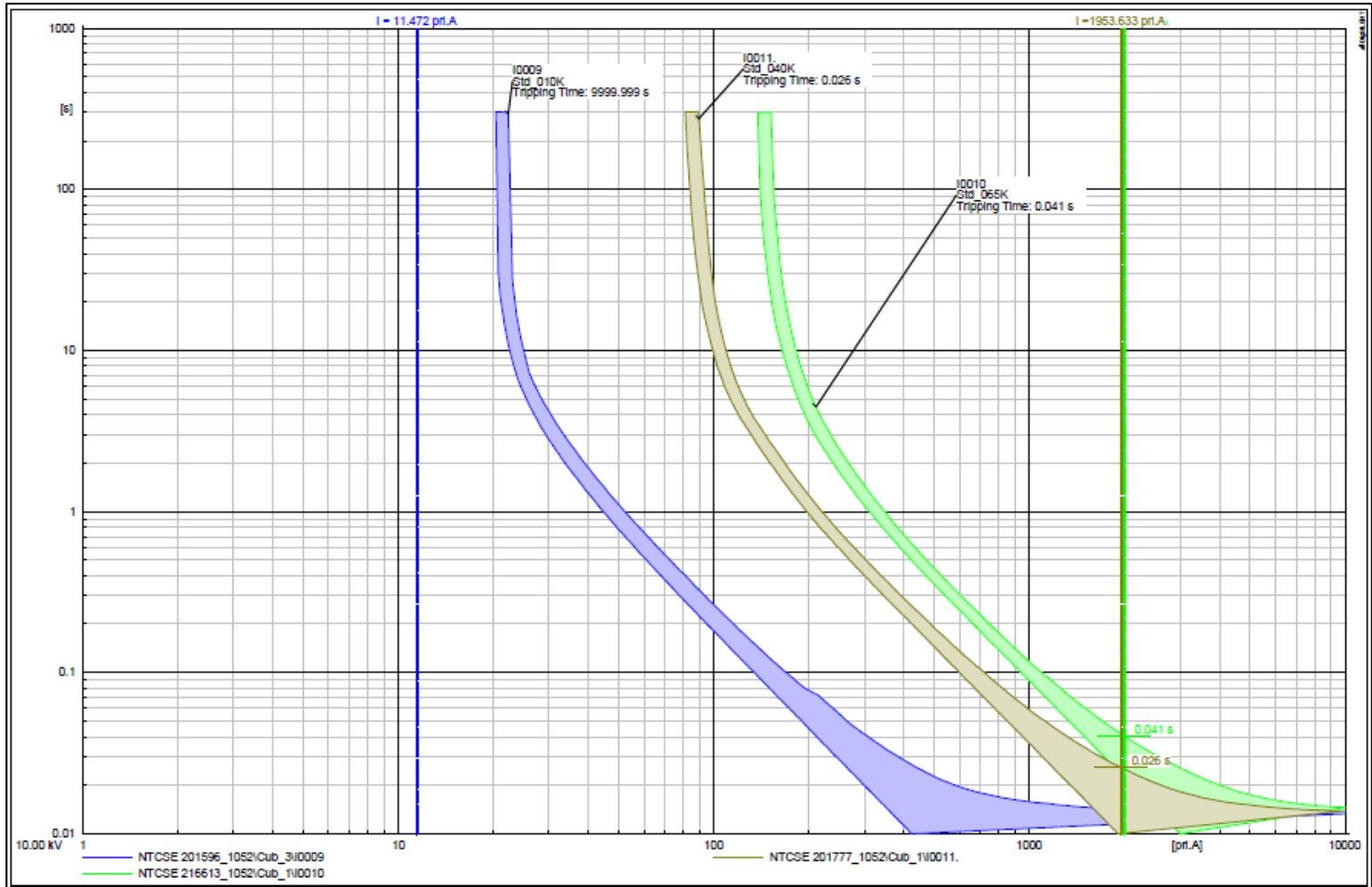


Figura 74:

Falla 3PH máxima en el terminal 235.

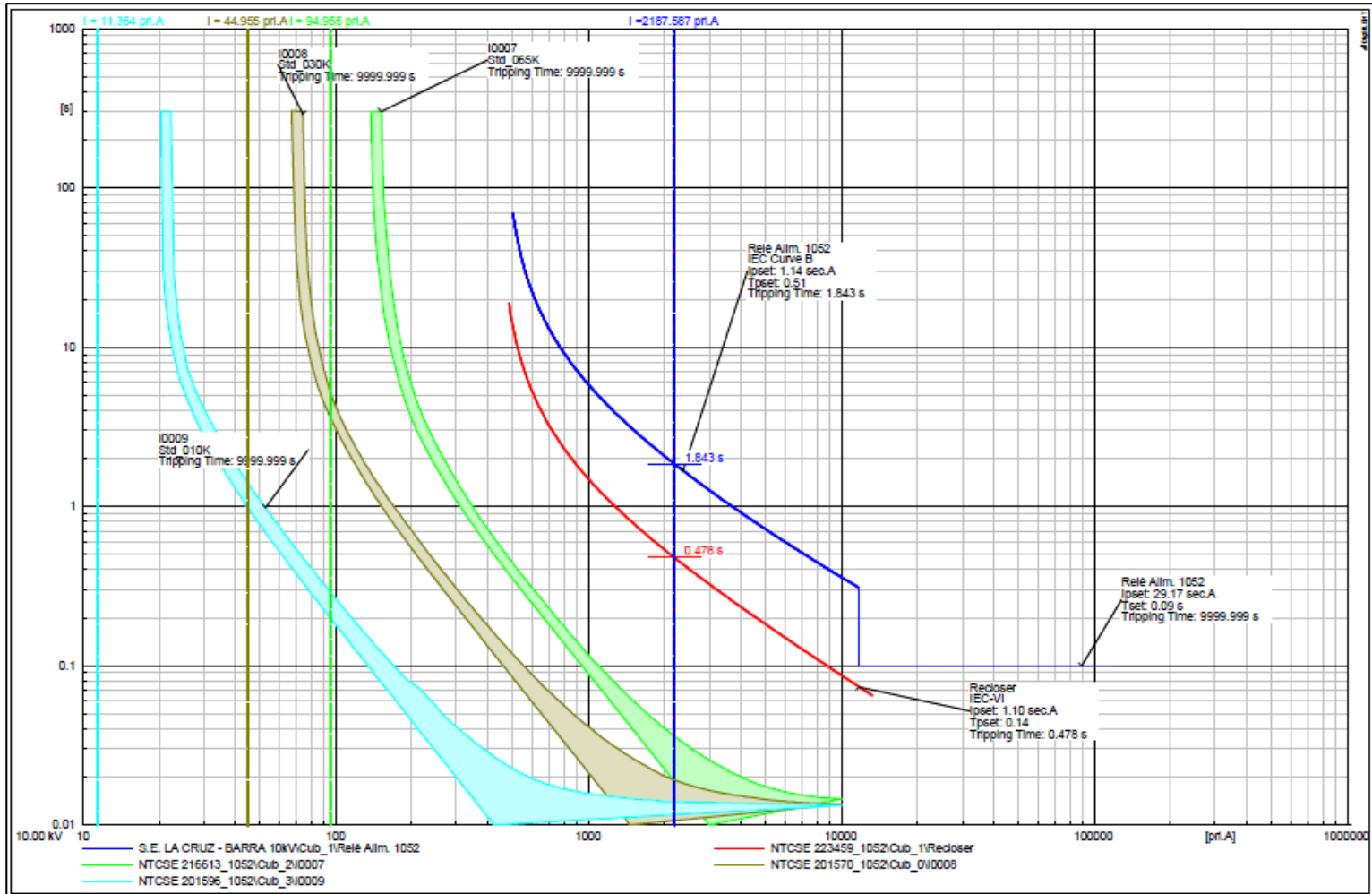


Figura 75:

Falla 3PH máxima en el terminal 235 (I0009, I0010 y I0011).

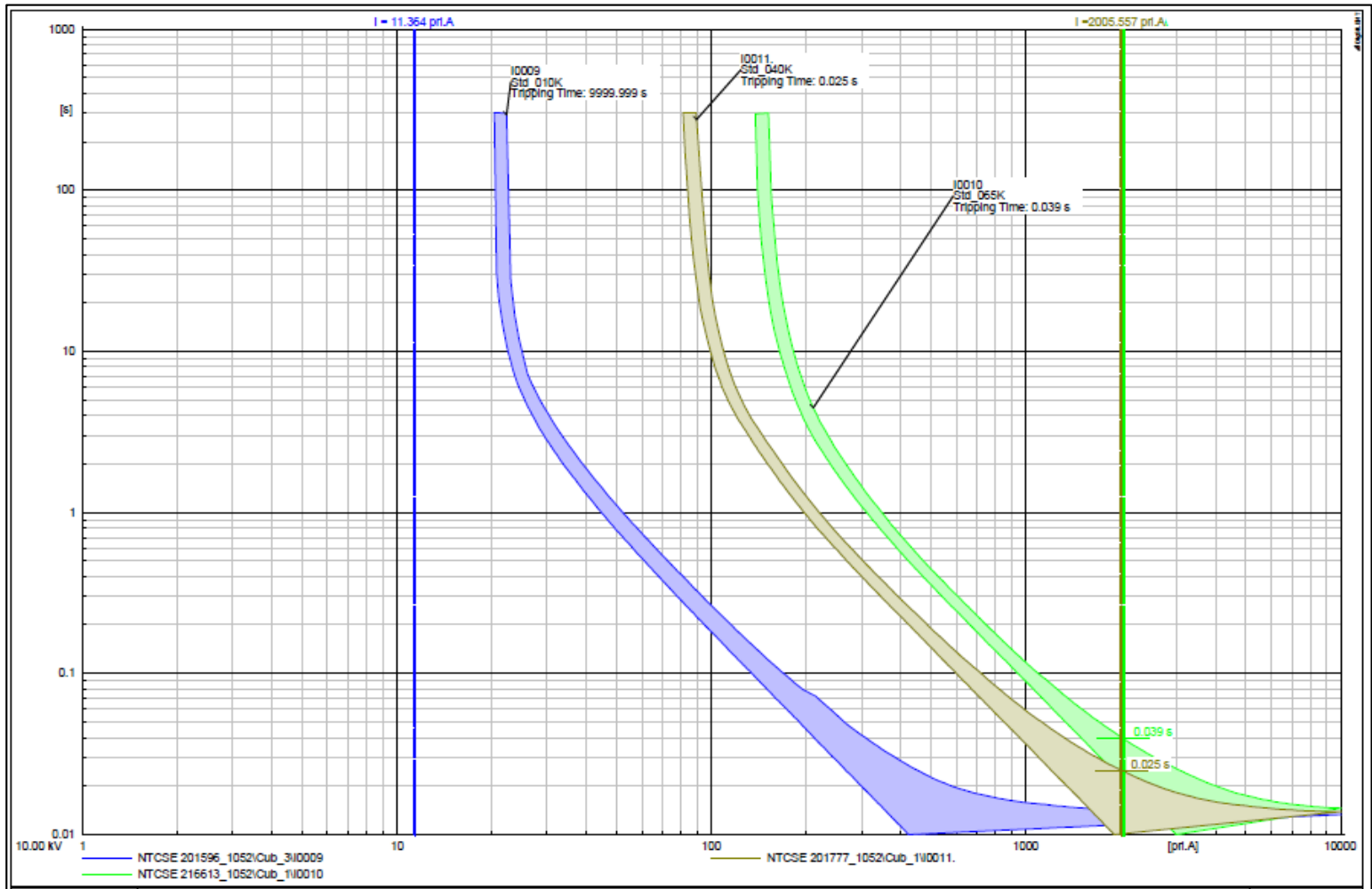


Figura 76:

Falla 1PH máxima en el terminal 149, sin resistencia de falla.

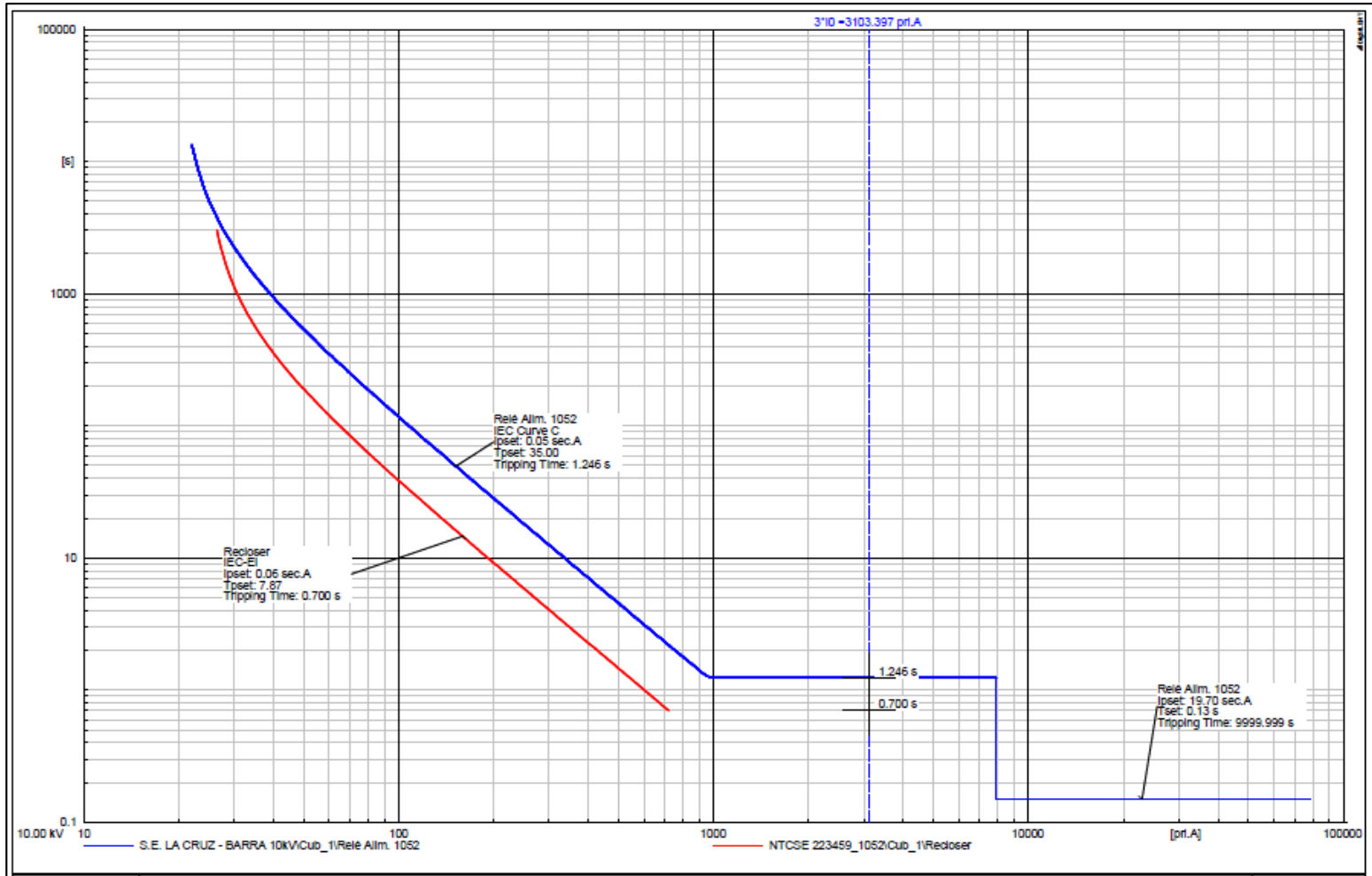


Figura 77:

Falla 1PH máxima en el terminal 149 (I0007, I0008 y I0009), sin resistencia de falla.

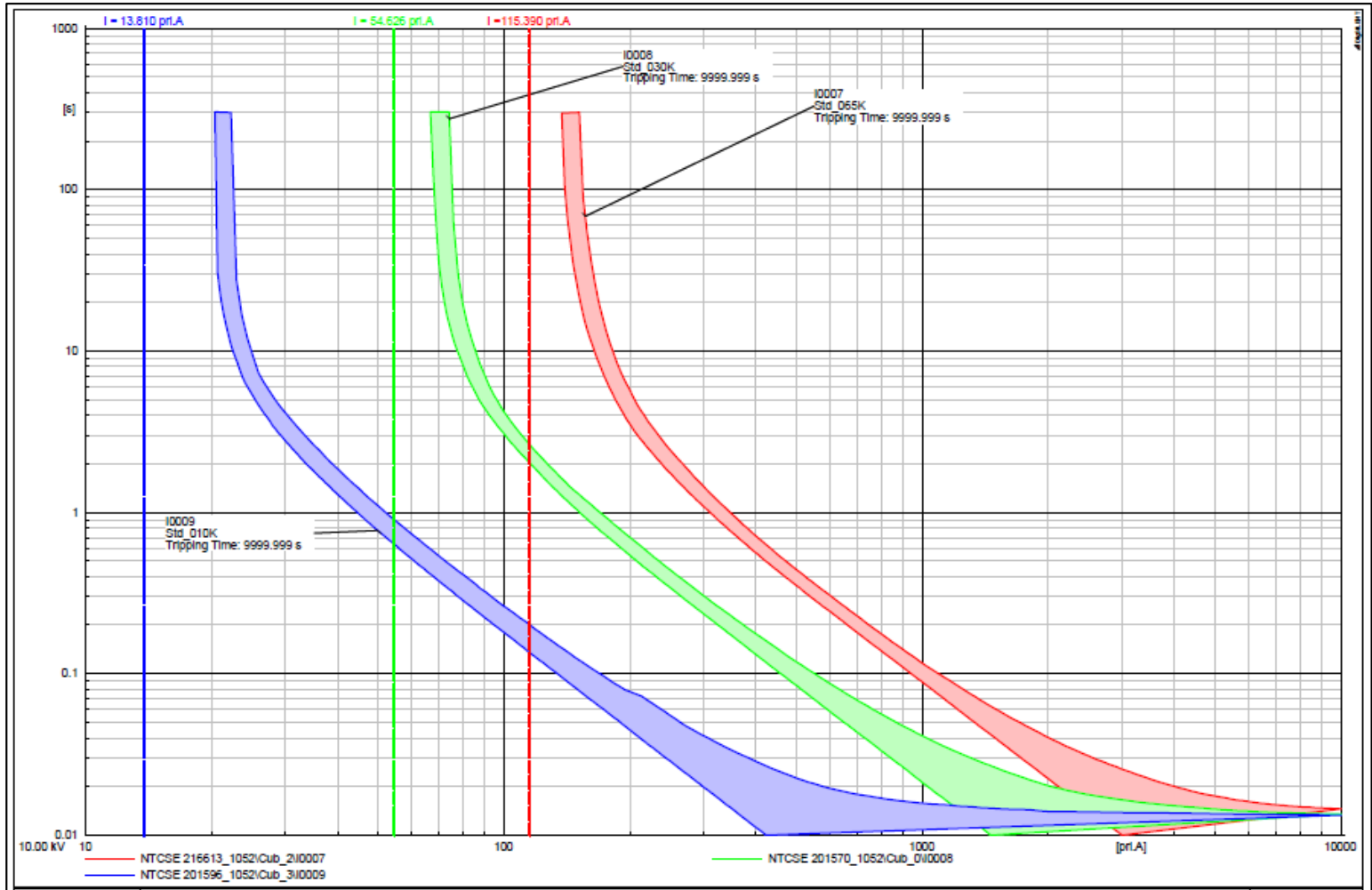


Figura 78:

Falla 1PH máxima en el terminal 149 (I0010 y I0011), sin resistencia de falla.

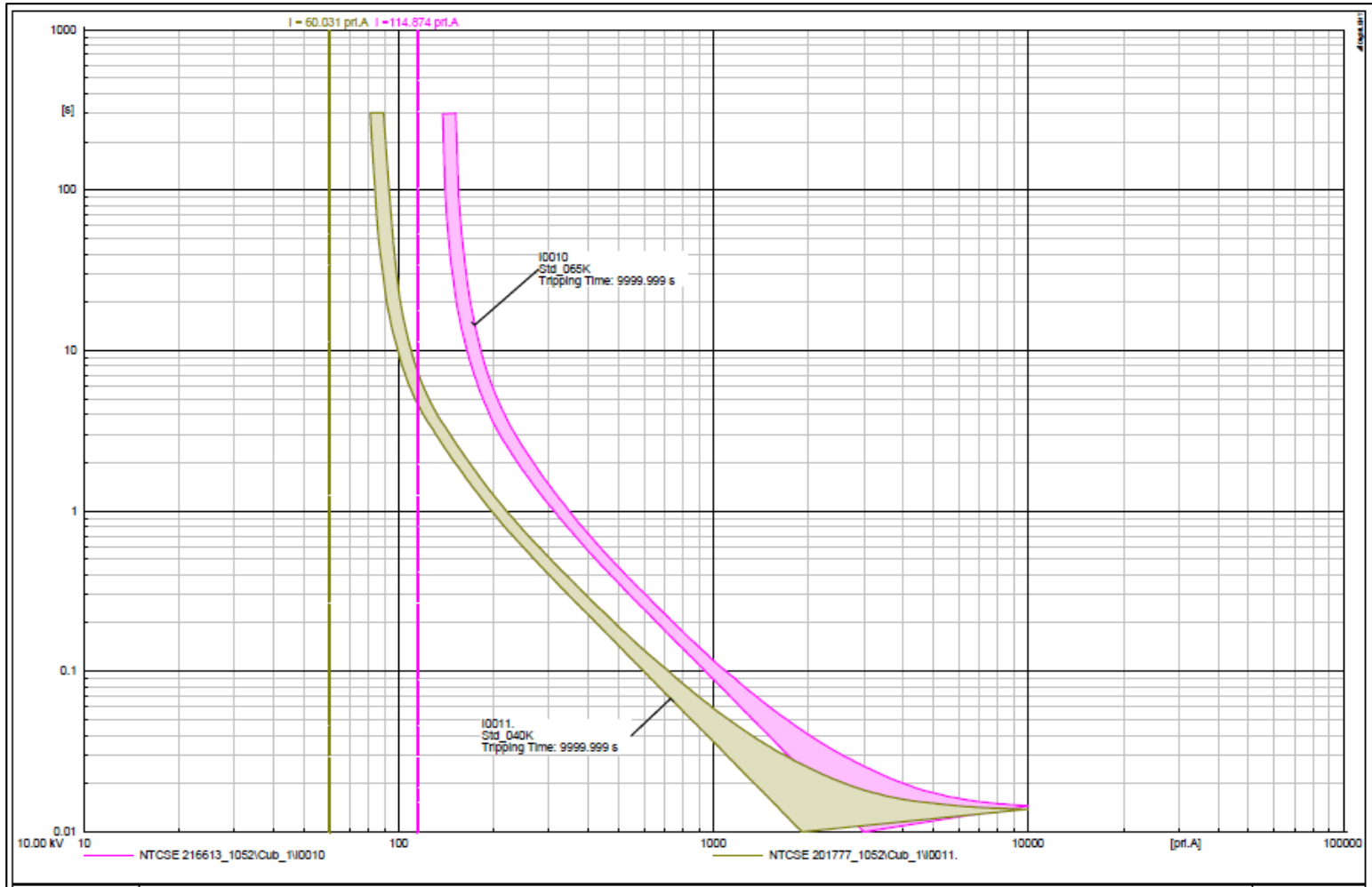


Figura 79:

Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201608, sin resistencia de falla.

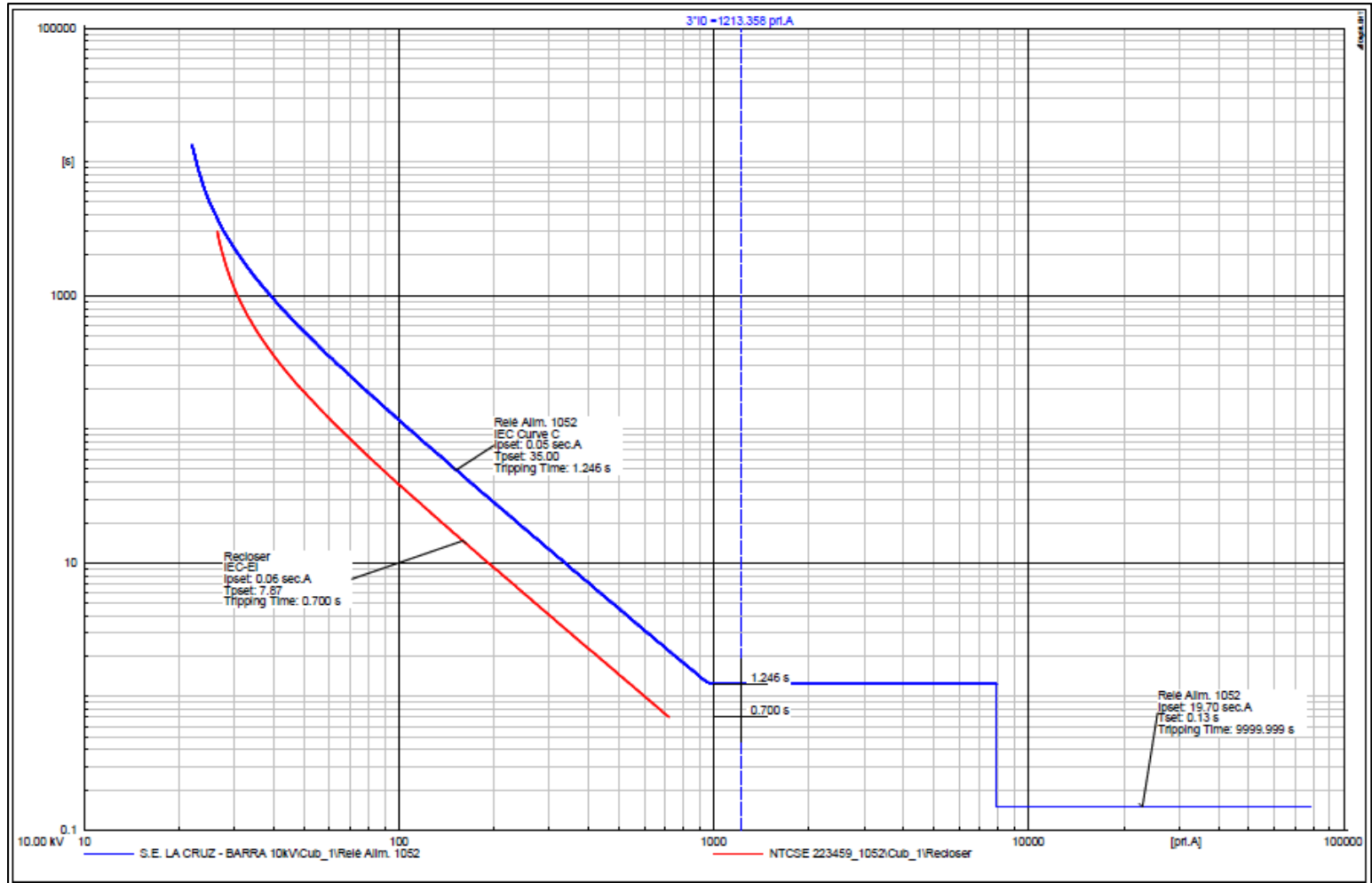


Figura 80:

Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201608 (I0007, I0008 y I0009), sin resistencia de falla.

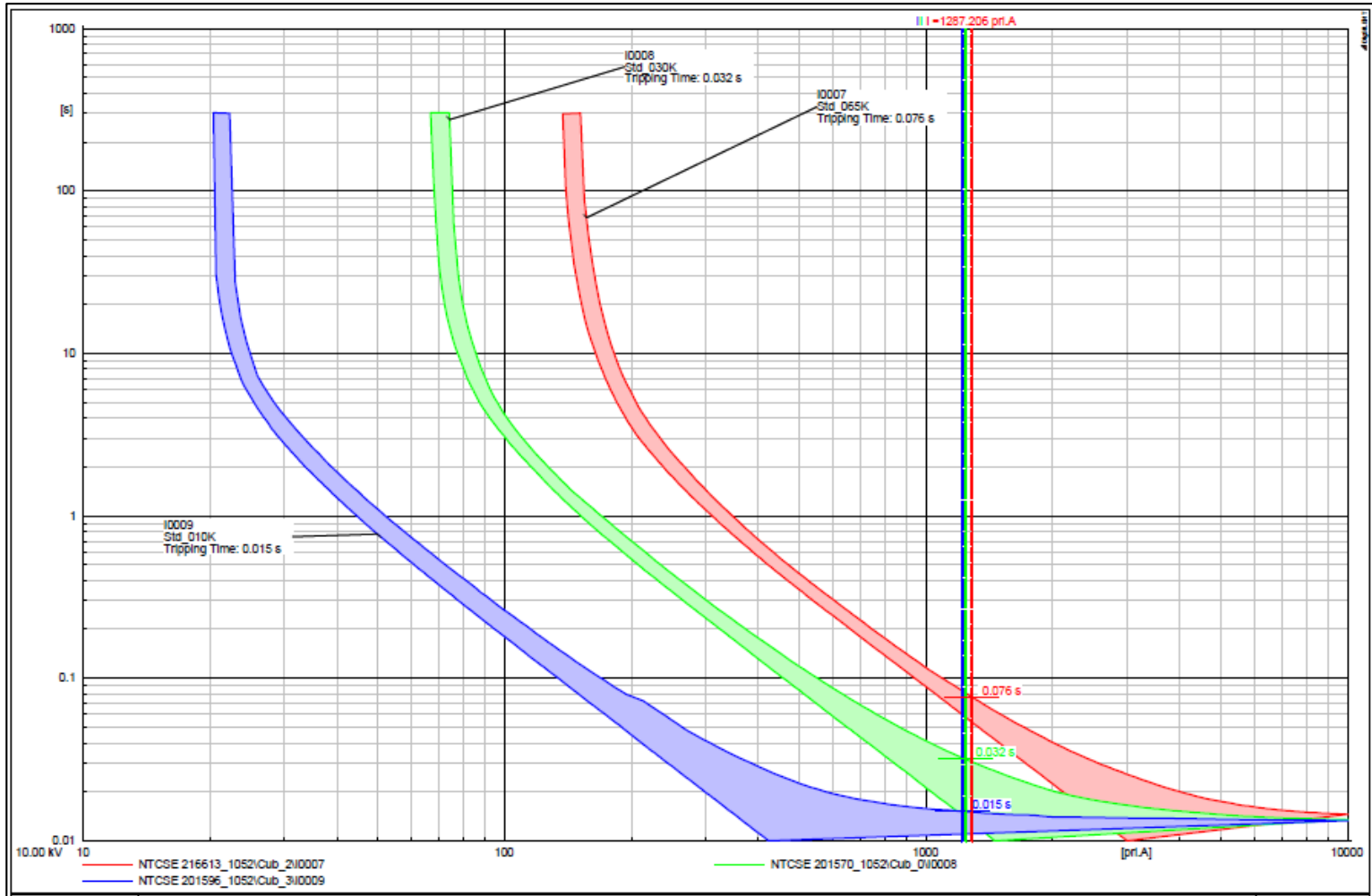


Figura 81:

Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201608 (I0010 y I0011), sin resistencia de falla.

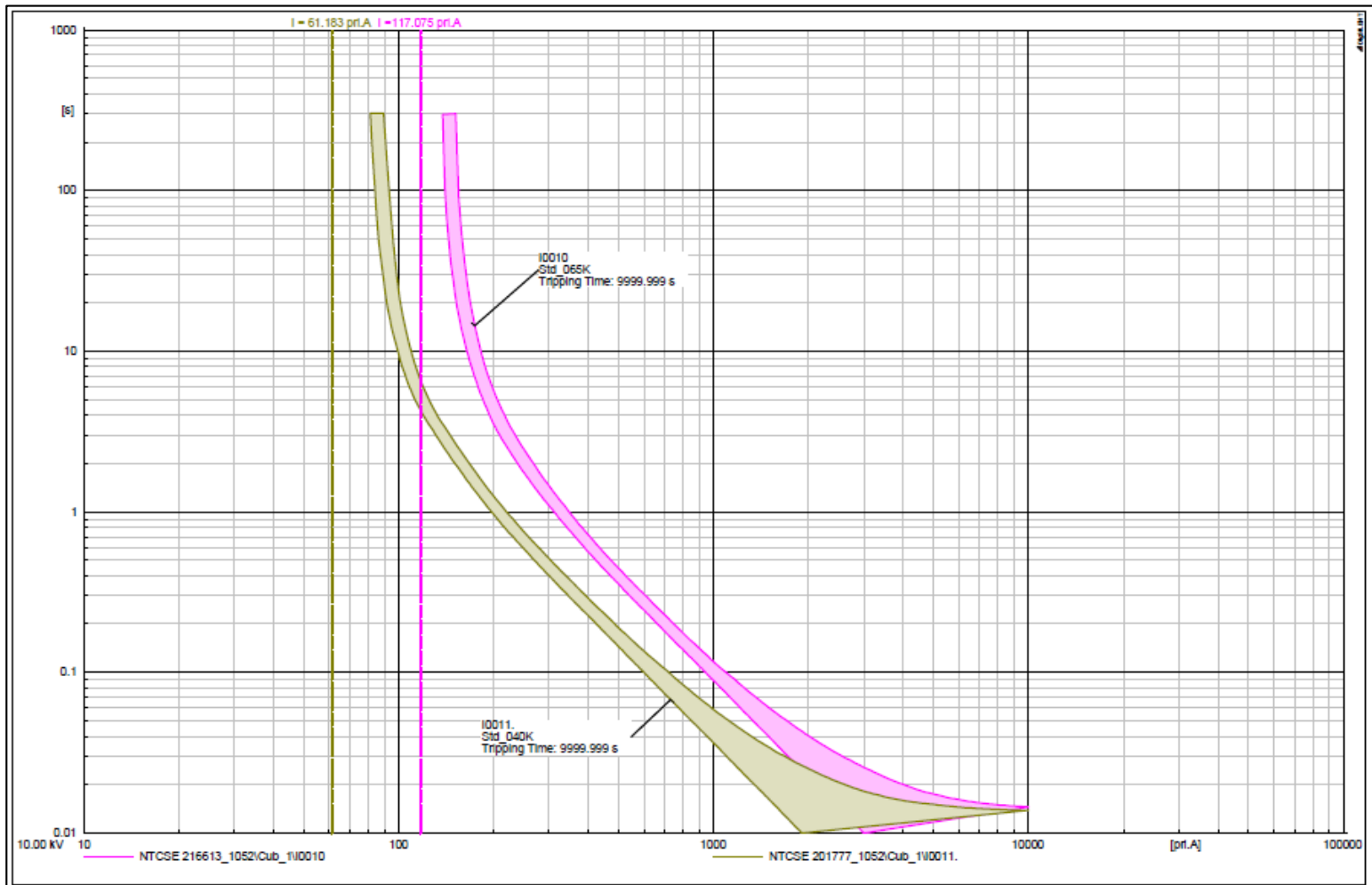


Figura 82:

Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201753, sin resistencia de falla.

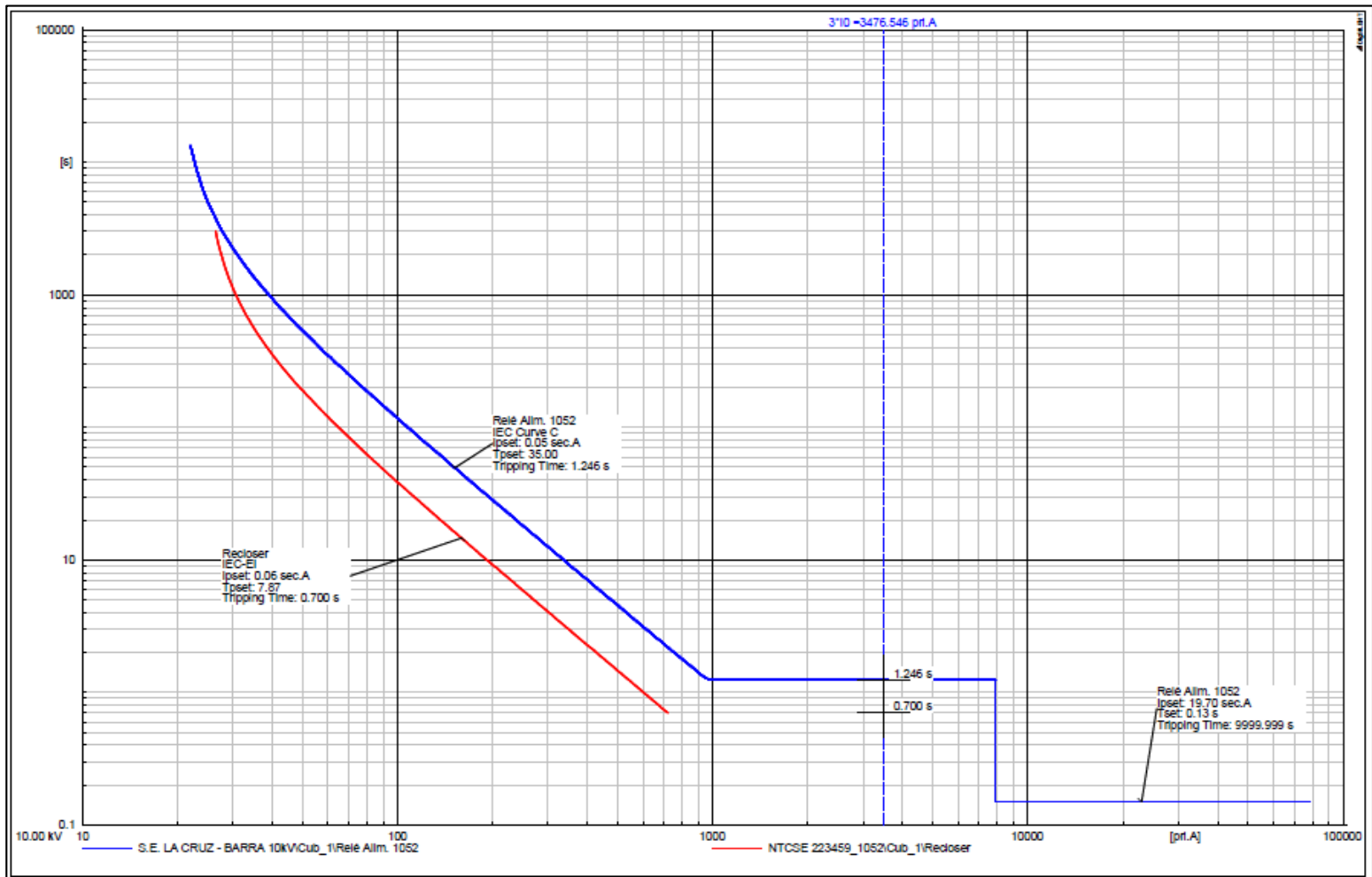


Figura 83:

Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201753 (I0007, I0008 y I0009), sin resistencia de falla.

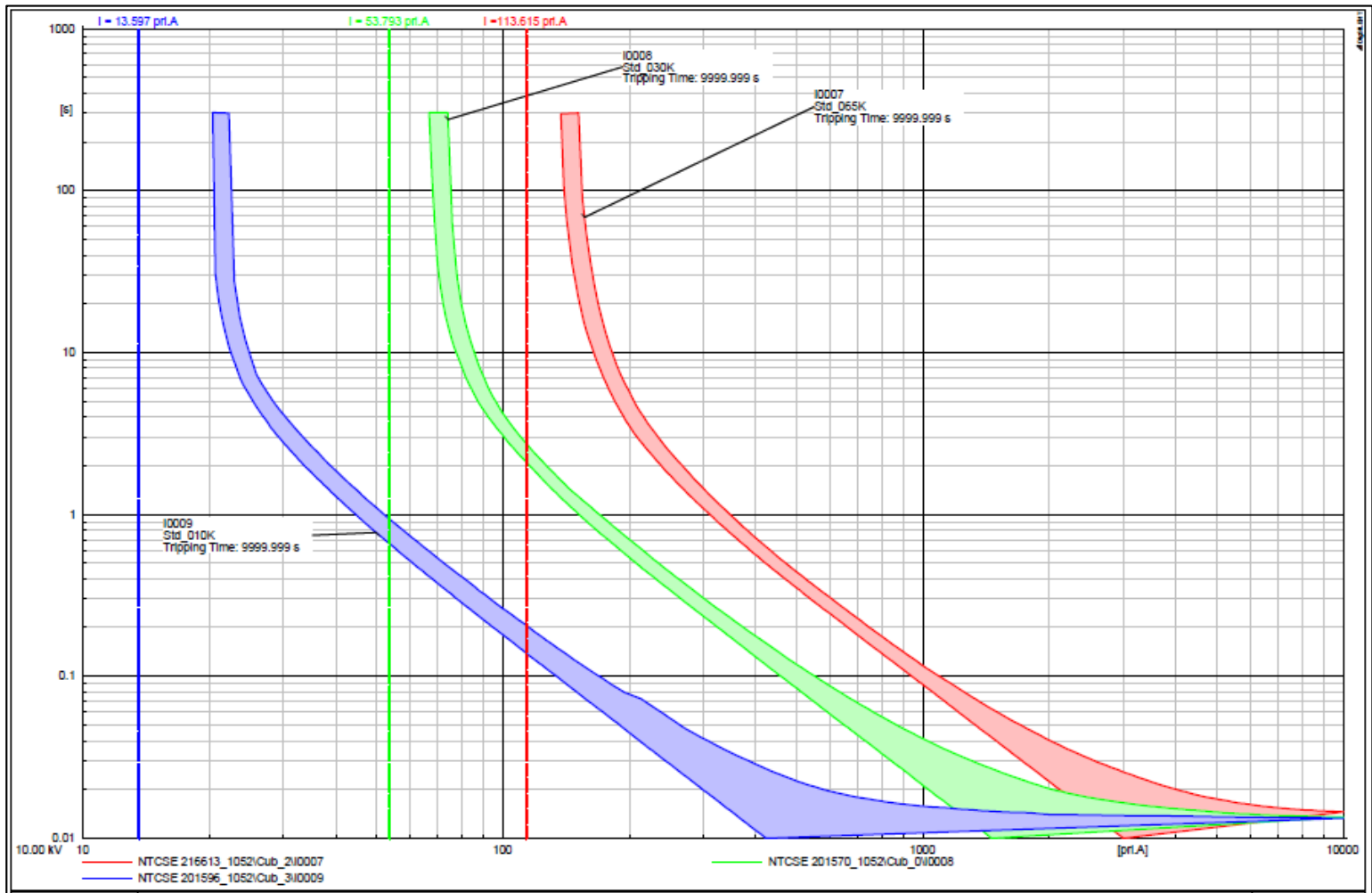


Figura 84:

Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201753 (I0010 y I0011), sin resistencia de falla.

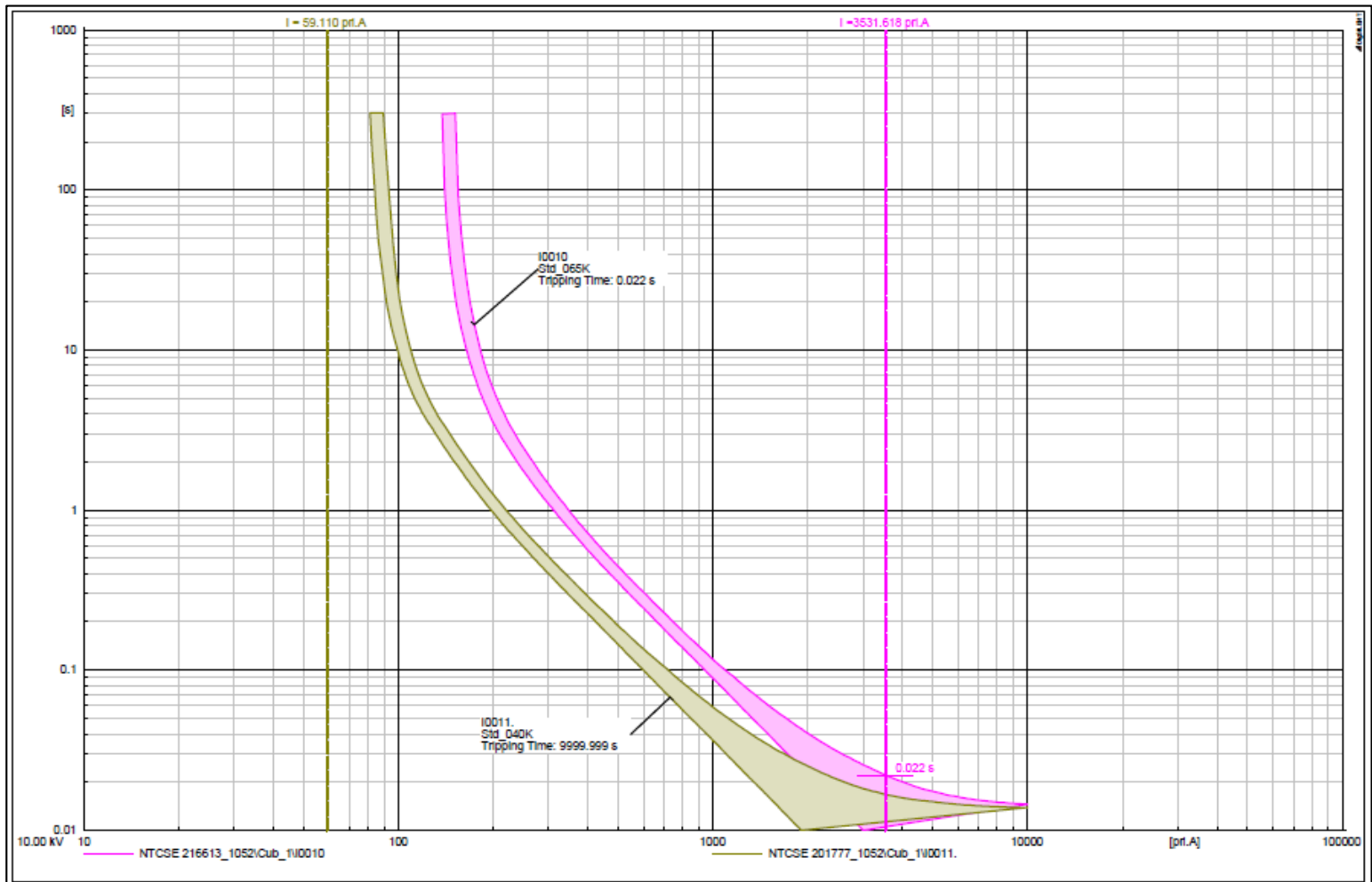


Figura 85:

Falla 1PH máxima en el terminal 229, sin resistencia de falla.

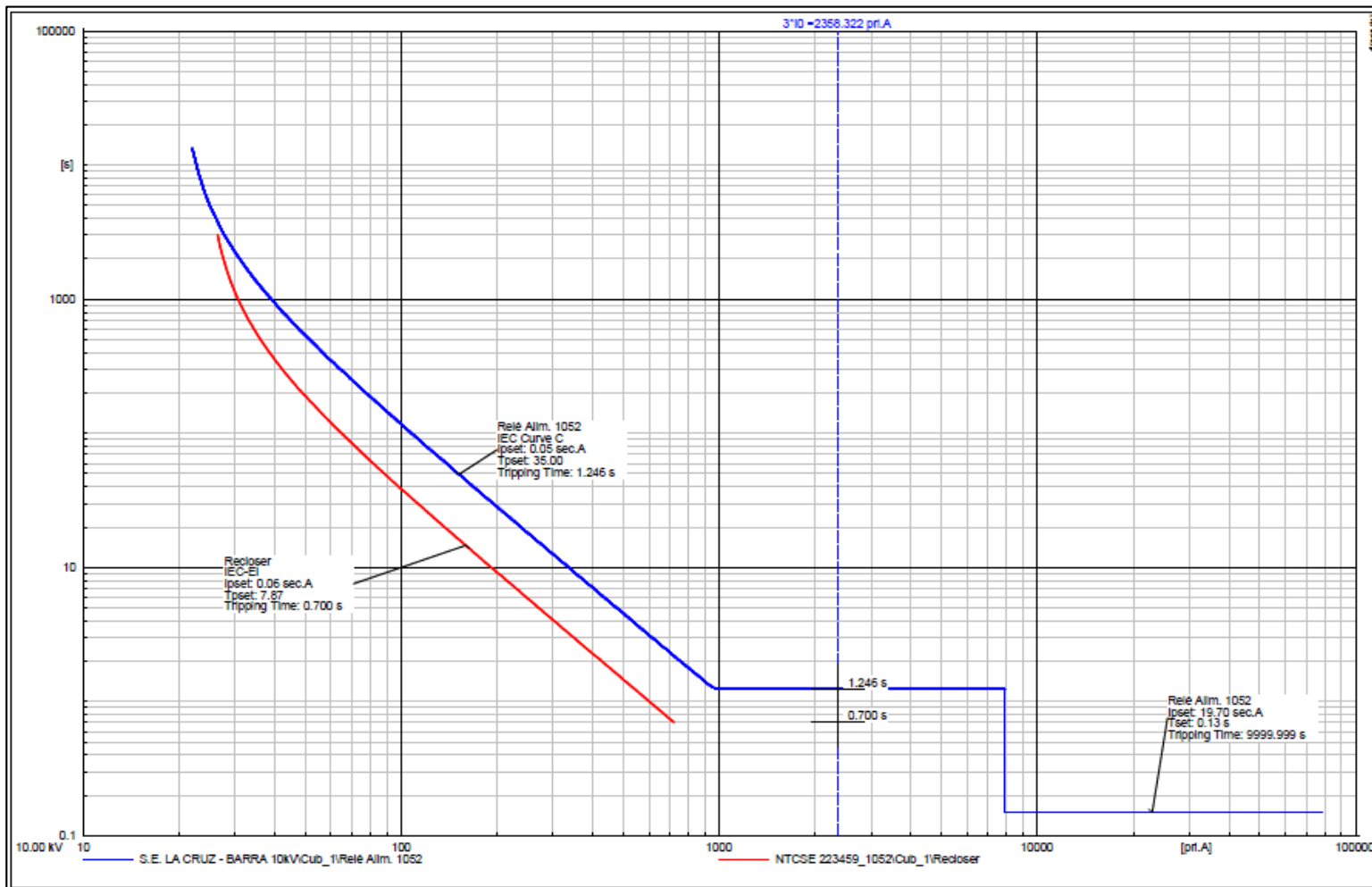


Figura 86:

Falla 1PH máxima en el terminal 229 (I0007, I0008 y I0009), sin resistencia de falla.

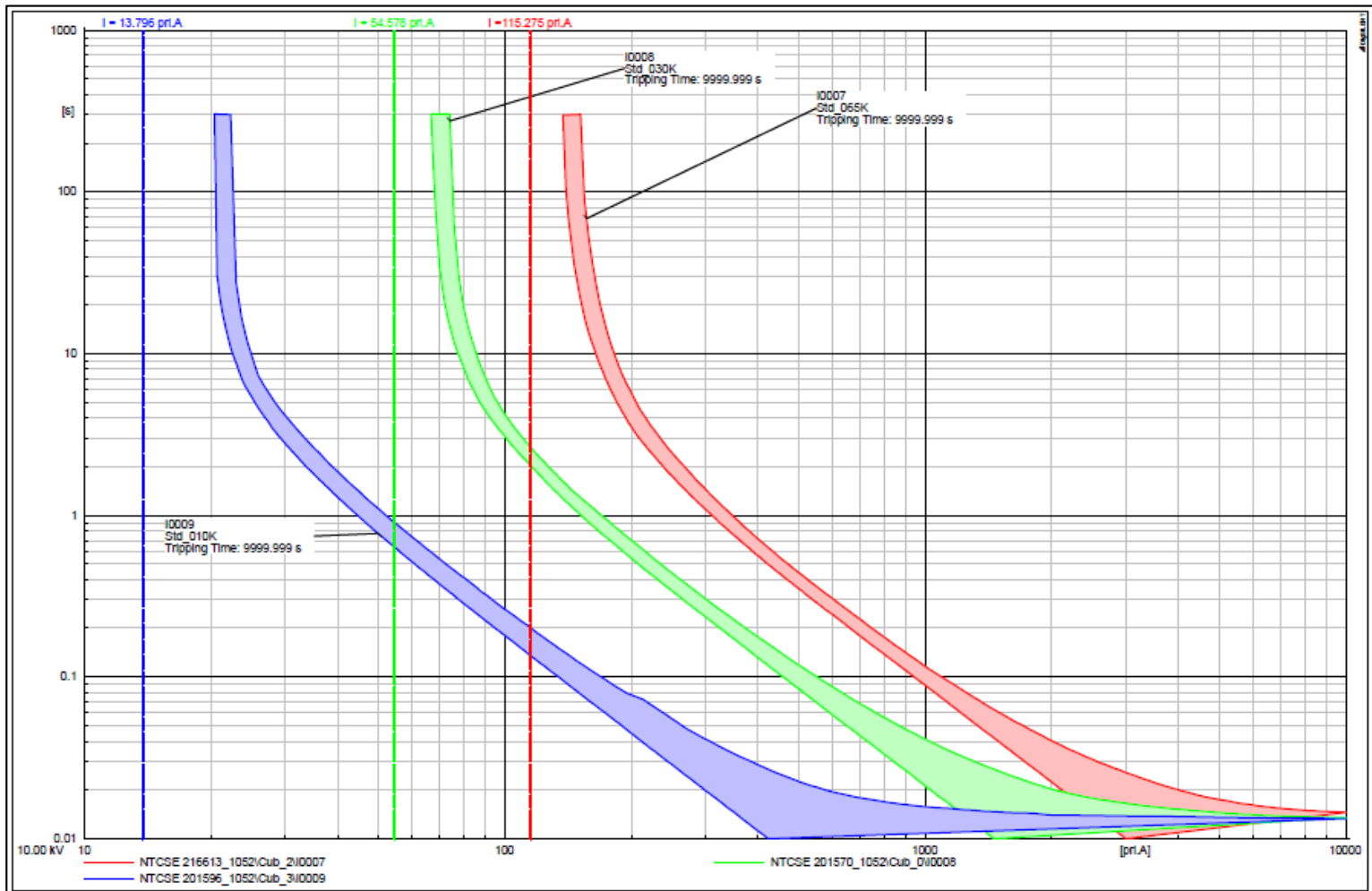


Figura 87:

Falla 1PH máxima en el terminal 229 (I0010 y I0011), sin resistencia de falla.

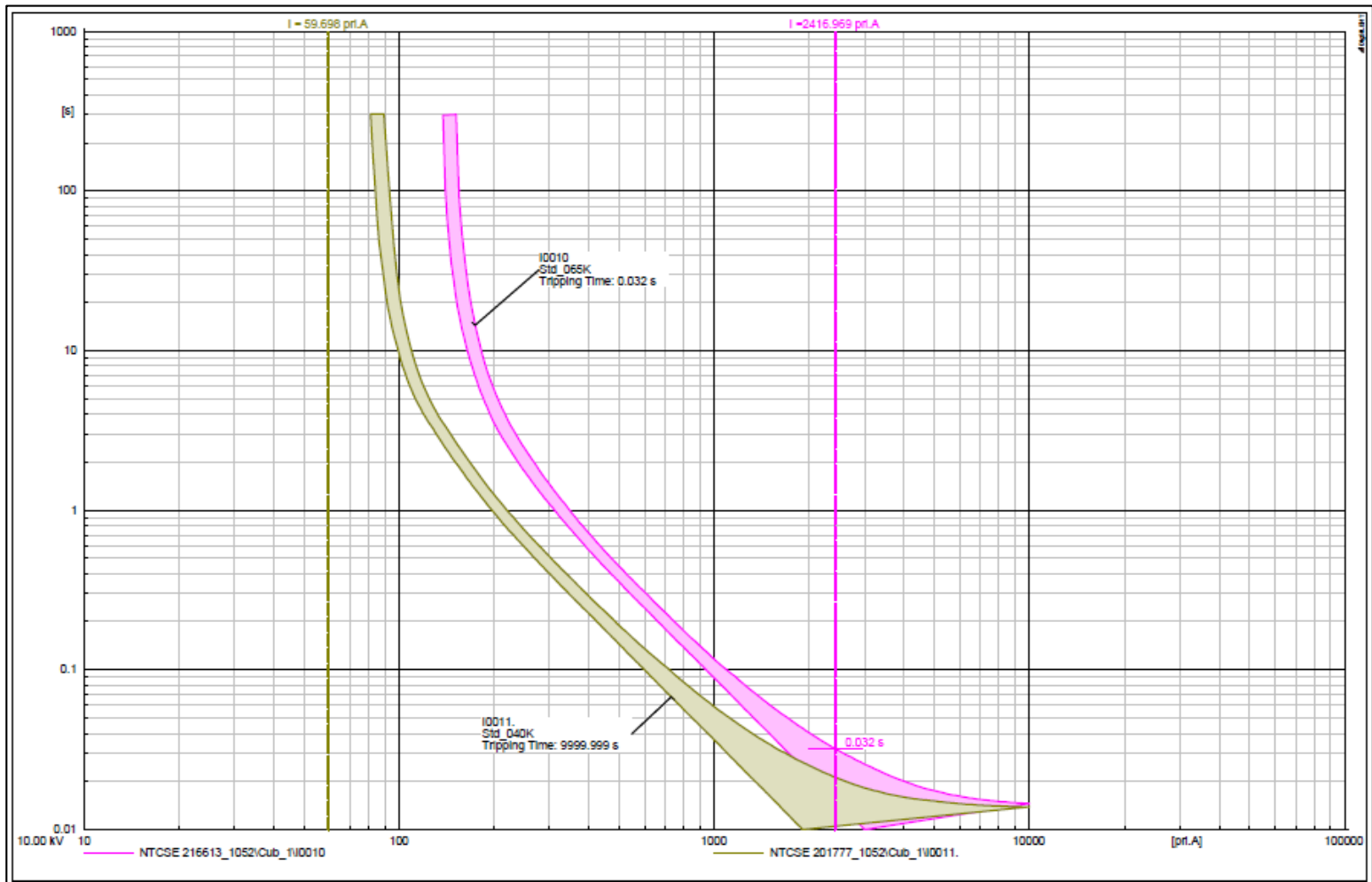


Figura 88:

Falla 1PH máxima en el terminal 234, sin resistencia de falla.

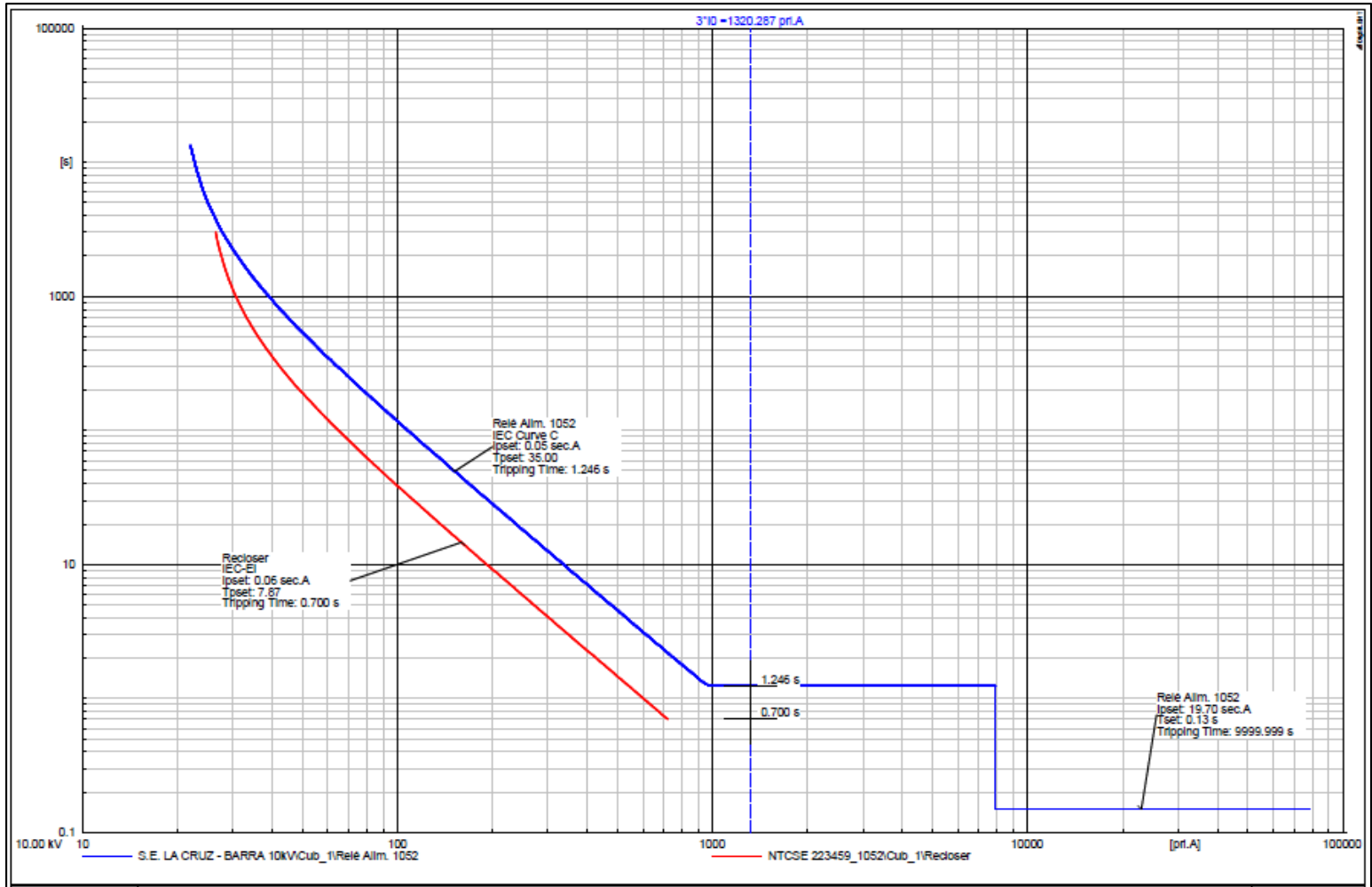


Figura 89:

Falla 1PH máxima en el terminal 234 (I0007, I0008 y I0009), sin resistencia de falla.

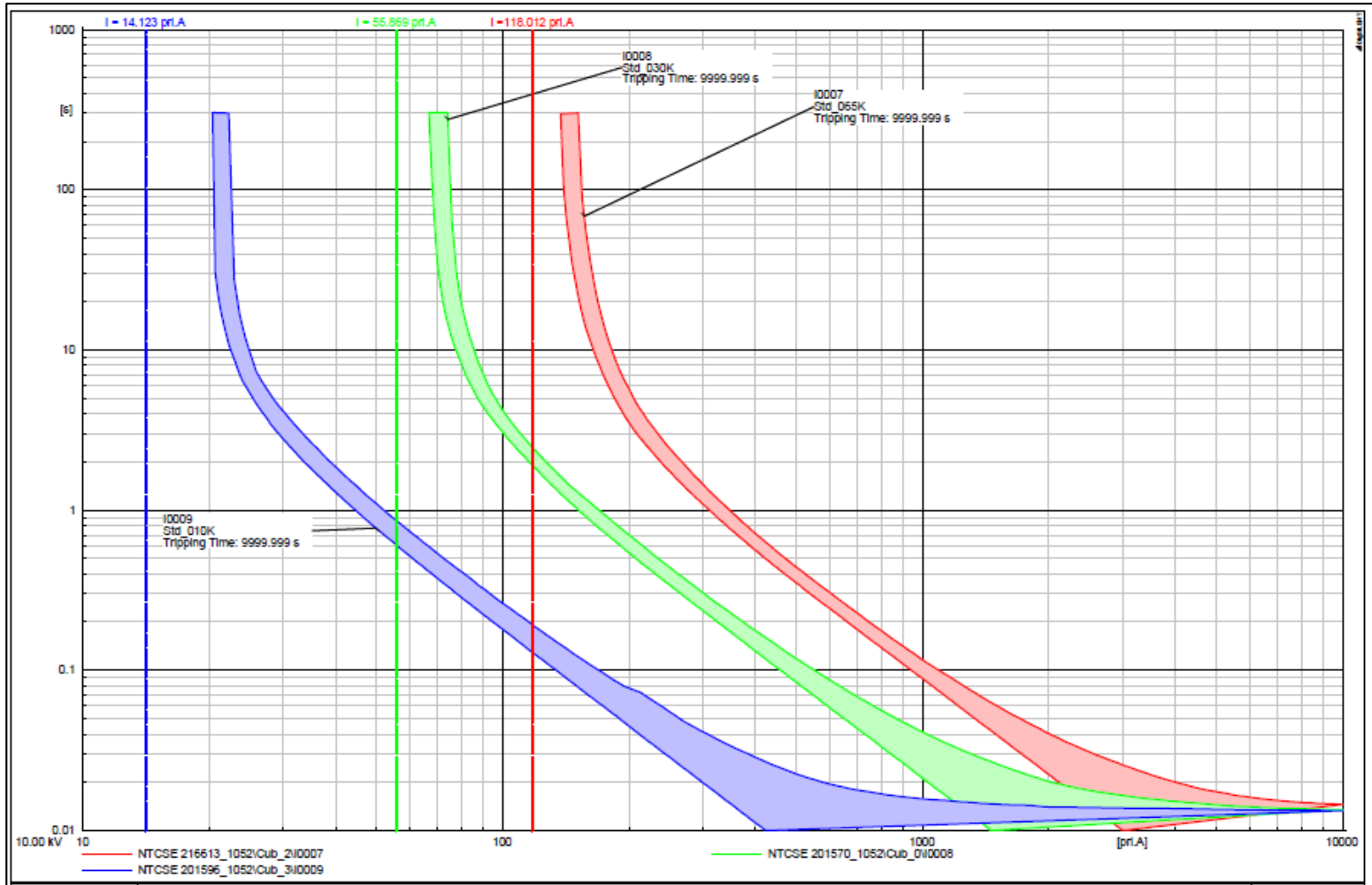


Figura 90:

Falla 1PH máxima en el terminal 234 (I0010 y I0011), sin resistencia de falla.

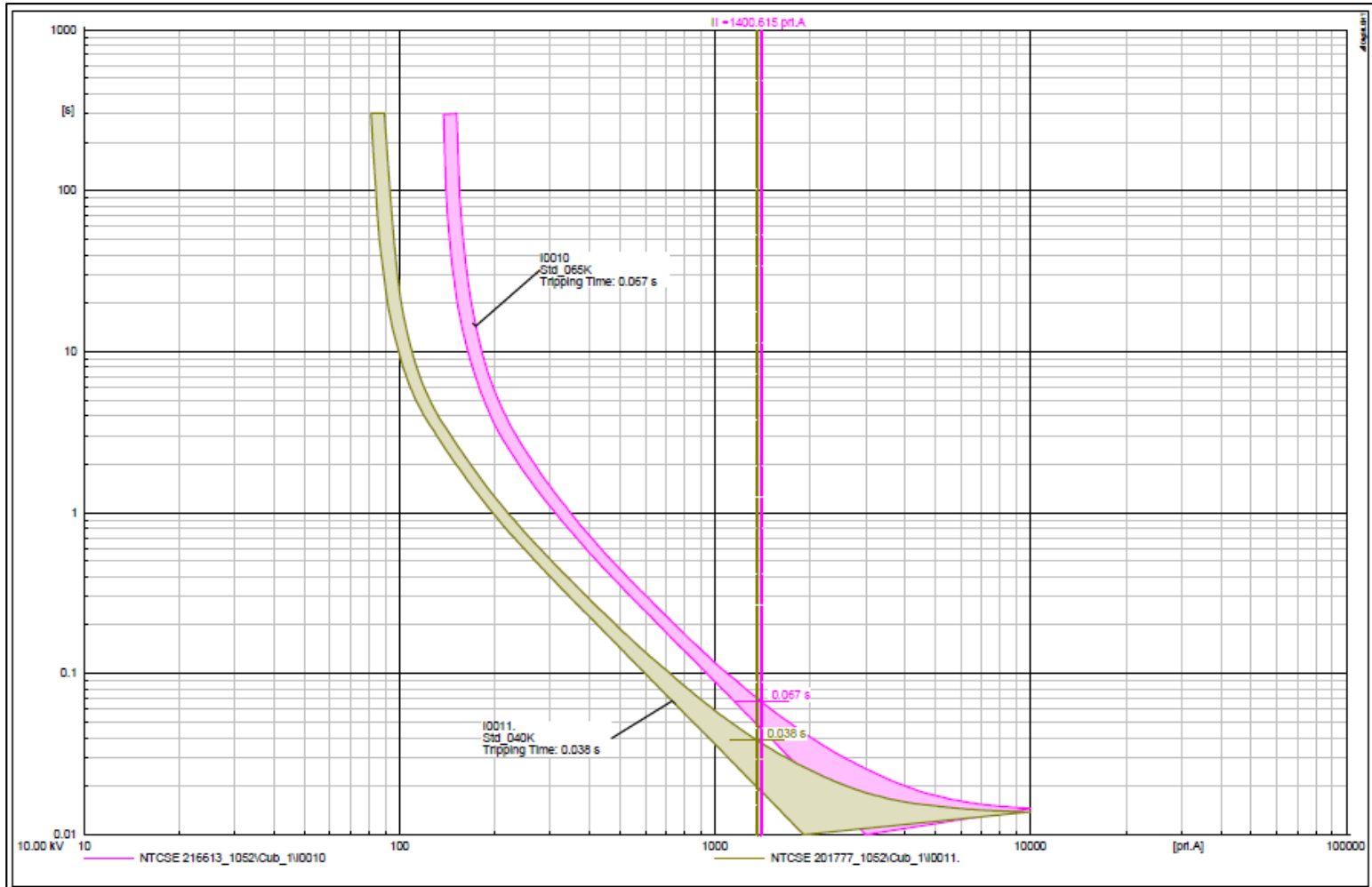


Figura 91:

Falla 1PH máxima en el terminal 235, sin resistencia de falla.

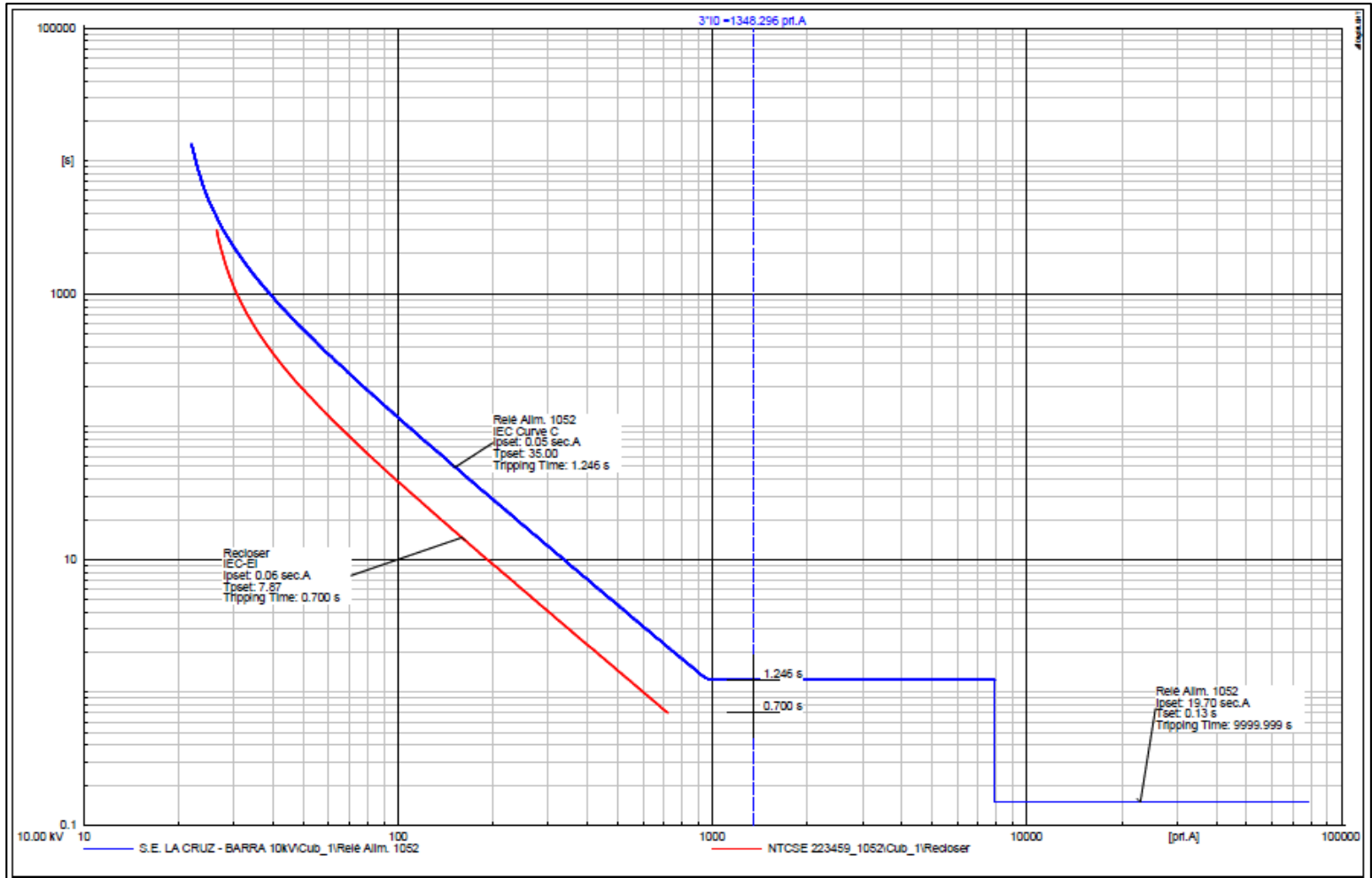


Figura 92:

Falla 1PH máxima en el terminal 235 (I0007, I0008 y I0009), sin resistencia de falla.

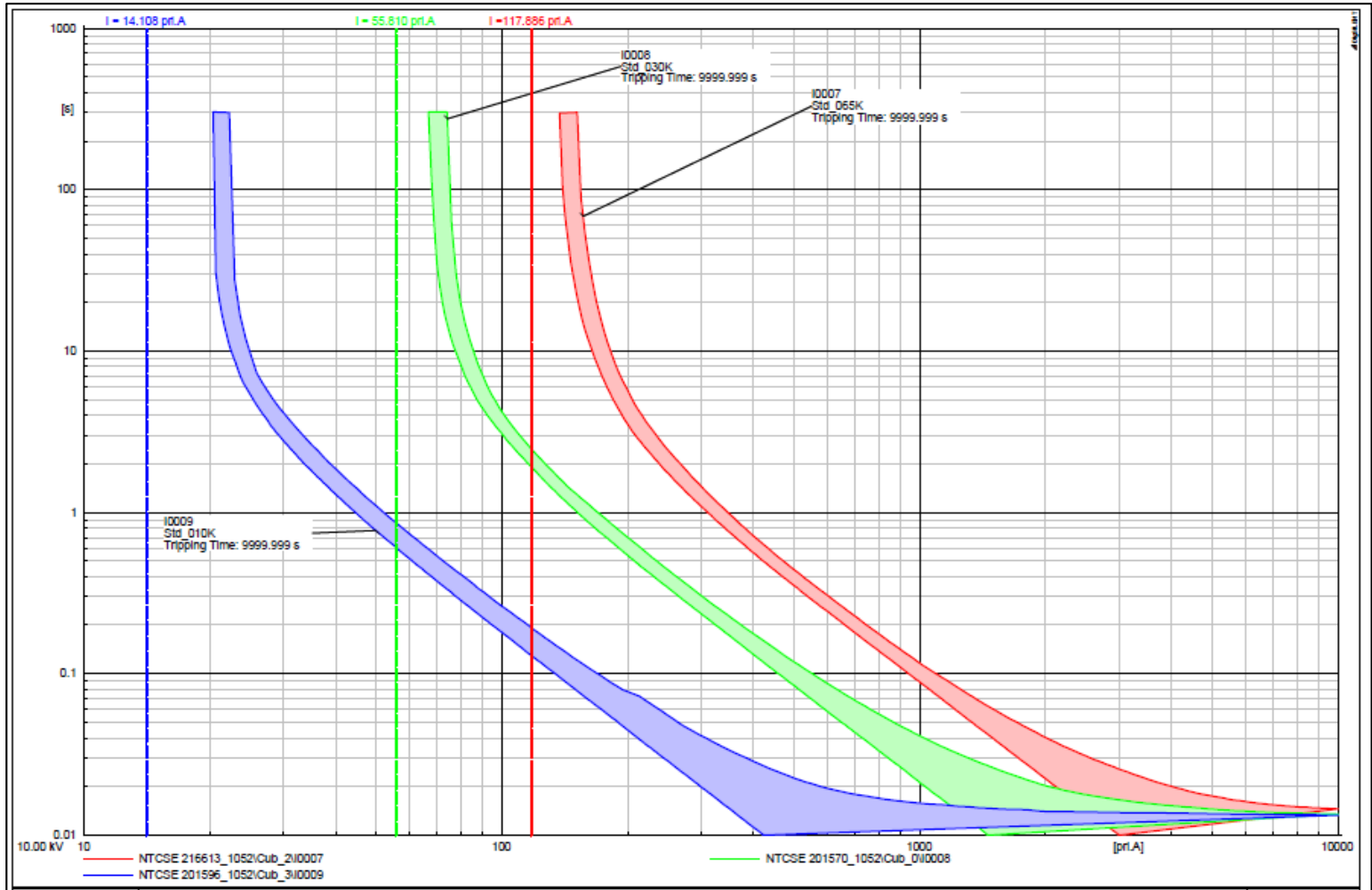


Figura 93:

Falla 1PH máxima en el terminal 235 (I0010 y I0011), sin resistencia de falla.

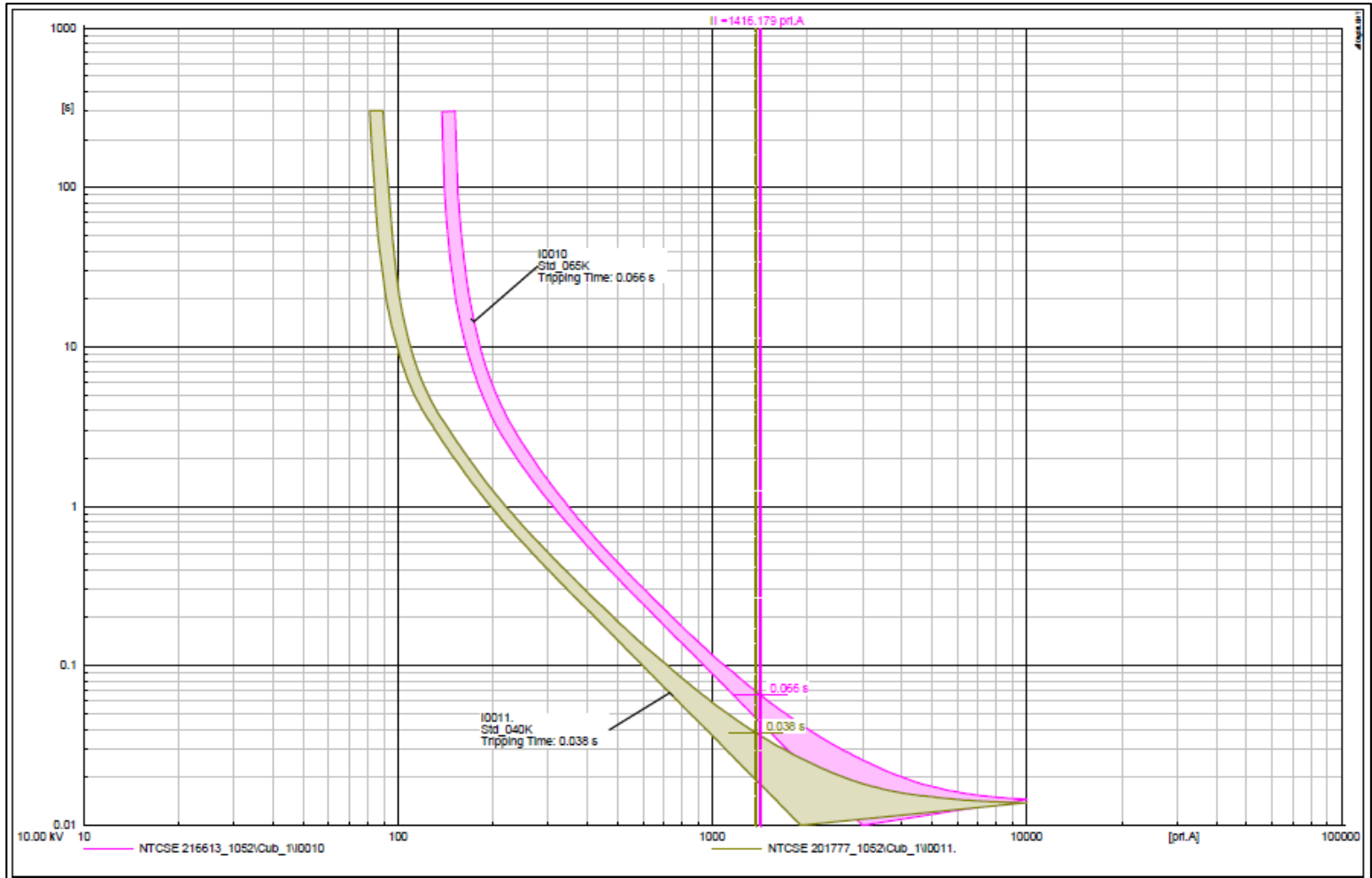


Figura 94:

Falla 1PH máxima en el terminal 149, con resistencia de falla de 100 ohm.

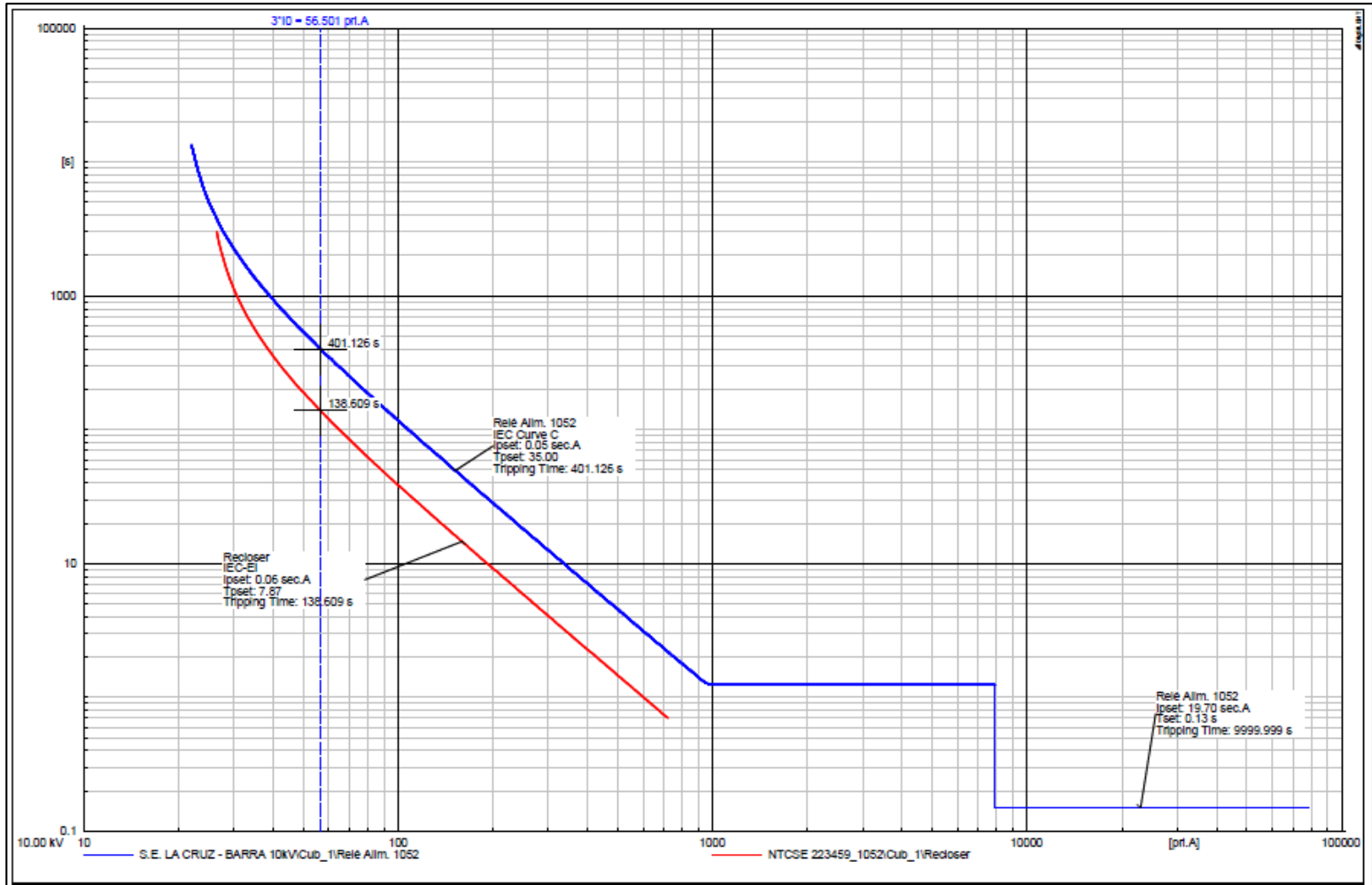


Figura 95:

Falla 1PH máxima en el terminal 149 (I0007, I0008 y I0009), con resistencia de falla de 100 ohm.

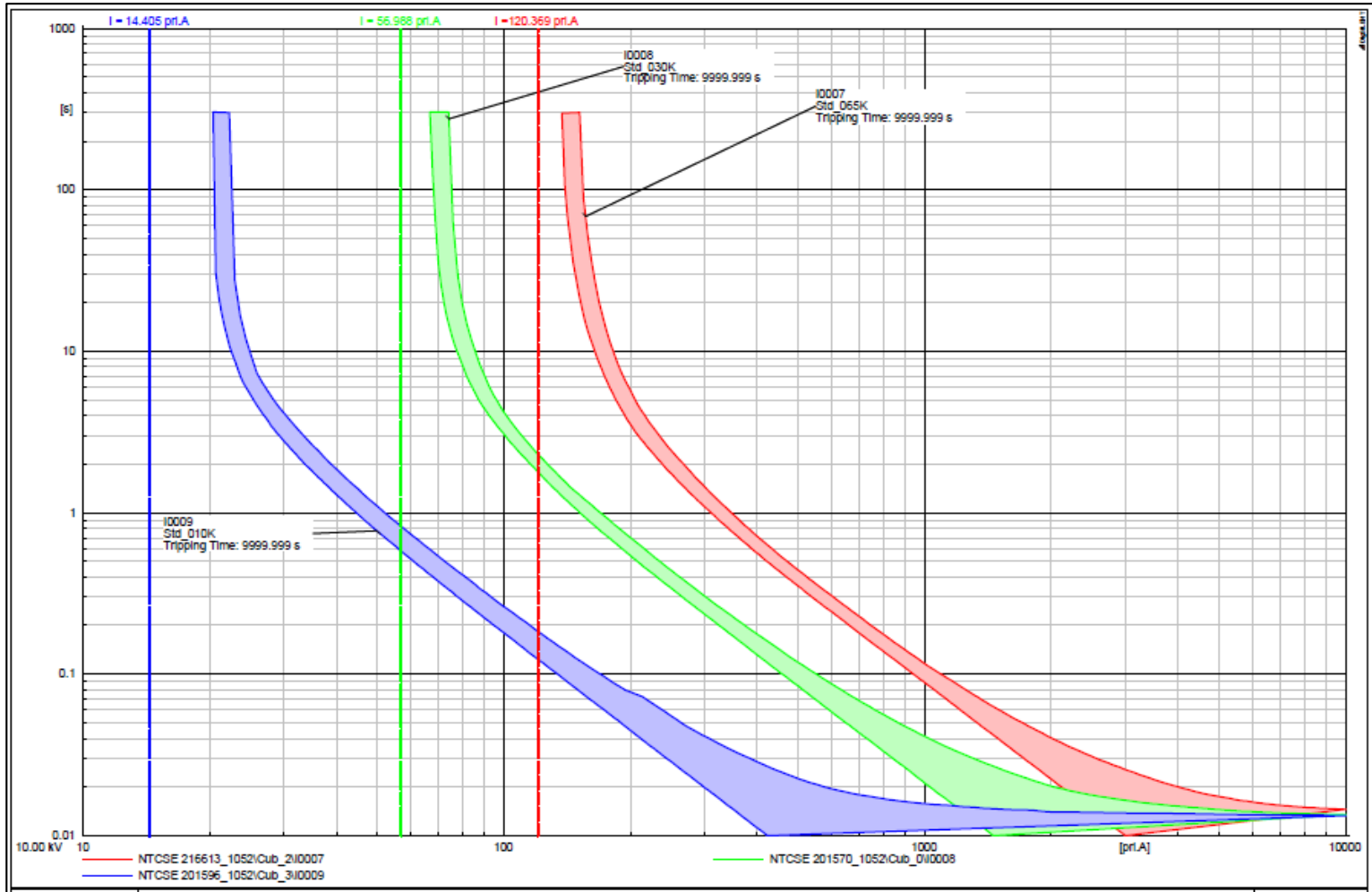


Figura 96:

Falla 1PH máxima en el terminal 149 (I0010 y I0011), con resistencia de falla de 100 ohm.

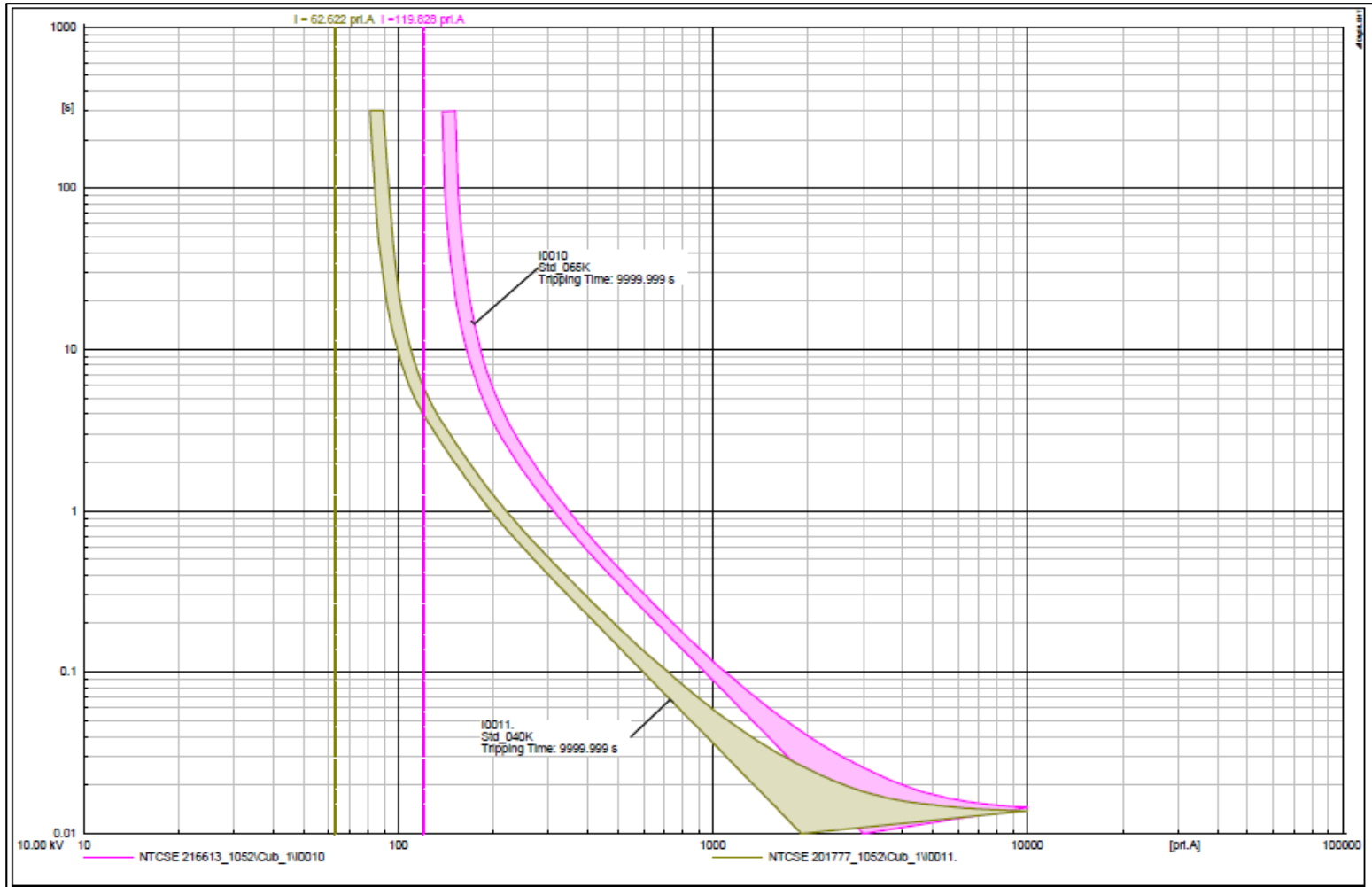


Figura 97:

Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201608, con resistencia de falla de 100 ohm.

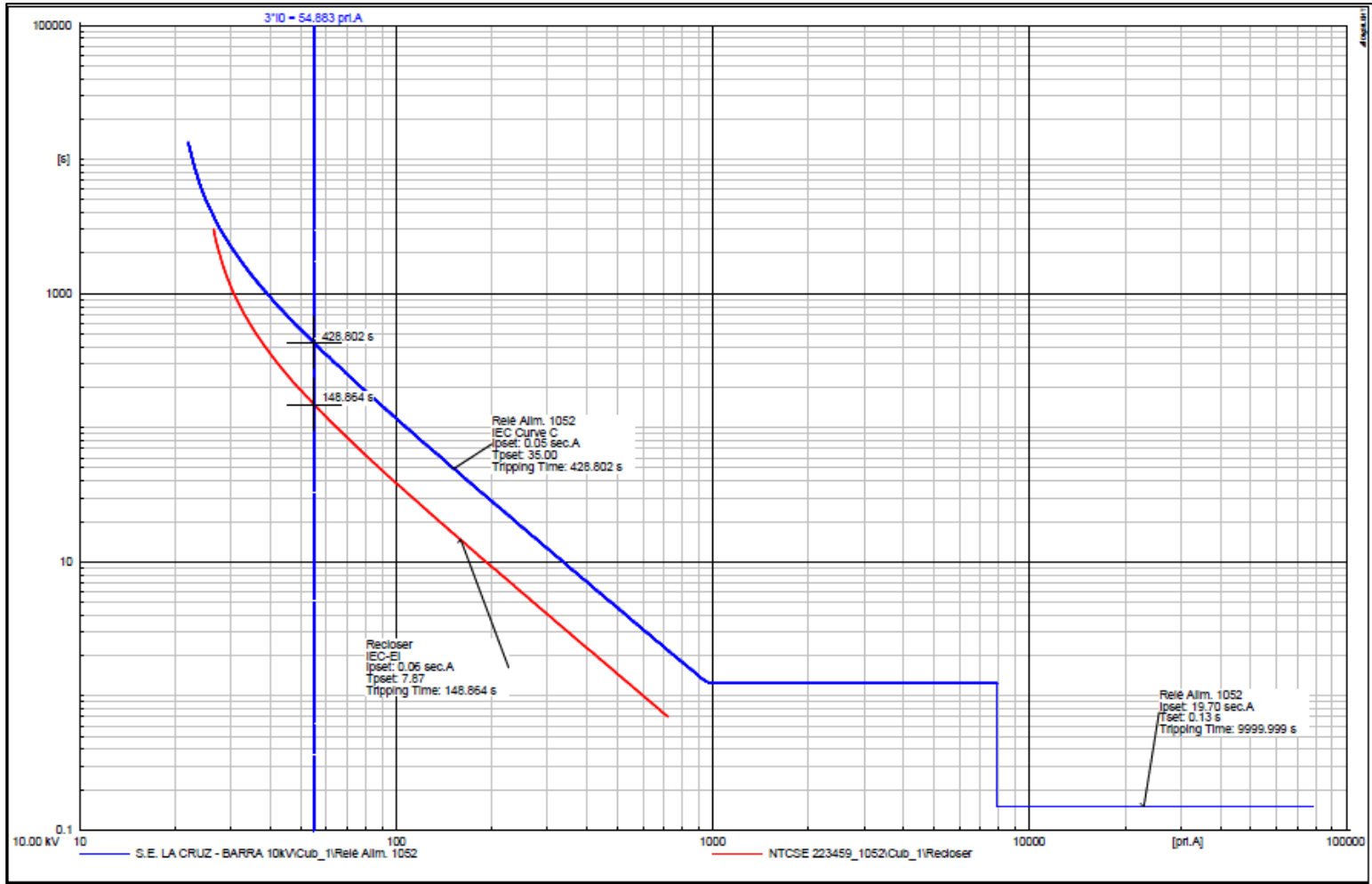


Figura 98:

Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201608 (I0007, I0008 y I0009), con resistencia de falla de 100 ohm.

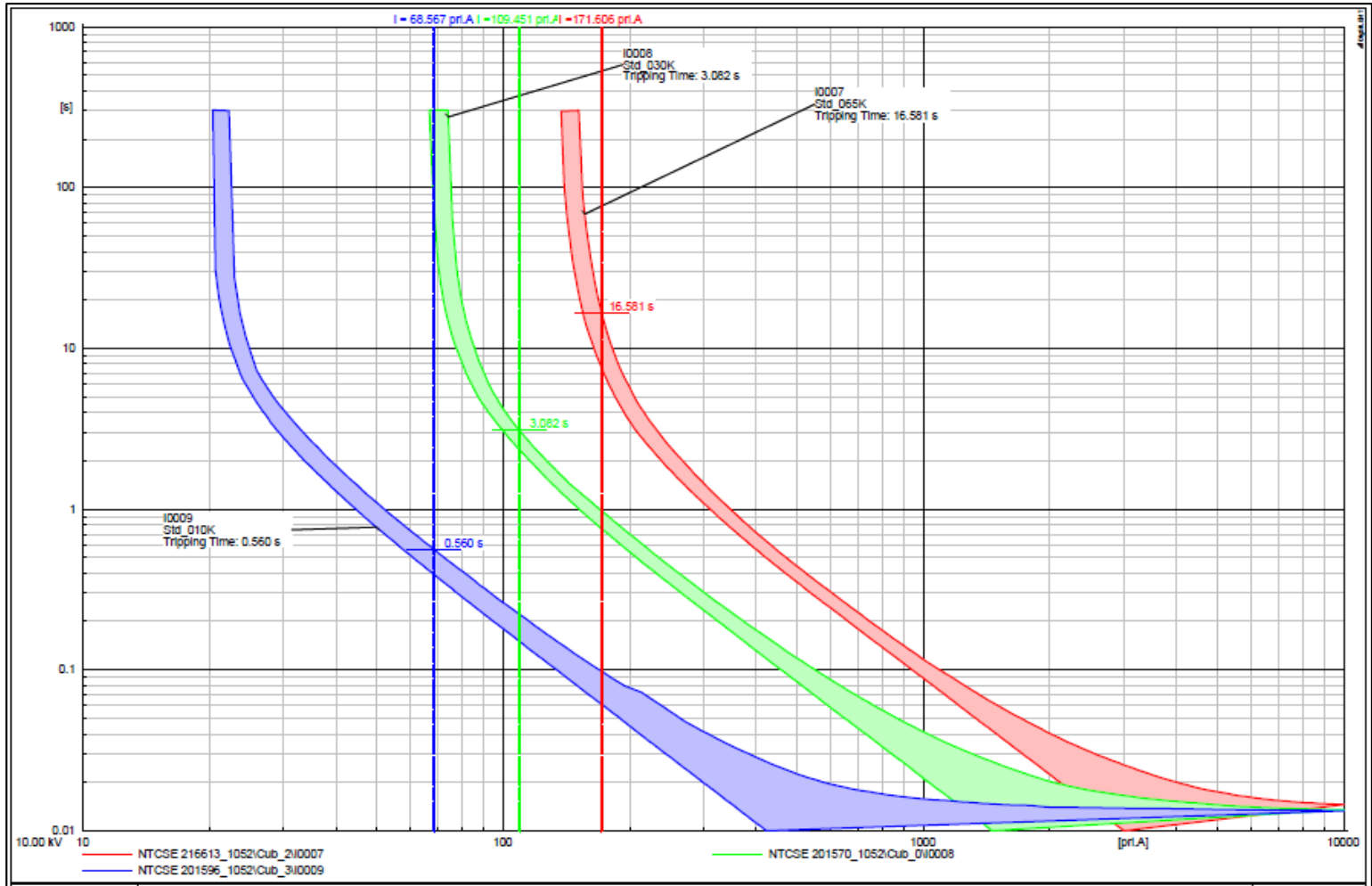


Figura 99:

Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201608 (I0010 y I0011), con resistencia de falla de 100 ohm.

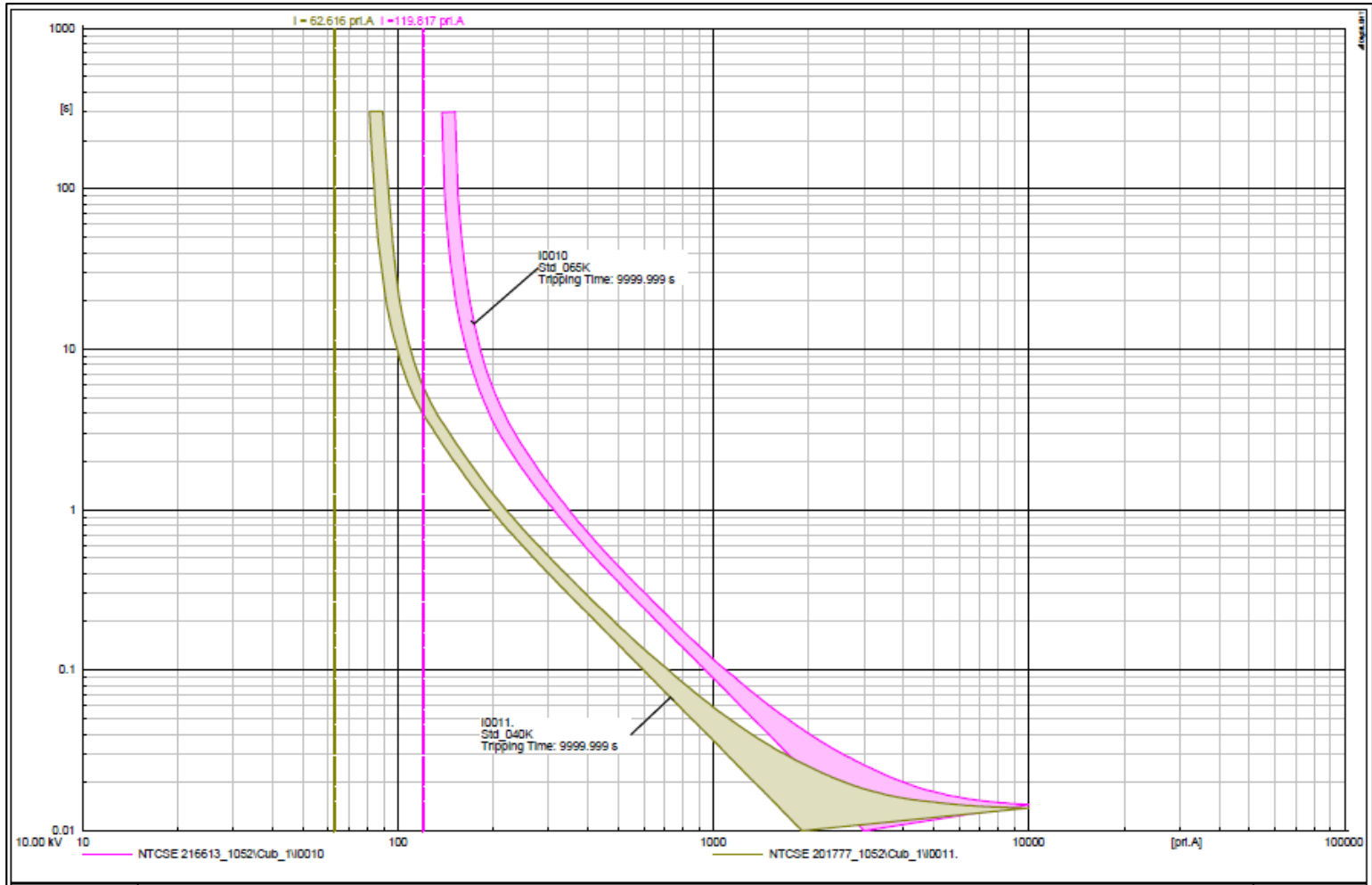


Figura 100:

Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201753, con resistencia de falla de 100 ohm.

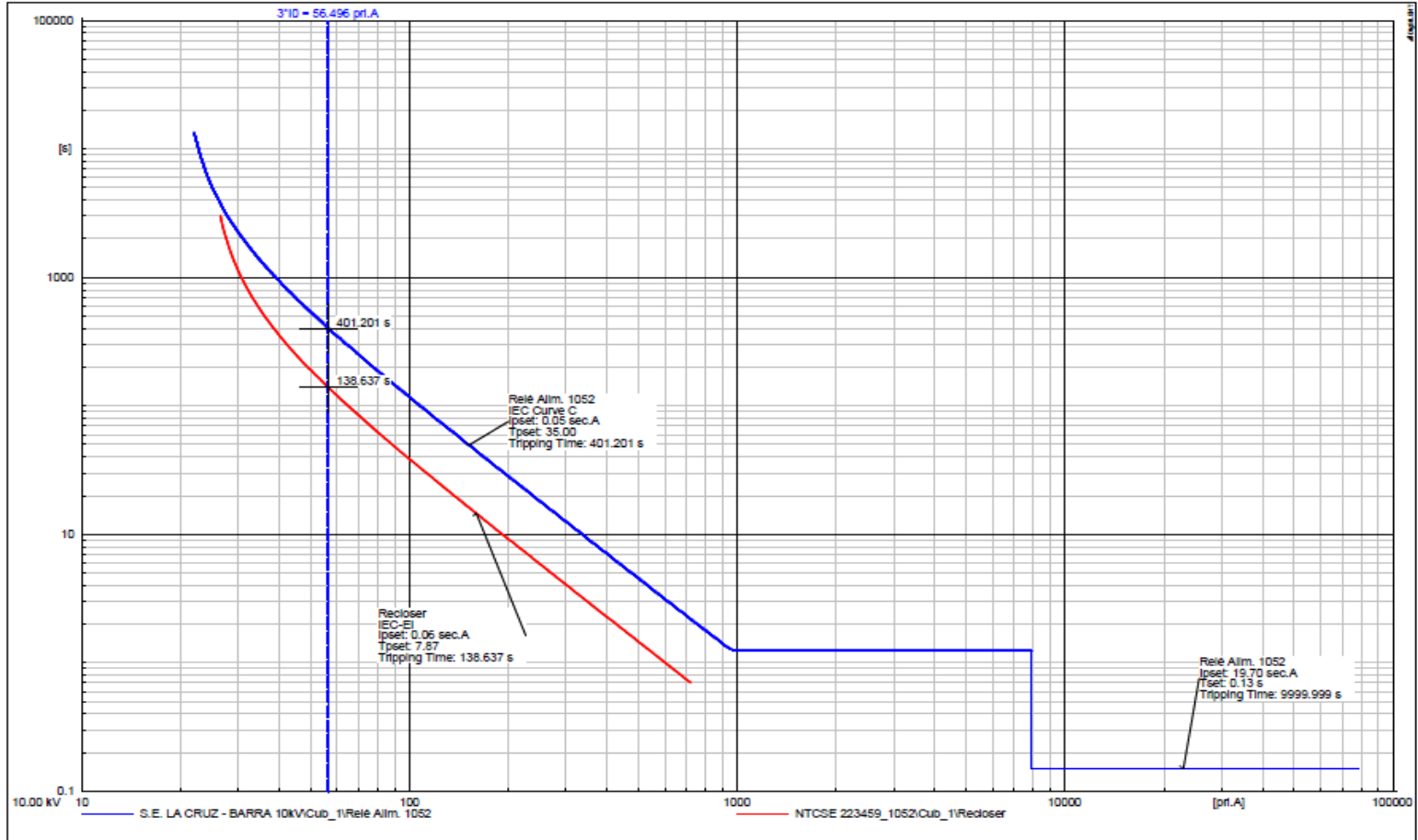


Figura 101:

Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201753 (I0007, I0008 y I0009), con resistencia de falla de 100 ohm.

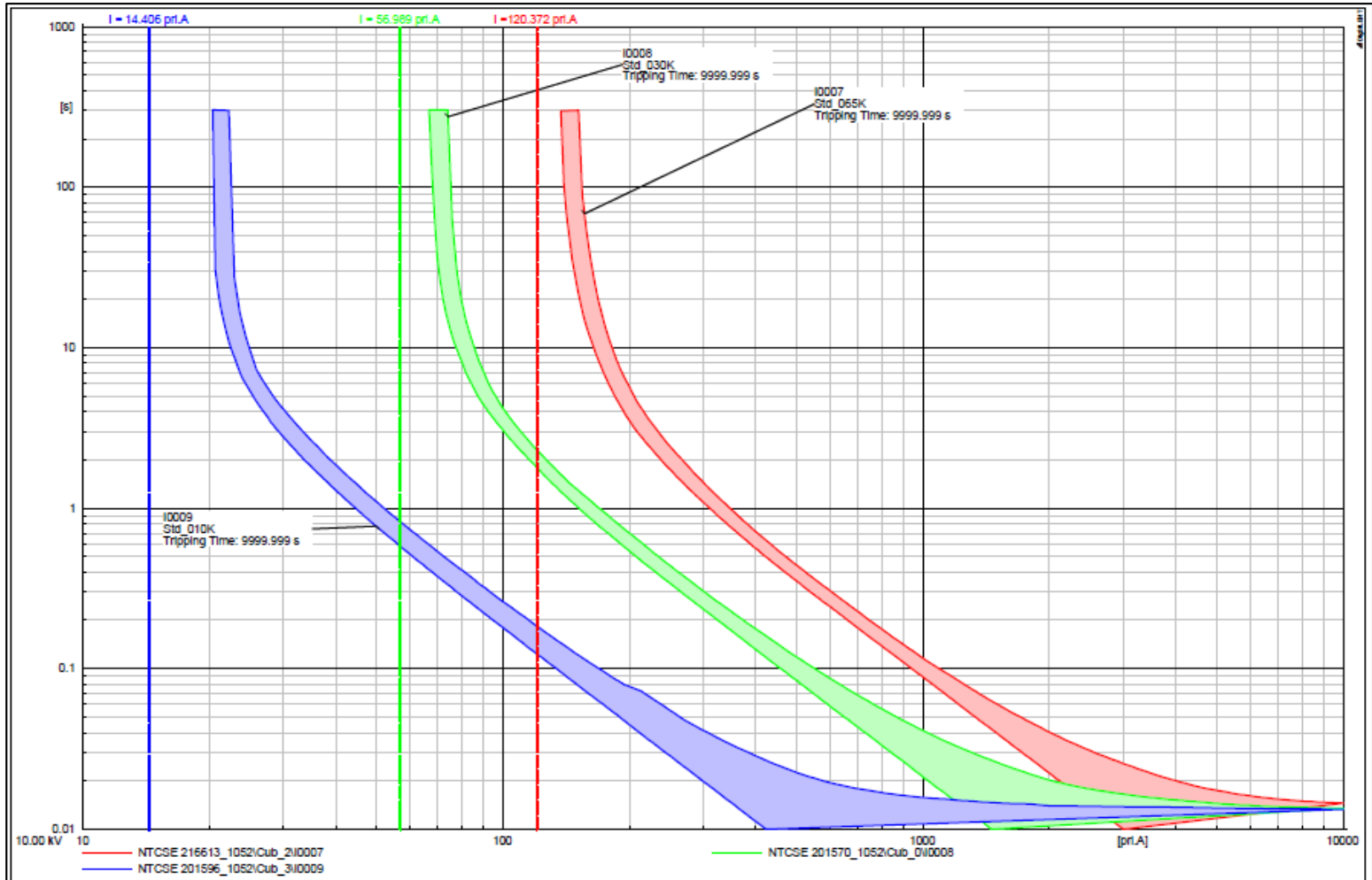


Figura 102:

Falla 1PH máxima en el nodo NTCSE 201753 (I0010 y I0011), con resistencia de falla de 100 ohm.

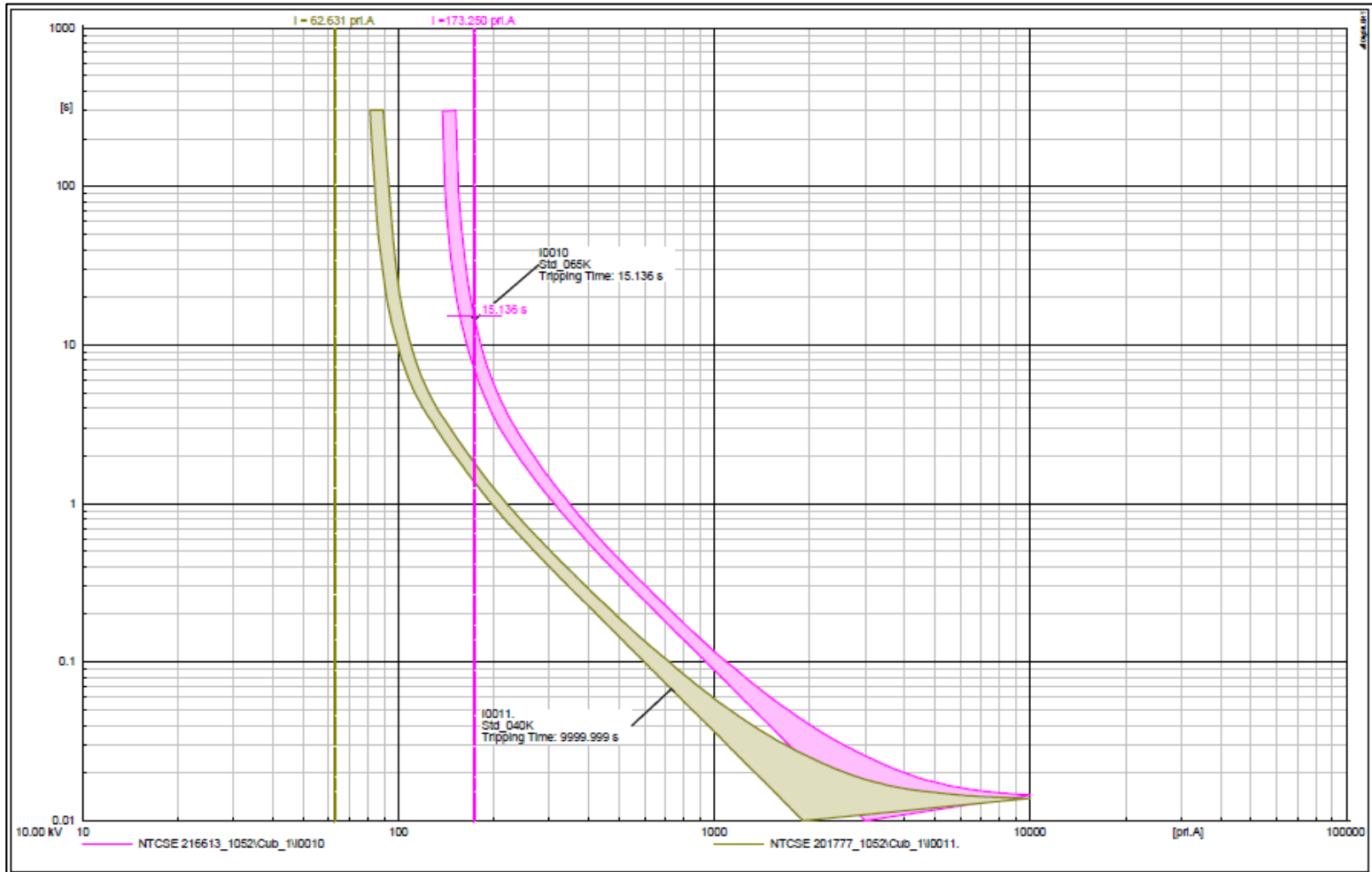


Figura 103:

Falla 1PH máxima en el terminal 229, con resistencia de falla de 100 ohm.

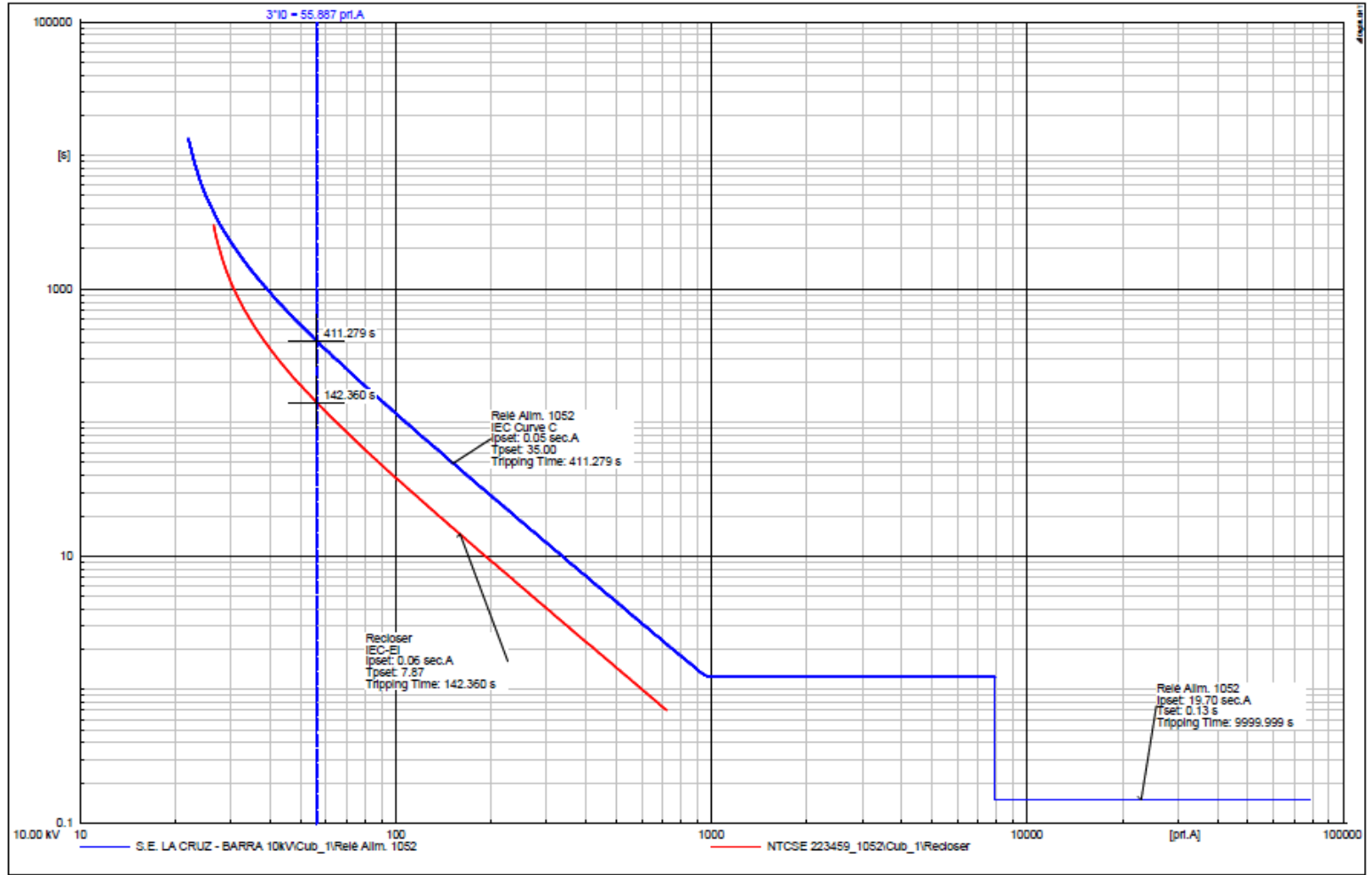


Figura 104:

Falla 1PH máxima en el terminal 229 (I0007, I0008 y I0009), con resistencia de falla de 100 ohm.

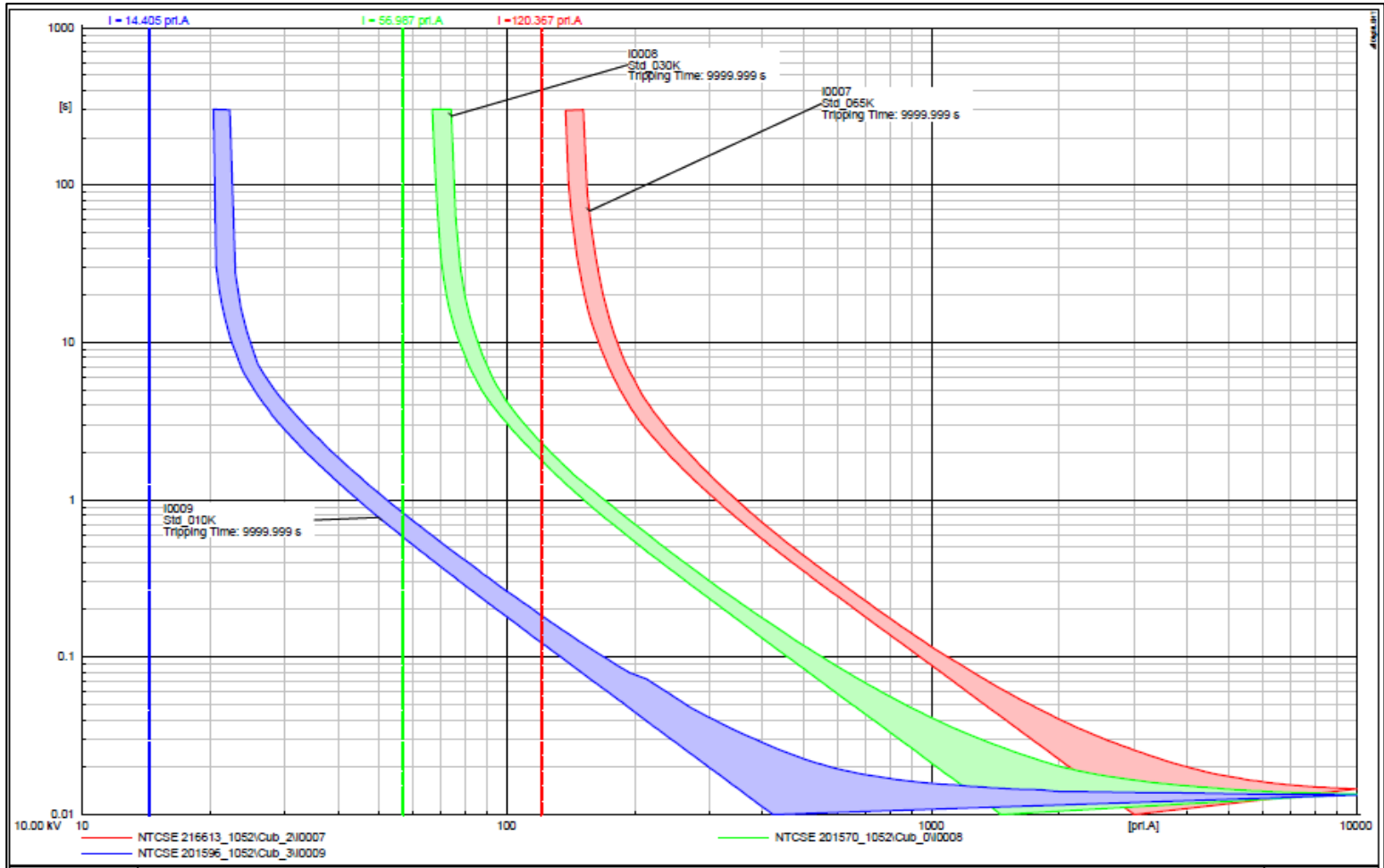


Figura 105:

Falla 1PH máxima en el terminal 229 (I0010 y I0011), con resistencia de falla de 100 ohm.

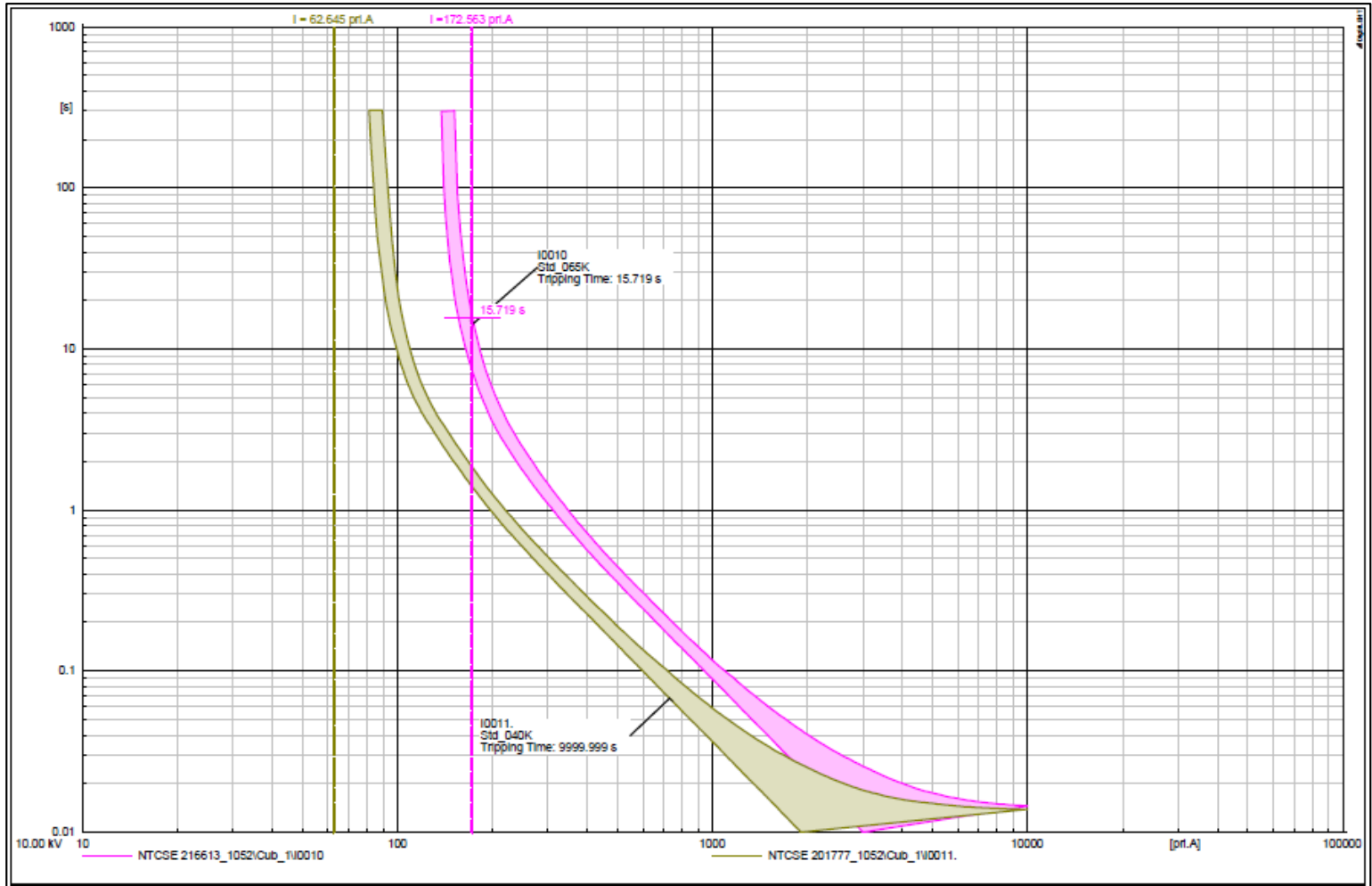


Figura 106:

Falla 1PH máxima en el terminal 234, con resistencia de falla de 100 ohm.

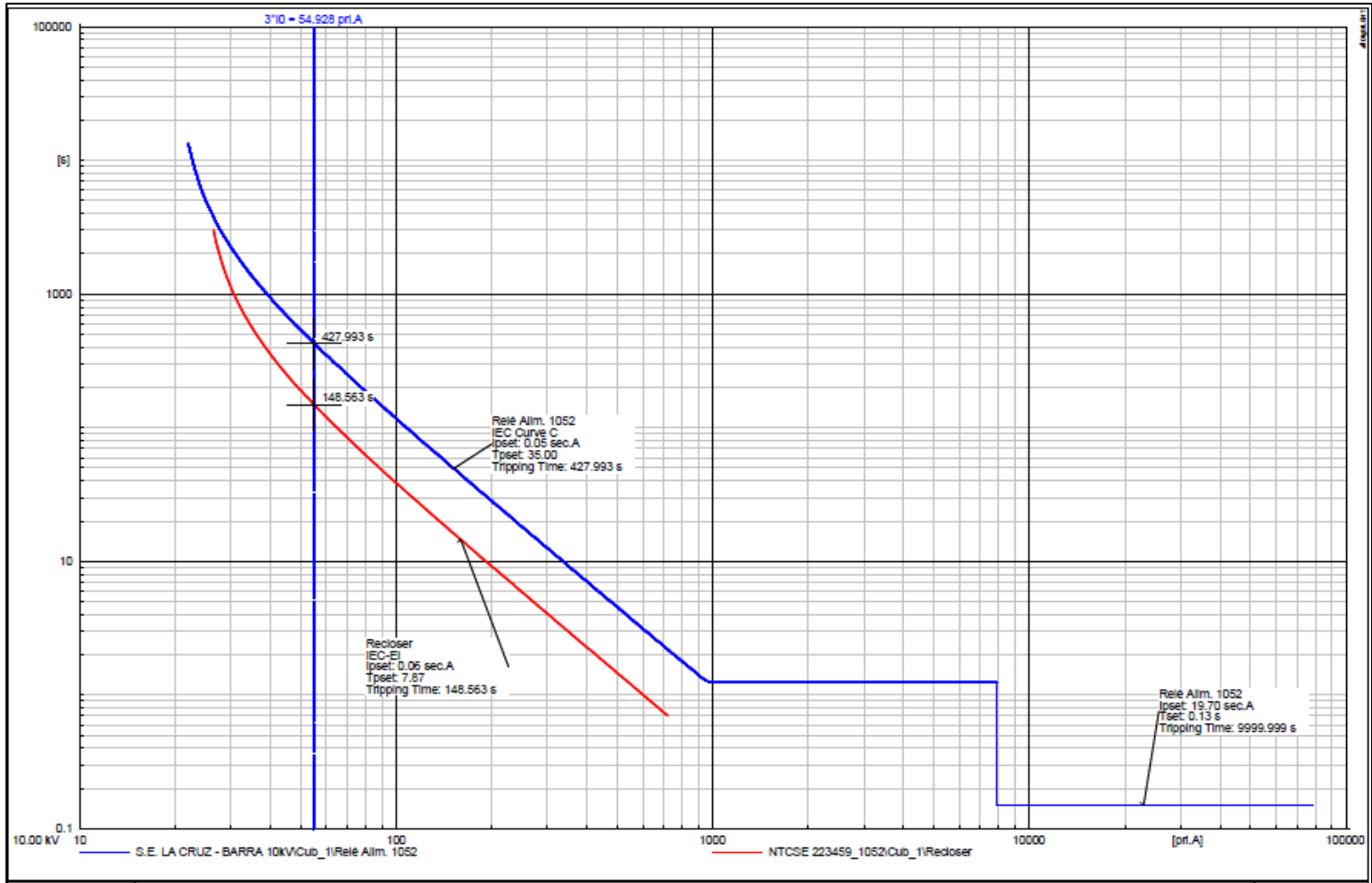


Figura 107:

Falla 1PH máxima en el terminal 234 (I0007, I0008 y I0009), con resistencia de falla de 100 ohm.

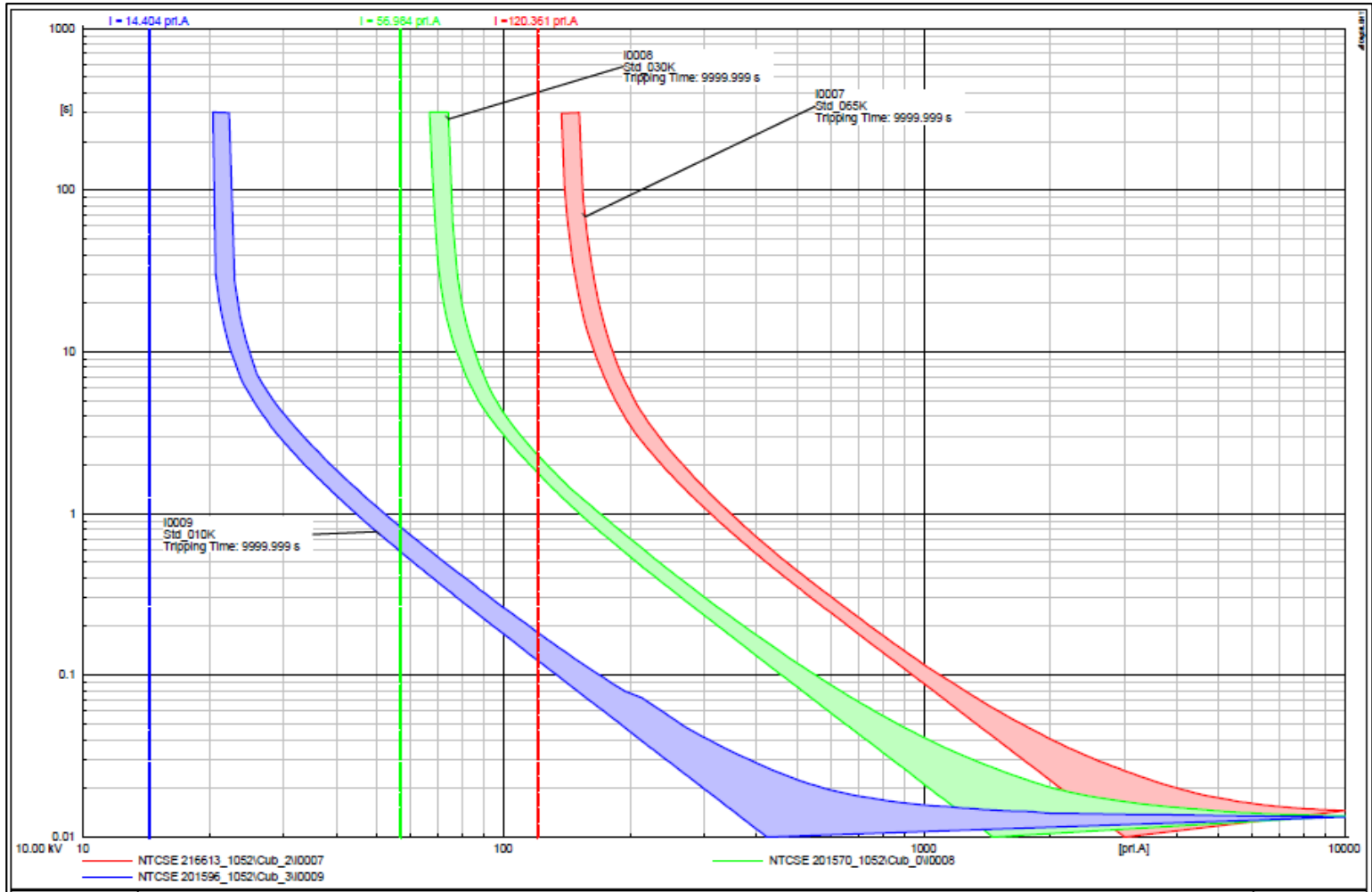


Figura 108:

Falla 1PH máxima en el terminal 234 (I0010 y I0011), con resistencia de falla de 100 ohm.

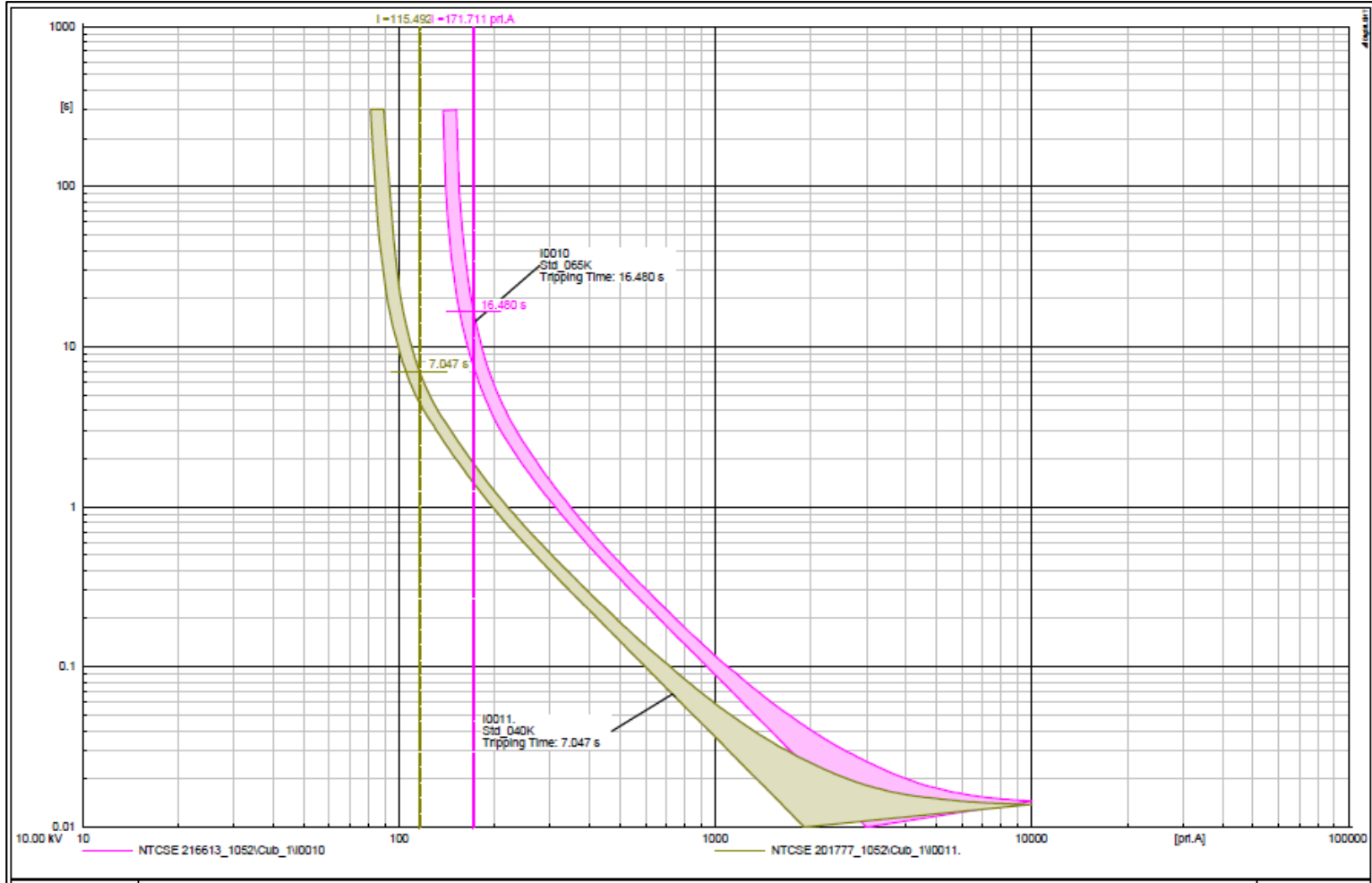


Figura 109:

Falla 1PH máxima en el terminal 235, con resistencia de falla de 100 ohm.

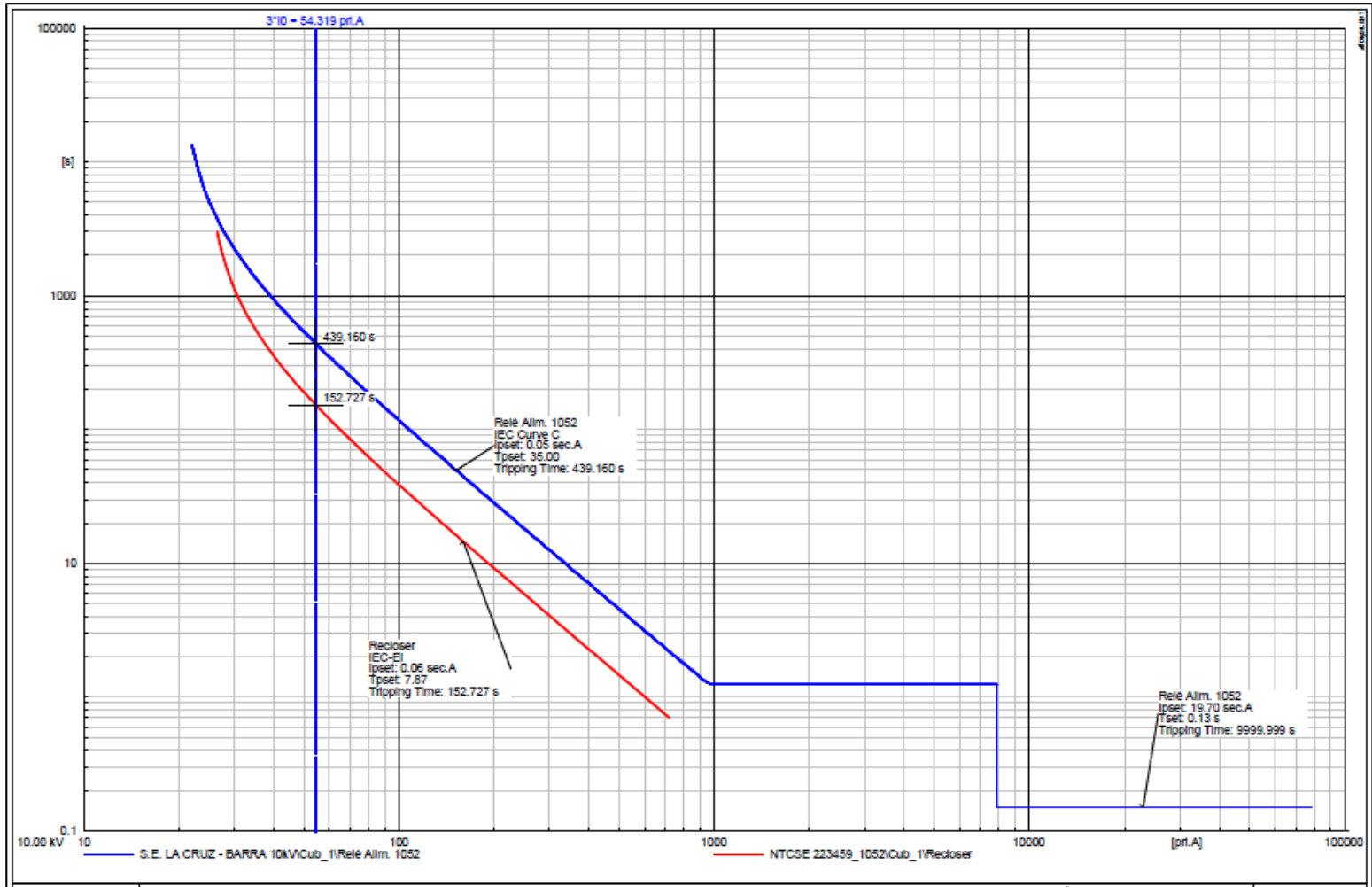


Figura 110:

Falla 1PH máxima en el terminal 235 (I0007, I0008 y I0009), con resistencia de falla de 100 ohm.

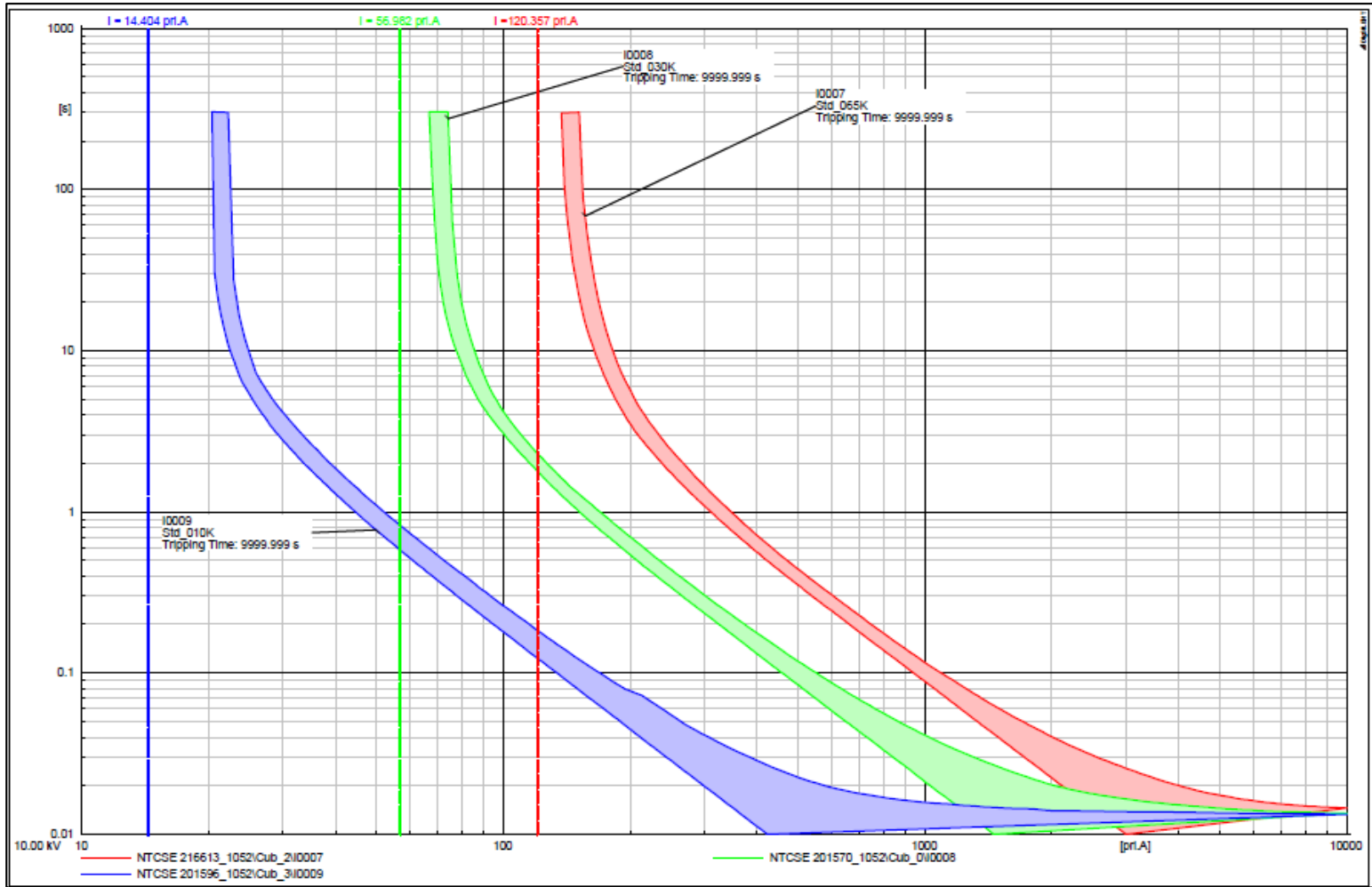
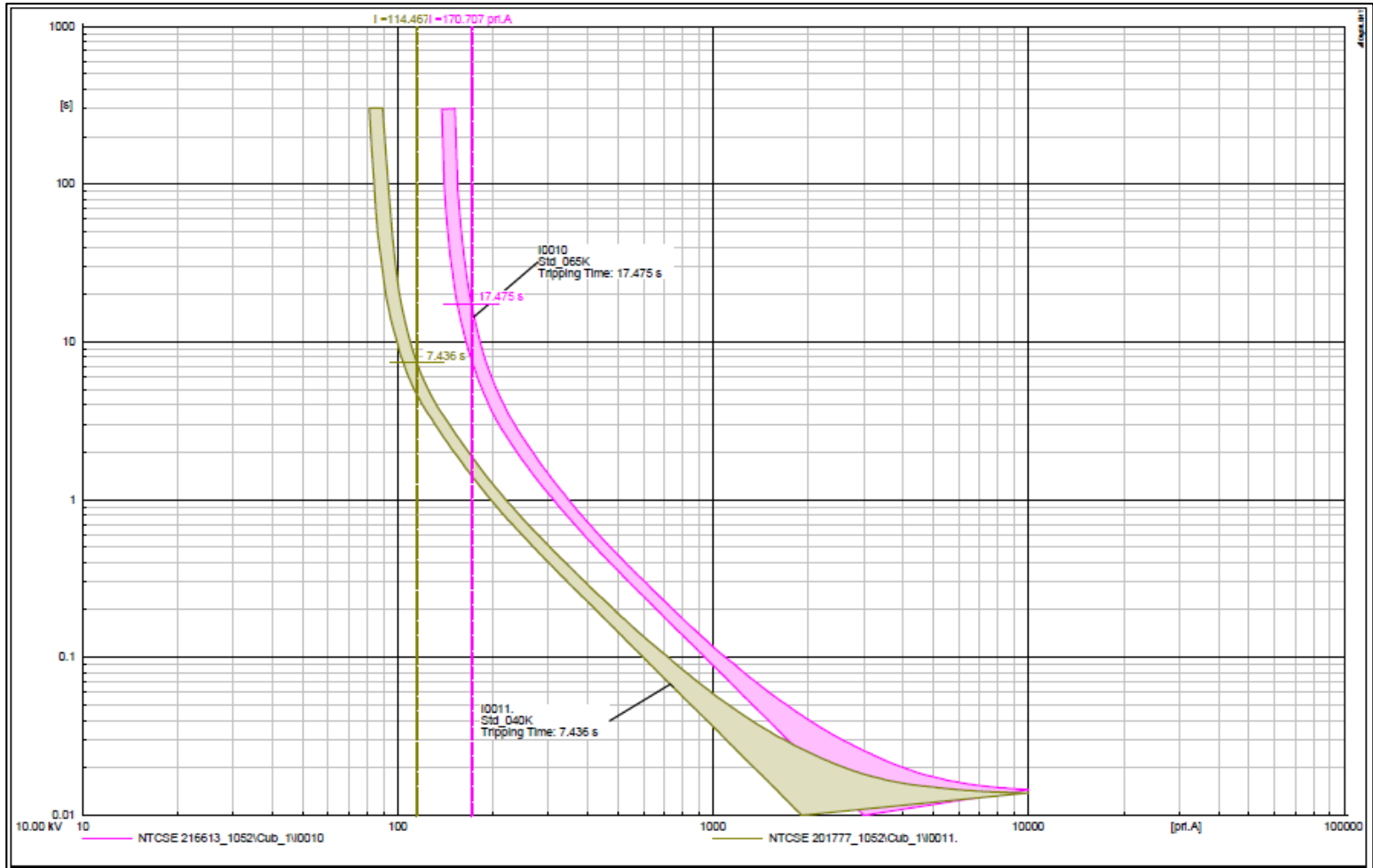


Figura 111:

Falla 1PH máxima en el terminal 235 (I0010 y I0011), con resistencia de falla de 100 ohm.



7.1.8.13. Resumen de ajustes de coordinación de protecciones actuales y propuestos

Los equipos actuales de protección existentes en el alimentador 1052 son un (01) recloser (ENTEC EVR-1) y cuatro (04) fusibles, lo cual solo tienen ajustes de coordinación de protección de sobrecorriente 50/51; ahora con el proyecto de mejoramiento del alimentador en mención se realizaron cambios como sección de conductor y punto de alimentación, obligando así a realizar los nuevos ajustes de coordinaciones. Por lo indicado, se ha considerado para estos nuevos ajustes equipos como relé de alimentación G.E – F650 ubicado en la celda de salida del AMT 1052, se mantiene el recloser (ENTEC EVR-1) y cinco (05) seccionadores con fusibles tipo K, considerando ajustes de coordinación de protección de sobrecorriente 50/51 y 50N/51N.

Por consiguiente, mediante las siguientes tablas se presentan los ajustes actuales y lo propuesto del recloser (ENTEC EVR-1).

Tabla 34:

Ajustes propuestos de sobrecorriente (50/51) para el relé G.E F650 – AMT 1052.

PROPUESTO								
Ubicación	Relé Modelo	kV	TC	I>	t>	Curva	I>>	t>>
AMT 1052	G.E.-F650	10	400/1	456 pri.A	0,51	IEC Curva B	1 1668 pri.A	0,1 Seg.

Tabla 35:

actual y propuesto de sobrecorriente (50/51) para el relé ENTEC EVR-1.

ACTUAL								
Ubicación	Relé Modelo	kV	TC	I>	t>	Curva	I>>	t>>
R43 AMT 1052	ENTEC EVR-1	10	133/1	1,25	0,5	DT	-	-

PROPUESTO								
-----------	--	--	--	--	--	--	--	--

Estructura									
NTCSE	ENTECH EVR-1	10	400/1	440 pri.A	0,14	IEC-VI	-	-	
223459									

Tabla 36:

Ajustes propuestos de sobrecorriente (50N/51N) para el relé G.E F650 – AMT 1052.

PROPUESTO								
Ubicación	Relé Modelo	kV	TC	I>	t>	Curva	I>>	t>>
AMT 1052	G.E.-F650	10	400/1	20 pri.A	35	IEC Curva C	7 880 pri.A	0,15 Seg.

Tabla 37:

Ajuste actual y propuesto de sobrecorriente (50N/51N) para el relé ENTECH EVR-1.

PROPUESTO								
Ubicación	Relé Modelo	kV	TC	I>	t>	Curva	I>>	t>>
Estructura								
NTCSE	ENTECH							
223459	EVRC2A	10	400/1	24 pri.A	7,87	IEC-EI	-	-

VIII. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

8.1. Discusión de resultados del flujo de carga

Con los resultados obtenidos en el ítem 3.1.6.2 tabla 19, se verifica que la cargabilidad de los transformadores desde el año 2019 SP han superado su límite de operación y se encuentran fuera de los rangos permitidos por la NTCSE que es de 110% en contingencia y 100% en operación normal.

Así mismo, en el ítem 3.1.6.2 tabla 20, se verifica que la cargabilidad de los conductores se encuentran dentro de los rangos permitidos por la NTCSE que es de 110% en contingencia y 100% en operación normal; sin embargo, a partir del año 2035 solo dos tramos de líneas superan la tolerancia permitida.

Además, en el ítem 3.1.6.3 tabla 21 y perfiles de tensión se observa que los niveles de tensión de los tramos de líneas se encuentran dentro de los rangos permitidos por la NTCSE que en operación norma es de +/- 5% de la tensión nominal. Estos cálculos se realizaron para los años 2019 sin proyecto, 2019 con proyecto, 2020, 2025, 2030, 2035 y 2040.

La simulación de flujo de carga se realizó mediante el método de Newton Raphson, con el software DigSilent Power Factory 15.1.7

8.2. Discusión de resultados de cortocircuito

Para la simulación de cortocircuito se ha considerado el siguiente procedimiento:

- El cálculo de cortocircuito se ha realizado considerando la potencia de cortocircuito del sistema eléctrico según los parámetros de la red equivalente en la barra de 10 kV del alimentador 1052.
- La simulación se realizó mediante el software DigSilent Power Factory 15.1.7.
- Para el cálculo de cortocircuito se utilizó el método completo, que consiste en el principio de superposición, considera el estado previo a la falla y asume una fuente flujo de potencia para simular el cortocircuito.

- Para determinar la máxima corriente de falla en operación normal se ha simulado fallas trifásicas y monofásicas en la barra de la S.E. y en los nodos. Los resultados se muestran en las tablas 22, 24, 28 y 30.
- También se realizaron simulación de corrientes de fallas a tierra con resistencia de 100 ohm en los nodos, las cuales se muestran en la tabla 31. La resistencia de falla considera está establecida por el COES.

En consecuencia, con la simulación de cortocircuito en los 2019, 2020, 2025, 2030, 2035 y 2040 se determina que la corriente de cortocircuito máximo se da para el año 2040.

8.3. Discusión de resultados del ajuste de coordinación de protección del AMT 1052

- El ajuste de coordinación de protecciones se realiza para el año 2040, según lo indicado en el ítem 3.2.1.
- El AMT 1052 actual cuenta con los equipos de protección como un (01) recloser (ENTEK EVR-1) y cuatro (04) fusibles, con el cambio de punto de alimentación, ampliación de redes y demanda se tuvo que volver a realizar los ajustes de coordinación de protección.

En consecuencia, para los ajustes propuestos se considera un relé G.E. – F650 en el AMT 1052, se mantienen el recloser existente y se propone los nuevos calibre de los cinco (05) seccionadores con fusibles de expulsión tipo K. Asimismo, los ajustes actuales no consideran la protección contra fallas a tierra con resistencia y sin resistencia, por lo cual en los ajustes propuesto se ha considerado dicho análisis, ya que es frecuente ver fallas monofásicas con resistencia debido a caída de árboles sobre la línea, por humo de la quema de maleza, por la presencia de roedores en las subestaciones de distribución, por atrapamiento de objetos en la línea, entre otros. Mayormente estas fallas generan una resistencia mayor a 40 ohm.

Los resultados comparativos se pueden verificar en el ítem 3.1.8.13 del presente documento.

- Debido al crecimiento de la demanda en el AMT 1052, considerando para nuestro análisis el año 2040 se propone el cambio de relación del transformador de corriente de 133/1 a 400/1, por ende, se actualizaron los ajustes de coordinación de protección de los equipos considerados en el alimentador. Los cálculos para el nuevo transformador de corriente se pueden verificar en los ítems 3.1.8.1 y 3.1.8.2.
- De las figuras 58 y 59 se observa las corrientes obtenidas mediante un flujo de carga balanceado.
Estas corrientes obtenidas no interceptan con las curvas de los equipos de protección, por ende, las corrientes generadas con el flujo de carga no son detectadas como falla, lo cual es adecuado.
- De las figuras 60 y 61 se muestra el comportamiento del relé G.E. – F650 (Relé del AMT 1052) ante una falla trifásica máxima local y una falla trifásica máxima remota, las que son despejadas en un tiempo instantáneo (50PH) de 100 ms y en un tiempo inverso (51PH) de 346 ms. Por lo tanto, se aprecia que el relé G.E. – F650 de la barra de 10 kV, tiene ajustes de acuerdo con la red eléctrica.
Así mismo, de las figuras indicadas se puede observar que los equipos de protección como recloser y seccionamientos instalados aguas no despejan las fallas ocurridas en el área de operación del relé G.E. – F650, lo cual también es adecuado. Por tanto, se puede indicar que los equipos instalados coordinan adecuadamente de acuerdo con la red eléctrica.
- De las figuras 62 y 63 se muestra el comportamiento del relé ENTEC EVRC2A (Recloser) ante una falla trifásica máxima local y una falla trifásica máxima remota. La falla local es despejada en un tiempo instantáneo (50PH) de 84 ms, falla remota es despejada en un tiempo inverso (51PH) de 98 ms y la protección de respaldo en este caso el relé G.E. – F650 despeja la falla local en 348 ms y la falla remota 400 ms, de modo que el margen de coordinación entre equipos es de 264 ms y 302 ms,

lo cual es adecuado, ya que como mínimo el margen de coordinación entre relé y recloser es de 200 ms.

Por lo tanto, se aprecia que el relé G.E. – F650 de la barra de 10 kV, tiene ajustes de acuerdo con la red eléctrica.

Así mismo, de las figuras indicadas se puede observar que los equipos de seccionamientos instalados aguas arriba del recloser no despejan las fallas ocurridas en el área de operación del relé ENTEC EVRC2A, lo cual también es adecuado. Por tanto, se puede indicar que los equipos instalados coordinan adecuadamente de acuerdo con la red eléctrica.

- De las figuras 64 y 65 se muestra el comportamiento de los equipos de protección ubicados aguas abajo y aguas arriba del terminal 149 (Ver ubicación del terminal en la figura 57) ante una falla trifásica máxima en el terminal indicado.

El recloser despeja la falla en un menor tiempo que el relé G.E. – F650, ya que es el equipo más cercano a la falla.

El recloser despeja la falla en 194 ms y el relé en 766 ms; de modo que el margen de coordinación entre equipos es de 572 ms, lo cual es adecuado, ya que como mínimo el margen de coordinación entre relé y recloser es de 200 ms.

Así mismo, de las figuras indicadas se puede observar que los equipos de seccionamientos instalados aguas arriba del terminal 149 no despejan las fallas ocurridas, porque no están en su área de operación, lo cual también es adecuado. Por tanto, se puede indicar que los equipos instalados coordinan adecuadamente de acuerdo con la red eléctrica.

- De las figuras 66 y 67 se muestra la coordinación de los equipos de protección como el seccionamiento I0007, I0008, I0009, recloser y relé G.E. – F650 ante una falla trifásica máxima en el nodo NTCSE 201608 (Ver ubicación del nodo en la figura 57).

El seccionador I0009 despeja la falla en un menor tiempo que los demás equipos, ya que es el equipo más cercano a la falla.

El seccionador I0009 despeja la falla en 14 ms, el seccionador I008 en 20 ms, el seccionador I0007 en 40 ms, el recloser en 487 ms y el relé G.E. – F650 en 1,878 s, lo cual es adecuado. Por tanto, se puede indicar que los equipos instalados coordinan adecuadamente de acuerdo con la red eléctrica.

Así mismo, los seccionadores I0010 y I0011 no despejan las fallas ocurridas, porque no están en su área de operación, lo cual también es adecuado.

- De las figuras 68, 69, 70 y 71 se muestra la coordinación de los equipos de protección como el seccionamiento I0010, recloser y relé G.E. – F650 ante una falla trifásica máxima en el nodo NTCSE 201753 y el terminal 229 (Ver ubicación del nodo en la figura 57).

El seccionador I0010 despeja la falla en un menor tiempo que los demás equipos, ya que es el equipo más cercano a la falla.

Si la falla es en el nodo NTCSE 201753, el seccionador I0010 despeja la falla en 17 ms, el recloser en 163 ms y el relé G.E. – F650 en 645 ms, lo cual es adecuado. Por tanto, se puede indicar que los equipos instalados coordinan adecuadamente de acuerdo con la red eléctrica.

Si la falla es en el terminal 229, el seccionador I0010 despeja la falla en 21 ms, el recloser en 243 ms y el relé G.E. – F650 en 952 ms, lo cual es adecuado. Por tanto, se puede indicar que los equipos instalados coordinan adecuadamente de acuerdo con la red eléctrica.

Así mismo, los seccionadores I0007, I0008, I0009 y I0011 no despejan las fallas ocurridas, porque no están en su área de operación, lo cual también es adecuado.

- De las figuras 72, 73, 74 y 75 se muestra la coordinación de los equipos de protección como el seccionamiento I0010, I0011, recloser y relé G.E. – F650 ante una falla trifásica máxima en el terminal 234 y terminal 235 (Ver ubicación del nodo en la figura 57).

El seccionador I0011 despeja la falla en un menor tiempo que los demás equipos, ya que es el equipo más cercano a la falla.

Si la falla es en el terminal 234, el seccionador I0011 despeja la falla en 26 ms, el seccionador I0010 en 41 ms, el recloser en 492 ms y el relé G.E. – F650 en 1,897 s, lo cual es adecuado. Por tanto, se puede indicar que los equipos instalados coordinan adecuadamente de acuerdo con la red eléctrica.

Si la falla es en el terminal 235, el seccionador I0011 despeja la falla en 25 ms, el seccionador I0010 en 39 ms, el recloser en 478 ms y el relé G.E. – F650 en 1,843 s, lo cual es adecuado. Por tanto, se puede indicar que los equipos instalados coordinan adecuadamente de acuerdo con la red eléctrica.

Así mismo, los seccionadores I0007, I0008 y I0009 no despejan las fallas ocurridas, porque no están en su área de operación, lo cual también es adecuado.

- De las figuras 76, 77 y 78 se muestra el comportamiento de los equipos de protección ubicados aguas abajo y aguas arriba del terminal 149 (Ver ubicación del terminal en la figura 57) ante una falla monofásica sin resistencia en el terminal indicado. Asimismo, se observa la coordinación entre los equipos como recloser y relé G.E. – F650.

El recloser despeja la falla en un menor tiempo que el relé G.E. – F650, ya que es el equipo más cercano a la falla.

El recloser despeja la falla en 700 ms y el relé en 1,246 s; de modo que el margen de coordinación entre equipos es de 699 ms, lo cual es adecuado, ya que como mínimo el margen de coordinación entre relé y recloser es de 200 ms.

Así mismo, de las figuras indicadas se puede observar que los equipos de seccionamientos instalados aguas arriba del terminal 149 no despejan las fallas ocurridas, porque no están en su área de operación, lo cual también es adecuado. Por tanto, se puede indicar que los equipos instalados coordinan adecuadamente de acuerdo con la red eléctrica.

- De las figuras 79, 80 y 81 se muestra la coordinación de los equipos de protección como el seccionamiento I0007, I0008, I0009, recloser y relé G.E. – F650 ante una falla monofásica sin resistencia en el nodo NTCSE 201608 (Ver ubicación del nodo en la figura 57).

El seccionador I0009 despeja la falla en un menor tiempo que los demás equipos, ya que es el equipo más cercano a la falla.

El seccionador I0009 despeja la falla en 15 ms, el seccionador I008 en 32 ms, el seccionador I0007 en 76 ms, el recloser en 700 ms y el relé G.E. – F650 en 1,246 s, lo cual es adecuado. Por tanto, se puede indicar que los equipos instalados coordinan adecuadamente de acuerdo con la red eléctrica.

Así mismo, los seccionadores I0010 y I0011 no despejan las fallas ocurridas, porque no están en su área de operación, lo cual también es adecuado.

- De las figuras 82, 83, 84, 85, 86 y 87 se muestra la coordinación de los equipos de protección como el seccionamiento I0010, recloser y relé G.E. – F650 ante una falla monofásica sin resistencia en el nodo NTCSE 201753 y el terminal 229 (Ver ubicación del nodo en la figura 57).

El seccionador I0010 despeja la falla en un menor tiempo que los demás equipos, ya que es el equipo más cercano a la falla.

Si la falla es en el nodo NTCSE 201753, el seccionador I0010 despeja la falla en 22 ms, el recloser en 700 ms y el relé G.E. – F650 en 1,246 s, lo cual es adecuado. Por tanto, se puede indicar que los equipos instalados coordinan adecuadamente de acuerdo con la red eléctrica.

Si la falla es en el terminal 229, el seccionador I0010 despeja la falla en 32 ms, el recloser en 700 ms y el relé G.E. – F650 en 1,246 s, lo cual es adecuado. Por tanto, se puede indicar que los equipos instalados coordinan adecuadamente de acuerdo con la red eléctrica.

Así mismo, los seccionadores I0007, I0008, I0009 y I0011 no despejan las fallas ocurridas, porque no están en su área de operación, lo cual también es adecuado.

- De las figuras 88, 89, 90, 91, 92 y 93 se muestra la coordinación de los equipos de protección como el seccionamiento I0010, I0011, recloser y relé G.E. – F650 ante una falla monofásica sin resistencia en el terminal 234 y terminal 235 (Ver ubicación del nodo en la figura 57).

El seccionador I0011 despeja la falla en un menor tiempo que los demás equipos, ya que es el equipo más cercano a la falla.

Si la falla es en el terminal 234, el seccionador I0011 despeja la falla en 38 ms, el seccionador I0010 en 67 ms, el recloser en 700 ms y el relé G.E. – F650 en 1,246 s, lo cual es adecuado. Por tanto, se puede indicar que los equipos instalados coordinan adecuadamente de acuerdo con la red eléctrica.

Si la falla es en el terminal 235, el seccionador I0011 despeja la falla en 38 ms, el seccionador I0010 en 66 ms, el recloser en 700 ms y el relé G.E. – F650 en 1,246 s, lo cual es adecuado. Por tanto, se puede indicar que los equipos instalados coordinan adecuadamente de acuerdo con la red eléctrica.

Así mismo, los seccionadores I0007, I0008 y I0009 no despejan las fallas ocurridas, porque no están en su área de operación, lo cual también es adecuado.

- De las figuras 94, 95 y 96 se muestra el comportamiento de los equipos de protección ubicados aguas abajo y aguas arriba del terminal 149 (Ver ubicación del terminal en la figura 57) ante una falla monofásica con resistencia de falla de 100 ohm en el terminal indicado. Asimismo, se observa la coordinación entre los equipos como recloser y relé G.E. – F650.

El recloser despeja la falla en un menor tiempo que el relé G.E. – F650, ya que es el equipo más cercano a la falla.

El recloser despeja la falla en 138,609 s y el relé en 401,126 s, lo cual es adecuado, ya que están coordinando eficazmente los equipos ante cual quiera falla ocasionada por arboles sobre la línea, por humo de la quema de maleza, la presencia de roedores en las subestaciones de distribución, atrapamiento de objetos en la línea, entre otros. Mayormente estas fallas generan una resistencia mayor a 40 ohm.

Así mismo, de las figuras indicadas se puede observar que los equipos de seccionamientos instalados aguas arriba del terminal 149 no despejan las fallas ocurridas, porque no están en su área de operación, lo cual también es adecuado. Por tanto, se puede indicar que los equipos instalados coordinan adecuadamente de acuerdo con la red eléctrica.

- De las figuras 97, 98 y 99 se muestra la coordinación de los equipos de protección como el seccionamiento I0007, I0008, I0009, recloser y relé G.E. – F650 ante una falla monofásica con resistencia de 100 ohm en el nodo NTCSE 201608 (Ver ubicación del nodo en la figura 57).

El seccionador I0009 despeja la falla en un menor tiempo que los demás equipos, ya que es el equipo más cercano a la falla.

El seccionador I0009 despeja la falla en 560 ms, el seccionador I008 en 3,082 s, el seccionador I0007 en 16,581 s, el recloser en 148,864 s y el relé G.E. – F650 en 428,802 s, lo cual es adecuado, ya que están coordinando eficazmente los equipos ante cual quiera falla ocasionada por arboles sobre la línea, por humo de la quema de maleza, la presencia de roedores en las subestaciones de distribución, atrapamiento de objetos en la línea, entre otros. Mayormente estas fallas generan una resistencia mayor a 40 ohm.

Así mismo, los seccionadores I0010 y I0011 no despejan las fallas ocurridas, porque no están en su área de operación, lo cual también es adecuado.

- De las figuras 100, 101, 102, 103, 104 y 105 se muestra la coordinación de los equipos de protección como el seccionamiento I0010, recloser y relé G.E. – F650 ante una falla monofásica con resistencia de 100 ohm en el nodo NTCSE 201753 y el terminal 229 (Ver ubicación del nodo en la figura 57).

El seccionador I0010 despeja la falla en un menor tiempo que los demás equipos, ya que es el equipo más cercano a la falla.

Si la falla es en el nodo NTCSE 201753, el seccionador I0010 despeja la falla en 15,136 s, el recloser en 138,637 s y el relé G.E. – F650 en 401,201 s, lo cual es adecuado. Por tanto, se puede indicar que los equipos instalados coordinan adecuadamente de acuerdo con la red eléctrica.

Si la falla es en el terminal 229, el seccionador I0010 despeja la falla en 15,719 s, el recloser en 142,360 s y el relé G.E. – F650 en 411,279 s, lo cual es adecuado. Por tanto, se puede indicar que los equipos instalados coordinan adecuadamente de acuerdo con la red eléctrica.

Así mismo, los seccionadores I0007, I0008, I0009 y I0011 no despejan las fallas ocurridas, porque no están en su área de operación, lo cual también es adecuado. Las fallas monofásicas con resistencia son ocasionadas por arboles sobre la línea, por humo de la quema de maleza, la presencia de roedores en las subestaciones de distribución, atrapamiento de objetos en la línea, entre otros. Mayormente estas fallas generan una resistencia mayor a 40 ohm.

- De las figuras 106, 107, 108, 109, 110 y 111 se muestra la coordinación de los equipos de protección como el seccionamiento I0010, I0011, recloser y relé G.E. – F650 ante una falla monofásica con resistencia de 100 ohm, en el terminal 234 y terminal 235 (Ver ubicación del nodo en la figura 57).

El seccionador I0011 despeja la falla en un menor tiempo que los demás equipos, ya que es el equipo más cercano a la falla.

Si la falla es en el terminal 234, el seccionador I0011 despeja la falla en 7,047 s, el seccionador I0010 en 16,480 s, el recloser en 148,563 s y el relé G.E. – F650 en 427,993 s, lo cual es adecuado. Por tanto, se puede indicar que los equipos instalados coordinan adecuadamente de acuerdo con la red eléctrica.

Si la falla es en el terminal 235, el seccionador I0011 despeja la falla en 7,436 s, el seccionador I0010 en 17,475 s, el recloser en 152,727 s y el relé G.E. – F650 en 439,160 s, lo cual es adecuado. Por tanto, se puede indicar que los equipos instalados coordinan adecuadamente de acuerdo con la red eléctrica.

Así mismo, los seccionadores I0007, I0008 y I0009 no despejan las fallas ocurridas, porque no están en su área de operación, lo cual también es adecuado.

Las fallas monofásicas con resistencia son ocasionadas por arboles sobre la línea, por humo de la quema de maleza, la presencia de roedores en las subestaciones de distribución, atrapamiento de objetos en la línea, entre otros. Mayormente estas fallas generan una resistencia mayor a 40 ohm.

IX. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

9.1. Conclusiones

Flujo de potencia o de carga

- a) De los resultados de simulación obtenidos en los años 2019 SP, 2019 CP, 2020, 2025, 2030, 2035 y 2040, se verifica que del total de veinticuatro (24) transformadores de distribución hay once (11) transformadores sobrecargados, superando así su límite de operación; en consecuencia, se encuentran fuera de los parámetros permitidos por la NTCSE que es de 110% en contingencia y 100% en operación normal.
- b) De las gráficas de perfiles de tensiones se observa que los niveles de tensión de los tramos de líneas se encuentran dentro de los rangos permitidos por la NTCSE que en operación normal es de +/- 5% de la tensión nominal.
- c) Con el flujo de carga se determinó el calibre de los fusibles a implementarse en el alimentador 1052.

Cortocircuito

- a) De los resultados de simulación en el año 2040 se determinó la corriente de cortocircuito trifásico máximo en la barra del alimentador 1052 es de 14,64 kA, lo que define el poder de ruptura a la hora elegir los equipos de protección; asimismo, se puede decir que esta corriente de cortocircuito trifásico va descendiendo a medida que se aleja de la barra del alimentador llegando hasta 1,92 kA. Para fallas monofásicas con resistencia de 100 ohm los valores se encuentran entre 54 y 57 A; la resistencia de falla considera esta establecida por el COES.

Protecciones

- a) Con los justes de los relés G.E – F650 del AMT 1052, el relé ENTEC EVRC2A del recloser y la adecuada selección del calibre de los fusibles de cada seccionamiento se ha determinado la rapidez de la coordinación para desconectar la parte afectada ante las fallas, la selectividad para continuar con el servicio aislando la zona de la falla, la sensibilidad porque detecta una falla por muy pequeña que sea, la simplicidad porque

se ha utilizado los mínimos equipos para cumplir con el objetivo y la economía porque maximiza la protección con un mínimo costo.

- b) Con los ajustes de coordinación propuestos disminuirán considerablemente los indicadores como SIFI y SAIDI, como también garantizará así el continuo servicio eléctrico, por ende, se evitará sanciones administrativas por incumplimiento de los indicadores.
- c) Por el cambio del punto de alimentación del AMT 1052 se propone el relé G.E – F650 del AMT 1052 con las funciones de sobrecorriente de fase y de tierra activos.
- d) Por el incremento de la demanda se propone el cambio de la relación del transformador de corriente por 400/1 (corriente en el lado primario de 400 A y corriente en el lado secundario de 1 A).
- e) Para el ajuste de coordinación de protecciones se está empleando recloser existente, proponiendo los nuevos reajuste de tiempo inverso (51/51N) y tiempo instantáneo (50/50N).
- f) Por el incremento de la demanda se recalculan los calibres de los seccionamientos. Seccionamiento I0007 fusible 65K, seccionamiento I0008 fusible 30K, seccionamiento I0009 fusible 10K, seccionamiento I0010 fusible 65K, seccionamiento I0011 fusible 40K.
- g) Los ajustes de coordinación de protección realizados en el presente informe son protección de sobrecorriente de fases de tiempo inverso (51), protección de sobrecorriente de fases de tiempo instantáneo (50), protección de sobrecorriente de tierra de tiempo inverso (51N) y protección de sobrecorriente de tierra de tiempo instantáneo (50N).
- h) Para alcanzar la corriente de arranque en la protección de sobrecorriente a tierra se realizaron fallas monofásicas con resistencia de 100 ohm, los puntos de la simulación de las fallas fueron en los extremos remotos del ramal.

Análisis Economico

- a) Para obtener una maxima protección al minico costo, se establecen el uso de los equipos existentes y la utilizacion de minimos equipos en las red de media tension, lo cual

disminuirán considerablemente los indicadores como SIFI y SAIDI, indicadores de calidad regulados por OSINERGMIN.

Por ende, para disminuir estos indicadores se deberá realizar el estudio de coordinación de protecciones en el alimentador 1052 cuyo monto de dicha elaboración es de S/ 59 793,61

Tabla 38:

Metrado y presupuesto de la coordinación de protección en media tensión entre los equipos de protección como relé-recloser-fusible instalados en el alimentador 1052



:

METRADO Y PRESUPUESTO

ENTIDAD : ELECTRONOROESTE S.A.
 DPTO : TUMBES
 PROVINCIA : TUMBES Y CONTRALMIRANTE VILLAR
 DISTRITO : LA CRUZ

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	SED'S	TOTAL (S/.)
A	DESARROLLO DE INGENIERIA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	12 730,63	12 730,63
B	SUMINISTRO DE EQUIPO DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	10 048,50	10 048,50
C	TRANSPORTE DE MATERIALES	2 009,70	2 009,70
D	MONTAJE	3 546,06	3 546,06
E	PRUEBAS DE AJUSTES DE COORDINACION DE PROTECCIONES	13 199,99	13 199,99
F	COSTO DIRECTO (C.D.) (S/.) (A+B+C+D+E)	41 534,88	41 534,88
G	GASTOS GENERALES DIRECTOS 10.00%	4 153,49	4 153,49
H	GASTOS GENERALES INDIRECTOS 2.00%	830,70	830,70
I	UTILIDADES 10.00%	4 153,49	4 153,49
J	COSTO TOTAL DE OBRA SIN I.G.V. (F+G+H+I)	50 672,55	50 672,55
K	I.G.V. (S/.) 18.00%	9 121,06	9 121,06
L	COSTO TOTAL INCLUIDO I.G.V. (S/.)	59 793,61	59 793,61

9.2. Recomendaciones

- a) Se recomienda realizar un estudio de confiabilidad con los ajustes propuestos de protección del AMT 1052, determinando así los indicadores de SAIFI y SAIDI.
- b) Para la troncal con altas corrientes de cortocircuito (mayor a 3kA), se recomienda el uso de seccionadores bajo carga.
- c) Se recomienda la utilización de seccionalizadores trifásico para que la apertura se realice en las tres fases de forma simultánea ante una falla permanente, evitando así los desbalances y sobre carga de las líneas; asimismo, estos quipos permitirán distinguir entre una falla transitoria y una falla permanente. Adicionalmente, estos equipos se monitorean remotamente mediante sistemas de comunicación, permitiendo así la rápida ubicación de las fallas por el personal de mantenimiento de la concesionaria eléctrica.

X. REFERENCIAS

- Andrade, R. (2019). Coordinación de protecciones de los alimentadores de la subestación Ajaví aplicando la metodología de la empresa eléctrica regional Norte S.A. (EMELNORTE). *Trabajo de grado previo a la obtención del título*. Universidad Técnica del Norte, Ibarra, Ecuador.
- Blas, V. & Quiroz S. (2020). Dispositivos y ajustes en el sistema de coordinación de protección del alimentador A4270 de la sub estación La Unión en 22.9 kV del sistema eléctrico Huánuco Rural 2 - Electrocentro. *Tesis para obtener el título profesional*. Universidad Nacional del Santa, Nuevo Chimbote, Chimbote, Perú.
- Cáceres, A., Chaparro V. & Barán C. (2016). Reconfiguración determinística de sistemas eléctricos de distribución radiales. *XII Seminario del Sector Eléctrico Paraguayo - CIGRE*. Paraguay.
- Castellanos, R. (2019). Mejoramiento de la coordinación de protección del sistema eléctrico Tarapoto Rural - Alimentador TA-S06. *Tesis para optar el título profesional*. Universidad Nacional del Centro del Perú, Huancayo, Perú.
- COES SINAC. (2018). *Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN*. Lima.
- DIT Perú. (2020). Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. *Análisis de flujo de carga*. Lima, Perú.
- Fundación Wikimedia. (2020). *Método de Jacobi*. Obtenido de Wikipedia - La enciclopedia libre: https://es.wikipedia.org/wiki/M%C3%A9todo_de_Jacobi
- Fundación Wikimedia. (2021). *Flujo de potencia*. Obtenido de Wikipedia - La enciclopedia libre: https://es.wikipedia.org/wiki/Flujo_de_potencia
- Gonzáles, J. (2019). Estudio de coordinación de protecciones para los alimentadores de la subestación Tulcán, utilizando la metodología aplicada en la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE). *Trabajo previo para la obtencion del título*. Universidad Técnica del Norte, Ibarra, Ecuador.
- IEEE Industry Applications Society. (2001). IEEE Std 242-2001. *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*.
- Kindermann, G. (2010). *Corto Circuito*. Brasil.

- Lozada, E. & Pongo L. (2019). Estudio de la coordinación de protecciones del sistema eléctrico en 22.9 kV para la planta procesadora en Shanango, Bellavista, Jaén. *Tesis para obtener el título profesional*. Universidad Nacional de Jaén, Bellavista, Jaén, Perú.
- Ministerio de Energía y Minas. (2012). *Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011)*, 323. Lima, Lima, Perú.
- Pravo L. (2017). *Análisis de flujos de carga para el análisis de redes de distribución. Implementación del algoritmo "Forward and Backward"*. Universidad Politécnica de Madrid, Madrid.
- Stevenson W. (1986). *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia* (Segunda Edición ed.). (J. Osuna Suárez, Trad.) D.F, Mexico.
- Valderrama G. (2016). *Protección y coordinación de sistemas eléctricos de distribución*.
- Valencia E. & Pantaleón D. (2018). Configuración óptima de alimentadores y estudio de coordinación de protecciones de la subestación Sambocity de CNEL EP. *Proyecto de titulación*. Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, Ecuador.
- Wikipedia. (2021). *Wikipedia "La enciclopedia libre"*. Obtenido de Susible: <https://es.wikipedia.org/wiki/Fusible>

XI. ANEXOS

- a. Anexo 1: Especificación técnica del relé G.E. – F650.
- b. Anexo 2: Diagrama unifilar.
- c. Anexo 3: Análisis de simulación de flujo de carga.
- d. Anexo 4: Análisis de simulación de cortocircuito.

Especificación técnica del relé G.E. – F650.

DESCRIPCION DE PRODUCTO

2.4 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

NOTA: LAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS ESTÁN SUJETAS A CAMBIOS SIN PREVIO AVISO.

2.4.1. FUNCIONES DE PROTECCIÓN

Las unidades de fase y tierra utilizan como magnitud de operación la corriente que recibe el equipo en las entradas de Intensidad, mientras que la unidad de neutro utiliza la corriente calculada a partir de las tres corrientes de fase.

La unidad de tierra aislada será utilizada sólo para aquellas aplicaciones donde el neutro está completamente aislado y usa el quinto TI de la unidad. Este TI tiene una sensibilidad 10 veces mayor que el modelo universal (conectado a transformadores 1A o 5A). Por lo tanto, no admite una sobrecarga permanente tan alta.

2.4.1.1. SOBREENSIBILIDAD TEMPORIZADA DE FASES CON FRENADO POR TENSION (S1PH/S1PL)

Corriente	Fasor (sin armónicos) o RMS
Corriente nominal	Para conexión a TI de 1 ó 5 A.
Nivel de arranque	0,05 a 160,00 A en pasos de 0,01 A
Nivel de reposición	98% del valor de arranque
Precisión	±0,5% de la lectura ± 10 mA desde 0,05 hasta 10 A ±1,5% de la lectura para valores superiores
Curvas de actuación	IEEE extremadamente / muy / moderadamente Inversa Curva IEC A/B/C/long-time Inversa/short-time Inversa IAC extremadamente / muy / normalmente / moderadamente Inversa ANSI extremadamente / muy / normalmente / moderadamente Inversa i^2t Tiempo definido Curva del rectificador Curva de usuario Curva de usuario™ A/B/C/D
Dial de tiempo	De 0,00 a 900,00 s en pasos de 0,01s
Tipo de reposición	Instantánea o temporizada según IEEE
Precisión de temporizadores	Opera a > 1,03 veces el arranque ±3,5% del tiempo de operación ó 30 mseg. (el que sea mayor)
Frenado por tensión	Seleccionable mediante ajuste
Nivel de saturación	48 veces el nivel de arranque
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

DESCRIPCIÓN DE PRODUCTO

2.4.1.2. SOBREINTENSIDAD TEMPORIZADA DE TIERRA (51G)

Corriente	Fasor (sin armónicos) o RMS
Corriente nominal	Para conexión a TI de 1 ó 5 A.
Nivel de arranque	0,05 a 160,0 A en pasos de 0,01 A
Nivel de reposición	98% del valor de arranque
Precisión	±0,5% de la lectura ± 10 mA desde 0,05 hasta 10 A ±1,5% de la lectura para valores superiores
Curvas de actuación	IEEE extremadamente / muy / moderadamente Inversa Curva IEC A/B/C/long-time Inverse/short-time Inverse IAC extremadamente / muy / normalmente / moderadamente Inversa ANSI extremadamente / muy / normalmente / moderadamente Inversa I^2t Tiempo definido Curva del rectificador Curva de usuario Curva de usuario™ A/B/C/D
Dial de tiempo	De 0,00 a 900,00 s en pasos de 0,01s
Tipo de reposición	Instantánea o temporizada según IEEE
Precisión de temporizadores	Opera a > 1,03 veces el arranque ±3,5% del tiempo de operación ó 30 mseg. (el que sea mayor)
Nivel de saturación	48 veces el tiempo de reposición
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

2.4.1.3. SOBREINTENSIDAD TEMPORIZADA DE NEUTRO (51N)

Corriente	Fasor Fundamental (sin armónicos)
Corriente nominal	Para conexión a TI de 1 ó 5 A.
Nivel de arranque	0,05 a 160,0 A en pasos de 0,01 A
Nivel de reposición	98% del valor de arranque
Precisión	±0,5% de la lectura ± 10 mA desde 0,05 hasta 10 A ±1,5% de la lectura para valores superiores
Curvas de actuación	IEEE extremadamente / muy / moderadamente Inversa Curva IEC A/B/C/long-time Inversa/short-time Inversa IAC extremadamente / muy / normalmente / moderadamente Inversa ANSI extremadamente / muy / normalmente / moderadamente Inversa I^2t Tiempo definido Curva del rectificador Curva de usuario Curva de usuario™ A/B/C/D
Dial de tiempo	De 0,00 a 900,00 s en pasos de 0,01s
Tipo de reposición	Instantánea o temporizada según IEEE
Precisión de temporizadores	Opera a > 1,03 veces el arranque ±3,5% del tiempo de operación ó 30 mseg. (el que sea mayor)
Nivel de saturación	48 veces el tiempo de reposición
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

DESCRIPCION DE PRODUCTO

2.4.1.4. SOBREINTENSIDAD TEMPORIZADA DE TIERRA SENSIBLE (51SG)

Corriente	Fasor (sin armónicos) o RMS
Corriente nominal	Para conexión a TI de 1 ó 5 A.
Nivel de arranque	0,005 a 16.000 A en pasos de 0,001 A
Nivel de reposición	98% del valor de arranque
Precisión	±1,5% de la lectura ± 1 mA desde 0,005 hasta 16 A
Curvas de actuación	IEEE extremadamente / muy / moderadamente Inversa Curva IEC A/B/C/long-time Inverse/short time Inverse IAC extremadamente / muy / normalmente / moderadamente Inversa ANSI extremadamente / muy / normalmente / moderadamente Inversa i^2t Tiempo definido Curva del rectificador Curva de usuario Curva de usuario™ A/B/C/D
Tipo de reposición	Instantánea o temporizada según IEEE
Precisión de temporizadores	Opera a > 1,03 veces el arranque ±3,5% del tiempo de operación ó 30 MS. (el que sea mayor)
Nivel de saturación	48 veces el tiempo de reposición
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

2.4.1.5. SOBREINTENSIDAD INSTANTÁNEA DE FASE Y TIERRA (50PH/50PL/50G)

Corriente	Fasor (sin armónicos) o RMS
Corriente nominal	Para conexión a TI de 1 ó 5 A.
Nivel de arranque	0,05 a 160,00 A en pasos de 0,01 A
Nivel de reposición	97% del valor de arranque
Precisión	±0,5% de la lectura ± 10 mA desde 0,05 hasta 10 A ±1,5% de la lectura para valores superiores
Sobrealcance	<2%
Tiempo de actuación	0,00 a 900,00 s. en pasos de 0,01 s.
Retardo a la reposición	0,00 a 900,00 s. en pasos de 0,01 s.
Tiempo de operación	20ms a 3 x arranque a 50 Hz, típico
Precisión de temporizadores	±3% del tiempo de operación ó 30 mseg. (el que sea mayor)
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

DESCRIPCIÓN DE PRODUCTO**2.4.1.6. SOBREINTENSIDAD INSTANTÁNEA DE NEUTRO (50N)**

Corriente	Fasor Fundamental (sin armónicos)
Corriente nominal	Para conexión a TI de 1 ó 5 A.
Nivel de arranque	0,05 a 160,00 A en pasos de 0,01 A
Nivel de reposición	97% del valor de arranque
Precisión	±0,5% de la lectura ± 10 mA desde 0,05 hasta 10 A ±1,5% de la lectura para valores superiores
Sobrealcance	<2%
Tiempo de actuación	0,00 a 900,00 s. en pasos de 0,01 s.
Retardo a la reposición	0,00 a 900,00 s. en pasos de 0,01 s.
Tiempo de operación	20ms a 3 x arranque a 50 Hz, típico
Precisión de temporizadores	±3% del tiempo de operación ó 30 mseg. (el que sea mayor)
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

2.4.1.7. SOBREINTENSIDAD INSTANTÁNEA DE TIERRA (50SG)

Corriente	Fasor Fundamental (sin armónicos) o RMS
Tensión	Para conexión a TI de 1 ó 5 A.
Nivel de arranque	0,005 a 16,000 A en pasos de 0,001 A
Nivel de reposición	97% del valor de arranque
Precisión	±1.5% de la lectura ± 1 mA desde 0,005 hasta 16 A
Sobrealcance	<2%
Tiempo de actuación	0,00 a 900,00 s. en pasos de 0,01 s.
Retardo a la reposición	0,00 a 900,00 s. en pasos de 0,01 s.
Tiempo de operación	20ms a 3 x arranque a 50 Hz
Precisión de temporizadores	±3% del tiempo de operación ó 30 mseg. (el que sea mayor)
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

2.4.1.8. SOBREINTENSIDAD INSTANTÁNEA DE TIERRA AISLADA (50IG)

Corriente	Fasor Fundamental (sin armónicos)
Tensión	Fasor Fundamental (sin armónicos)
Nivel de arranque de corriente	0,005 a 0,400 A en pasos de 0,001 A
Nivel de arranque de tensión	De 2 a 70 V en pasos de 1 V
Nivel de reposición	97-98% del valor de arranque
Precisión	±1.5% de la lectura ± 1 mA desde 0.005 hasta 16 A
Tiempo de actuación	0,00 a 900,00 s. en pasos de 0,01 s.
Tiempo a Instantáneo	0,00 a 900,00 s. en pasos de 0,01 s.
Precisión de temporizadores	±3% del tiempo de operación ó 30 mseg. (el que sea mayor)
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

DESCRIPCION DE PRODUCTO

2.4.1.9. SECUENCIA NEGATIVA (48)

Corriente	Fasor Fundamental (sin armónicos)
Nivel de arranque	0,05 a 160,0 A en pasos de 0,01 A
Nivel de reposición	98% del valor de arranque
Precisión	±0,5% de la lectura ± 10 mA desde 0.05 hasta 10 A ±1,5% de la lectura para valores superiores
Curvas de actuación	IEEE extremadamente / muy / moderadamente Inversa Curva IEC A/B/C/long-time Inversa/short time Inversa IAC extremadamente / muy / normalmente / moderadamente Inversa ANSI extremadamente / muy / normalmente / moderadamente Inversa i^2t Tiempo definido Curva del rectificador Curva de usuario Curva de usuario™ A/B/C/D
Dial de tiempo	De 0,00 a 900,00 s en pasos de 0,01s
Tipo de reposición	Instantánea o temporizada según IEEE
Precisión de temporizadores	Opera a > 1,03 veces el arranque ±3,5% del tiempo de operación ó 30 mseg. (el que sea mayor)
Nivel de saturación	48 veces el tiempo de reposición
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

2.4.1.10. UNIDADES DIRECCIONALES DE FASE (87P)

Direccionalidad	Hacia delante / detrás seleccionable mediante ajuste
Polarización	Tensión cruzada: Sec. ABC: Fase A (VBC), Fase B (VCA) y Fase C (VAB) Sec. ACB: Fase A (VCB), Fase B (VAC) y Fase C (VBA)
Umbral de tensión de polarización	0 a 300 Vac en pasos de 1 V
Angulo característico	-90° a +90° en pasos de 1°
Lógica de bloqueo	Permiso o bloqueo seleccionables mediante ajuste
Precisión en ángulo	±2° para I > 0,1 A y V > 5 Vac
Tiempo de respuesta	<30ms, típico

DESCRIPCIÓN DE PRODUCTO

2.4.1.11. UNIDAD DIRECCIONAL DE TIERRA (87G)

Direccionalidad	Hacia delante / detrás seleccionable mediante ajuste
Polarización	Por Tensión, corriente, dual
Tensión de polarización	V_N (medida o calculada, seleccionable mediante ajuste)
Corriente de polarización	I_{sg} (medida desde el 5º transformador de corriente)
Corriente de operación	I_g (medida desde el 4º transformador de corriente)
Umbral de tensión de polarización	0 a 300 Vac en pasos de 1 V
Umbral de corriente de polarización	0,005 A
Angulo característico	-90° a +90° en pasos de 1°
Lógica de bloqueo	Permiso o bloqueo seleccionables mediante ajuste
Precisión en ángulo	±2° para $I > 0,1$ A y $V > 5$ Vac
Tiempo de respuesta	<30ms, típico

2.4.1.12. UNIDAD DIRECCIONAL DE NEUTRO (87N)

Direccionalidad	Hacia delante / detrás seleccionable mediante ajuste
Polarización	Por Tensión, corriente, dual
Tensión de polarización	V_N (medida o calculada, seleccionable mediante ajuste)
Corriente de polarización	I_{sg} (medida desde el 5º transformador de corriente)
Corriente de operación	I_N
Umbral de tensión de polarización	0 a 300 Vac en pasos de 1 V
Umbral de corriente de polarización	0,005 A
Angulo característico	-90° a +90° en pasos de 1°
Lógica de bloqueo	Permiso o bloqueo seleccionables mediante ajuste
Precisión en ángulo	±2° para $I > 0,1$ A y $V > 5$ Vac
Tiempo de respuesta	<30ms, típico

2.4.1.13. UNIDADES DIRECCIONALES DE TIERRA SENSIBLE (87SG)

Direccionalidad	Hacia delante / detrás seleccionable mediante ajuste
Polarización	Tensión
Tensión de polarización	V_N (medida o calculada, seleccionable mediante ajuste)
Corriente de operación	I_{sg} (medida desde el 5º transformador de corriente)
Umbral de tensión de polarización	0 a 300 Vac en pasos de 1 V
Angulo característico	-90° a +90° en pasos de 1°
Lógica de bloqueo	Permiso o bloqueo seleccionables mediante ajuste
Precisión en ángulo	±2° para $I > 0,1$ A y $V > 5$ Vac
Tiempo de respuesta	<30ms, típico

DESCRIPCION DE PRODUCTO

2.4.1.14. IMAGEN TÉRMICA (49)

Corriente	Fasor Fundamental (sin armónicos)
Corriente nominal	Para conexión a TI de 1 ó 5 A.
Nivel de arranque	0,05 a 160,0 A en pasos de 0,01 A
Nivel de reposición	97% del valor de arranque
Precisión	±0.5% de la lectura ± 10 mA desde 0.5 hasta 10 A ±1.5% de la lectura para valores superiores
Precisión de temporizadores	±3,5% del tiempo de operación ó 30 mseg. (el que sea mayor)
Constante de calentamiento	Entre 3 y 600 minutos
Constante de enfriamiento	De 1 a 6 veces la constante de calentamiento
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

2.4.1.15. MÁXIMA TENSIÓN DE FASES (59P)

Tensión	Fasor fundamental (sin armónicos) de las tensiones fase-fase
Nivel de arranque	De 3 a 300 en pasos de 1 V
Nivel de reposición	97% del valor de arranque
Precisión	±1% de la lectura ± 0,1% del Fondo de escala desde 10 hasta 275 V
Tiempo de actuación	0,00 a 900,00 s. en pasos de 0,01 s.
Retardo a la reposición	0,00 a 900,00 s. en pasos de 0,01 s.
Precisión de temporizadores	±3,5% del tiempo de operación ó 30 mseg. (el que sea mayor)
Lógica	Cualquiera/dos/todas las fases seleccionable mediante ajuste.
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

2.4.1.16. MÍNIMA TENSIÓN DE FASES (27P)

Tensión	Fasor fundamental de la tensión fase-tierra o fase-fase (seleccionable mediante ajuste)
Nivel de arranque	De 3 a 300 en pasos de 1 V
Nivel de reposición	103% del valor de arranque
Precisión	±1% de la lectura ± 0,1 % del Fondo de escala desde 10 hasta 275 V
Curvas de actuación	Tiempo fijo o curva inversa
Tipo de reposición	Instantánea
Dial de tiempo	0,00 a 900,00 s. en pasos de 0.01 s.
Precisión de temporizadores	±3,5% del tiempo de operación ó 30 mseg. (el que sea mayor)
Umbral mínimo de intensidad de fase	De 0 a 300 en pasos de 1 V
Lógica	Cualquiera/dos/todas las fases seleccionable mediante ajuste.
Supervisado por el estado del Interruptor	Seleccionable mediante ajuste
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

DESCRIPCIÓN DE PRODUCTO**2.4.1.17. MÁXIMA TENSION DE NEUTRO (59NH/59NL)**

Tensión	Fasor fundamental de la tensión de neutro
Nivel de arranque	De 3 a 300 en pasos de 1 V
Nivel de reposición	97% del valor de arranque
Precisión	±1% de la lectura ± 0,1% del Fondo de escala desde 10 hasta 275 V
Tiempo de operación	0.00 a 900.00 s. en pasos de 0.01 s.
Tipo de reposición	0.00 a 900.00 s. en pasos de 0.01 s.
Precisión de temporizadores	±3,5% del tiempo de operación ó 30 mseg. (el que sea mayor)
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

2.4.1.18. MÁXIMA TENSION DE SECUENCIA NEGATIVA (47)

Tensión	Fasor fundamental de la tensión de neutro
Nivel de arranque	De 3 a 300 en pasos de 1 V
Nivel de reposición	97% del valor de arranque
Precisión	±1% de la lectura ± 0,1% del Fondo de escala desde 10 hasta 275 V
Tiempo de operación	0.00 a 900.00 s. en pasos de 0.01 s.
Tipo de reposición	0.00 a 900.00 s. en pasos de 0.01 s.
Precisión de temporizadores	±3,5% del tiempo de operación ó 30 mseg. (el que sea mayor)
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

2.4.1.19. MÁXIMA TENSION AUXILIAR (59X)

Tensión	Fasor fundamental de la tensión de neutro
Nivel de arranque	De 3 a 300 en pasos de 1 V
Nivel de reposición	97% del valor de arranque
Precisión	±1% de la lectura ± 0,1% del Fondo de escala desde 10 hasta 275 V
Tiempo de operación	0.00 a 900.00 s. en pasos de 0.01 s.
Tipo de reposición	0.00 a 900.00 s. en pasos de 0.01 s.
Precisión de temporizadores	±3,5% del tiempo de operación ó 30 mseg. (el que sea mayor)
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

2.4.1.20. MÍNIMA TENSION AUXILIAR (27X)

Tensión	Fasor fundamental de la tensión de neutro
Nivel de arranque	De 3 a 300 en pasos de 1 V
Nivel de reposición	97% del valor de arranque
Precisión	±1% de la lectura ± 0,1% del Fondo de escala desde 10 hasta 275 V
Curvas de actuación	Tiempo fijo o curva inversa
Tipo de reposición	Instantáneo
Dial de tiempo	0,00 a 900,00 s. en pasos de 0,01 s.
Precisión de temporizadores	±3,5% del tiempo de operación ó 30 mseg. (el que sea mayor)
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

DESCRIPCION DE PRODUCTO

2.4.1.21. *MÍNIMA FRECUENCIA (81U)*

Nivel de arranque	20,00 a 65,00 Hz en pasos de 0,01 Hz
Nivel de reposición	Nivel de arranque + 0,03 Hz
Precisión	±0,01 Hz de la lectura
Tiempo de operación	0,00 a 900,00 s. en pasos de 0,01 s.
Tiempo de reposición	0,00 a 900,00 s. en pasos de 0,01 s.
Umbral mínimo de Intensidad de fase	De 30 a 300V en pasos de 1 V
Precisión de temporizadores	±3,5% del tiempo de operación ó 100 mseg. (el que sea mayor)
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

2.4.1.22. *MÁXIMA FRECUENCIA (81O)*

Nivel de arranque	20,00 a 65,00 Hz en pasos de 0,01 Hz
Nivel de reposición	Nivel de arranque - 0,03 Hz
Precisión	±0,01 Hz de la lectura
Tiempo de operación	0,00 a 900,00 s. en pasos de 0,01 s.
Tiempo de reposición	0,00 a 900,00 s. en pasos de 0,01 s.
Umbral mínimo de Intensidad de fase	De 30 a 300V en pasos de 1 V
Precisión de temporizadores	±3,5% del tiempo de operación ó 100 mseg. (el que sea mayor)
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

2.4.1.23. *POTENCIA DIRECTA (32FP)*

Intensidad, Tensión	Fasor Fundamental (valores primarios)
Número de etapas	2
Nivel de arranque (dos etapas)	0,00-10.000,00 MW en pasos de 0,01 MW
Nivel de reposición	97% del nivel de arranque
Precisión de las magnitudes primarias	±3% en el rango completo.
Temporización (dos etapas)	De 0,00 a 900,00 s en pasos de 0,01 s
Precisión de temporizadores	±3,5% del tiempo de operación ó 30 mseg. (el que sea mayor)
Tiempo de bloqueo tras cierre	De 0,00 a 900,00 s en pasos de 0,01 s
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

2.4.1.24. *POTENCIA DIRECTA SENSIBLE (32)*

Intensidad, Tensión	Fasor Fundamental (valores primarios)
Número de etapas	2
Nivel de arranque (dos etapas)	De -10.000,00 a 10.000,00 MW en pasos de 0,01 MW
Ángulo característico (dos etapas)	De 0,00 a 359,99 en pasos de 0,01
Nivel de reposición	97% del nivel de arranque
Precisión de las magnitudes primarias	±3% en el rango completo.
Temporización (dos etapas)	De 0,00 a 900,00 s en pasos de 0,01 s
Precisión de temporizadores	±3,5% del tiempo de operación ó 30 mseg. (el que sea mayor)
Tiempo de bloqueo tras cierre	De 0,00 a 900,00 s en pasos de 0,01 s
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

DESCRIPCIÓN DE PRODUCTO

2.4.1.25. CONDUCTOR ROTO (I2/I1)

Nivel de arranque	20.0-100.0% (relación I2/I1) en pasos de 0,1%
Nivel de reposición	97% del nivel de arranque
Temporización	0,00 a 900,00 s en pasos de 0,01 s
Precisión de temporizadores	±3,5% del tiempo de operación ó 30 mseg. (el que sea mayor)
Umbral mínimo de intensidad de fase	0,05 A
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste
Umbral de operaciones	0,000 a 1,000 A en pasos de 0,001 A

Nota: El nivel de inhibición de corriente I2/I1 para las distintas versiones de firmware es del modo siguiente:

Versión Firmware	Nivel de Inhibición de Corriente
1.50 o Menor	10 mA
1.60 o Mayor	50 mA
1.80 o Menor	Seleccionable mediante ajustes de 0,000 a 1,000 en pasos de 0.001 A

2.4.1.26. ROTOR BLOQUEADO (48)

Corriente	Fasor (sin armónicos) o RMS
Corriente nominal	Para conexión de 1 a 5 A CTs.
Corriente carga completa	0.10 a 10.00 KA en pasos de 0.01 KA
Nivel de arranque	1.01 a 109.00 en pasos de 0.01
Nivel de reposición	97% del nivel de arranque
Precisión de nivel para magnitudes primarias	±3% rango completo.
Temporización	0.00 a 900.00 s. en pasos de 0.01 s.
Tiempo de actuación	0.00 a 900.00 s. en pasos de 0.01 s.
Tiempo de operación	20 ms a 3 x Arranque a 50 Hz, típico
Precisión de temporizadores	±3.5% del tiempo de operación o 30 ms. (el que sea mayor)
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

DESCRIPCION DE PRODUCTO

2.4.2. CONTROL

2.4.2.1. REENGANCHADOR (79)

Esquemas	Disparo trifásico
Nº de reenganches	4
Tiempo de reenganche	Selección Independiente de tiempo muerto antes de cada disparo ajustable entre 0 y 900s en pasos de 0,01 s.
Tiempo de seguridad	Ajustable para cada reintento entre 0,00 y 900,00 s
Permiso de condiciones	Seleccionable mediante ajuste
Tiempo de espera	0,00 a 900,00 s en pasos de 0,01 s
Tiempo de reposición	0,00 a 900,00 s en pasos de 0,01 s
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste
Posibilidad de cambio de los ajustes de protección después de cada reintento mediante PLC (bloqueo de señales disponible tras cada reenganche).	

2.4.2.2. SINCRONISMO (25)

Niveles Muerta / viva para línea y barra	0,00 a 300,00 en pasos de 0,01 V
Máxima diferencia de tensión	2,00 a 300,00 V en pasos de 0,01 V
Máxima diferencia de ángulo	2,0° a 80,0° en pasos de 0,1°
Deslizamiento máximo de la frecuencia	10 a 5000 mHz en pasos de 10 mHz
Tiempo de sincronismo	0,01 a 600,00 s en pasos de 0,01
Precisión de ángulo	2°
Función de Fuente Muerta	Ninguna (LM-BM) Línea Muerta-Barra Muerta (LV-BM) Línea Viva-Barra Muerta (LM-BV) Línea Muerta-Barra Viva
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

2.4.2.3. FALLO DE FUSIBLE

Algoritmo basado en secuencia positiva de tensión e intensidad
Activación por ratio V_2/V_1

2.4.2.4. FALLO DE INTERRUPTOR (50BF)

Corriente	Fasor Fundamental (sin armónicos)
Corriente nominal	Apto para conexión a TI de 1 ó 5 A.
Nivel de arranque para supervisión	0,05 a 160,00 A en pasos de 0,01 A
Nivel de arranque para nivel alto	0,05 a 160,00 A en pasos de 0,01 A
Nivel de arranque para nivel bajo	0,05 a 160,00 A en pasos de 0,01 A
Nivel de arranque para arco interno	0,05 a 160,00 A en pasos de 0,01 A
Nivel de reposición	97% del valor de arranque
Precisión de nivel	±0,5% de la lectura ± 10 mA desde 0,05 hasta 10 A ±1,5% de la lectura para valores superiores
Precisión de temporizadores	±3,5% del tiempo de operación ó 30 mseg. (el que sea mayor)
Tipo de reposición	Instantánea
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

DESCRIPCIÓN DE PRODUCTO

2.4.2.5. AJUSTES DEL INTERRUPTOR

Número de aparamenta	1 a 16 (selección de aparamenta para control del interruptor)
KI ² t máximo	0,00 a 9999,99 en pasos de 0,01 (kA) ² s
KI ² t integ. Time	0,03 a 0,25 s en pasos de 0,01 s
Máximo de aperturas	0 a 9999 en pasos de 1
Máximo de aperturas en una hora	1 a 60 en pasos de 1
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

2.4.2.6. MANTENIMIENTO DEL INTERRUPTOR

KI ² t Contadores de Interruptor para fases A, B, C	0,00 a 9999,99 en pasos de 0,01 (kA) ² s
Contadores de apertura de interruptor	0 a 9999 en pasos de 1
Contadores de cierre de interruptor	0 a 9999 en pasos de 1

2.4.2.7. APARAMENTA

Aparamenta	1 a 16 (configurable en la pantalla "Configuración relé")
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste (para cada aparamenta en "system setup")

DESCRIPCION DE PRODUCTO

2.4.3. MONITORIZACIÓN

2.4.3.1. OSCILOGRAFÍA

Máximo número de registros	Hasta 20 registros oscilográficos
Relación de muestreo	Programable a 4, 8, 16, 32 o 64 muestras por ciclo
Capacidad por registro	<u>27592 muestras</u> número oscilos * número de muestras/ciclo
Posición del arranque	5% al 95% de la longitud total
Arranque	Programable mediante PLC
Datos	5 canales de corriente y 4 canales de tensión Hasta 16 canales digitales programables mediante PLC
Almacenamiento de datos	En memoria no volátil (flash) sin batería
Formato	Estándar Internacional COMTRADE ASCII-IEEE C37.111-1999.
Sobreescritura automática	Seleccionable mediante ajuste (los registros oscilográficos pueden ser concatenados)
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

2.4.3.2. LOCALIZADOR DE FALTAS

Método	De un solo lado de la línea
Módulo de secuencia positiva:	0,01 a 250,00 Ohm en pasos de 0,01 Ohm
Ángulo de secuencia positiva	25 a 90° en pasos de 1°
Módulo de secuencia cero	0,01 a 750,00 Ohm en pasos de 0,01 Ohm
Ángulo de secuencia cero	25 a 90° en pasos de 1°
Longitud de línea	0,0 a 2000,0 en pasos de 0,1 (millas o Km)
Precisión	5% (típica)
Mostrar falta en HMI	Seleccionable mediante ajuste
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste
Máximo número de registros	Hasta 10 registros de faltas
Datos	Fecha y hora de la falta, corrientes y tensiones anteriores a la falta, corrientes y tensiones de la falta, tipo de falta, distancia a la falta (localización de la falta) parámetros de línea, información del estatus del reenganchador e Interruptor
Almacenamiento de datos	En memoria no volátil (flash) sin batería disponible mediante comunicaciones En memoria volátil (RAM) disponible mediante HMI (si seleccionable mediante ajuste)
Formato	Texto en formato ASCII

DESCRIPCIÓN DE PRODUCTO

2.4.3.3. SUCESOS

Capacidad	479 sucesos en cola circular
Etiquetado	1 mseg., basado en un reloj interno de 100 μ s
Precisión del temporizador	1 mseg. (utilizando la entrada de sincronización IRIG-B)
Arranque	Por operación o caída de cualquier elemento Por cambio de estado en entrada / salida digital Por entrada virtual y control de eventos
Almacenamiento	En memoria no volátil indefinidamente (flash) sin batería
El procedimiento de registro de sucesos puede ser habilitado o deshabilitado mediante ajustes para cada función de protección	

2.4.3.4. EVENTOS DE CONTROL

Capacidad	128 eventos programables mediante PLC
Etiquetado	1 mseg., basado en un reloj interno de 100 μ s
Precisión del temporizador	1 mseg. (utilizando la entrada de sincronización IRIG-B)
Arranque	Por cualquier señal digital programable mediante PLC
Alarma	Posibilidad de mostrar el evento como alarma en el panel de alarmas. Información disponible siempre mediante Comunicaciones para todos los modelos y también en HMI para modelos con display gráfico (M en la lista de modelos)
Almacenamiento	En memoria no volátil indefinidamente (flash) sin batería
Los eventos de control también se muestran en el registro de sucesos	

2.4.3.5. DEMANDA

Número de canales	9
Parámetros	Ia (kA RMS), Ib (kA RMS), Ic (kA RMS), Ig (kA RMS), Isg (kA RMS), I2 (kA), P (MW), Q (MVar) y S (MVA)
Método de intensidad y potencia	Exponencial termal, Intervalo de bloques, Demanda rodante
Medidas	Para cada canal se muestran los valores actual y máximo, con fecha y hora del valor máximo registrado.
Muestras	5, 10, 15, 20, 30, 60 minutos.
Precisión	$\pm 1\%$
Entrada de arranque	Seleccionable mediante ajustes (selección del modo de operación por el método de cálculo del Intervalo de bloques)
Sucesos	Seleccionable mediante ajuste

2.4.3.6. REGISTRADOR DE DATOS

Número de canales	1 a 16
Parámetros	Cualquiera de los valores de medida analógicos disponibles
Muestras	1 segundo, 1, 5, 10, 15, 30, 60 minutos.
Capacidad de almacenamiento	Fija, 32768 medidas

DESCRIPCION DE PRODUCTO**2.4.4. ELEMENTOS PROGRAMABLES POR EL USUARIO****2.4.4.1. LÓGICA DE PLC**

Lenguaje de programación	La configuración lógica se lleva a cabo usando funciones gráficas basadas en el estándar IEC 61131-3
Líneas de código	512
Maniobras permitidas	NOT, XOR, OR (2 a 8 entradas), AND (2 a 8 entradas), NOR (2 a 8 entradas), NAND (2 a 8 entradas), sellado (reset dominante), detectores de flanco, temporizadores. Puertas de defecto de 2 entradas, puertas de 3 a 8 entradas proporcionadas en formato librería.
Librerías	Puertas lógicas totalmente programables por el usuario para crear lógica programable por el usuario para ser distribuida como un único objeto.
Entradas	Cualquier variable lógica, contacto o entrada virtual
Número de temporizadores	Máximo de 8 en cada esquema lógico (proporcionado en formato librería)

2.4.4.2. CURVAS DE USUARIO

Número	4 (De la A a la D)
Puntos de reposición	40 (del 0 al 1 para arranque)
Puntos de operación	80 (del 1 al 20 para arranque)
Temporización	0 a 65535 mseg. en pasos de 1
Nivel de saturación	20 veces el nivel de arranque

2.4.4.3. LEDS PROGRAMABLES POR EL USUARIO

Número	15 configurables más el LED de ready (fijo)
Programabilidad	Desde cualquier variable lógica, contacto o entrada virtual
Modo de reposición	Auto-reposición o sellado Los 5 primeros LEDs están sellados mediante hardware (los de color rojo), normalmente configurados para señales de disparo. Los siguientes 10 (amarillos y verdes) son auto-reseteables pero pueden ser sellados mediante configuración PLC.
Señal de reposición	Los LEDs pueden resetearse mediante hardware, presionando la tecla frontal "ESC" durante más de 3 segundos o utilizando la señal de reposición del LEDs mediante configuración PLC.

2.4.4.4. PANTALLAS PROGRAMABLES POR EL USUARIO

Número de pantallas configurables	1 (diagrama unifilar totalmente configurable). Sólo en displays gráficos.
Número de pantallas fijas	6, Medidas (en valores primarios), Sucesos (todos y nuevos), Alarmas, pantalla de E/S con funcionalidad de prueba para E/S. Sólo en displays gráficos.
Número de pantallas seleccionables	La pantalla por defecto puede seleccionarse entre logotipo, medidas o ambos en modo alternante, para todos los modelos de display (básico y gráfico) La pantalla de medidas contiene corrientes y tensiones para fases y tierra en valores primarios

DESCRIPCIÓN DE PRODUCTO**2.4.4.5. TECLAS FRONTALES PROGRAMABLES POR EL USUARIO**

Número de teclas configurables	5
Operación	Ejecución de operaciones PLC

2.4.5. MEDIDA

2.4.5.1. CORRIENTE

Precisión	$\pm 0,5\%$ de la lectura ± 10 mA desde 0,05 hasta 10 A (para fases y tierra) $\pm 1,5\%$ de la lectura ± 1 mA desde 0,005 hasta 5 A (para tierra sensible). $\pm 1,5\%$ de la lectura para valores superiores
-----------	--

2.4.5.2. TENSIÓN

Precisión	$\pm 1\%$ de la lectura, $\pm 0,1\%$ fondo de escala desde 10 hasta 275 V
-----------	---

2.4.5.3. POTENCIA ACTIVA (WATIOS)

Precisión	$\pm 1\%$ de lectura desde $-0,8 <PF^*, -1$ y $0,8 <PF^*, 1$
-----------	--

2.4.5.4. POTENCIA REACTIVA (VARES)

Precisión	$\pm 1\%$ de lectura para $-0,2 <PF^*, 0,2$
-----------	---

2.4.5.5. POTENCIA APARENTE (VA)

Precisión	$\pm 1\%$ de lectura
-----------	----------------------

2.4.5.6. WATIOS--HORA (POSITIVA Y NEGATIVA)

Precisión	$\pm 1\%$ de lectura
Rango:	± 0 a 2147 MWh
Parámetros	sólo trifásico
Frecuencia de actualización	100 mseg.

2.4.5.7. VARES-HORA (POSITIVA Y NEGATIVA)

Precisión	$\pm 1\%$ de lectura
Rango:	± 0 a 2147 MVarh
Parámetros	sólo trifásico
Frecuencia de Actualización	100 mseg.

2.4.5.8. FACTOR DE POTENCIA

Precisión	0.02
Parámetros	trifásico y monofásico

2.4.5.9. FRECUENCIA

Precisión	± 10 mHz a 50 Hz ± 12 mHz a 60 Hz
-----------	--

2.4.5.10. ÁNGULO

Precisión	2°
-----------	----

DESCRIPCION DE PRODUCTO

2.4.6. ENTRADAS

2.4.6.1. ENTRADAS DE INTENSIDAD CA

Ratio IT	1,0 a 6000,0 en pasos de 0,1
Intensidad nominal hasta sólo un terminal)	Apto para 1 ó 5 A. F650 tiene un rango universal para IT (válido para 1 ó 5A)
Carga del relé	< 0,04 Ohm
Sobrecarga	20 A en permanencia 500 A durante 1 segundo para fases y tierra 50 A durante 1 segundo para tierra sensible

2.4.6.2. ENTRADAS DE TENSIÓN

Ratio TT	1,0 a 6000,0 en pasos de 0,1
Tensión nominal	275 Vac
Rango de medidas	Desde 2 hasta 275 Vca
Carga	0,05 VA a 120 Vca (50 ó 60 Hz)
Sobrecarga	260 Vca en permanencia a neutro 420 Vca durante 1 minuto / hora a neutro

Las entradas de tensión no necesitan varistores, ya que al 100% de los transformadores se les aplica la prueba de impulso.

2.4.6.3. ENTRADAS DIGITALES

Rango de activación	1 a 255 Vcc en pasos de 1 V (seleccionable mediante ajuste)
Impedancia	> 100 kOhm
Error máximo	±10% de arranque ±2,5 V
Carga para entradas de supervisión de tensión	2 mA + V/100 kOhm
Umbral de tensión para entradas de supervisión de tensión	< 10 V (fijo)
Tiempo anti-rebote	1 a 50 en pasos de 1 mseg.
Tiempo de reconocimiento	<1 mseg.
Resolución del temporizador	1 mseg.

Para el Rango de activación y Tiempo anti-rebote hay un único ajuste para todas las entradas en el mismo grupo (entradas compartiendo el mismo común). En paneles mixtos y de supervisión hay dos grupos de entradas, llamados A y B

El tipo de entrada y el tiempo de retardo de la entrada no están agrupados; hay un ajuste diferente para cada entrada.

Tipo de entrada	Fianco Positivo / Fianco Negativo / Positivo/Negativo
Tiempo de retardo de la entrada	0 a 60000 mseg. en pasos de 1 mseg. (retardo de la señal de entrada)

DESCRIPCIÓN DE PRODUCTO

2.4.6.4. ENTRADAS IRIG-B

Modulación de la amplitud	DC SHIFT= entrada demodulada (sin portadora)
Tensión de entrada	TTL
Carga de entrada	1,5 mA
Impedancia de entrada	3,3 kOhm
Tensión mínimo de entrada	2,4 V
Tensión máximo de entrada	±2,4 V
Formato	B000(*) B001, B002 y B003(*) (*) combinaciones de señal reconocidas según el estándar IRIG 200-95.
Aislamiento	2 kV

2.4.7. RELOJ DE TIEMPO REAL

Precisión:	Típica ± 20 ppm
Autonomía	Más de una semana

2.4.8. SALIDAS

Intensidad en permanencia	16 A
Intensidad de cierre	60 A
Intensidad de corte	0,3 A con L/R max. a 125 Vcc 0,25 A con L/R a 250 Vcc
Tiempo operacional	< 8 mseg.
Material de contacto	Aleación de plata

El tipo de salida lógica, tipo de salida y tiempo de salida de pulso son seleccionables por ajuste para cada salida.

Tipo de salida lógica	Positivo/Negativo
Tipo de salida	Normal/Pulso/sellado (seleccionable por ajustes para cada salida)
Tiempo de salida de pulso establecidas como de tipo pulso	0 a 60.000 mseg. en pasos de 1 mseg. (aplicable sólo a señales

Las señales de operación separada y reposición pueden ser configuradas mediante cualquier señal digital programable mediante PLC

Salidas de contacto (F31-F33, F34-F36) para tarjetas tipo 2 (supervisión) en ranura F	El circuito de sellado de corriente se utiliza para verificar la condición de corriente en un circuito durante el tiempo en el que el contacto de disparo permanece cerrado. Si la corriente en el circuito de disparo se mantiene por encima de 100 mA, la función se sella independientemente del estado de la función que causó el disparo.
---	--

DESCRIPCION DE PRODUCTO**2.4.9. FUENTE DE ALIMENTACIÓN****RANGO BAJO (LO)**

Tensión nominal CC	24 a 48 V
Mínima / máxima Tensión CC	19,2 / 57,6 V
Nota	El rango bajo es sólo CC

RANGO ALTO (HI)

Tensión nominal CC	110 a 250 V
Mínima / máxima Tensión CC	88 / 300 V
Tensión Nominal CA	120 a 230 V
Mínima / máxima Tensión CA	102 / 250 V

TODOS LOS RANGOS

Tiempo de retraso por pérdida de tensión	Típico 200 mseg., peor caso 100 mseg. sin reposición del equipo
Consumo	Típico =15 VA, Máximo =45 VA

La retroalimentación del display se apaga automáticamente tras 15 minutos sin tocar ninguna tecla, asegurando una larga vida y un mínimo consumo del display.

2.4.10. COMUNICACIONES**PUERTO FRONTAL**

Puerto Frontal	COM2
Tipo	RS232
Velocidad	300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400, 57600 y 115200 baudios
Velocidad por defecto	19200 baudios
Protocolos disponibles	ModBus [®] RTU / DNP 3.0
Distancia típica	1200 m
Aislamiento	2 kV

PUERTOS TRASEROS ASÍNCRONOS:

Ninguno, o dos puertos traseros (según modelo)	COM1, COM2. (COM2 trasero multiplexado con el puerto frontal).
Tipo	Según modelo
Modelo F	Ninguno
Modelo A	2 puertos RS485
Modelo X	2 puertos RS485 con CAN para módulo de E/S
Modelo P	2 puertos de fibra óptica de plástico de 1 mm
Modelo Y	2 puertos de fibra óptica de plástico con CAN para el módulo de E/S
Modelo G	2 puertos de fibra óptica de cristal con conectores tipo ST
Modelo Z	2 puertos multimodo de fibra óptica de cristal con CAN para el módulo de E/S
Características ópticas para dispositivos con conectores ST	Largo de onda: 1300 nm Tipo de fibra: multimodo 62,5/125 µm o 50/125 µm

DESCRIPCIÓN DE PRODUCTO

Velocidad	300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400, 57600 y 115200 baudios
Velocidad por defecto	19200 baudios
Protocolos disponibles	ModBus [®] RTU / DNP 3.0
Distancia típica	1200 m
Aislamiento	2 kV

PUERTO CAN

Puerto trasero	Puerto CAN en modelos X, Y, Z por puertos traseros asincronos
Tipo	Puerto multimodo de fibra óptica con conectores ST
Longitud de onda	1300 nm
Tipo de fibra	multimodo 62,5/125 µm o 50/125 µm
Aislamiento	2 kV

PUERTO ETHERNET

Puerto trasero	COM3
Tipo (según modelo)	
Modelo B	10/100BaseTX autonegociable
Modelo C	10/100BaseTX + 100Base FX
Modelo D	10/100BaseTX + Doble 100BaseFX (redundancia del medio físico)
10/100BaseTX	Conector RJ45
100BaseTX	Conectores ST
Longitud de onda	1300 nm
Tipo de fibra	multimodo 62,5/125 µm o 50/125 µm
Protocolos disponibles:	ModBus [®] TCP/IP DNP sobre TCP/IP y UDP/IP IEC 870-5-104 Http, ftp, tftp (permiten la utilización de un navegador de Internet estándar)
Distancia típica	1,65 Km
Tiempo de respuesta a los comandos ModBus	10 mseg. típico
Aislamiento	2 kV

En los modelos C y D, el puerto 10/100BaseTX se selecciona mediante un switch interno (ver 3.3.3)

Tiempo de respuesta típico de comandos ModBus: 10 ms

Se incluyen dos LED testigos de transmisión y recepción

2.4.11. CARACTERÍSTICAS MEDIOAMBIENTALES

Temperatura de funcionamiento	- 10°C a + 60°C
Temperatura de almacenamiento	- 40°C a + 80°C
Humedad (sin condensación)	95%
Altitud	Hasta 2000 m
Categoría de instalación	II

DESCRIPCION DE PRODUCTO**2.4.12. EMBALAJE Y PESO**

Peso neto	5 Kg
Peso embalado	6 Kg
Dimensiones embalaje	30x40x40 cm (profundidad x ancho x alto)

2.4.13. PRUEBAS TIPO

CATEGORÍA	NORMA	CLASE	ENSAYO
EMC	IEC 61000-4-1 IEC 60255-22-1	III	Inmunidad a ondas oscilatorias
	IEC 61000-4-2 IEC 60255-22-2	IV	Inmunidad a descarga electrostática
	IEC 61000-4-3 IEC 60255-22-3	III	Perturbaciones de campo electromagnético radiofrecuencia
	IEC 61000-4-4 IEC 60255-22-4	IV	Transitorios rápidos (fast transient)
	IEC 61000-4-5 IEC 60255-22-5	IV	Inmunidad Impulsos (surges)
	IEC 61000-4-6 IEC 60255-22-6	III	Perturbaciones conducidas de campo electromagnético
	IEC 61000-4-8 EN 66100-4-8	IV	Impulsos a campos magnéticos
	ENV50204	III	Perturbaciones de campo electromagnético radiado –1890 MHz
EMC Emisividad	IEC 60255-25 EN 61000-6-4	A	Emisiones conducidas y radiadas
Producto	IEC 60255-5	2 kV	Resistencia aislamiento – test dieléctrico
	IEC 60255-5	6kV .5J	Prueba de Impulso
	IEC60255-11	100 mseg.	Cargas/interrupciones/variaciones de la alimentación
Mecánicas	IEC60255-21-1	I	Vibración (sinusoidal)
	IEC60255-21-2	I	Choques y sacudidas
	IEC60255-21-3	II	Sísmicos

Informe de pruebas tipo disponible bajo solicitud.

El F650 ha sido diseñado para cumplir las más altas cotas de exigencia existentes. Concretamente se siguen las recomendaciones de UNIPEDA para subestaciones de alta tensión, incluso aunque no se requieren clases tan altas para la mayoría de las aplicaciones.

El relé cumple con la normativa ANSI C37.90, y está diseñado para cumplimentar la normativa Internacional.

2.4.14. HOMOLOGACIONES

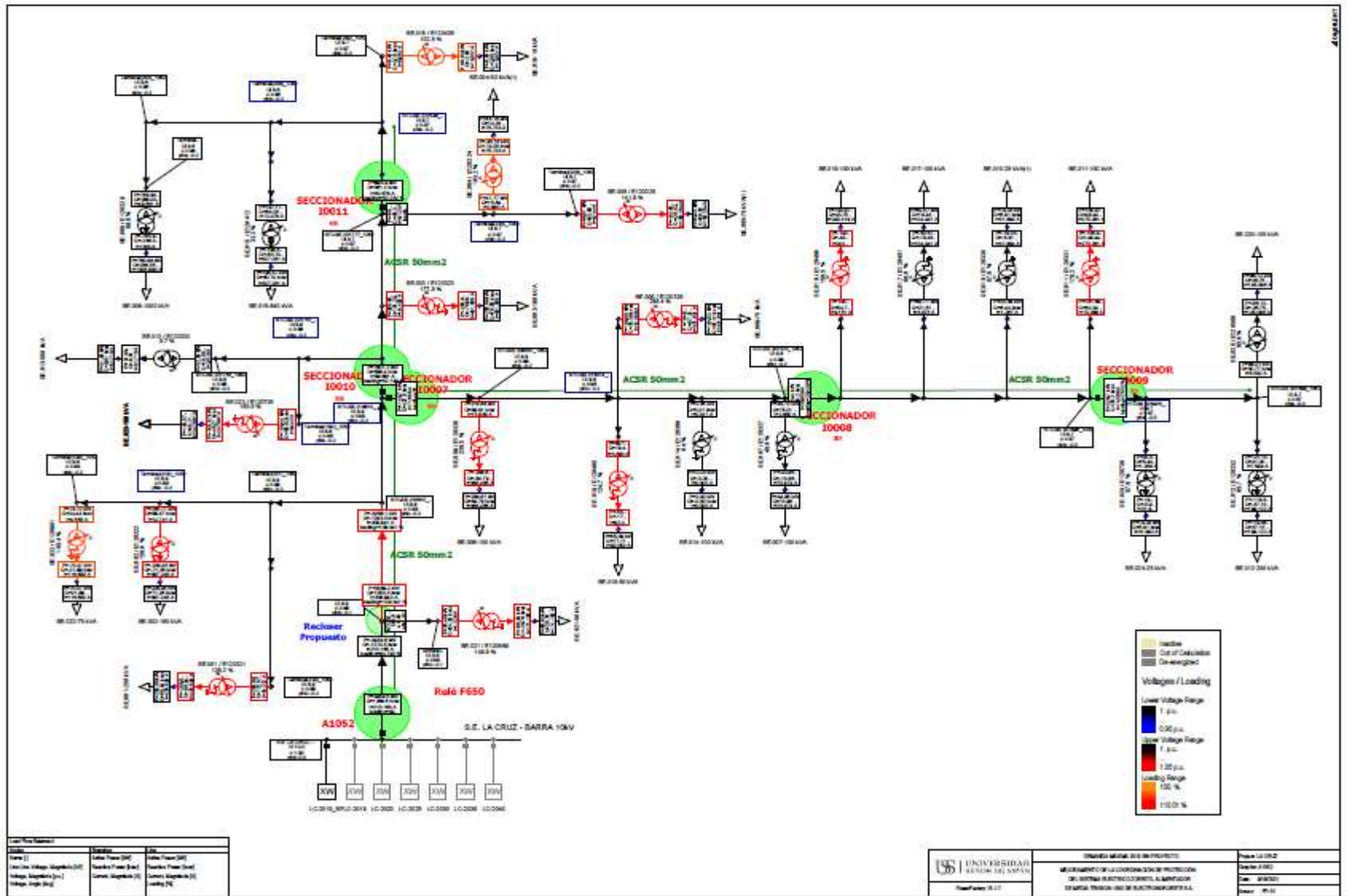
Empresa registrada ISO9001.

Marcado CE: Cumple con la normativa CE relevante para equipos de protección.

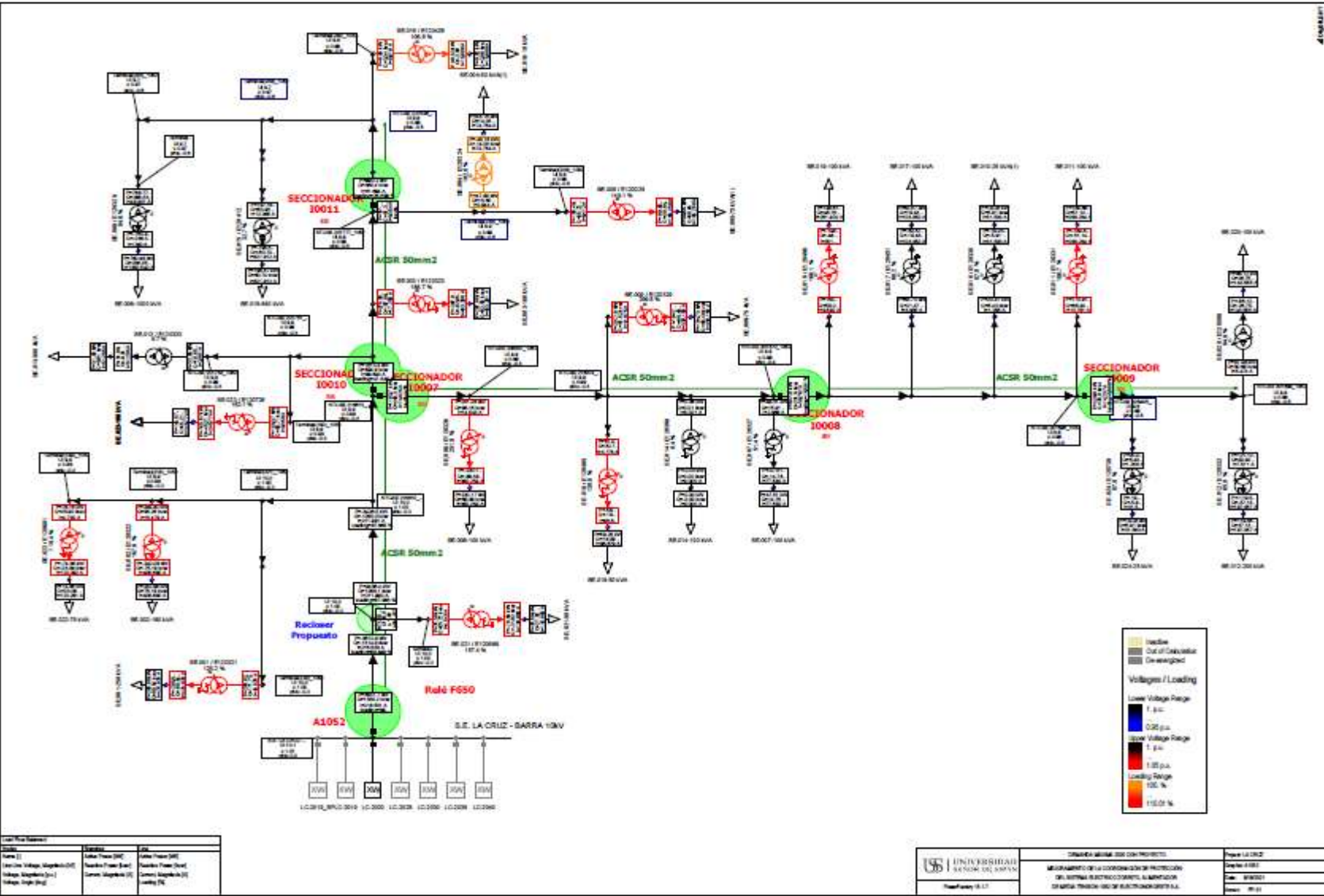
Diagrama unifilar.

Análisis de simulación de flujo de carga.

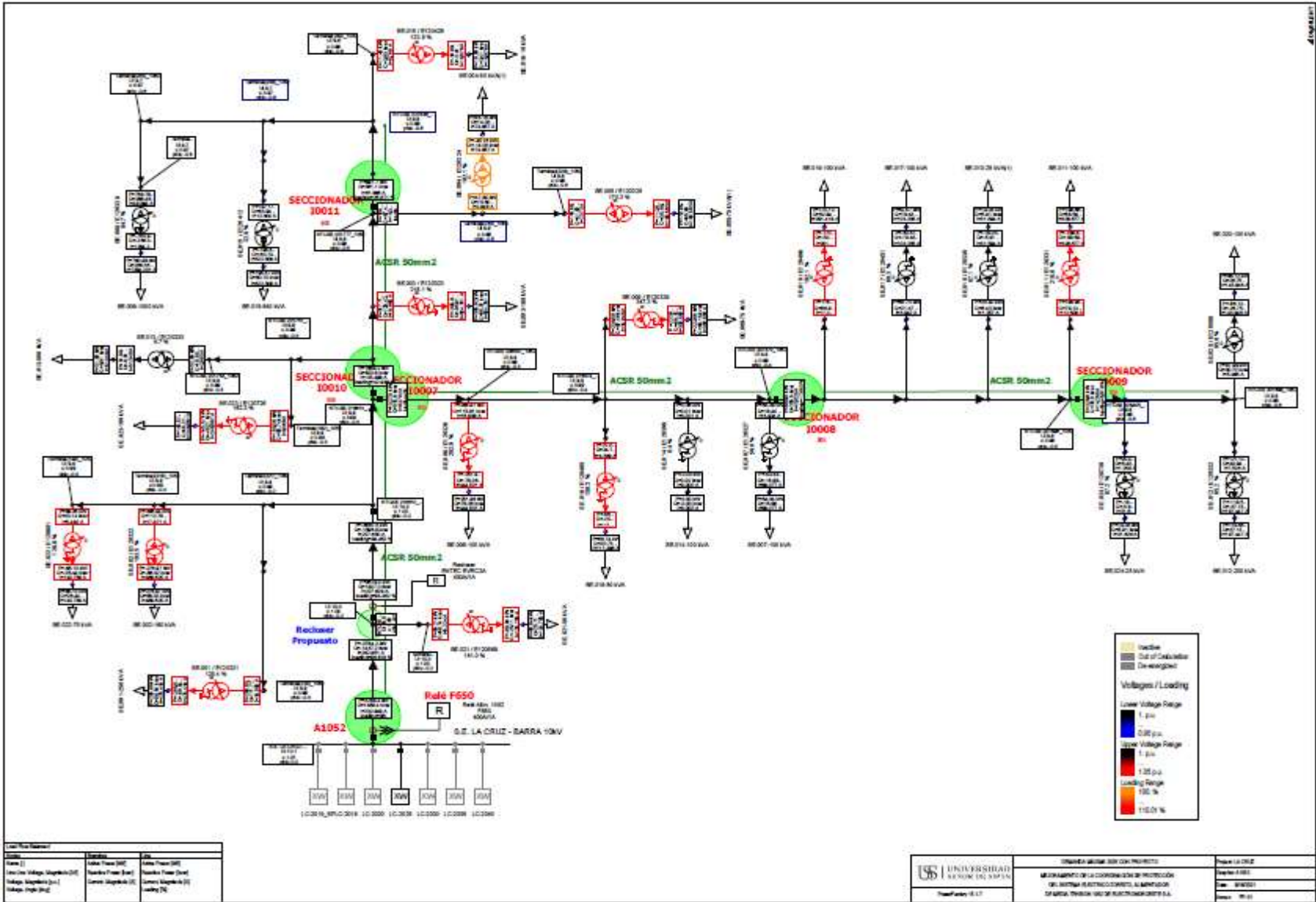
Demanda Máxima 2019 sin Proyecto



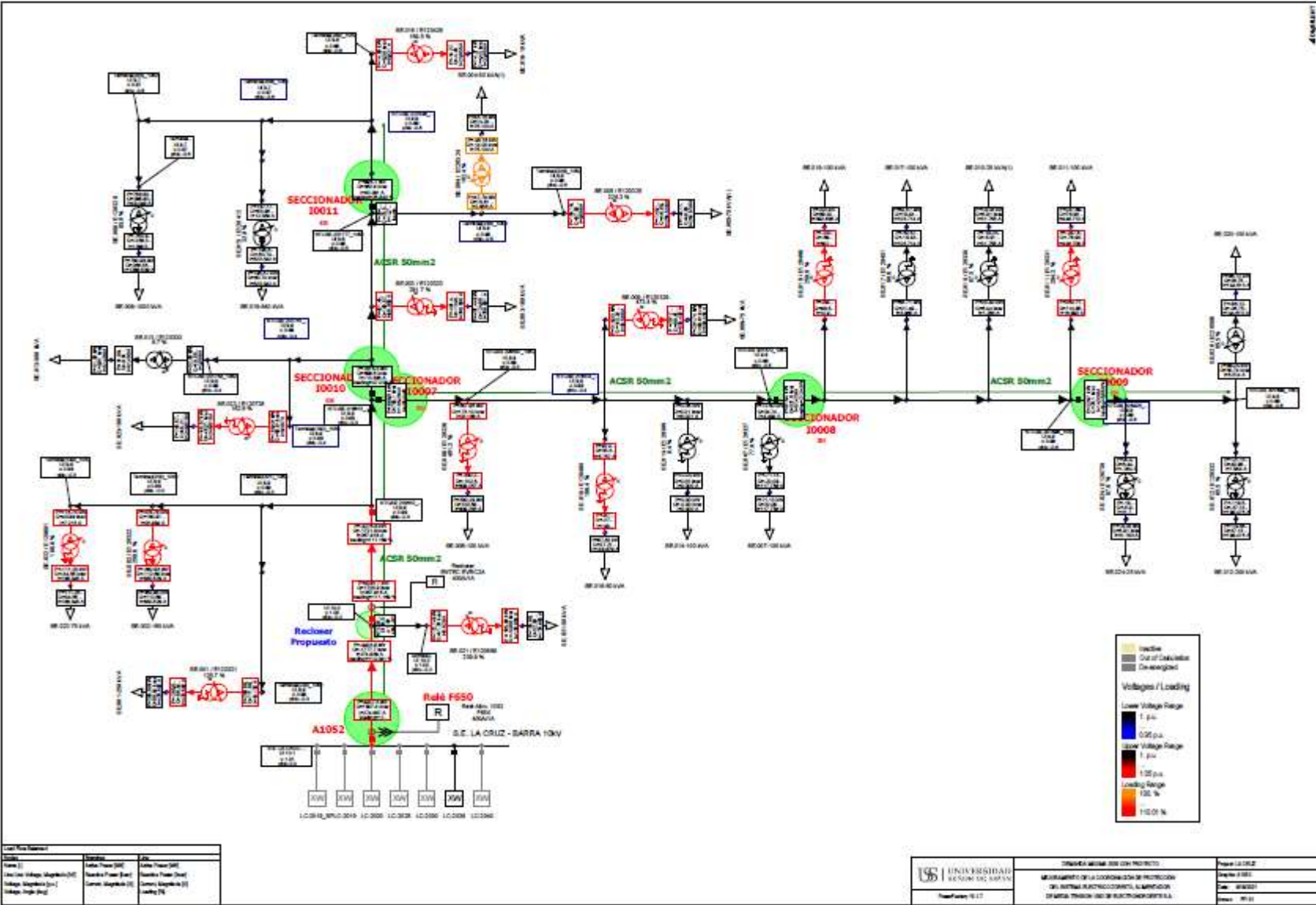
Demanda Máxima 2020



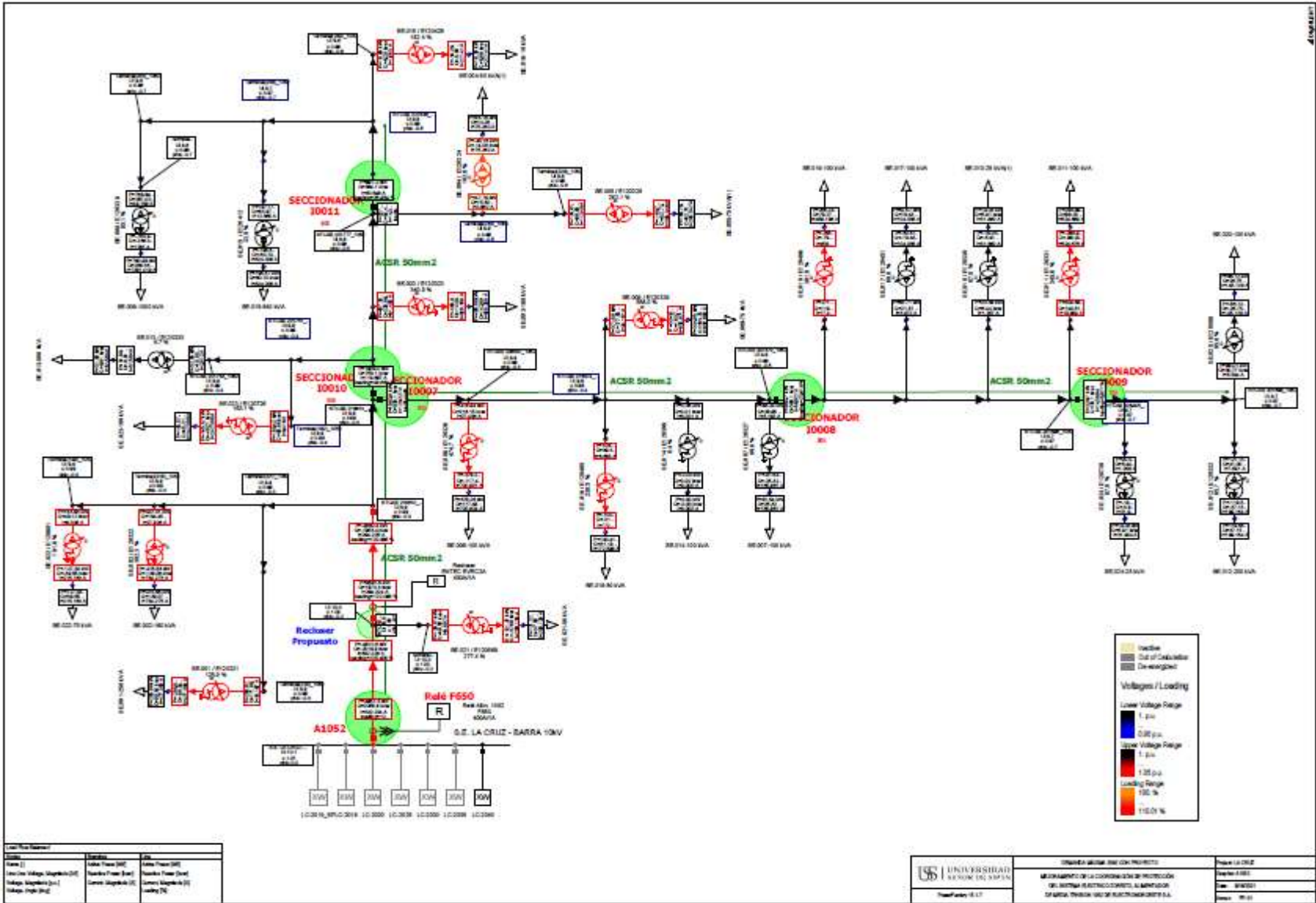
Demanda Máxima 2025



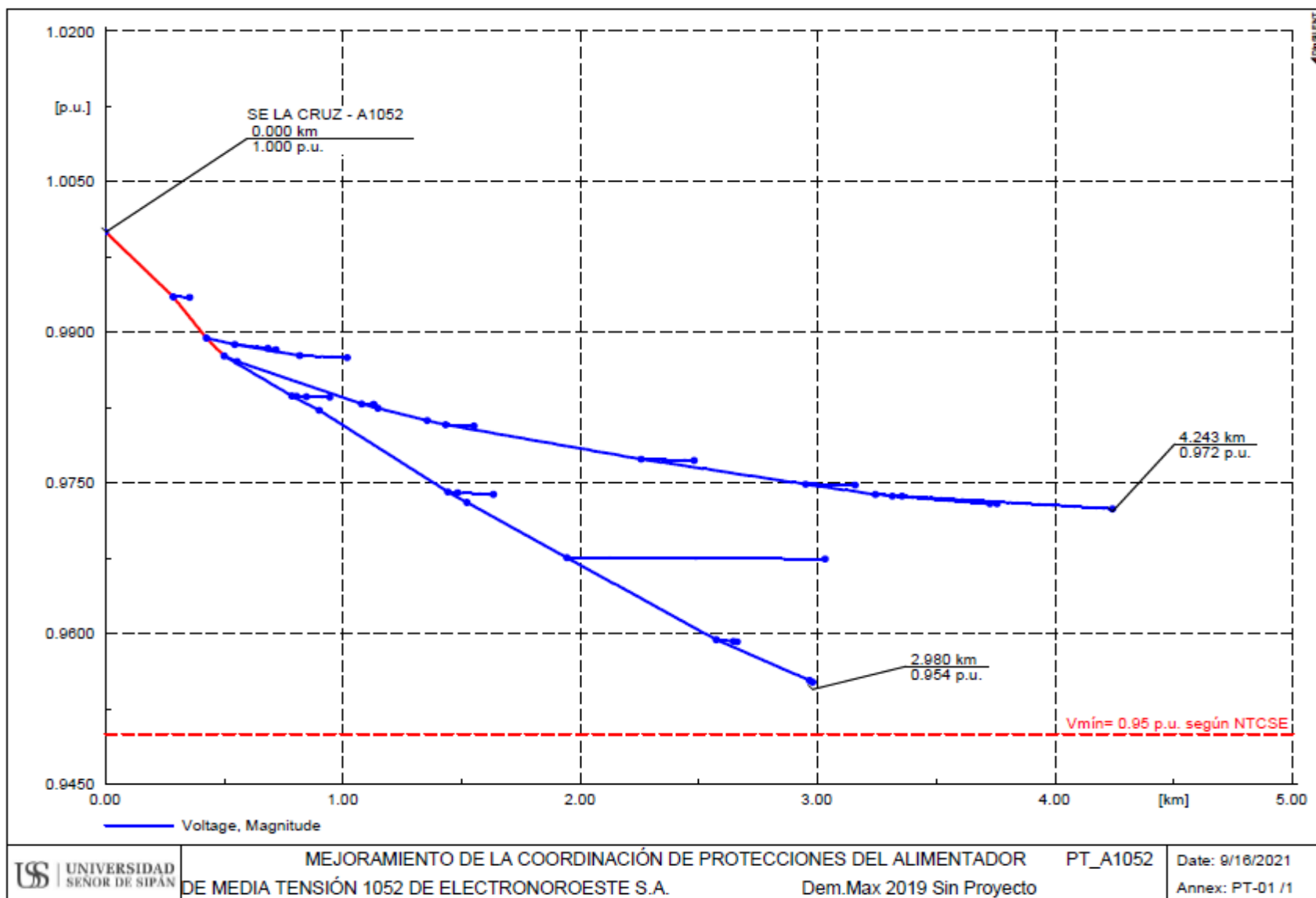
Demanda Máxima 2035



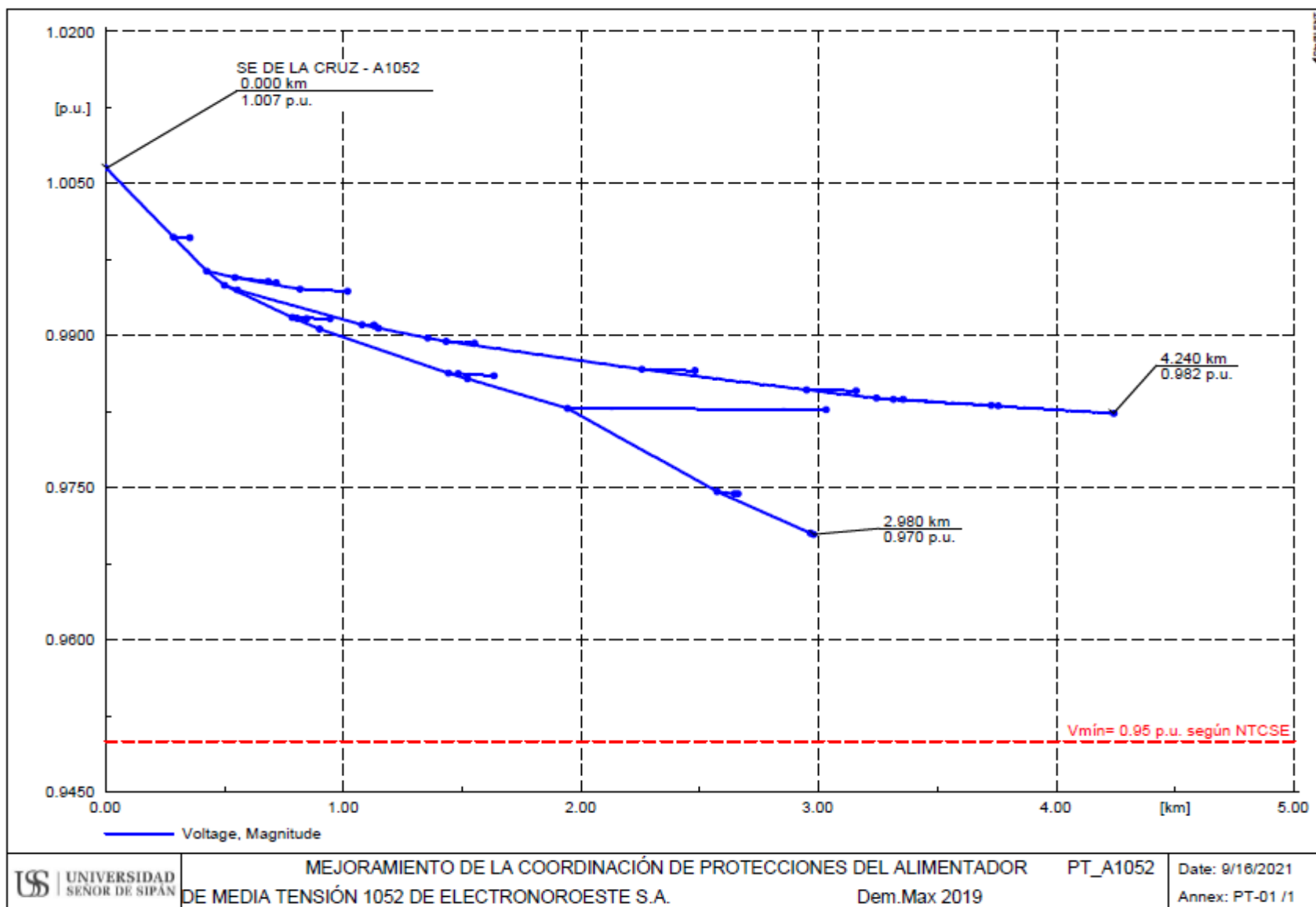
Demanda Máxima 2040



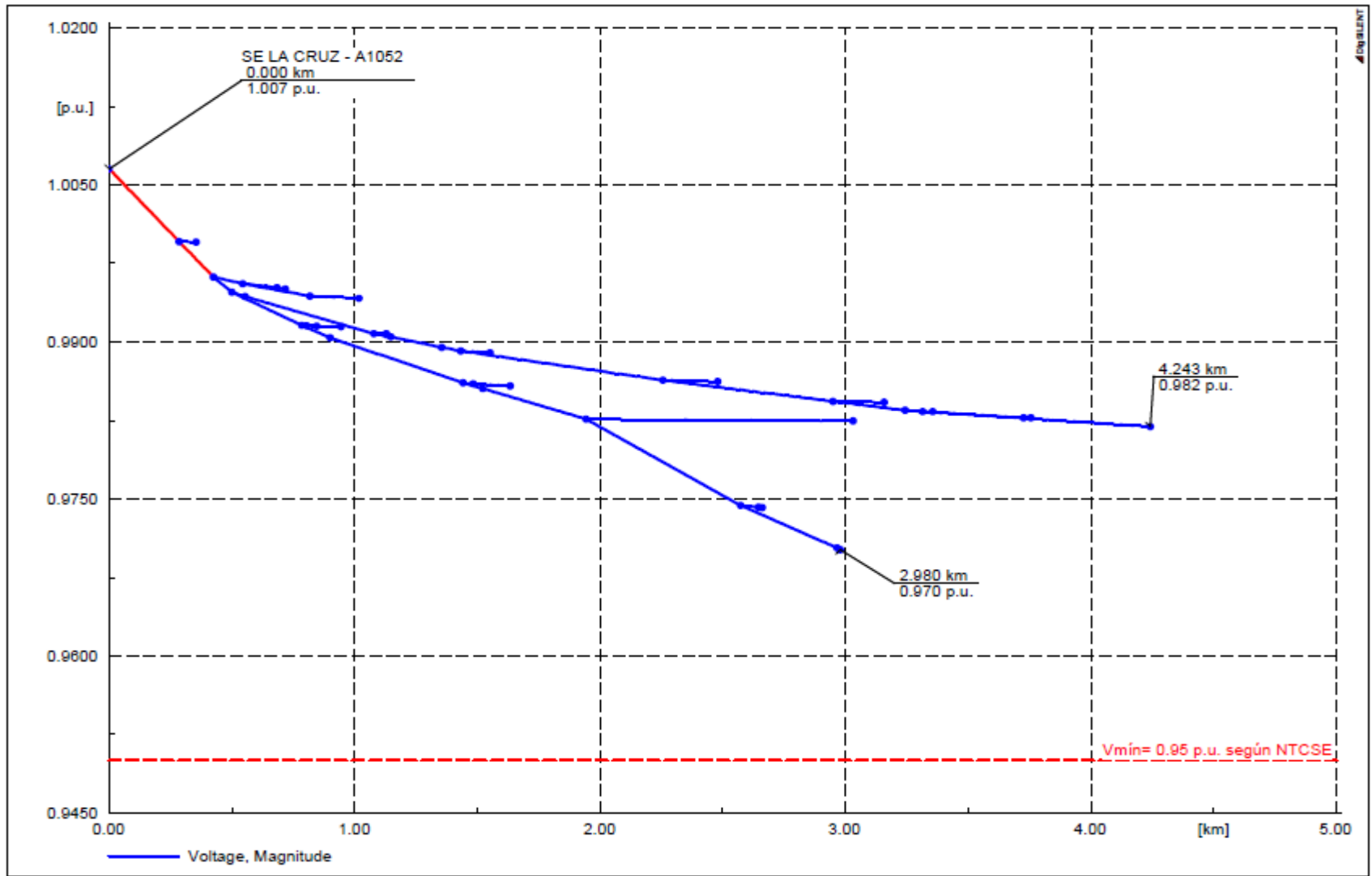
Perfil de Tensión año 2019 sin Proyecto



Perfil de Tensión año 2019 con Proyecto

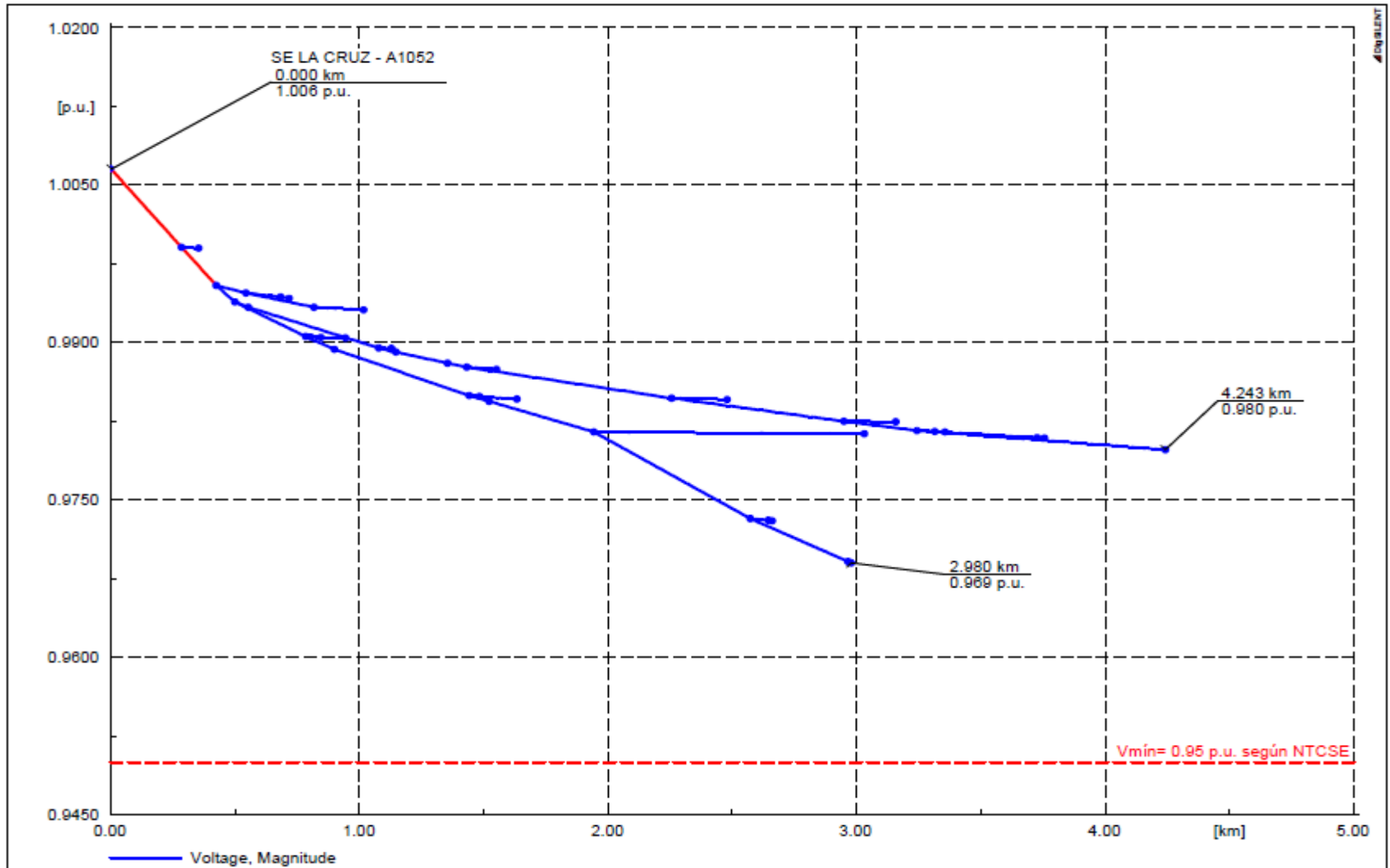


Perfil de Tensión año 2020

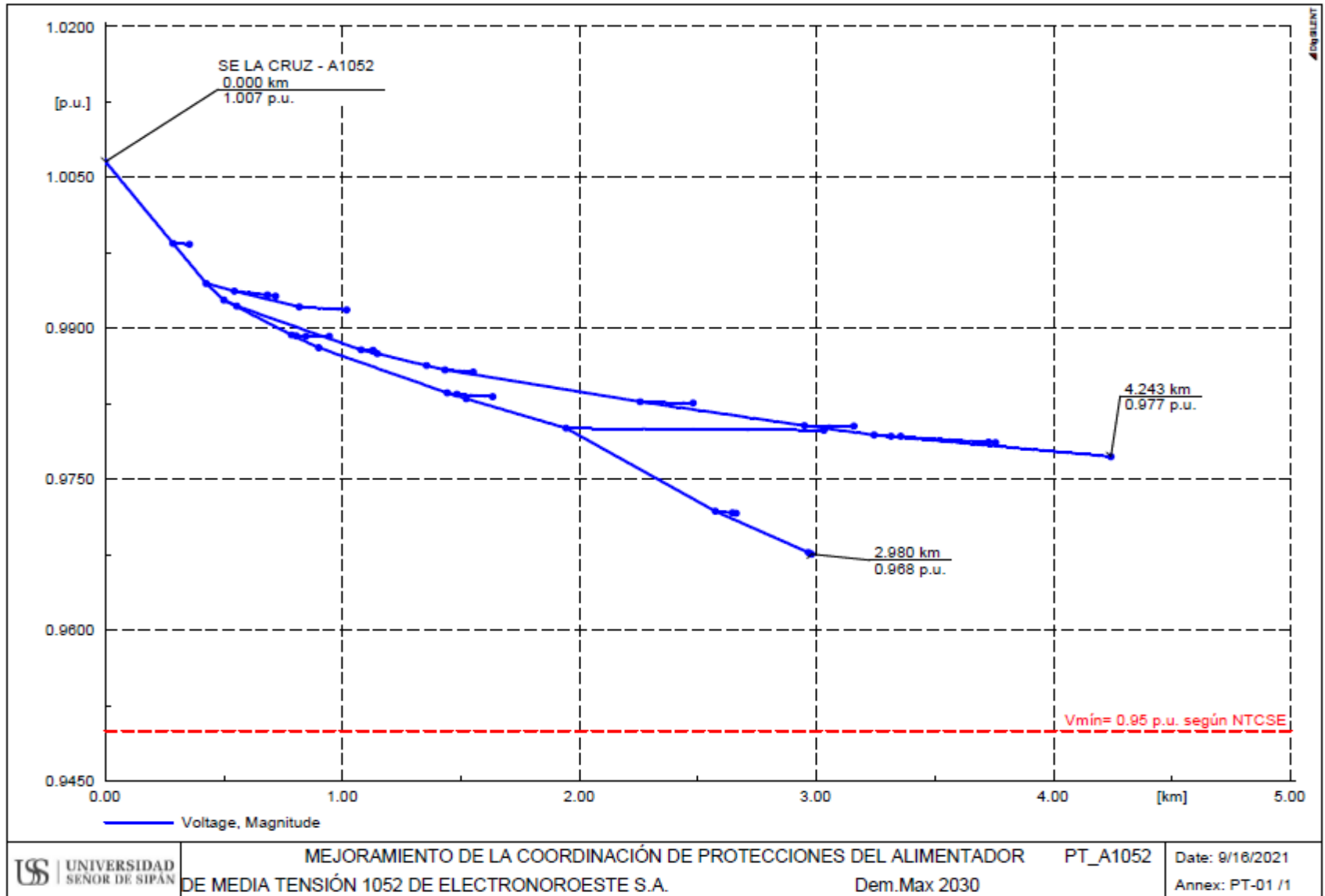


	MEJORAMIENTO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR DE MEDIA TENSIÓN 1052 DE ELECTRONOROESTE S.A.	PT_A1052 Dem.Max 2020	Date: 9/16/2021 Annex: PT-01 /1
--	---	--------------------------	------------------------------------

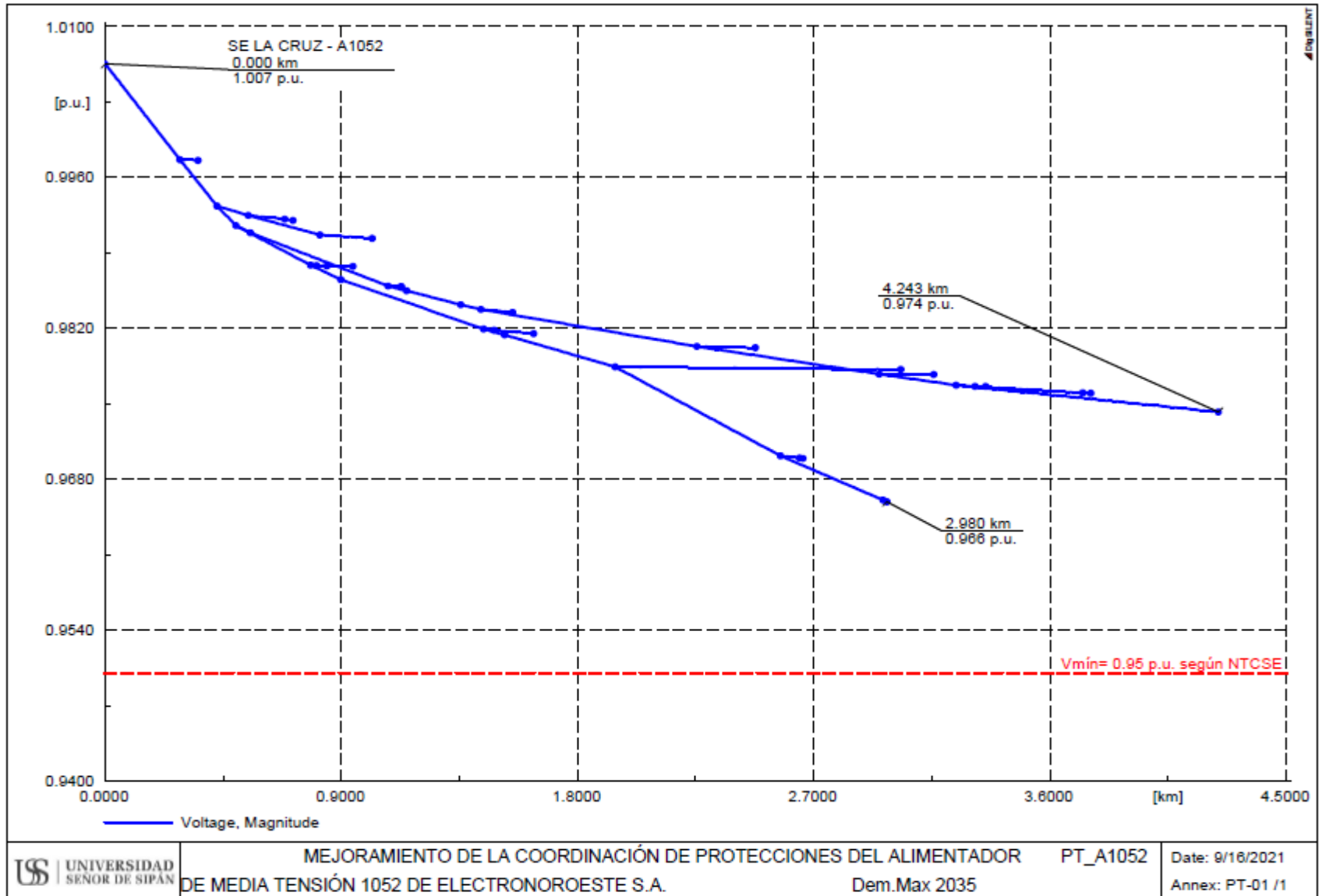
Perfil de Tensión año 2025



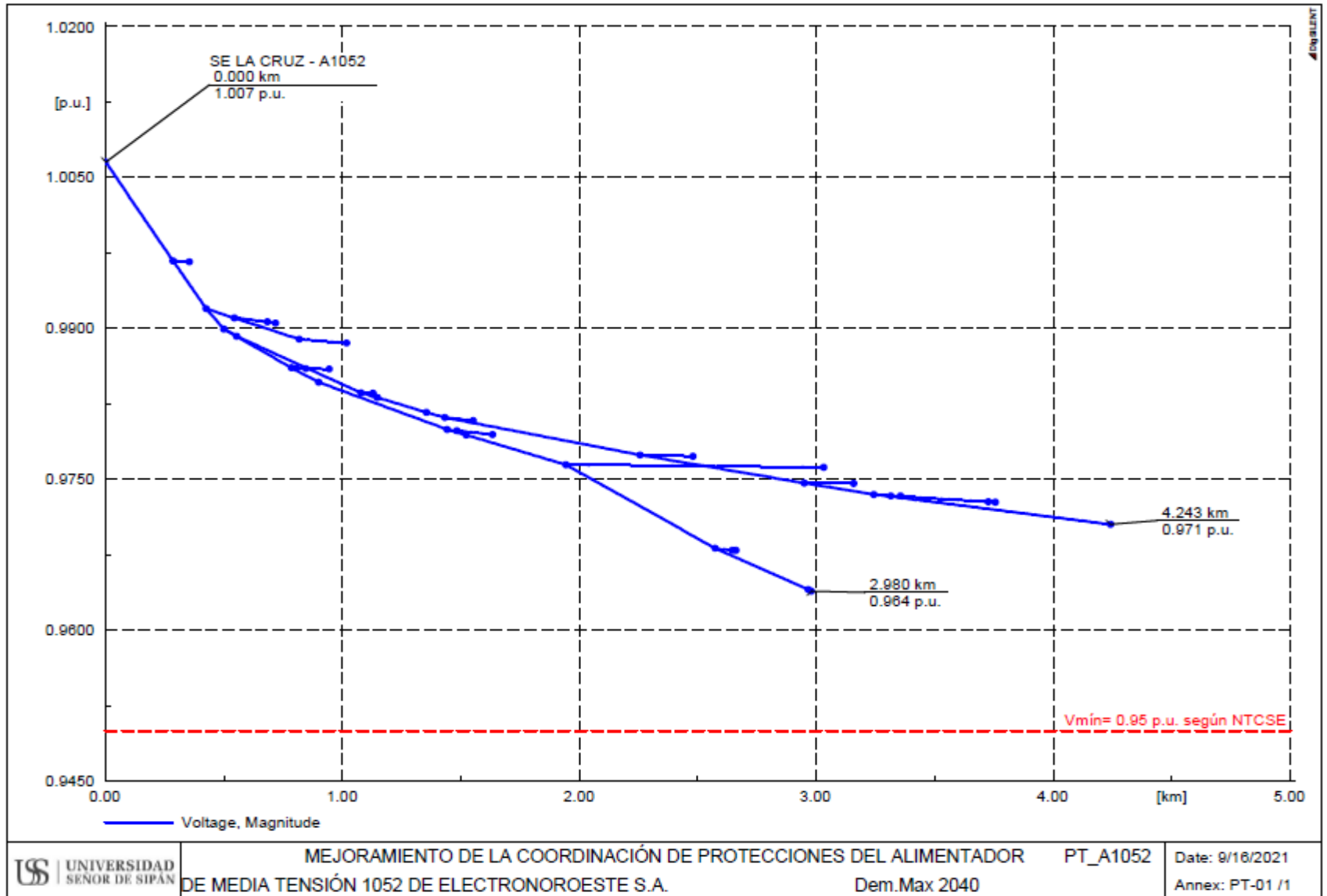
Perfil de Tensión año 2030



Perfil de Tensión año 2035

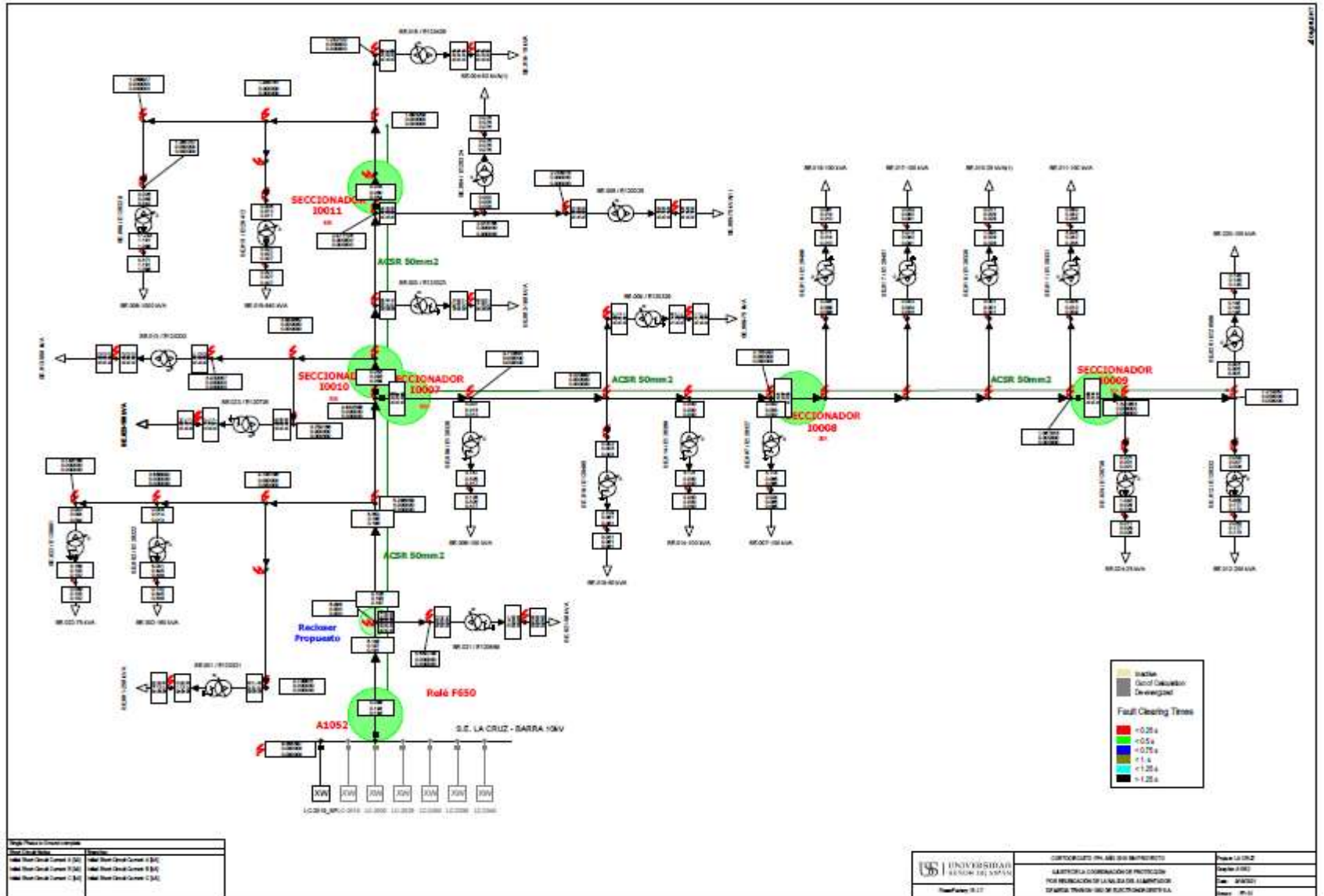


Perfil de Tensión año 2040

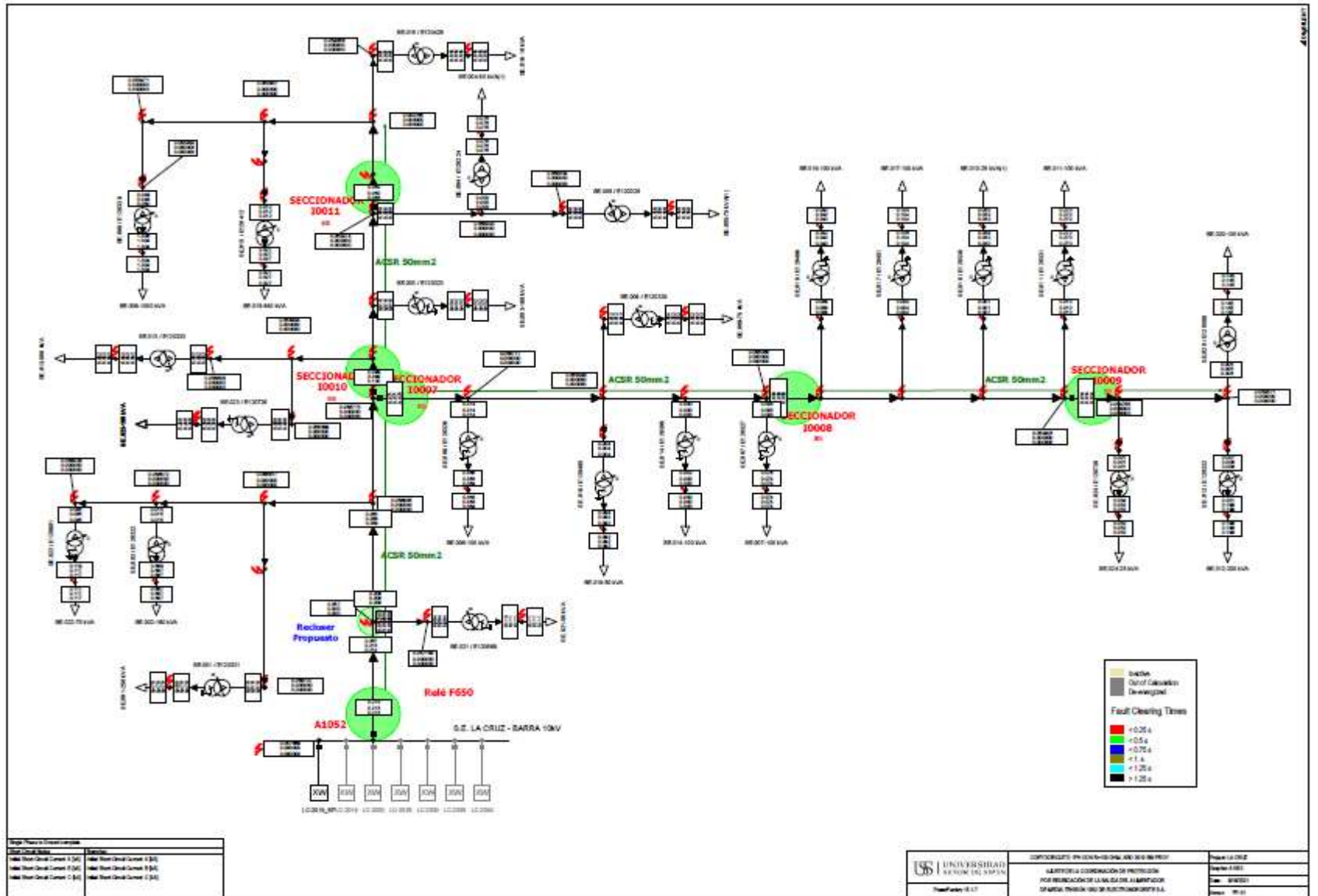


Analisis de simulación de cortocircuito.

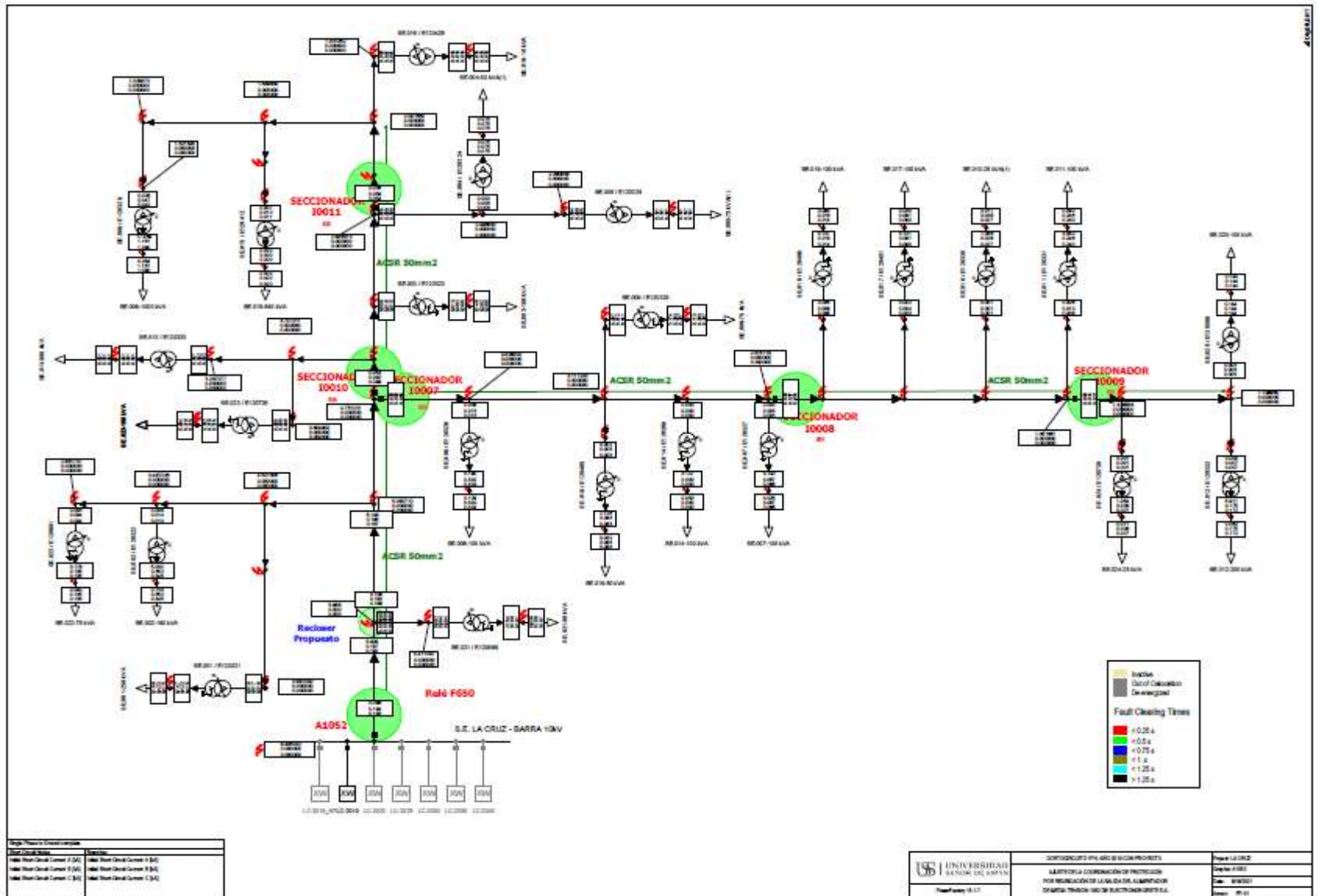
Falla de Cortocircuito 1PH Año 2019 sin Proyecto



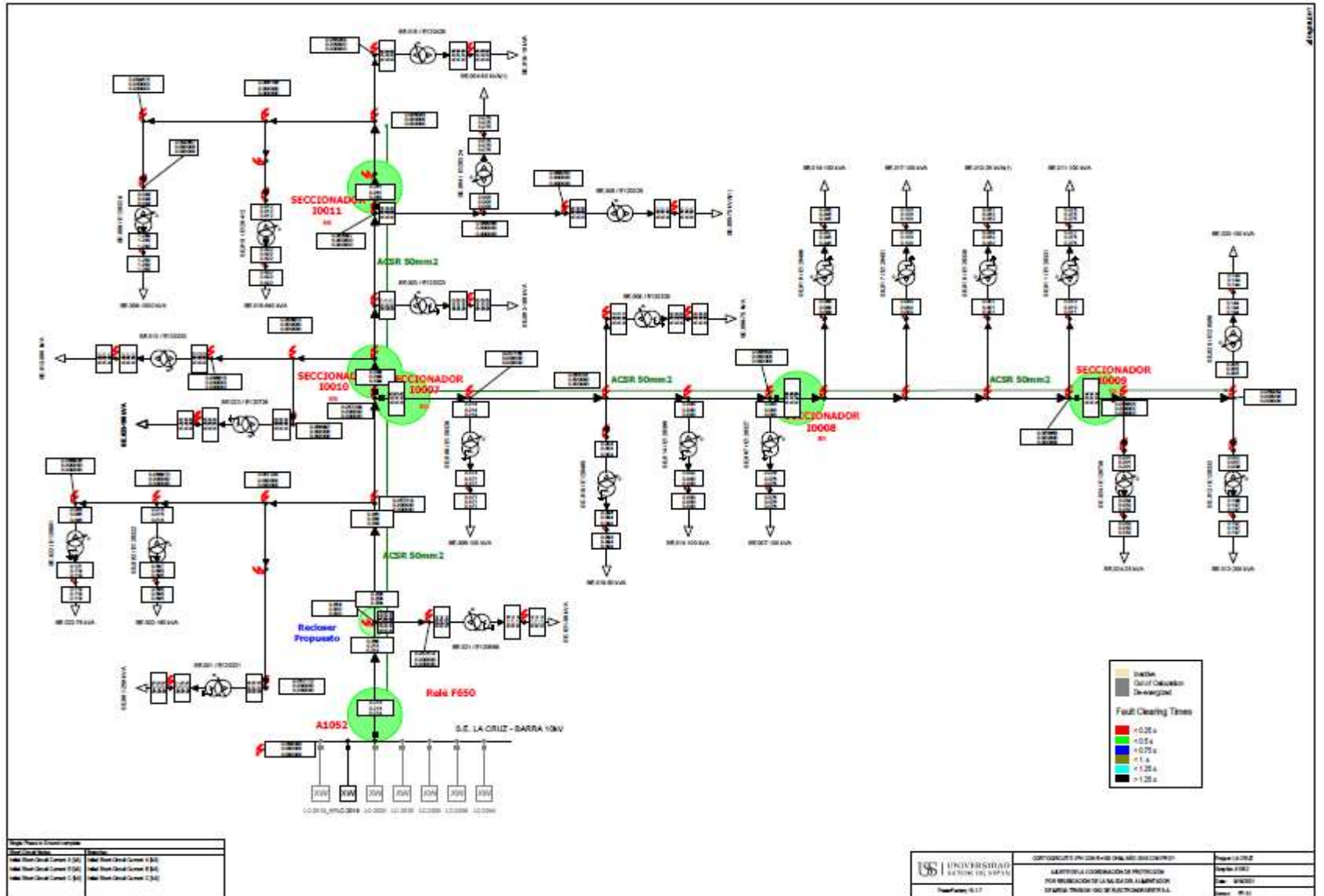
Falla de Cortocircuito 1PH Año 2019 sin Proyecto con resistencia de 100 ohm



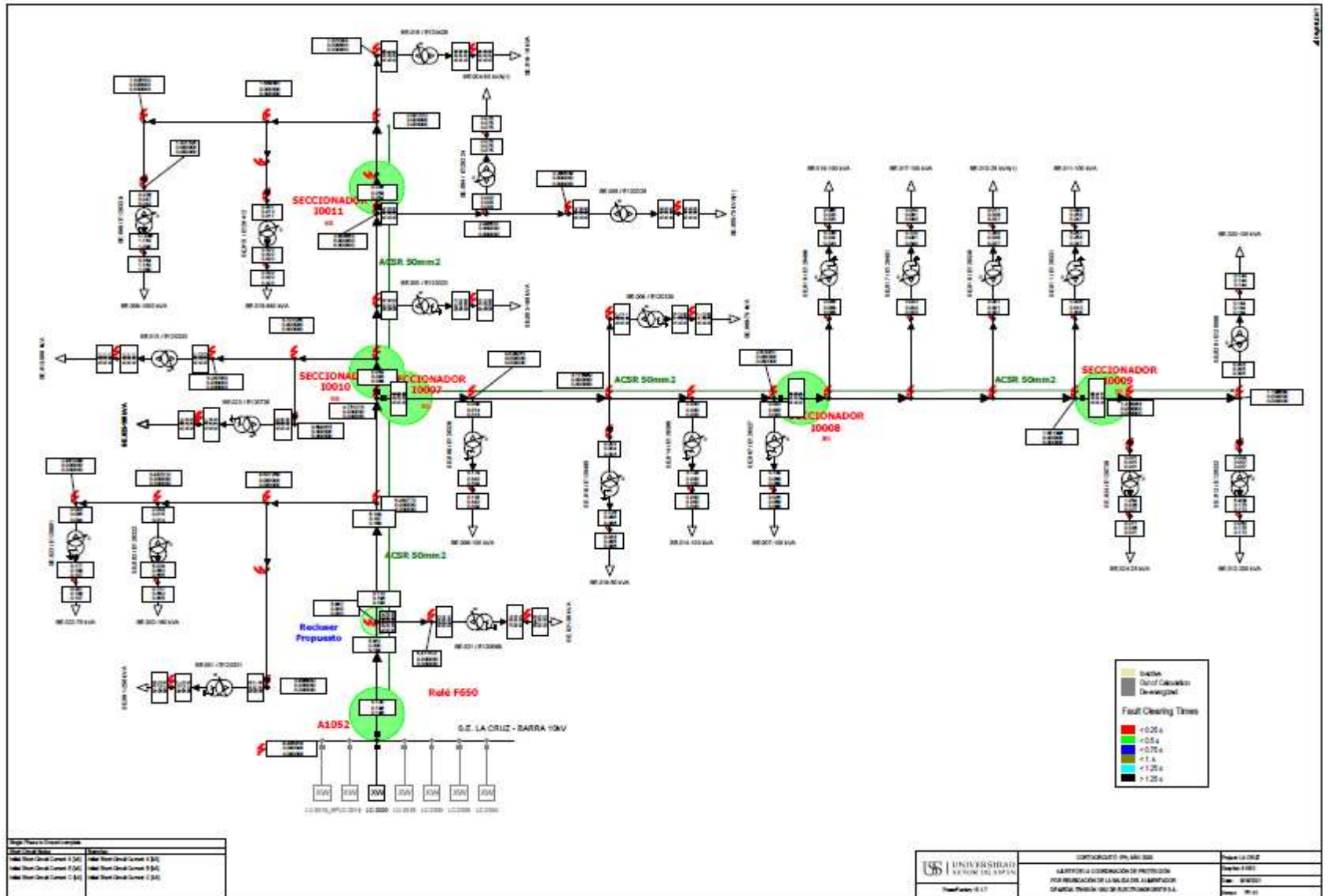
Falla de Cortocircuito 1PH Año 2019 con Proyecto



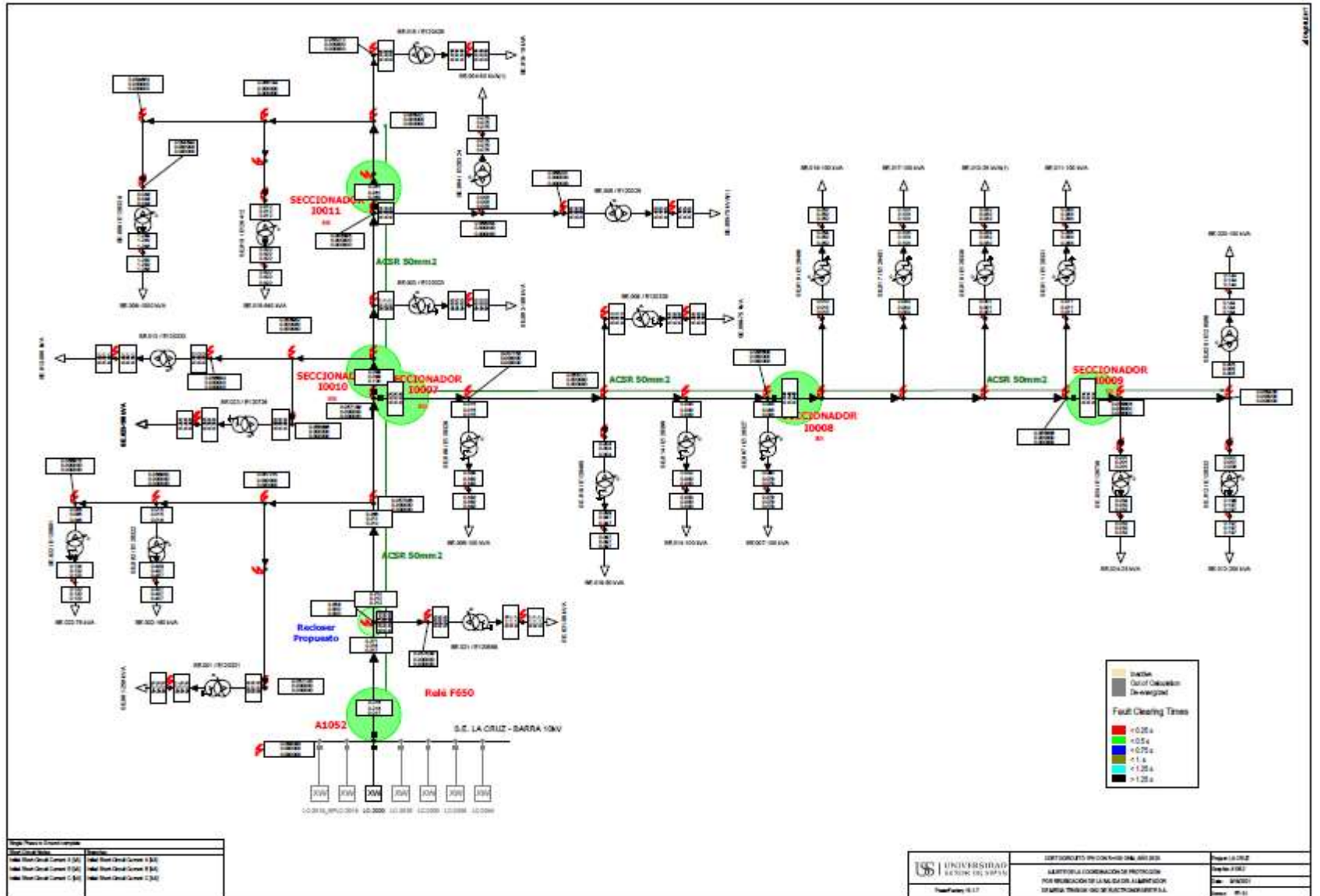
Falla de Cortocircuito 1PH Año 2019 con Proyecto con resistencia de 100 ohm



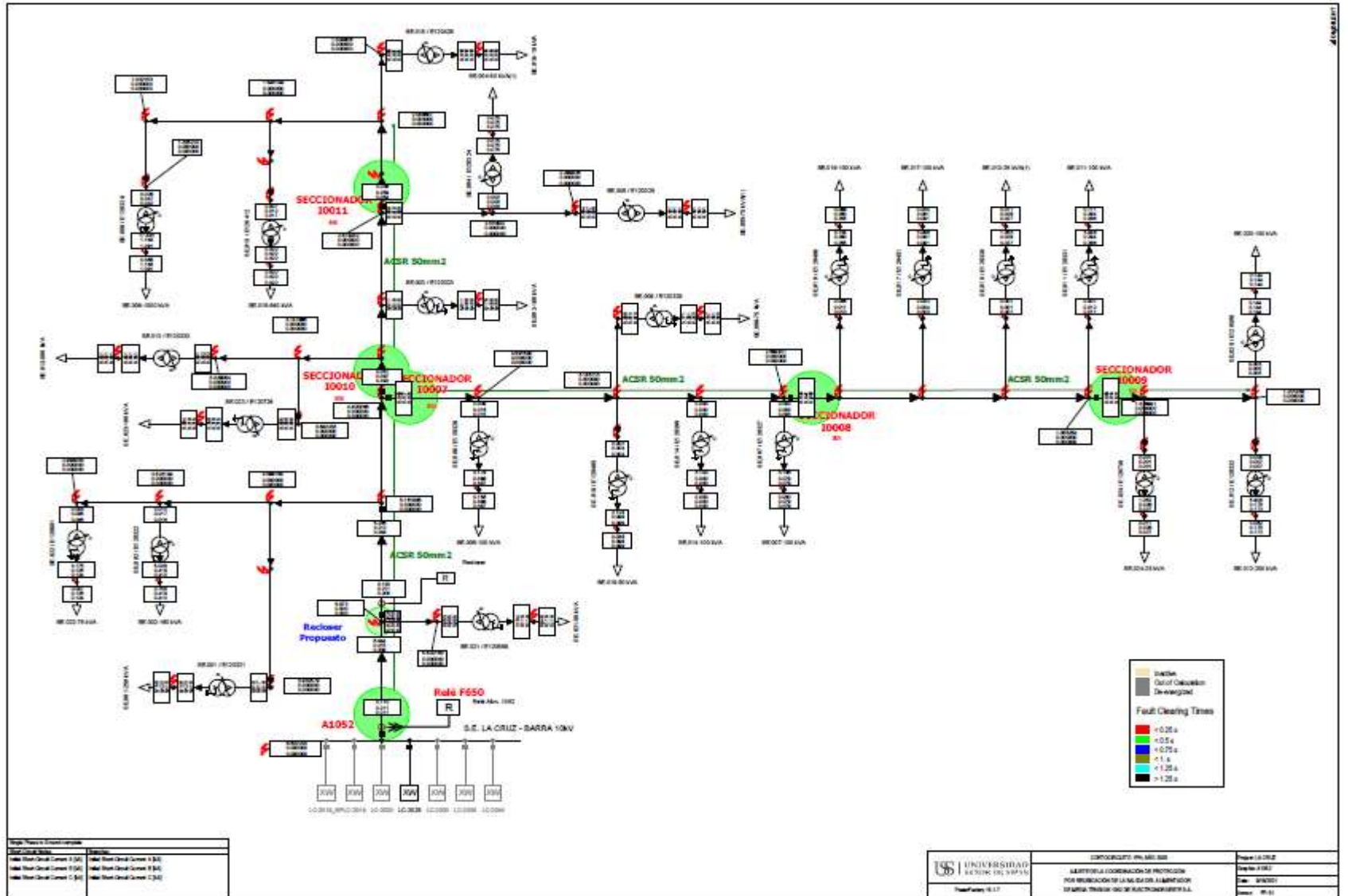
Falla de Cortocircuito 1PH Año 2020



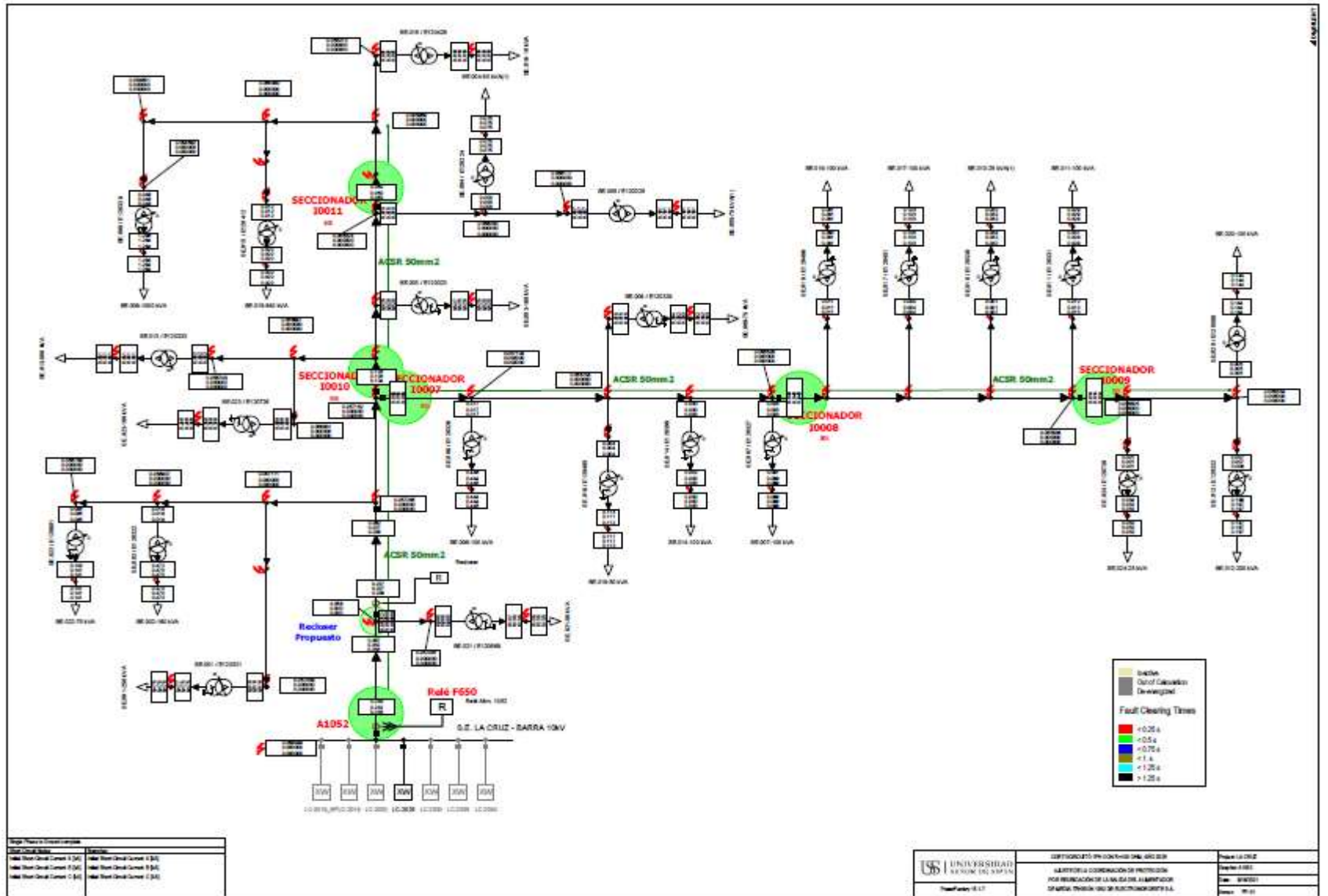
Falla de Cortocircuito 1PH Año 2020 con resistencia de 100 ohm



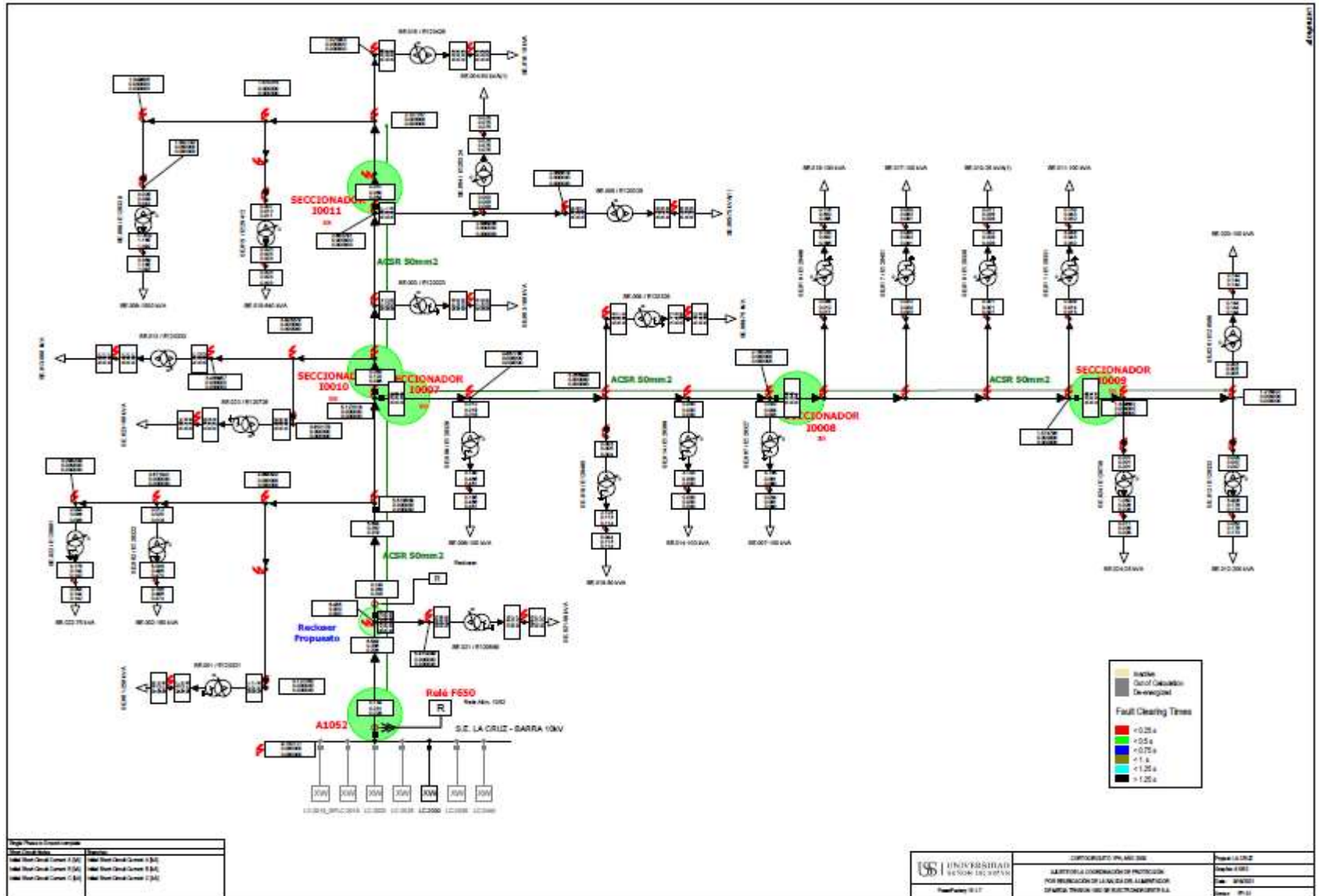
Falla de Cortocircuito 1PH Año 2025



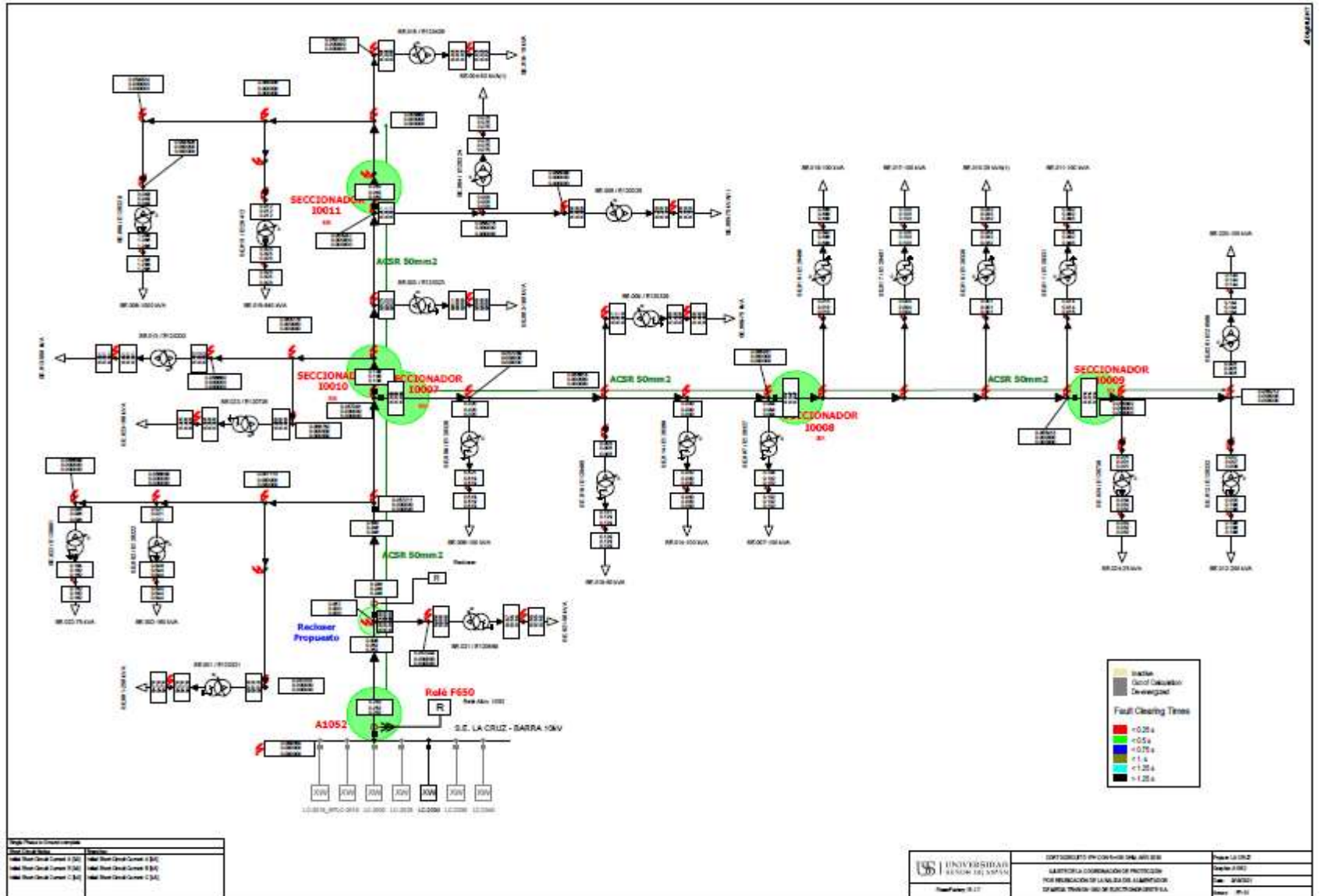
Falla de Cortocircuito 1PH Año 2025 con resistencia de 100 ohm



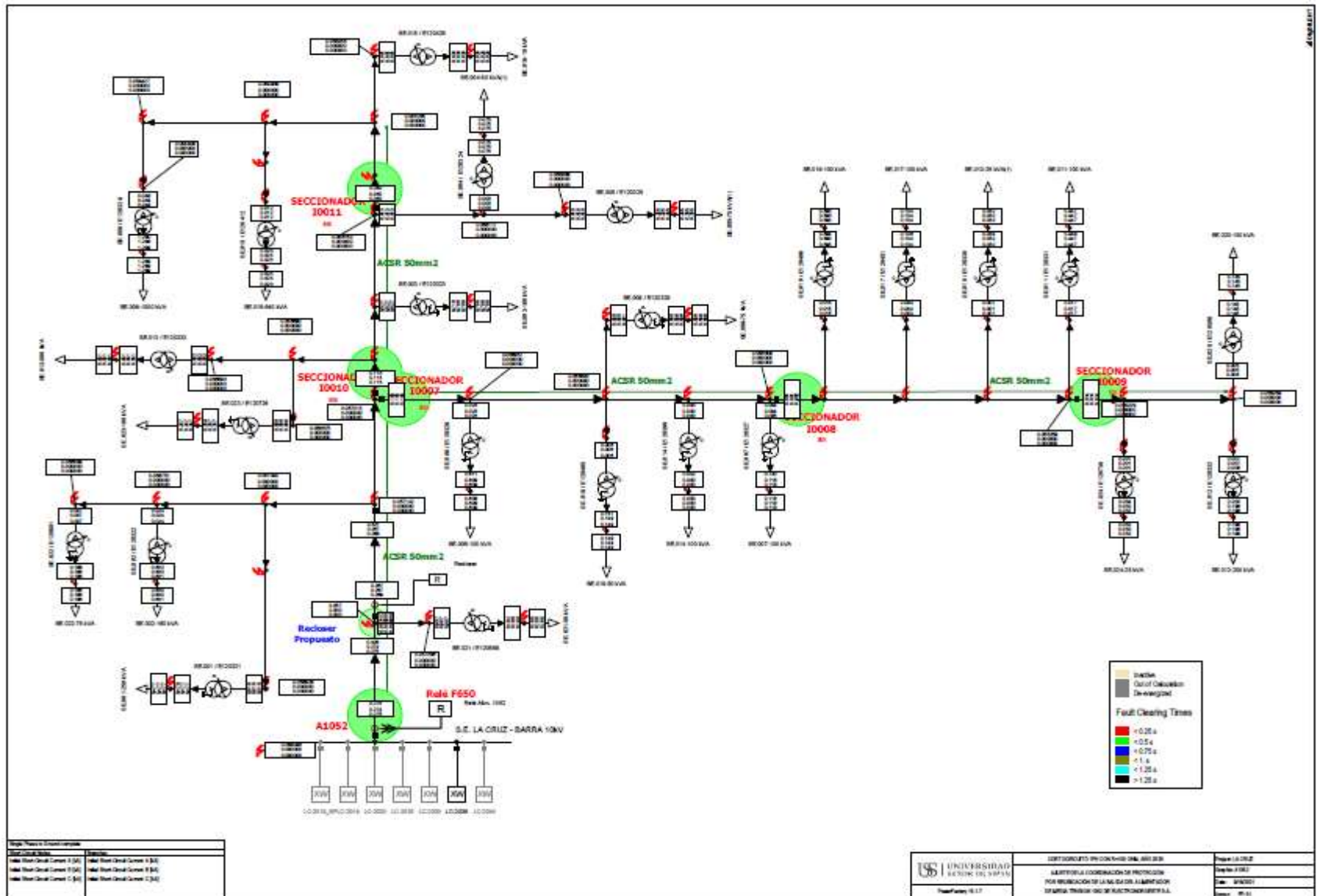
Falla de Cortocircuito 1PH Año 2030



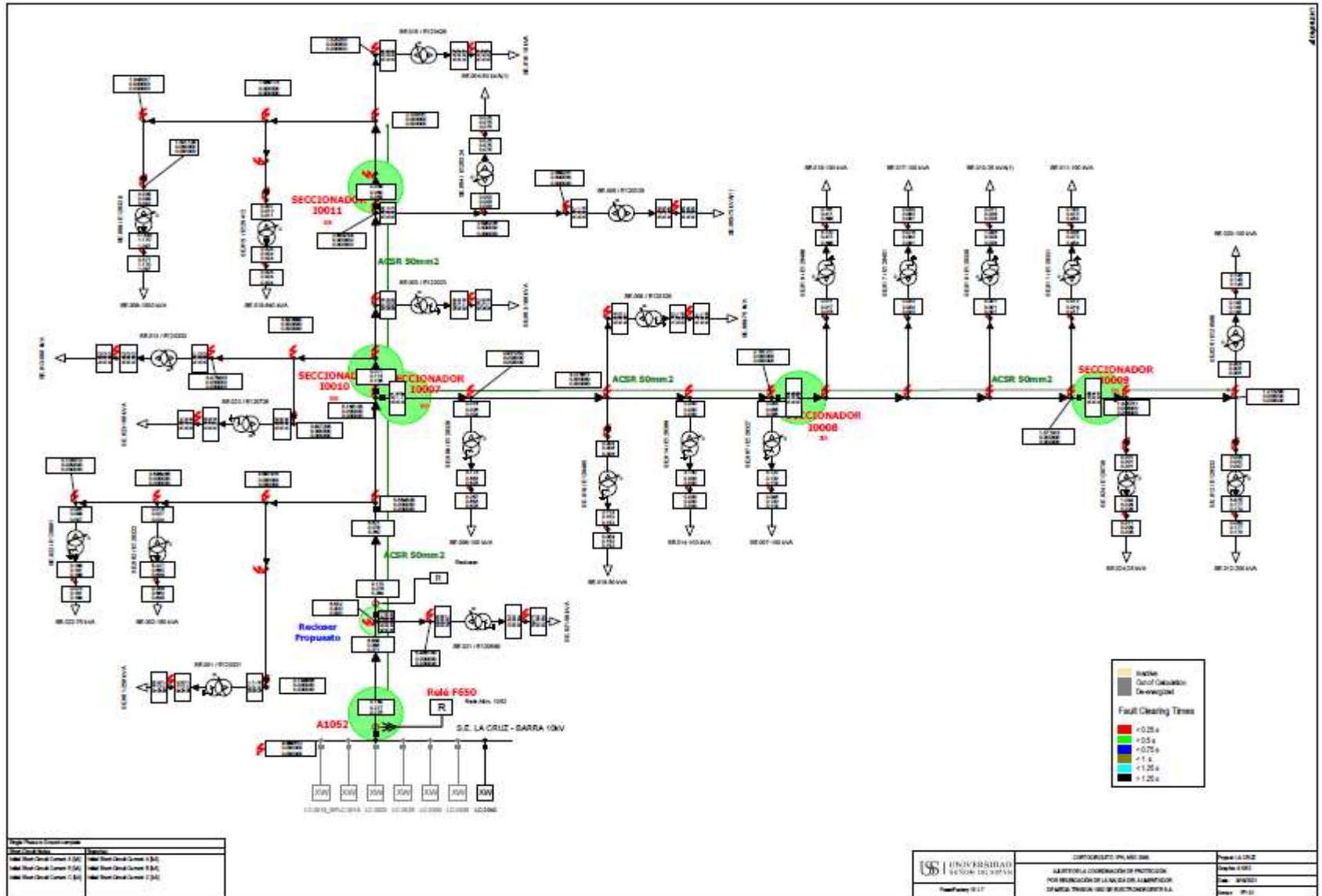
Falla de Cortocircuito 1PH Año 2030 con resistencia de 100 ohm



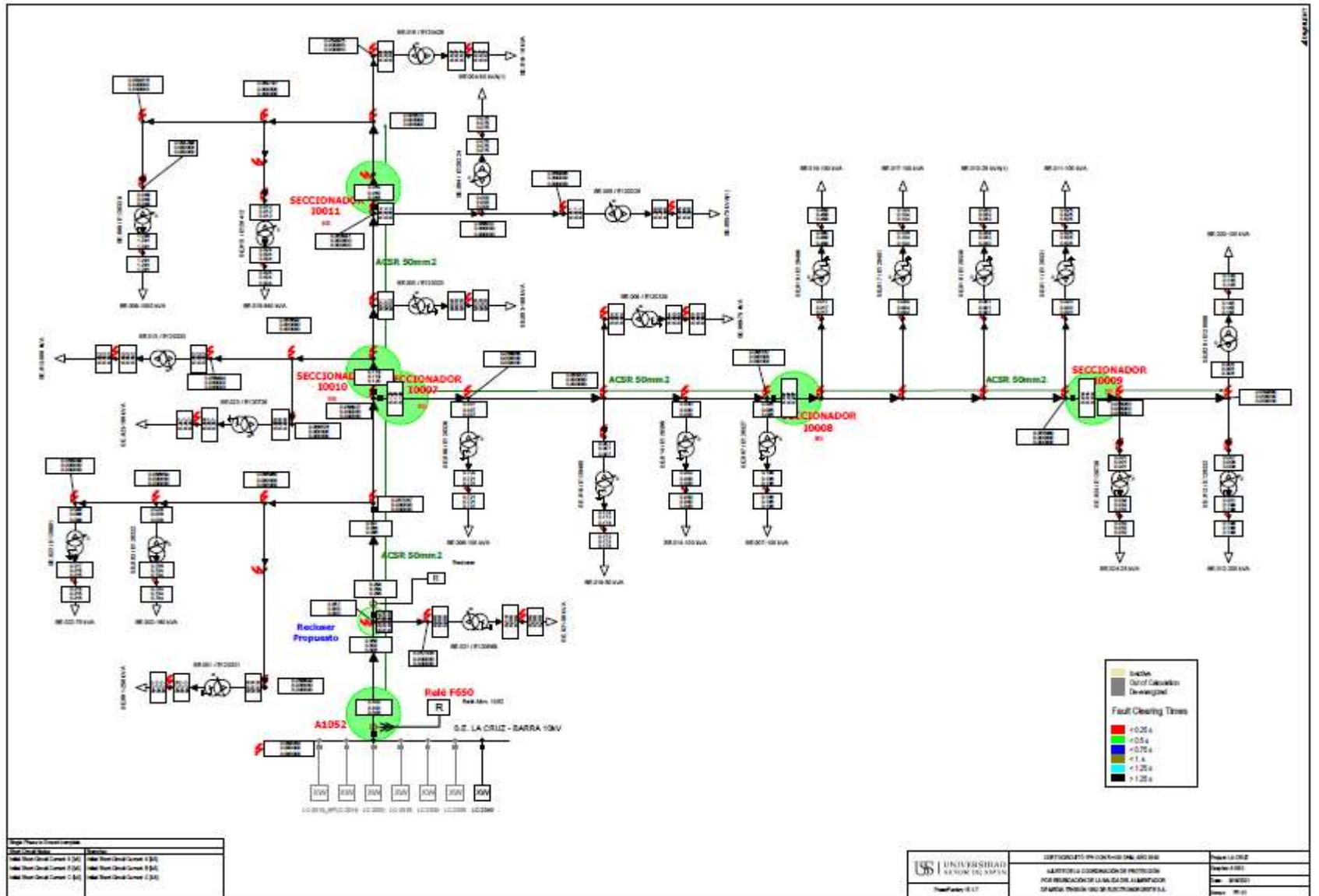
Falla de Cortocircuito 1PH Año 2035 con resistencia de 100 ohm



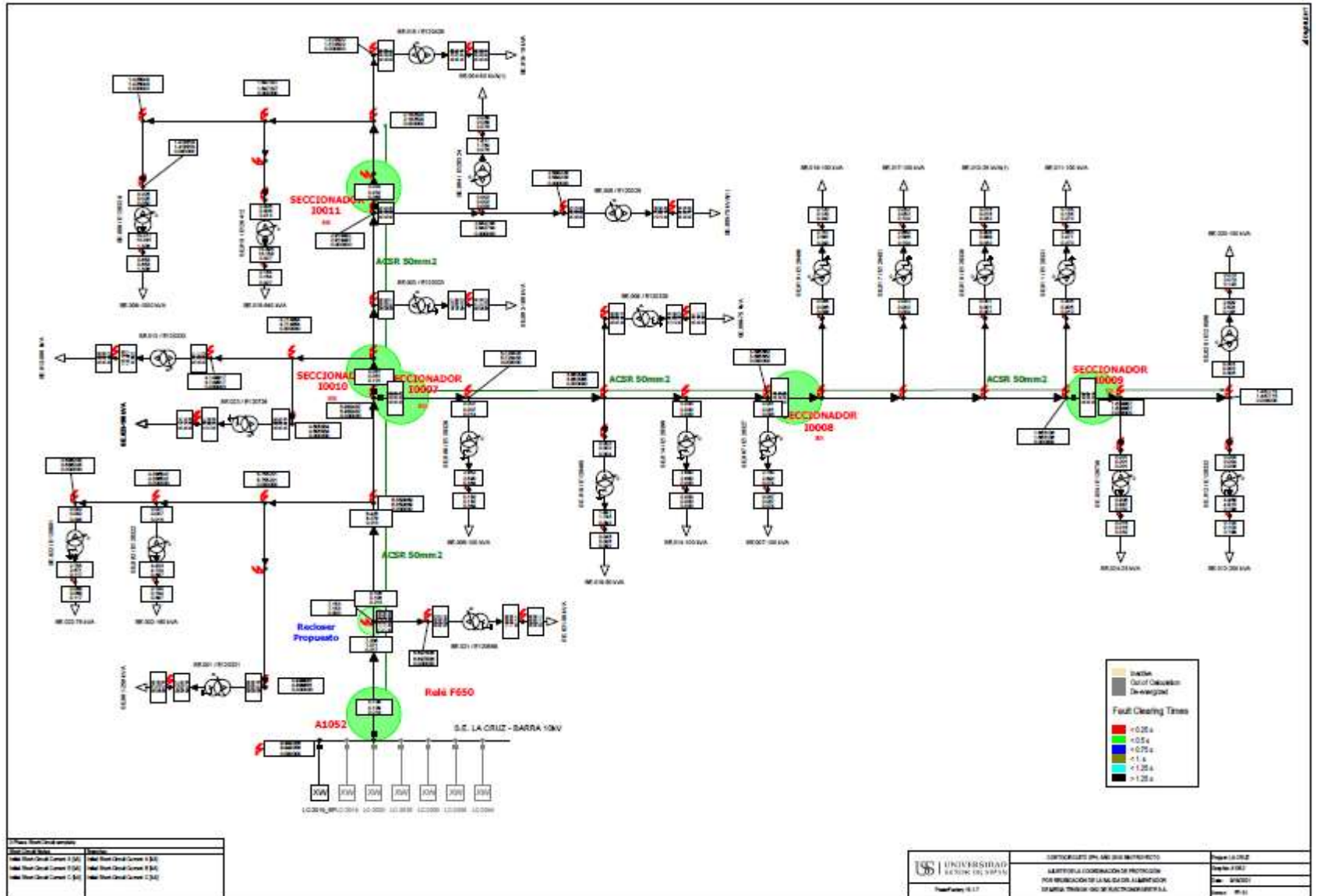
Falla de Cortocircuito 1PH Año 2040



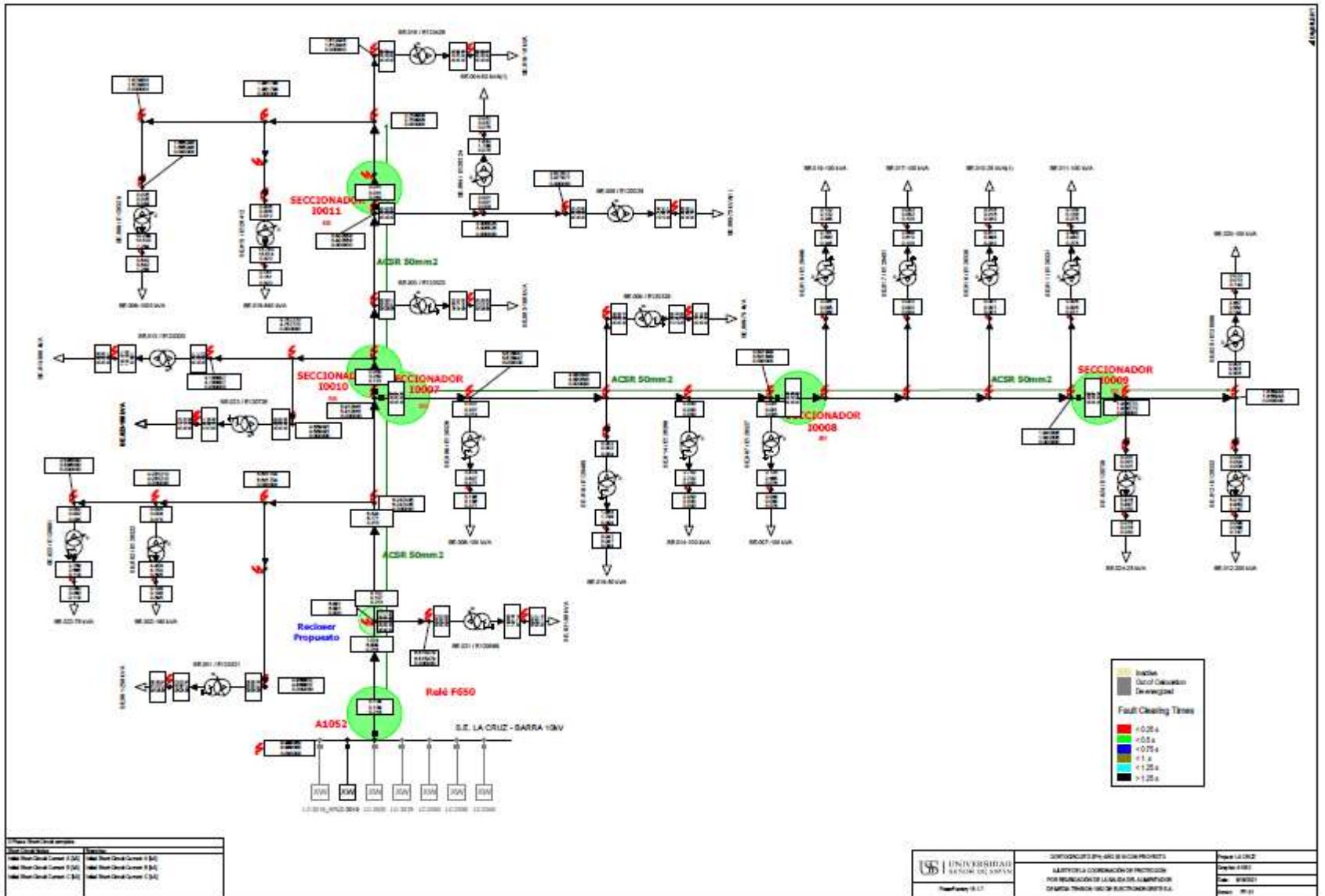
Falla de Cortocircuito 1PH Año 2040 con resistencia de 100 ohm



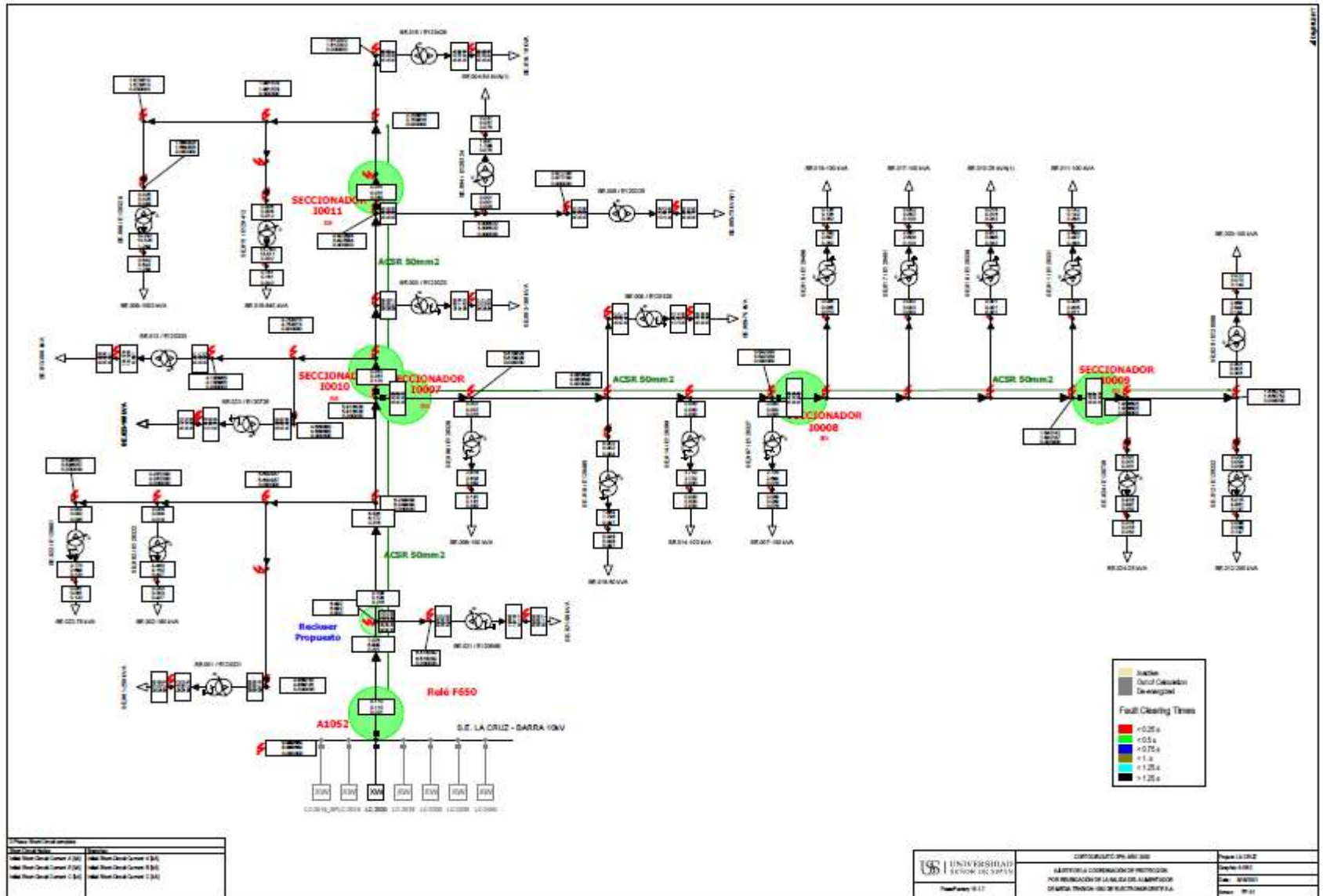
Falla de Cortocircuito 2PH Año 2019 sin Proyecto



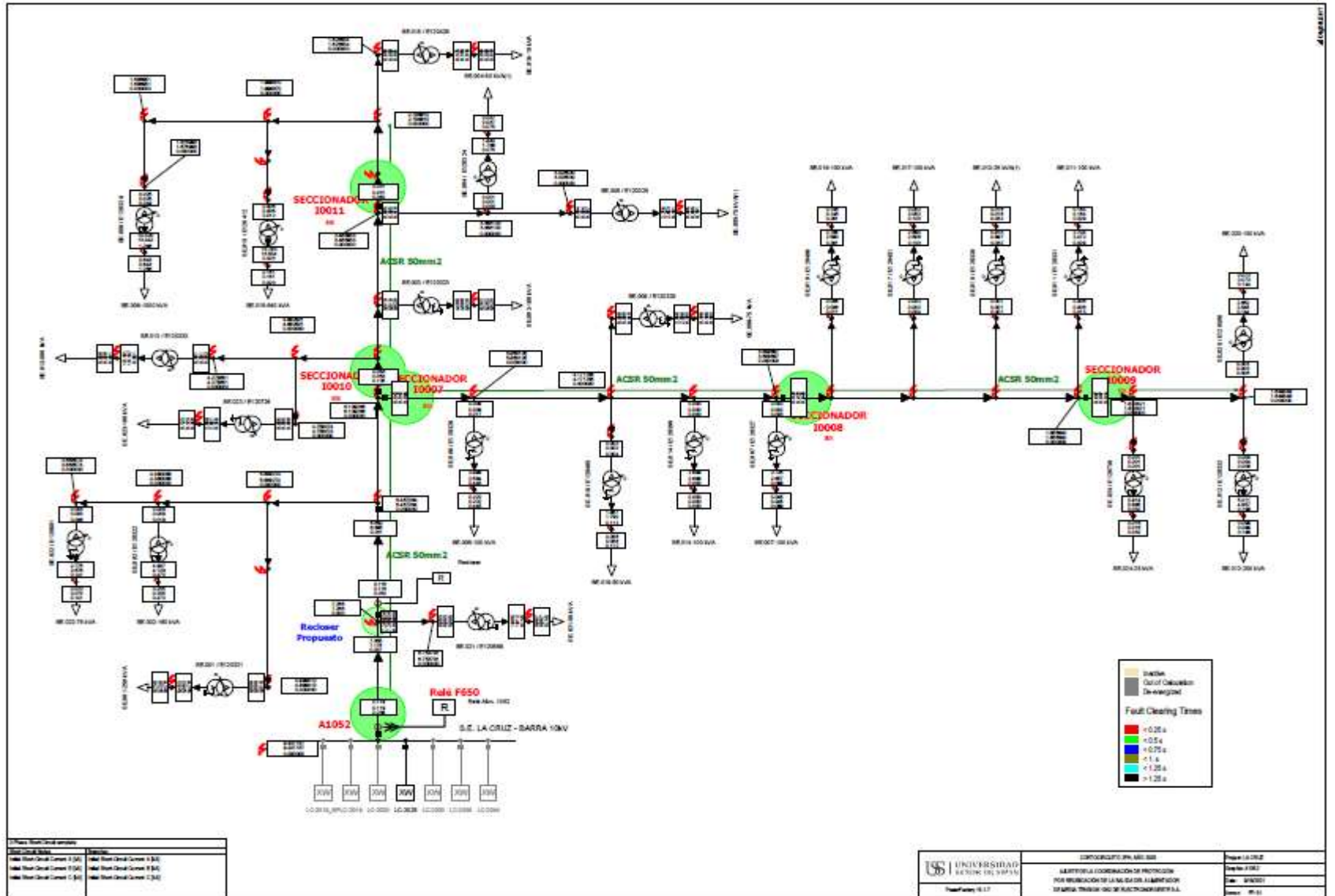
Falla de Cortocircuito 2PH Año 2019 con Proyecto



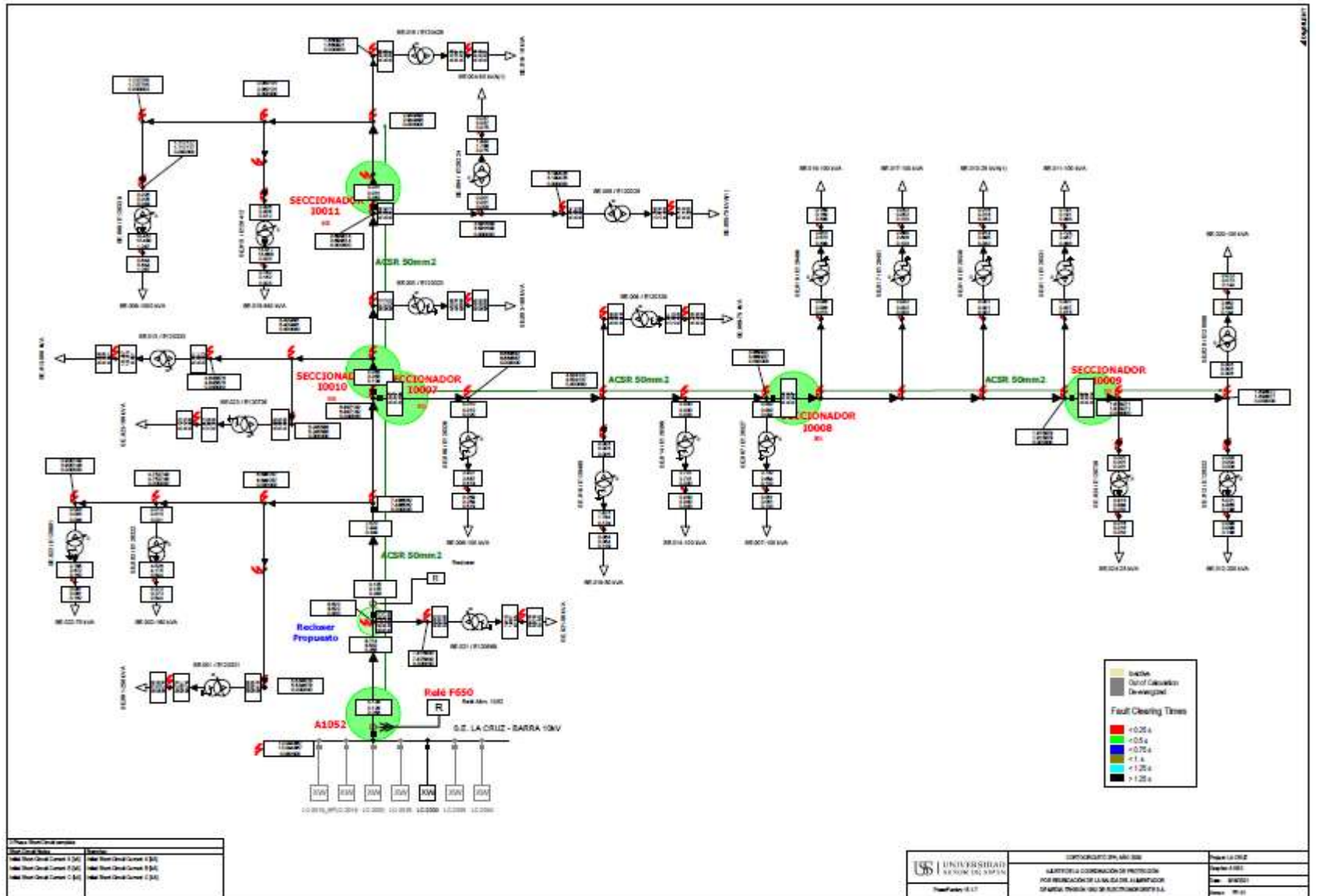
Falla de Cortocircuito 2PH Año 2020



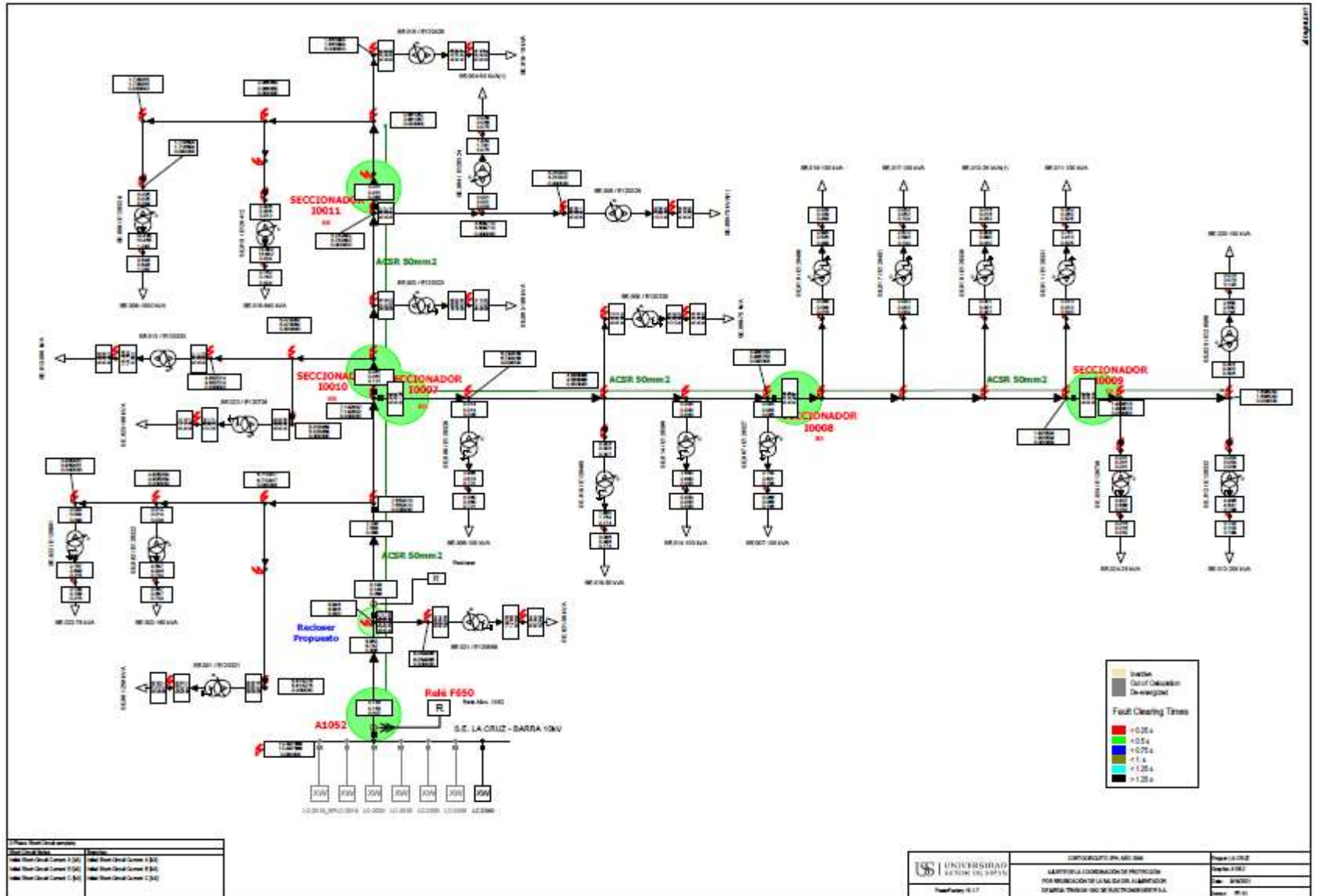
Falla de Cortocircuito 2PH Año 2025



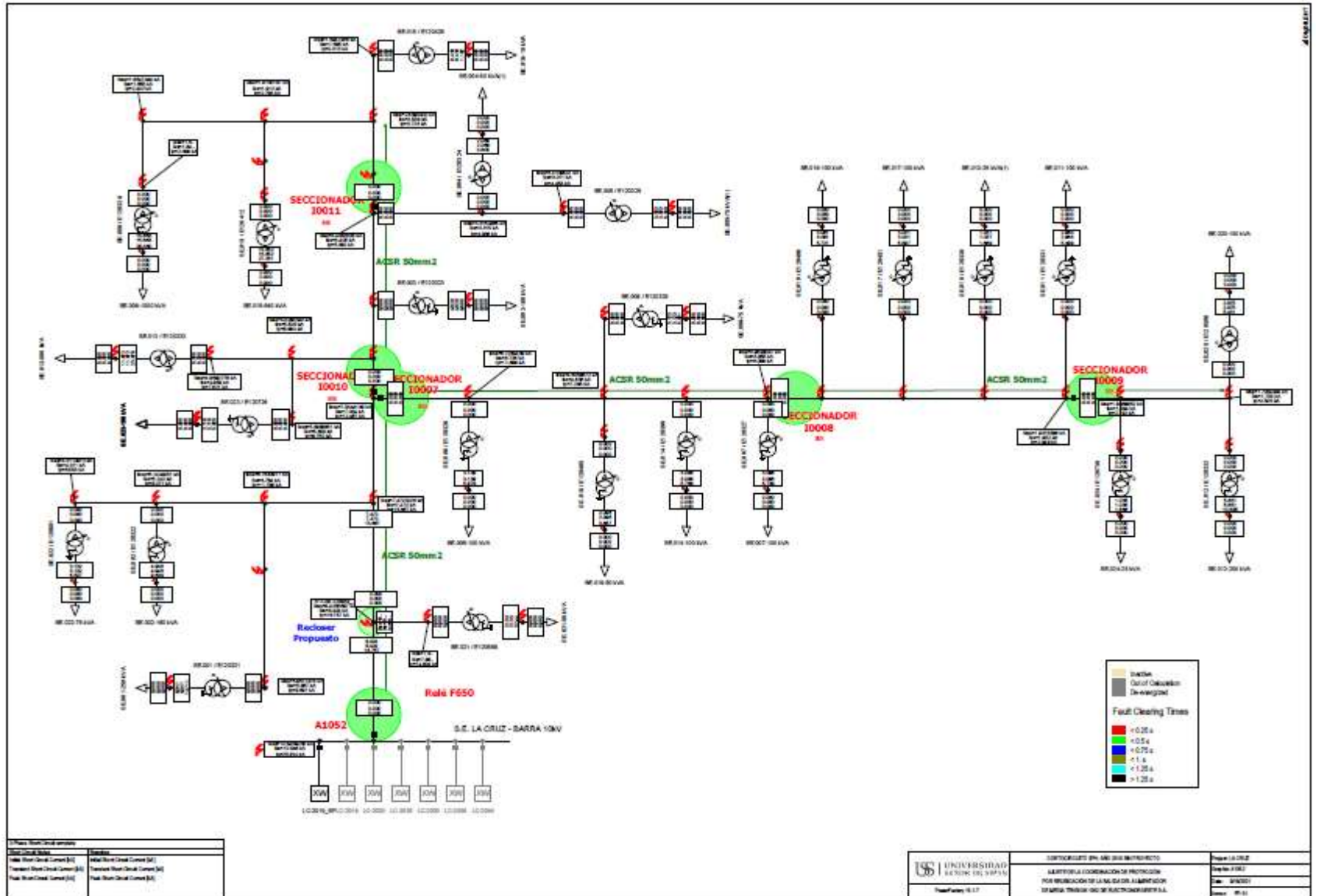
Falla de Cortocircuito 2PH Año 2030



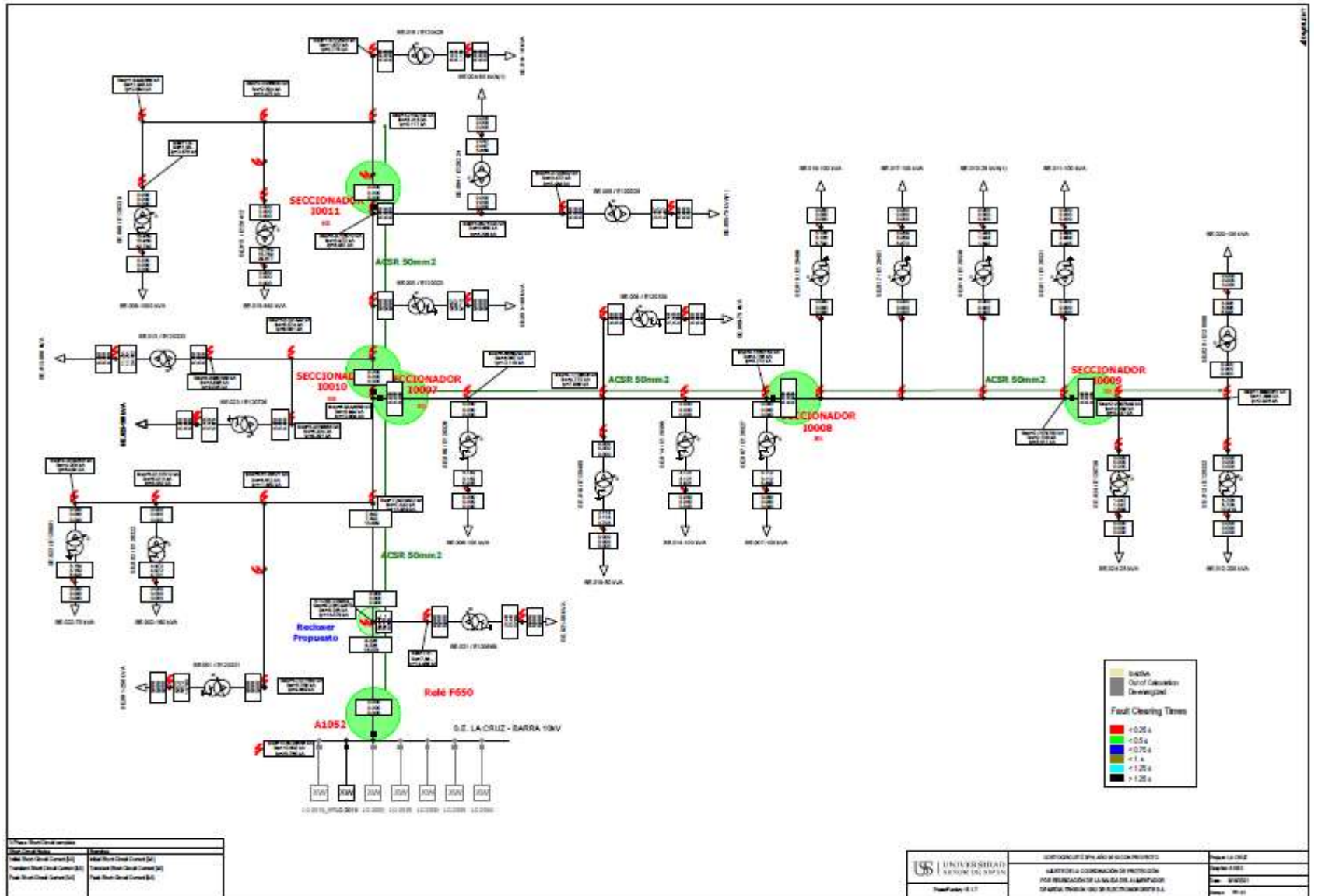
Falla de Cortocircuito 2PH Año 2040



Falla de Cortocircuito 3PH Año 2019 sin Proyecto



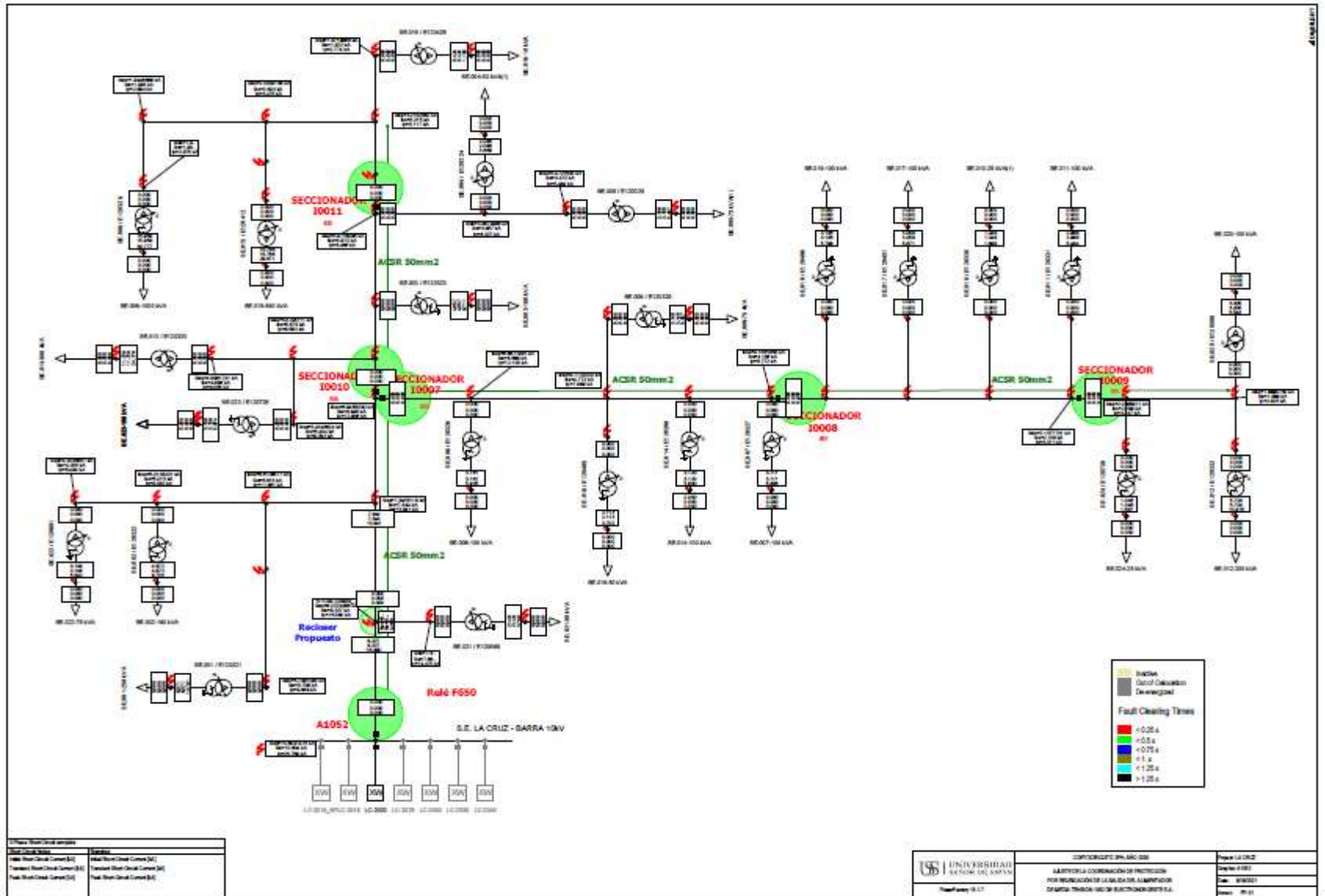
Falla de Cortocircuito 3PH Año 2019 con Proyecto



<p>1. Plan de Mantenimiento</p> <p>2. Plan de Emergencia</p> <p>3. Plan de Seguridad</p> <p>4. Plan de Protección</p>	<p>5. Plan de Operación</p> <p>6. Plan de Inspección</p> <p>7. Plan de Mantenimiento</p> <p>8. Plan de Emergencia</p>
---	---

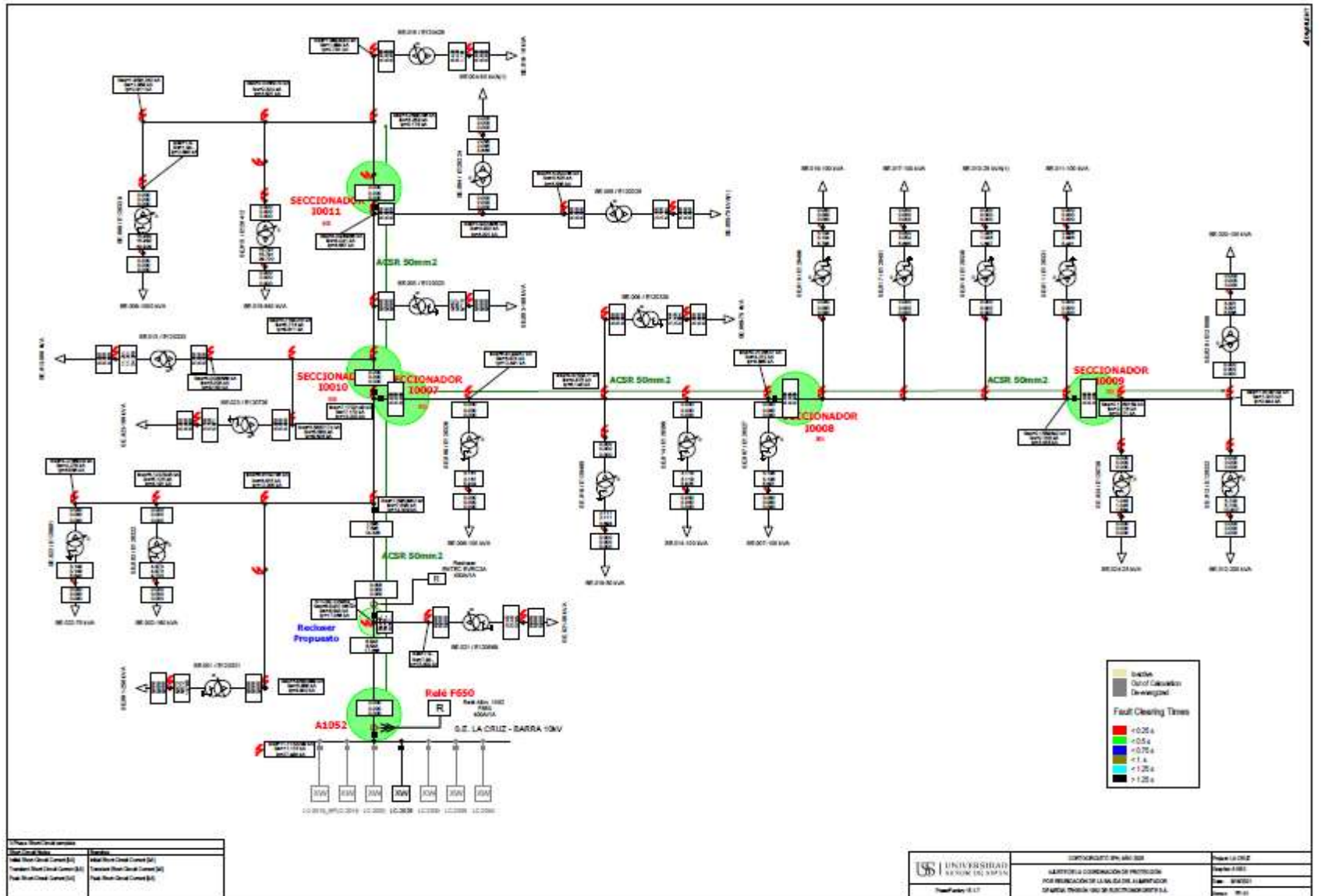
	INSTITUTO NACIONAL DE INVESTIGACIONES EN ELECTRICIDAD Y ENERGÍA LABORATORIO DE INVESTIGACIONES EN SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Proyecto: LA CRUZ Fecha: 1/11/2019 Autor: INEEL Versión: 1.0
	UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN JUAN INSTITUTO NACIONAL DE INVESTIGACIONES EN ELECTRICIDAD Y ENERGÍA LABORATORIO DE INVESTIGACIONES EN SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Proyecto: LA CRUZ Fecha: 1/11/2019 Autor: INEEL Versión: 1.0

Falla de Cortocircuito 3PH Año 2020

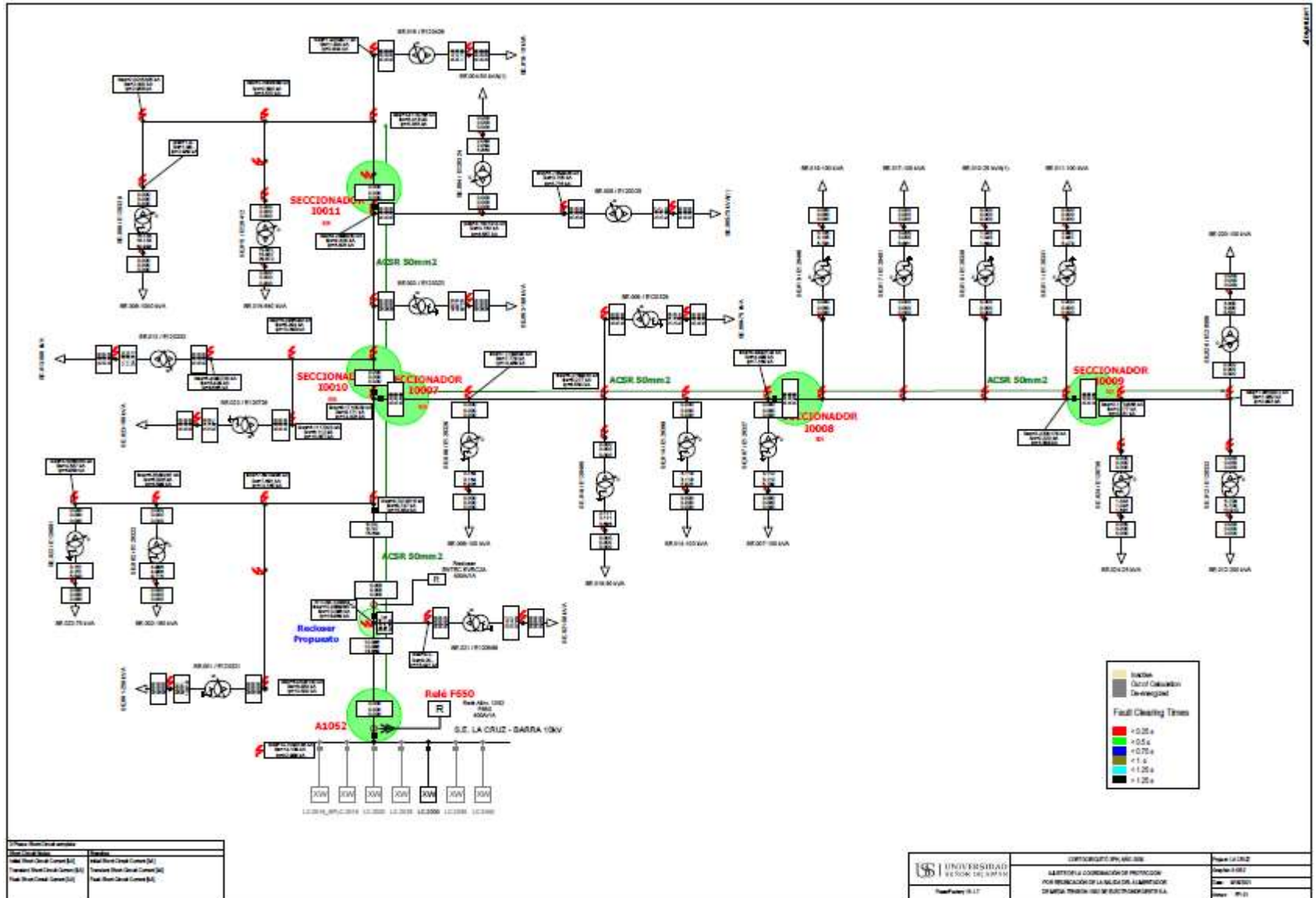


UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN CARLOS	SOFTWARE 3PH 10KV 2020	Fecha: 14/03/2020
	ALTERNATIVA COORDINACION DE PROTECCION POR REINTEGRACION A LA RED EN EL AMPERIFICADOR DURANTE TRABAJO DE MANTENIMIENTO EN EL	Usuario: J. RIVERA
Fecha Proyecto: 03/17		Hoja: 01 de 01

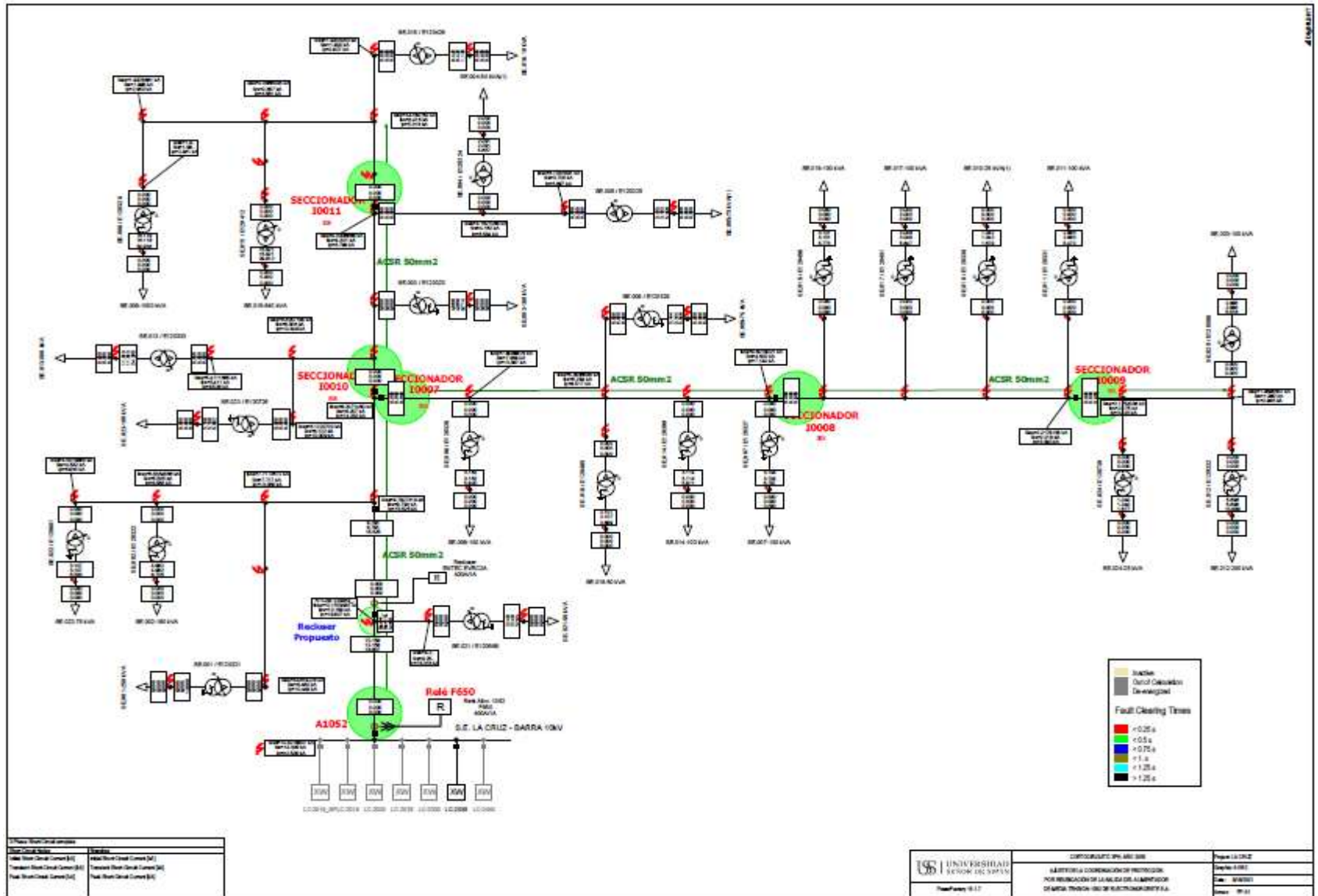
Falla de Cortocircuito 3PH Año 2025



Falla de Cortocircuito 3PH Año 2030



Falla de Cortocircuito 3PH Año 2035



Falla de Cortocircuito 3PH Año 2040

