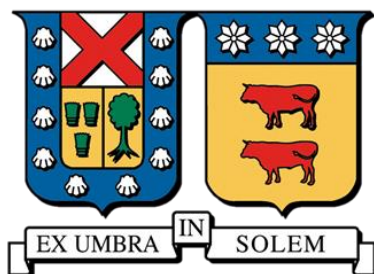


Universidad Técnica Federico Santa María

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Valparaíso – Chile



“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LAS CENTRALES EÓLICAS Y FOTOVOLTAICAS DURANTE CORTOCIRCUITOS Y SU INFLUENCIA EN LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL”

Sirius Schück Parra

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

Profesor Guía

Esteban Pulido

18 de abril de 2023

Resumen

El constante aumento del precio de los combustibles tradicionales ha hecho de las energías renovables una alternativa para generar energía en forma independiente y al margen de los variables costos de los combustibles fósiles. Particularmente, Chile es un país con una gran disponibilidad de energías renovables, sean éstas eólica y solar, entre otras. Esto hace de Chile un país con un gran potencial para independizarse de las energías tradicionales y de la variabilidad en sus costos, observando un aumento de generación eléctrica por medio de fuentes de Energía Renovable Variable (ERV), trayendo consigo cambios en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), como lo es el efecto sobre los niveles de corriente de cortocircuito (CCC), asociados al funcionamiento de las protecciones eléctricas.

Para analizar el efecto de esta inclusión masiva de ERV en los sistemas de protecciones de un SEP, se utiliza el software DIgSILENT PowerFactory para crear un modelo que represente una región con zonas de generación y cargas, junto con líneas de transmisión y sus protecciones eléctricas. En este modelo, en el cual existen dos zonas de generación, de 100[MVA] y 50[MVA], se puede cambiar las fuentes de generación de energías fósiles por ERV, en base de centrales modelo de estas tecnologías: Planta Eólica La Estrella (DFIG) y Planta Fotovoltaica La Huella (inversores por hilera), en donde cada tipo de central es de potencia nominal de 100[MVA], ajustándose a la generación deseada en cada caso de estudio, (33%, 50%, y 100% de su potencia nominal) para luego, por medio de simulaciones de fallas, obtener proyecciones de los niveles de CCC. Inicialmente se obtiene que los niveles de CCC son más altos en los terminales de las centrales en casos con fuentes de generación fósil: 0,84[kA] de corriente de falla trifásica, mientras que, bajo las mismas condiciones, una central eólica presenta 0,52[kA] de corriente de falla y 0,29[kA] de corriente de falla para una central fotovoltaica. Sin embargo, a medida que la distancia aumenta al punto de falla, los niveles de cortocircuito disminuyen a valores similares: 0,39[kA] para el caso de centrales fósiles y 0,20[kA] para el caso de centrales fotovoltaicas, lo que implica que la distancia entre las centrales y el punto de falla tiene una gran influencia sobre los niveles de CCC.

En el análisis del comportamiento de las protecciones eléctricas, se observa que la combinación de distintas fuentes de potencia aumenta considerablemente el nivel de CCC, trayendo consigo descoordinaciones en las protecciones en el caso de generación combinada, pero no así en casos de generación netamente de una única tecnología.

Finalmente, se procede a llevar a cabo simulaciones en la región de Atacama del modelo del SEN, provisto por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Se realiza un reemplazo mayoritario de energías fósiles presentes por ERV y se analizan los niveles de CCC, obteniendo que la distancia entre el punto de falla a los terminales de centrales más la alta interconexión de un sistema tiene mayor efecto en los niveles de cortocircuito que el tipo de central en funcionamiento, observando tan solo una diferencia de 6,7% en los niveles de cortocircuito en el caso más extremo y 1,1% en el caso con menor variabilidad.

Abstract

The constant rise in traditional fuels price has made renewable energies an alternative on the margin of these variable costs of fossil energy. Particularly, Chile is a country with vast availability of renewable energies, them being wind and solar, amongst others. This makes Chile a country with ample potential for achieving fossil fuel independence and the variable costs associated with them, observing an increase in electricity generation from Variable Renewable Energy (VRE) sources, bringing with them change in Electrical Power Systems (EPS), such as the effect on short-circuit current (SCC) levels, associated with the operation of electrical protections.

To analyze the effect of this massive inclusion of ERV in the protection systems of an EPS, the DIGSILENT PowerFactory software is used to create a model that represents a region with generation zones and loads, along with transmission lines and their electrical protections. In this model, in which there are two generation zones, 100[MVA] and 50[MVA], the fossil energy generation sources can be changed to VRE, based on model plants of these technologies: La Estrella Wind Plant (DFIG) and La Huella Photovoltaic Plant (inverters per row), where each type of plant has a nominal power of 100[MVA], adjusting to the desired generation in each case study, (33%, 50%, and 100 % of its nominal power) to later, through fault simulations, obtain projections of SCC levels. Initially, it is obtained that the SCC levels are higher at the terminals of the power plants in cases with fossil generation sources: 0.84[kA] of triphasic fault current, while, under the same conditions, a wind power plant presents 0.52[kA] fault current and 0.29[kA] fault current for a photovoltaic plant. However, as the distance to the point of failure increases, the short-circuit levels decrease to similar values: 0.39[kA] for the case of fossil fuel plants and 0.20[kA] for the case of photovoltaic plants, which implies that the distance between the plants and the point of failure has a great influence on the SCC levels.

In the analysis of the behavior of the electrical protections, it is observed that the combination of different power sources considerably increases the level of SCC, bringing with it incoordination in the protections in the case of combined generation, but not so in cases of generation purely from one only technology.

Finally, we proceed to carry out simulations in the Atacama region of the SEN model, provided by the National Electricity Coordinator (CEN). A majority replacement of fossil energies present by ERV is carried out and the CCC levels are analyzed, obtaining that the distance between the point of failure to the power plant terminals plus the high interconnection of a system has a greater effect on the short-circuit levels than the type of plant in operation, observing only a difference of 6.7% in the short-circuit levels in the most extreme case and 1.1% in the case with less variability.

Agradecimientos

Muchas gracias, madre por tu apoyo, cariño, y paciencia durante todo este proceso y siempre siendo una gran mamá. Espero poder hacerte orgullosa como te lo mereces.

A mi hermano con quien siempre me peleaba por tonteras, pero con quien siempre he podido contar, y que más de alguna vez me ha empujado hacia adelante y ayudado cuando lo necesité.

A Amy por su constante cariño y compañía, además de alegrarme el día cuando todo se ve mal.

A mi gato quien me sigue quitando incontables horas de sueño, entre no dejarme dormir y despertarme en la madrugada.

Al profesor Esteban Pulido, quien me ha enseñado muchas cosas más allá de lo estudiantil y ha sido incondicional en su ayuda durante todo este proceso de memoria.

Un agradecimiento especial a mi padre, quien siempre tuvo alguna palabra de aliento y apoyo, en su propia manera, con quien tuve incontables conflictos que siempre terminaban por hacerme crecer como persona. Fuiste un buen padre, a pesar de lo cascarrabias. Más de alguna mañana, al final de cuentas, saqué de ti. Ya nos veremos de nuevo en la otra vida.

Gracias a todos los compañeros y amigos con quien más de alguna vez pasamos alguna risotada y formé muy lindos recuerdos.

Contenidos

Resumen	2
Abstract	3
Agradecimientos.....	4
Capítulo 1: Introducción	13
1.1 Motivación.....	14
1.2 Objetivos.....	16
1.2.1 Objetivo General	16
1.2.2 Objetivos Específicos	16
Capítulo 2: Marco teórico.....	17
2.1 Sistemas de generación eólica y fotovoltaica en Chile	17
2.1.1 Generador Eólico Doblemente Alimentado.....	19
2.1.2. Generador Fovovoltaico con Inversores por Hilera	21
2.2 Modelamiento de centrales eólicas y fotovoltaicas	21
2.2.1 Implementación de sistemas en PowerFactory	22
2.2.2 Modelos dinámicos.....	24
2.2.3 Modelos estáticos.....	27
2.3 Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio.....	28
2.3.1 La Norma Técnica y las centrales eléctricas generadoras	28
Capítulo 3: Modelo de Centrales ERV de topología recurrente	30
3.1 Análisis de los modelos de la PE La Estrella y PFV La Huella durante cortocircuitos.	30
3.2 Central Eólica DFIG: PE La Estrella	31
3.2.1 Comportamiento de la central eólica bajo estado normal: flujo de potencia	32
3.2.2 Comportamiento de la central eólica bajo cortocircuitos	32
3.2.3 Modelo dinámico de la central eólica	33
3.2.4 Simulaciones dinámicas	33
3.3 Central Solar Fovovoltaica: PFV La Huella	37
3.3.1 Comportamiento de la central solar bajo estado normal: flujo de potencia.....	38
3.3.2 Comportamiento de la central solar bajo cortocircuitos.....	38
3.3.3 Modelo dinámico de la central solar.....	39
3.3.4 Simulaciones dinámicas	40

3.4 Modelos dinámicos dentro de la Base de Datos oficial	43
3.5 Estudio de Análisis de Falla.....	44
3.5.1 EAF pertinentes al estudio.....	44
3.6 Consideraciones para las simulaciones futuras.....	53
3.7 Conclusiones principales del capítulo	53
Capítulo 4: Modelamiento del sistema de estudio para comparar la influencia de la generación ERV y convencional en la operación de los sistemas de protección	55
4.1. Modelo del Sistema de Potencia	55
4.1.1 Puntos de cortocircuitos y mediciones	57
4.2 Casos de prueba.....	57
4.2.1 Caso base: 100% energía convencional.....	57
4.2.2 Caso netamente eólico	58
4.2.3 Caso netamente fotovoltaico	58
4.2.4 Caso con combinaciones de generación	59
4.3 Resultados.....	59
4.3.1 Casos 1-3.....	59
4.3.2 Casos con combinaciones de tecnologías	62
4.4 Comportamiento angular	63
4.5 Conclusiones principales del capítulo	65
Capítulo 5: Influencia en la operación de las protecciones eléctricas debido al reemplazo de generación convencional por ERV	66
5.1. Protecciones eléctricas en modelo de prueba.....	67
5.1.1 Configuraciones de las protecciones: Protecciones de Distancia.....	67
5.1.2 Configuraciones de las protecciones: Protecciones de Sobrecorriente	68
5.2 Comportamiento durante distintos casos de operación	71
5.2.1 Evaluación caso base.....	72
5.2.2 Operación caso generación netamente eólica.....	76
5.2.3 Operación caso generación netamente fotovoltaica.....	79
5.2.4 Generación combinada (33% solar, 33% eólico y 33% convencional)	84
5.2.5 Generación combinada ERV (50% eólico y 50% solar)	86
5.3 Importancia de la Ubicación de Falla	89
5.4 Conclusiones principales del capítulo	90

Capítulo 6: Evaluación de la entrada masiva de centrales ERV en la coordinación de protecciones y nivel de cortocircuito en el SEN.....	92
6.1. Método de implementación.....	92
6.2. Niveles de cortocircuito.	93
6.2.1 Comprobación efecto de distancia vs efecto de tipo de central	95
6.3. Ángulo de falla	96
6.5 Comportamiento de Protecciones Eléctricas dentro del SEN.....	96
6.4 Conclusiones generales del capítulo.....	102
Capítulo 7: Conclusiones y cumplimiento de objetivos	103
7.1 Conclusiones.....	103
7.2 Cumplimiento de Objetivos	105
Referencias	106
Anexos	107
A. Centrales de estudio	107
B. Resultados de simulaciones de falla en Base de Datos modelo.....	111
C. Disposición gráfica de configuración de protecciones BD propia	117
D. Diagrama Unilineal de la Región Atacama en la Base de Datos nacional..... perteneciente al CEN.....	121
E. Tablas de tiempo de operación de protecciones instantáneas y de distancia en los distintos casos. BD propia.....	128

Índice de figuras

Figura 1 Esquema del sistema de turbina eólica con aerogenerador de tipo DFIG [8].....	20
Figura 2 Esquema simplificado de controlador PLL [10].	21
Figura 3 Representación de centra eólica PE Valle de los Vientos.....	23
Figura 4 Ejemplo de sistema de potencia.....	24
Figura 5 Lista de bloques y elementos que representan dentro de un diagrama. Generador eólico DFIG: PE La Estrella.....	25
Figura 6 Modelo dinámico generador eólico DFIG, correspondiente a central PE Calama.	26
Figura 7 Modelo correspondiente a Planta Eólica La Estrella en estudio de coordinación de protecciones.	31
Figura 8 Circuito utilizado en simulación dinámica.	34
Figura 9 Comportamiento dinámico PE La Estrella durante cortocircuito monofásico	35
Figura 10 Comportamiento dinámico PE La Estrella durante cortocircuito bifásico	36
Figura 11 Comportamiento dinámico PE La Estrella durante cortocircuito trifásico.....	36
Figura 12 Modelo correspondiente a la Planta Fotovoltaica La Huella en estudio de coordinación de protecciones	38
Figura 13 Listado de elementos presentes en diagrama de bloques de unidades generadoras en PFV La Huella.....	39
Figura 14 Diagrama de bloques PFV La Huella	40
Figura 15 Diagrama representativo del circuito de medición para simulaciones dinámicas	41
Figura 16 Comportamiento dinámico PFV La Huella durante cortocircuito monofásico.....	41
Figura 17 Comportamiento dinámico PFV La Huella durante cortocircuito bifásico.....	42
Figura 18 Comportamiento dinámico PFV La Huella con cortocircuito trifásico en barra de salida de la central, 220kV	43
Figura 19 Diagrama Unilineal de la zona descrita en EAF 361/2022, en Atacama. Línea de 110[kV].....	46
Figura 20 Registro Oscilográfico visto por subestación Diego de Almagro, paño H5. EAF 361/2022	47
Figura 21 Simulación RMS de las corrientes de falla de EAF 361/2022 vistas desde S/E Diego de Almagro.	47
Figura 22 Simulación RMS de las corrientes de falla de EAF 361/2022 vistas desde S/E Javiera, correspondiente a PFV Javiera	48
Figura 23 Diagrama Unilineal de la zona descrita en EAF 393/2022, en Norte Grande. Línea de 110[kV]	49
Figura 24 Registro Oscilográfico visto por subestación Uribe, paño H3. EAF 393/2022.....	50
Figura 25 Simulación RMS de las corrientes de falla de EAF 393/2022, vista desde S/E Uribe.....	51
Figura 26 Simulación RMS de las corrientes de falla de EAF 393/2022, vista desde la central fotovoltaica Uribe Solar	52
Figura 27 Modelo a escala utilizado para observar el efecto de las distintas fuentes de energía. Subestaciones con protecciones denominadas como TS, TC, y TN. Paños correspondientes denominados como Jx.	56
Figura 28 Medición de corrientes y puntos de fallas durante las pruebas.	57
Figura 29 Visualización de protecciones de distancia – “Loops”	68
Figura 30 Ubicación de protecciones en los paños respectivos y ubicaciones de fallas a evaluar.	69
Figura 31 Representación gráfica protecciones de sobrecorriente, Terminal Sur (Línea 2).....	70

Figura 32 Representación gráfica protecciones de sobrecorriente, Terminal Centro (Línea 3)	70
Figura 33 Representación gráfica protecciones de sobrecorriente, Terminal Norte (Línea 4)	71
Figura 34 Protecciones de Sobrecorriente, Caso Base. Superior: falla monofásica a tierra. Inferior, falla trifásica.73	
Figura 35 Protecciones de Distancia, Caso Base. Superior: falla monofásica a tierra. Inferior, falla trifásica.....	74
Figura 36 Verificación respaldo TS_J1 de Línea 2 sobre TC_J2 de Línea 3 durante falla	75
Figura 37 Protecciones de Sobrecorriente, Caso netamente Eólico. Superior: falla monofásica a tierra. Inferior, falla trifásica.....	77
Figura 38 Protecciones de Distancia, Caso netamente Eólico. Superior: falla monofásica a tierra. Inferior, falla trifásica.....	78
Figura 39 Protecciones de Sobrecorriente, Caso netamente Solar. Superior: falla monofásica a tierra. Inferior, falla trifásica.....	81
Figura 40 Protecciones de Distancia, Caso netamente Solar. Superior: falla monofásica a tierra. Inferior, falla trifásica.....	82
Figura 41 Protecciones de Sobrecorriente, Caso combinación equitativa. Superior: falla monofásica a tierra. Inferior, falla trifásica	84
Figura 42 Protecciones de Distancia, Caso combinación equitativa. Superior: falla monofásica a tierra. Inferior, falla trifásica.....	85
Figura 43 Protecciones de Sobrecorriente, Caso combinación ERV. Superior: falla monofásica a tierra. Inferior, falla trifásica.....	87
Figura 44 Protecciones de Distancia, Caso combinación ERV. Superior: falla monofásica a tierra. Inferior, falla trifásica.....	88
Figura 45 Diagrama unilíneal de la línea Cardones – Maitencillo – Vallenar 110[kV]	97
Figura 46 Protecciones de Distancia en línea 110[kV] Cardones – Maitencillo – Vallenar, Región de Atacama	97
Figura 47 Ubicación del punto de falla dentro del path.	98
Figura 48 Comportamiento de Protecciones Eléctricas en línea 110[kV], escenario ERV Mínimo, falla monofásica a tierra.....	99
Figura 49 Comportamiento de Protecciones Eléctricas en línea 110[kV], escenario ERV Mínimo, falla trifásica	99
Figura 50 Comportamiento de Protecciones Eléctricas en línea 110[kV], escenario ERV Máximo, falla monofásica a tierra.....	100
Figura 51 Comportamiento de Protecciones Eléctricas en línea 110[kV], escenario ERV Máximo, falla trifásica	100
Figura 52 Imagen satelital del Parque Eólico La Estrella.....	107
Figura 53 Imagen satelital del Parque Fotovoltaico La Huella. Aún en construcción en la fecha de las imágenes	108
Figura 54 Imagen satelital del Complejo Termoeléctrica Ventanas.....	109
Figura 55 Imagen satelital de Termoeléctrico Termopacífico y Planta Fotovoltaica Antay.....	110
Figura 56 Protecciones de sobrecorriente instantáneas en el Terminal Sur, protegiendo Línea 2 y respaldando Línea 3	117
Figura 57 Protecciones de distancia en el Terminal Sur, protegiendo Línea 2 y respaldando Línea 3. Zonas de protección Z1, Z2, y Z3 demarcadas.....	118

<i>Figura 58 Protecciones de sobrecorriente instantáneas en el Terminal Centro, protegiendo Línea 3 y respaldando Línea 4.....</i>	<i>118</i>
<i>Figura 59 Protecciones de distancia en el Terminal Centro, protegiendo Línea 3 y respaldando Línea 4. Zonas de protección Z1, Z2, y Z3 demarcadas.....</i>	<i>119</i>
<i>Figura 60 Protecciones de sobrecorriente instantáneas en el Terminal Norte, protegiendo Línea 4.....</i>	<i>119</i>
<i>Figura 61 Protecciones de distancia en el Terminal Norte, protegiendo Línea 4. Zonas de protección Z1 y Z2.....</i>	<i>120</i>
<i>Figura 62 Región Atacama en Base de Datos del SEN perteneciente al CEN. Región completa. Se denotan las Subestaciones Cardones y Maitencillo.....</i>	<i>121</i>
<i>Figura 63 Alrededores de la Subestación Cardones. Se denotan las centrales PFV Antay y TER Termopacífico, ambas unidas en la Subestación Medellín.....</i>	<i>122</i>
<i>Figura 64 Específico de las centrales PFV Antay y TER Termopacífico. Conexión en Subestación Medellín a Subestación Cardones.....</i>	<i>122</i>
<i>Figura 65 Zona de interés: Subestación Cardones, Subestación Maitencillo, Subestación M La Candelaria, Subestación Nueva Cardones, y Central Térmica Guacolda.....</i>	<i>123</i>
<i>Figura 66 Subestación Caserones y su conexión a Subestación Maitencillo.....</i>	<i>123</i>
<i>Figura 67 Subestación Cerro Negro y conexión a Subestación Cardones. En alrededores se encuentra PFV Llano de Llampos.....</i>	<i>124</i>
<i>Figura 68 Subestaciones Magnetita, F Paipote, y Refugio. Conexión con Subestación Cardones. S/E Cardones se divide en 2 barras.</i>	<i>124</i>
<i>Figura 69 Subestación Tierra Amarilla y su conexión a Subestación Cardones, más alrededores.....</i>	<i>125</i>
<i>Figura 70 Subestación Vallenar y su conexión a Subestación Maitencillo.....</i>	<i>125</i>
<i>Figura 71 Centrales fotovoltaicas PFV Río Escondido y PFV Valle Escondido, ambas conectadas en la Subestación Valle Escondido.....</i>	<i>126</i>
<i>Figura 72 Protecciones a distancia en línea 110[kV] Cardones-Maitencillo-Vallenar 110[kV].....</i>	<i>127</i>

Índice de tablas

<i>Tabla 1 Requerimientos de operación de centrales, según frecuencia.....</i>	<i>29</i>
<i>Tabla 2 Niveles de cortocircuitos por turbina eólica en PE La Estrella.....</i>	<i>32</i>
<i>Tabla 3 Resultados cortocircuitos estáticos y dinámicos, central PE La Estrella. Falla en barra MT 33[kV] ..</i>	<i>37</i>
<i>Tabla 4 Niveles de cortocircuito por inversor en PFV La Huella</i>	<i>39</i>
<i>Tabla 5 Resultado cortocircuitos estáticos y dinámicos, central PFV La Huella. Falla en barra MT 33[kV] ..</i>	<i>43</i>
<i>Tabla 6 Resultados cortocircuito estático por fase utilizando método completo para EAF 361/2022</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 7 Resultados cortocircuito estático por fase utilizando método completo para EAF 393/2022</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 8 Comportamiento inicial caso netamente convencional.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 9 Comportamiento inicial caso netamente eólico.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 10 Comportamiento inicial caso netamente fotovoltaico.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 11 Comportamiento angular caso generación netamente proveniente de cada tipo de tecnología, visto desde las centrales en el Terminal Sur.....</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 12 Caso de generación netamente renovable, distribuida de manera igualitaria entre Fotovoltaica y Eólica</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 13 Caso de generación proveniente de las tres tecnologías por partes iguales</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 14 Ajuste de protecciones de sobrecorriente</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 15 Operación de protecciones debido a fallas simuladas de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso base.</i>	<i>76</i>
<i>Tabla 16 Operación de protecciones de sobrecorriente debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso generación 100% eólica.</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 17 Operación de protecciones de sobrecorriente debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso generación 100% fotovoltaica.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 18 Operación de protecciones de sobrecorriente debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso generación combinada equitativa.</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 19 Operación de protecciones de instantáneas debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso generación combinada ERV.....</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 20 Localización de puntos de falla que traen, por consecuencia, comportamiento irregular de las protecciones dentro del sistema.</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 21 Comparación de potencia instalada, generada, y factor de planta en el SEN durante ambos escenarios de operación.....</i>	<i>93</i>
<i>Tabla 22 Nivel de corriente de cortocircuito. Simulación Base de Datos CEN, región Atacama</i>	<i>93</i>
<i>Tabla 23 Corriente de cortocircuito y ángulo de corriente de falla en caso comparativo centrales ERV Antay y TER Termopacífico.....</i>	<i>95</i>
<i>Tabla 24 Medición de ángulos de corriente de cortocircuito en punto de falla</i>	<i>96</i>
<i>Tabla 25 Lecturas de corrientes de cortocircuito según falla en la línea 110[kV] Cardones – Maitencillo - Vallenar.....</i>	<i>101</i>
<i>Tabla 26 Operación y comportamiento de protecciones según falla en la línea 110 [kV] Cardones – Maitencillo - Vallenar.....</i>	<i>101</i>
<i>Tabla 27 Nivel de cortocircuito subtransitorio en punto de falla durante cortocircuito trifásico según escenarios de operación.....</i>	<i>111</i>

<i>Tabla 28 Aporte al cortocircuito por tipo de central durante falla trifásica según punto de falla y configuración de oferta de Potencia</i>	<i>111</i>
<i>Tabla 29 Nivel de cortocircuito subtransitorio en punto de falla durante cortocircuito monofásico según escenarios de operación. Resistencia de falla = 0 Ohm.....</i>	<i>112</i>
<i>Tabla 30 Nivel de cortocircuito subtransitorio en punto de falla durante cortocircuito monofásico según escenarios de operación, casos con fuentes de potencia mezcladas. Resistencia de falla = 0 Ohm.....</i>	<i>112</i>
<i>Tabla 31 Aporte al nivel de cortocircuito por tipo de central durante falla monofásica. Casos con fuentes de potencia sin mezclar. Resistencia de falla = 0 Ohm.....</i>	<i>112</i>
<i>Tabla 32 Aporte al nivel de cortocircuito por central durante cortocircuito monofásico con resistencia de falla de 20 Ohm. Casos con aporte de potencia por central sin mezcla de distintas tecnologías</i>	<i>113</i>
<i>Tabla 33 Aporte al nivel de cortocircuito por central durante cortocircuito monofásico con resistencia de falla de 20 Ohm. Casos con aporte de potencia mezclada</i>	<i>114</i>
<i>Tabla 34 Aporte al nivel de cortocircuito por central durante cortocircuito monofásico con resistencia de falla de 20 Ohm. Casos con aporte de potencia mezclada</i>	<i>114</i>
<i>Tabla 35 Nivel de cortocircuito subtransitorio por central durante falla monofásica con resistencia de falla de 20 Ohm. Casos con aporte de potencia sin mezcla de distintas tecnologías</i>	<i>115</i>
<i>Tabla 36 Niveles de cortocircuito subtransitorio en punto de falla durante falla monofásica con resistencia de 20 Ohm. Casos con mezcla de potencia de distintas tecnologías</i>	<i>115</i>
<i>Tabla 37 Operación de protecciones de sobrecorriente debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso base.....</i>	<i>128</i>
<i>Tabla 38 Operación de protecciones de distancia debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso base.....</i>	<i>129</i>
<i>Tabla 39 Operación de protecciones de sobrecorriente debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso netamente eólico</i>	<i>129</i>
<i>Tabla 40 Operación de protecciones de distancia debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso netamente eólico</i>	<i>130</i>
<i>Tabla 41 Operación de protecciones de sobrecorriente debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso netamente fotovoltaico</i>	<i>130</i>
<i>Tabla 42 Operación de protecciones de distancia debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso netamente fotovoltaico</i>	<i>131</i>
<i>Tabla 43 Operación de protecciones de sobrecorriente debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso generación combinada</i>	<i>131</i>
<i>Tabla 44 Operación de protecciones de distancia debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso generación combinada</i>	<i>132</i>
<i>Tabla 45 Operación de protecciones de sobrecorriente debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso generación netamente ERV.....</i>	<i>132</i>
<i>Tabla 46 Operación de protecciones de distancia debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso generación netamente ERV.....</i>	<i>133</i>

Capítulo 1: Introducción

En esta memoria de titulación se observa y estudia el comportamiento de las centrales eléctricas basadas en energías renovables, específicamente las centrales solares fotovoltaicas y eólicas, enfocándose en los tipos más comunes e influyentes en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) chileno para analizar cómo éstas lo afectan al considerar una entrada masiva de estas centrales.

Las centrales de tipo “Energía Renovable Variable” (ERV) son capaces de generar electricidad en base a fuentes energéticas que no utilizan combustible fósil, quienes sí lo utilizan reciben el nombre de “Convencionales”. Por lo cual las ERV son generalmente llamadas “no convencionales”, o de tipo “Energía Renovable No Convencional” (ERNC). El hecho de que no utilicen combustible fósil o agua líquida significa que debe cambiar la tecnología que utilizan para funcionar como una central eléctrica.

Las centrales eólicas funcionan [1] con el movimiento del viento, el cual es capturado por hélices que hacen girar el rotor de una turbina, llamada “turbina eólica”. Es común que se confunda su funcionamiento con el de una central hidráulica, pero eso es un grave error, puesto que en cuanto se refiere a lo eólico, el viento es una fuente de movimiento no controlable por el humano, a diferencia del agua, lo que trae consigo el desafío de obtener la estabilidad de flujo energético: “¿Cómo generar electricidad de forma estable y constante cuando la fuente de energía es inestable e inconstante?”. Para ello se han desarrollado variadas tecnologías diferentes en cuanto a la captura de la energía del viento, al aprovechamiento de éste, y a la conversión de la energía cinética del viento a energía eléctrica.

Dentro de este marco, una de las tantas tecnologías eólicas, y la con mayor éxito en el ámbito energético, es la llamada “*Doubly Fed Induction Generator*” (DFIG, o Generador de Inducción Doblemente Alimentado, en español), siendo la de mayor presencia en el sistema eléctrico chileno. Esta tecnología consiste en utilizar la funcionalidad de un generador de inducción que obtiene energía eléctrica desde el eje del rotor utilizando un convertidor llamado “back-to-back” (que convierte AC a DC y luego a AC). Es decir, desde el estator, el generador es capaz de entregar corriente en la frecuencia de la red gracias a que en el rotor el convertidor modula su corriente a una frecuencia variable que se define esencialmente según la diferencia relativa entre la velocidad del viento y la velocidad sincrónica.

Por otro lado, las centrales solares fotovoltaicas [2] no contienen partes móviles, lo que lleva a cuestionar el cómo se obtiene corriente alterna desde éstas. En cuanto a estas centrales, existen diversas tecnologías que utilizan en los paneles que capturan la energía solar y la convierten en energía eléctrica. Además, la topología de las centrales solares muchas veces se define por la disposición y relación de inversores por cantidad de paneles solares, como por ejemplo la tecnología de micro inversores, donde cada panel solar tiene su propio inversor, o en los grandes inversores que procesan la energía de miles de paneles. Por ende, debido a las diferentes topologías presentes,

se estudiarán las centrales fotovoltaicas con inversores por hilera, en donde se agrupan los paneles solares por sectores, asignando un inversor por cada sector. Esta topología es la más recurrente en la industria [3], pues es un cómodo término medio entre micro inversores y la disposición de inversores centralizados, trayendo consigo también una sectorización intrínseca de la central fotovoltaica, lo que facilita, por ejemplo, la mantención de equipos.

Considerando lo anterior, se puede esperar que el comportamiento de estas centrales eólicas y fotovoltaicas mencionadas sea diferente al de las centrales convencionales, lo que lleva al objetivo de esta memoria: analizar qué puede suceder con las amplitudes de las corrientes durante un cortocircuito y cómo esto afecta a la coordinación de protecciones. Más aún, si el número de estas centrales aumenta drásticamente en la red eléctrica, ¿afectará el ya establecido sistema de protección? Si se está apuntando a la descarbonización del SEN, ¿qué ocurrirá con los sistemas de protección con una menor cantidad de centrales convencionales y mayor cantidad de centrales ERVs?

Para responder esas preguntas, se realizan simulaciones computacionales por medio del programa DIGSILENT PowerFactory, el cual es una poderosa herramienta de simulación de sistemas de potencia, con la capacidad de realizar flujos de potencia, coordinación de protecciones, y simular fallas eléctricas, entre otras herramientas.

1.1 Motivación

La creciente necesidad de energía en el mundo ha llevado que los precios de todas las energías crezcan en gran manera, particularmente las energías más tradicionales como las fósiles. Por este motivo es que se está trabajando en una diversificación de la matriz energética para depender en menor medida de las energías fósiles y en mayor medida de energías autogeneradas. Lo que sin duda ha llevado a un aumento en la investigación relacionada con las energías renovables para que sea factible su utilización, investigación que sigue en curso.

Dentro de estas tecnologías de la generación, se encuentran dos que resaltan y han estado en el foco de atención: la generación solar fotovoltaica y la generación eólica, llamadas “fuentes renovables” debido a su capacidad de producir energía eléctrica sin necesidad de utilizar combustibles fósiles (la quema de combustibles fósiles está entre las causas más importantes del cambio climático) ni depender de recursos hídricos, los cuales han ido disminuyendo considerablemente, justamente, por causa del cambio climático.

A pesar de que estas tecnologías se pueden presentar como una ayuda para aplacar el gran problema, no vienen sin dificultades y desafíos en otros aspectos, como los cambios que traen al comportamiento y dinámica de los sistemas eléctricos de potencia.

Por ello nace la necesidad de estudiar estos comportamientos y analizar los efectos a gran escala que pueden traer consigo en el futuro cercano debido a la actual y rápida migración de

tecnologías fósiles a estas nuevas más ecológicas y renovables. En nuestro caso, nos abordaremos al estudio del impacto sobre los sistemas de protecciones del sistema eléctrico.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Evaluar el comportamiento de centrales eólicas y fotovoltaicas y su influencia en el SEN durante cortocircuitos.

1.2.2 Objetivos Específicos

Para poder cumplir con el objetivo general, se ha dividido el estudio en cuatro partes que se denotan por los siguientes objetivos específicos:

- Estudiar el funcionamiento de la topología más recurrente de las centrales eólicas y fotovoltaicas en Chile bajo estado normal y durante un cortocircuito.
- Desarrollar los modelos de las centrales eólica y fotovoltaica seleccionadas durante cortocircuitos considerando sus convertidores estáticos y sistemas de control en DIGSILENT, validándolos con registros oscilográficos de fallas reales.
- Determinar la influencia de las centrales seleccionadas en la operación de protecciones eléctricas durante cortocircuitos dentro del sistema eléctrico de potencia, comparando con centrales convencionales.
- Evaluar la influencia de la incorporación masiva de centrales ERV en la coordinación de protecciones y en su aporte al nivel de cortocircuito en el SEN.

Capítulo 2: Marco teórico

2.1 Sistemas de generación eólica y fotovoltaica en Chile

Las energías renovables variables (ERV) incluyen, pero no están limitadas, a eólicas y fotovoltaicas. En Chile, las primeras centrales ERV comienzan a aparecer en el año 2007, con 18,2[MW] de potencia provenientes de centrales eólicas, mientras que las primeras centrales solares comienzan a aparecer el año 2012 con 1,4[MW], escalando a 222,1[MW] para el 2014.

Hasta el 31 de diciembre del 2020 [4][5], el SEN contaba con 2.526,8[MW] de potencia eólica y 3.574,9[MW] de potencia solar:

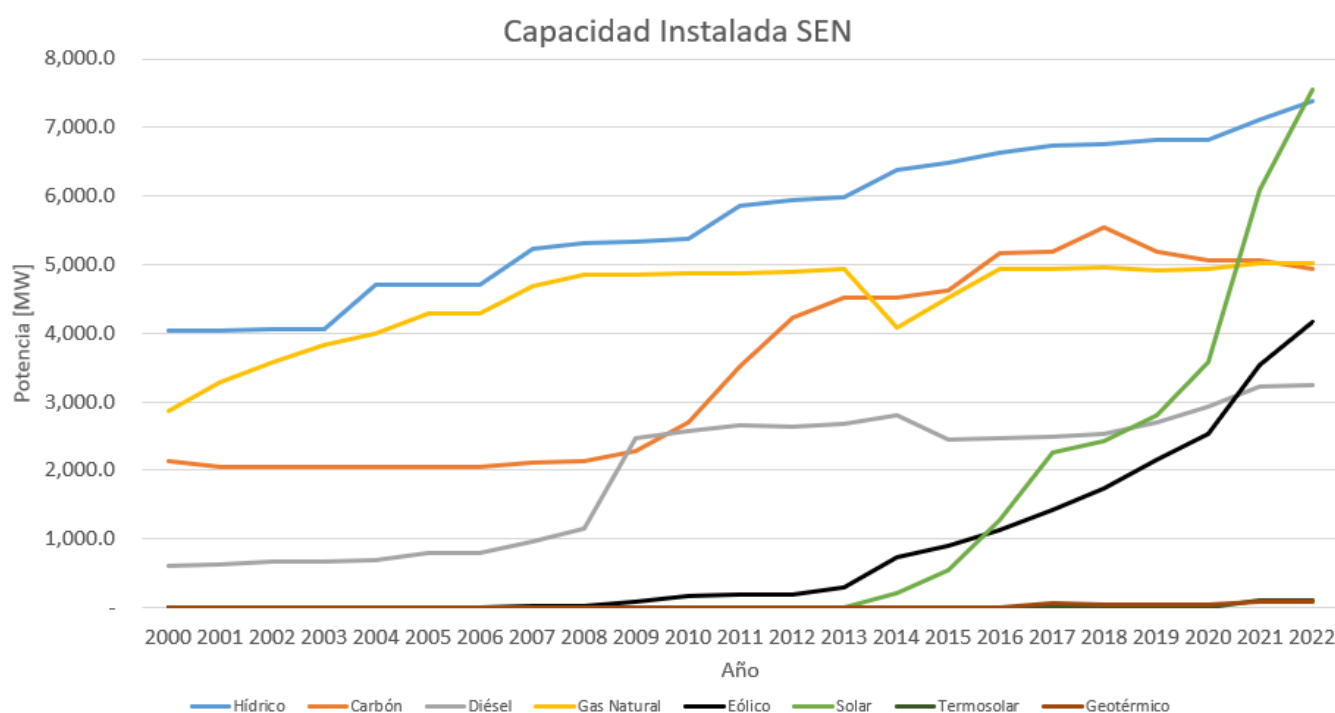


Gráfico 1. Potencia instalada por año por tecnología.

Según el Gráfico 1, la tendencia de las fuentes de energía es clara: tecnologías que no utilizan fuentes fósiles van en aumento, mientras que las fósiles han tenido un punto máximo del cual no han aumentado. Sin embargo, en Chile, se ha hecho ley el cierre de toda central eléctrica a carbón para el 31 de diciembre del 2025 [6], dejando un vacío energético que se busca llenar utilizando fuentes ERV, lo que hace aún más importante la comprensión del efecto que estas tecnologías tienen sobre la red eléctrica. Cabe señalar que se está en discusión el aplazamiento de la fecha límite de la salida de esas centrales para el año 2030 [7].

Para el año 2021, se proyectaba que 155 proyectos eléctricos entren en funcionamiento por 6,329[GW], de los cuales 140 corresponden a proyectos de energía renovable, totalizando 5,950[GW] [8], demostrando que las centrales convencionales están quedando rápidamente fuera

del sistema eléctrico, siendo reemplazadas por energía renovable. Tal impacto ya es notorio en el año 2022, donde la mayoría de la potencia instalada en el SEN corresponde a centrales solares.

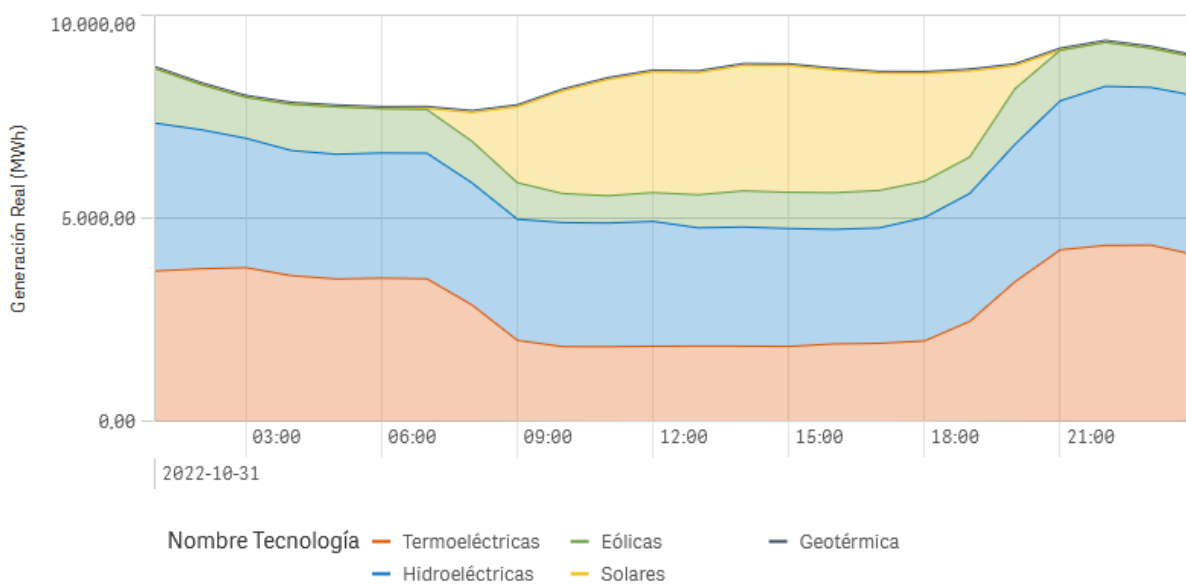


Gráfico 2 Generación Horaria en el SEN por tecnología el día 31/10/2022.

Como se aprecia en el

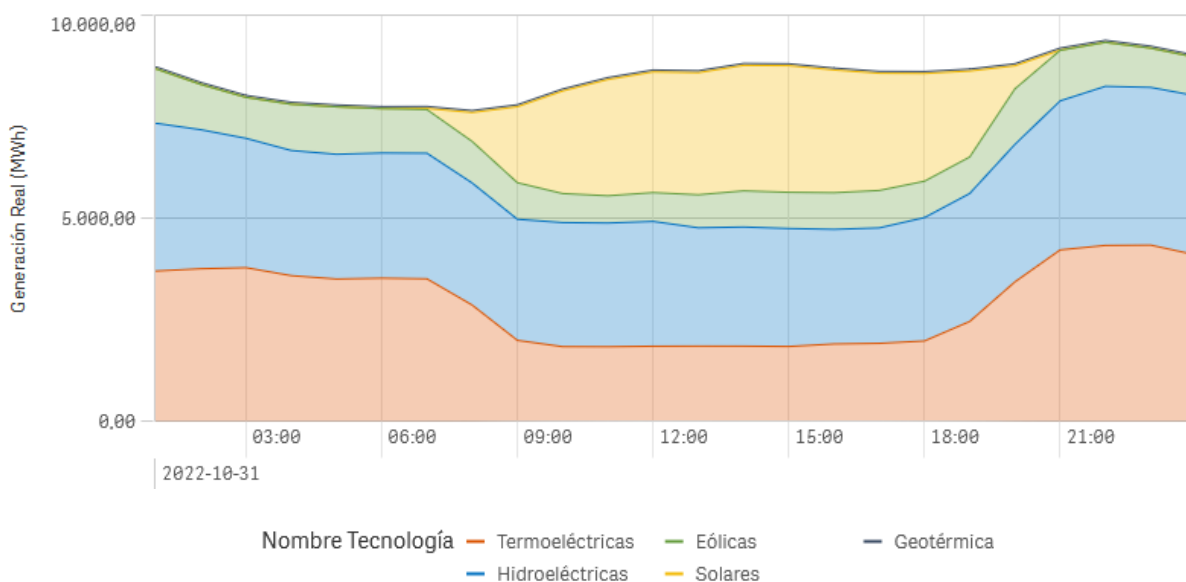


Gráfico 2 Generación Horaria en el SEN por tecnología el día 31/10/2022., el cual muestra la potencia generada durante el día por distintas tecnologías, el potencial fotovoltaico en un día de diciembre es comparable con el potencial fósil, pero al igual que la potencia eólica generada, ambas tecnologías ERV no son constantes durante el transcurso del día, pero sí existe un alto potencial instalado.

Debido a que las centrales eólicas y solares no consisten netamente en el movimiento de una turbina utilizando agua o vapor de agua, o el hecho de que la fuente energética que utilizan no

es constante ni controlable por el humano, entonces se han desarrollado distintas tecnologías para la conversión continua de energía, de forma constante y con confiabilidad.

Las centrales eólicas se deben adecuar a la variabilidad del viento y, por tanto, a las aceleraciones y desaceleraciones que pueda tener una turbina eólica, por lo que su tecnología apunta a mantener un potencial eléctrico y frecuencia constantes en los terminales de salida de las centrales, manteniendo lo mejor posible la eficiencia.

Por el lado de las centrales solares fotovoltaicas, éstas se deben adecuar a la variabilidad de la intensidad solar durante el día, pero la forma que se realiza la conversión de corriente continua a corriente alterna no cambia mayormente entre los diversos tipos de centrales fotovoltaicas, sino que tienen una diferencia en el tamaño de los inversores que utilizan para realizar la conversión continua de energía. Lo que diferencia las centrales fotovoltaicas es la disposición de los inversores y los paneles fotovoltaicos. Dentro de las diversas configuraciones existentes (como son los micro inversores, por ejemplo), se encuentra la configuración de grandes inversores por hilera, la cual es la forma más recurrente de diseño de centrales fotovoltaicas en el SEN [3]. En esta configuración, una cantidad considerable de paneles solares se conectan a un solo inversor, encargado de una hilera, los cuales se conectan a transformadores de subida de tensión antes de despachar la potencia al sistema de transmisión.

En Chile, la tecnología más utilizada en los aerogeneradores es la denominada “DFIG” [3], sigla en inglés para “Generador de Inducción Doblemente Alimentado”, tecnología la cual obtiene su nombre debido a utilizar una doble conexión a la red: a través del estator y de un sistema de conversión a través del rotor [5]. Esta tecnología se considera la óptima en la actualidad, por lo cual es un mayor foco de atención [9].

2.1.1 Generador Eólico Doblemente Alimentado

Los aerogeneradores horizontales consisten en capturar la energía cinética del viento utilizando grandes aspas, las cuales transforman esta energía cinética en energía mecánica, produciendo movimiento en el rotor de una máquina eléctrica rotatoria por medio de una caja de cambios.

Luego a esto, las distintas tecnologías de aerogeneradores determinan el comportamiento, ventajas y desventajas.

Particularmente, los generadores doblemente alimentados, utilizan una máquina asincrónica capaz de trabajar en cuatro cuadrantes con un convertidor AC – DC – AC por medio de IGBTs, obteniendo grandes ventajas, como:

- Permite variación de velocidad hasta $\pm 40\%$
- Permite control de potencia reactiva y tensión
- Pueden inyectar corriente reactiva ante fallas
- No se desconectan ante fallas en la red eléctrica
- Permite el control de la potencia activa

- Costo de inversores reducido en comparación a tecnologías no doblemente alimentadas.
- Mayor eficiencia energética frente a otras tecnologías.
- Gracias al poder trabajar en cuatro cuadrantes, se puede implementar un control de factor de potencia a un costo menor que frente a otras tecnologías.

La desventaja de la tecnología DFIG es la necesidad de un elemento de protección interno que le permita funcionar de manera correcta durante fallas de la red llamado *Crowbar*, lo cual complejiza el modelamiento matemático del generador asincrónico asociado, requiriendo así aproximaciones, lo que complejiza la configuración de los sistemas de control.

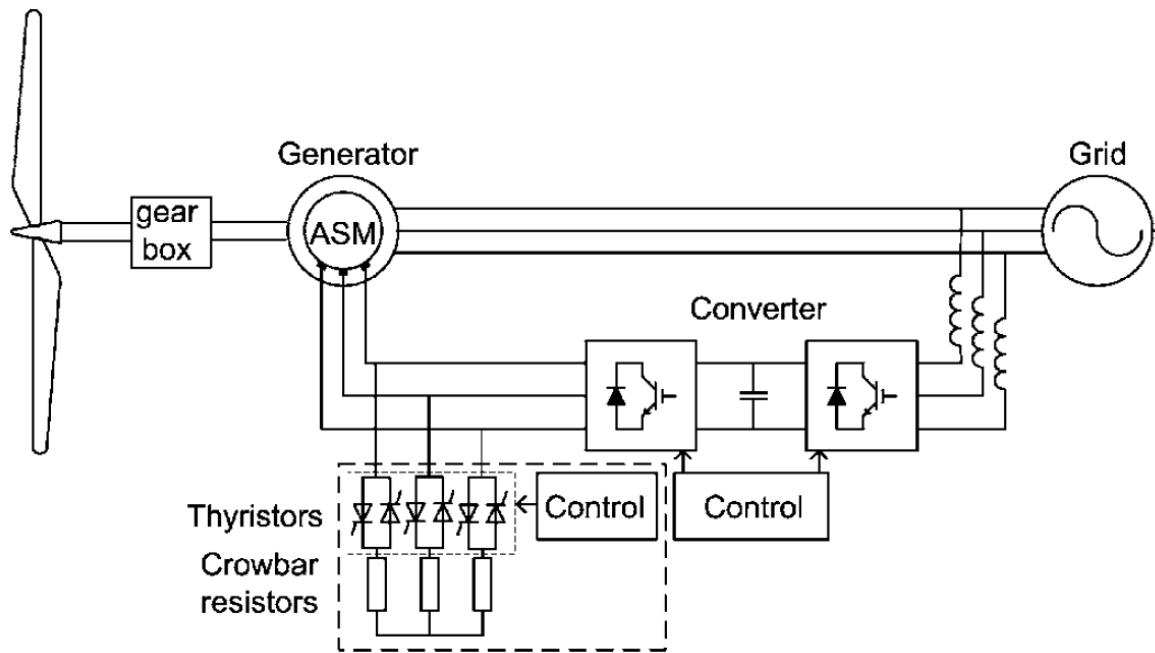


Figura 1 Esquema del sistema de turbina eólica con aerogenerador de tipo DFIG [8].

Funcionamiento: esta tecnología se basa en los sistemas de turbinas de velocidad variable, los cuales son capaces de ajustar la velocidad de giro del rotor para ajustarse a cambios en la intensidad del viento, manteniéndose así lo más cercano posible al punto óptimo de captura y transformación de energía eólica.

Particularmente, como se observa en la Figura 1, las turbinas de tecnología DFIG consisten en una conexión a través de un convertidor back-to-back [10] en el rotor y una conexión directa en el estator hacia la salida del generador. De esta manera se logra que tanto la frecuencia como la amplitud de la corriente en el devanado del rotor sean regulados libremente, con lo que la velocidad de giro del rotor se puede variar en un rango amplio, mejorando la capacidad de obtención de energía eólica.

Adicionalmente, esta conexión le permite a la turbina realizar partidas suaves y mejora su comportamiento ante fallas por medio de lo denominado “*fault ride-through*”.

Como protección interna del generador se tiene el sistema llamado “*Crowbar*”, el cual consiste en tiristores y resistencias quienes tienen por objetivo limitar la corriente que circula por los convertidores electrónicos durante alguna falla. [11]

Dinámicamente, los generadores DFIG se comportan como máquinas asincrónicas, donde las mismas ecuaciones son aplicables y precisas, excepto cuando está presente el Crowbar, puesto que tiene una influencia sobre las corrientes del rotor. Por tanto, las ecuaciones que describen a las máquinas deben ser sujetas a aproximaciones que traen consigo incertidumbre al momento de calcular de manera acertada los niveles de cortocircuito presentes en estos generadores, en donde se estima que, en por unidad, las corrientes de cortocircuito de los aerogeneradores de tipo DFIG se encuentran en un rango de 1,5pu a 6pu, dependiendo de la potencia nominal de las máquinas, donde la mayor potencia trae consigo (comparativamente) la menor corriente de cortocircuito. [12]

2.1.2. Generador Fotovoltaico con Inversores por Hilera

Las centrales fotovoltaicas están compuestas por los paneles solares, inversores, barras colectoras, transformadores, y en algunos casos, baterías para almacenamiento y/o respaldo de sincronismo.

Debido a que estas centrales no poseen partes móviles, entonces la conversión de corriente continua, producida por los paneles, debe ser convertida a corriente alterna de la frecuencia de la red, la cual se obtiene desde los inversores.

Es justo por eso que la coordinación de estas centrales es tan diferente a una central convencional, la cual tiene generadores sincrónicos con frecuencia natural de salida de la red. Los inversores, en cambio, obtienen información de la red misma a la cual se conectan (llamado sistema “*on-grid*”) para su propia regulación de frecuencia. Este mecanismo utilizado por los inversores es parte de un sistema de control denominado “*Phase Locked Loop*” (PLL, o Lazos de Fijación de Fase, en español), que según [13] es el “Circuito capaz de generar una oscilación cuya fase con respecto a una señal de entrada se mantiene acotada, contando para ello con una realimentación que compara la fase de las dos señales y actúa modificando la frecuencia de la oscilación generada”.

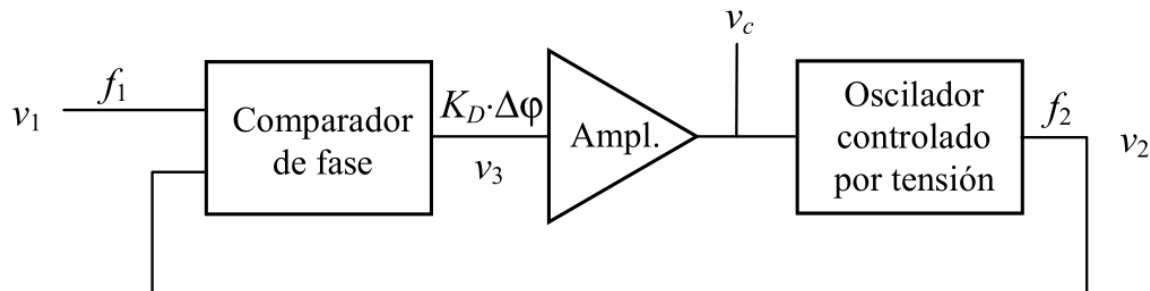


Figura 2 Esquema simplificado de controlador PLL [10].

2.2 Modelamiento de centrales eólicas y fotovoltaicas

PowerFactory es una herramienta computacional creada por DIgSILENT, utilizada globalmente por su enorme capacidad de simulación y precisión, capaz de realizar flujos de potencia en redes eléctricas de naciones enteras en pocos segundos, es la utilizada para realizar estudios de protecciones, análisis de fallas, y estabilidad de potencia por las entidades nacionales de manera oficial para determinar el comportamiento del SEN

Para determinar el correcto funcionamiento del SEN, es decir, que sea estable y que nuevos proyectos no sean perjudiciales, se tiene un riguroso proceso de conexión para nuevas centrales, el cual es supervisado por el ente Coordinador Eléctrico Nacional, quien exige arduos estudios a los interesados de crear nuevas instalaciones. Dichos estudios son comprobados y contrastados con PowerFactory, incluso permitiendo crear modelos dinámicos para generadores utilizando teoría de control automático.

Los modelos dinámicos son aquellos responsables de controlar el comportamiento de las unidades generadoras durante perturbaciones en la red, tales como cortocircuitos o salidas intempestivas de otras unidades generadoras.

Este comportamiento es de vital importancia a la hora de determinar la estabilidad transitoria del sistema de potencia y para la correcta coordinación de protecciones eléctricas, pues una mala simulación computacional puede llevar a conclusiones equivocadas, teniendo repercusiones en la implementación y puestas de servicio de centrales, subestaciones, líneas de transmisión, protecciones, etc.

2.2.1 Implementación de sistemas en PowerFactory

En PowerFactory, las centrales eléctricas consisten, por lo general, en el correspondiente objeto que representa las unidades de generación, seguido por una barra o nodo que representan una conexión entre la unidad misma y el siguiente elemento: transformador elevador de tensión, el cual se conecta con otra barra. Este esquema se utiliza mayormente para centrales convencionales, en donde las unidades generadoras son consideradas como media tensión en sus terminales, por lo que el transformador eleva los niveles de media a alta tensión.

Dependiendo del objetivo y de lo que el modelo busque representar, es posible que exista otro transformador elevador de tensión, lo que representa que los terminales de las unidades generadoras están en baja tensión, con lo que el primer transformador eleva de baja a media tensión, y, por consiguiente, el segundo transformador es de media a alta tensión. Este esquema es más común en centrales de tipo ERV.

Por otro lado, las barras utilizadas como puntos de conexión pueden contener elementos, como transformadores de medida de corriente y/o voltaje, además de equipos de protección.

La Figura 3 muestra una configuración de 2 transformadores para una central eólica:

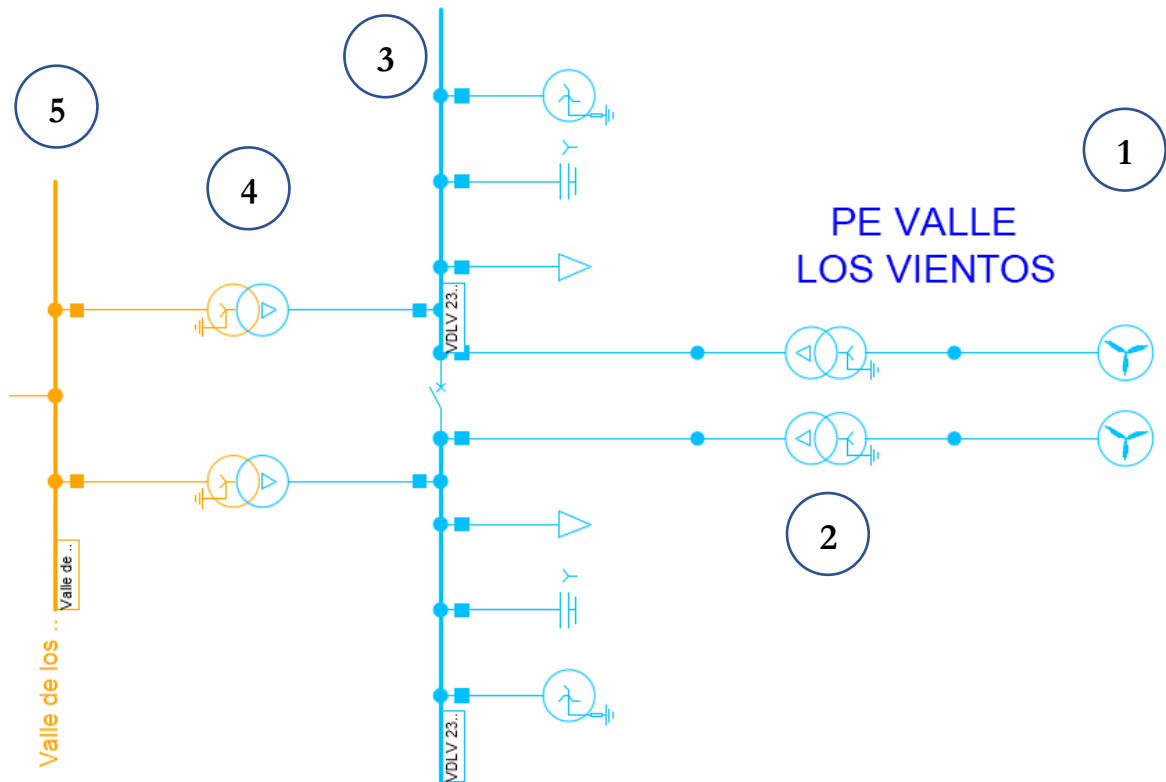


Figura 3 Representación de centra eólica PE Valle de los Vientos.

En la Figura 3 hay 5 puntos de interés:

1. Elemento gráfico que representa unidades generadoras. En el caso particular, representan aerogeneradores. La central PE Valle de los Vientos cuenta con 45 unidades generadoras en total, las cuales se distribuyen como 25 generadores en el elemento inferior y 20 generadores en el elemento superior.
2. Seguido de los aerogeneradores se encuentra el primer transformador elevador de tipo Dyn5 0,69/23[kV]. Cabe notar que, similar a como un solo elemento gráfico puede incluir más unidades generadoras, los elementos gráficos que representan transformadores también pueden incluir más de una unidad. En el caso particular de esta central, hay un transformador elevador de baja tensión a media tensión por turbina eólica, es decir, 25 transformadores en el elemento inferior y 20 en el elemento superior.
3. Barra de media tensión o barra colectora (23[kV] línea-línea). Conectados a esta barra hay elementos que representan consumos internos, bancos de condensadores, y resistencias de neutro. Entre el punto 2 y 3 existe una línea que representa el cable existente entre los aerogeneradores y su primer punto de unión (barra colectora), a la cual se le puede asignar resistencia y reactancia, según el dato técnico de cable.
4. Transformadores de potencia Ynd1 23/110[kV]. Estos elementos representativos a transformadores sólo representan a una unidad por elemento gráficos, es decir, hay sólo dos transformadores de potencia de MT/AT en esta central.

observar y estudiar. Configuraciones como, por ejemplo, el grupo de conexión de transformadores, impedancias y longitudes de líneas, despachos de centrales, y muchos otros.

Uno de los aspectos relevantes para la presente memoria es el comportamiento dinámico de las centrales ERV, el cual es determinado según su modelo dinámico creado utilizando diagramas de bloques. Con este modelo, el programa es capaz de determinar el comportamiento de centrales durante simulaciones temporales, lo que permite observar qué es lo que sucede, por ejemplo, si ocurre un cortocircuito cercano a una central de interés, pudiendo así responder preguntas como ¿Existe un aumento inesperado de sobrecorriente en los generadores de la central si ocurre una falla en la línea de transmisión en el empalme de la central? Con ello, el estudio de ajuste y coordinación de protecciones cuenta con un respaldo computacional.

Las figuras Figura 5 y Figura 6 muestran un ejemplo de controlador de diagrama de bloques:

	Slots BlkSlot	Net Elements Elm*,Sta*,IntRef,IntVecobj
► 1	Generator	✓  WTG_WECC(4)
2	Speed Ref	✓ dsl Speed Ref
3	Torque Control	✓ dsl WTGTRQ_A Torque Control Model
4	Pitch Control	✓ dsl WTGPT_A Pitch Control Model
5	Aero-Dynamics	✓ dsl WTGAR_A Aero-Dyn Model
6	Drive-Train	✓ dsl WTGT_A Drive-Train Model
7	Electrical Control	✓ dsl REEC_A Electrical Control Model
8	Gen-Con Model	✓ dsl REGC_A Generator-Converter Model
9	Power Measurement	✓  PQ Measurement_WTG
10	Voltage Measurement	✓  Voltage Measurement_WTG
11	Protection	✓ dsl Protections_SG
12	Voltage Source Ref	✓ dsl Voltage Source Reference
13	Plant Control	

Figura 5 Lista de bloques y elementos que representan dentro de un diagrama. Generador eólico DFIG: PE La Estrella

Los elementos dentro de los bloques tienen sus propios parámetros de ajuste, los cuales son dependientes de las características de los mismos aerogeneradores, condiciones de la zona (como mediciones de intensidad de viento o solar, según sea el caso), disposición y área de la central, entre otros.

En casos de generadores convencionales, hay bloques que determinan el control del vapor (centrales térmicas) o control del volumen de agua (centrales hidráulicas), controles de frecuencia/velocidad de giro de rotores, etc.

Muchos modelos de bloques son realizados en base a planillas ya existentes dentro del software mismo, los cuales el usuario puede modificarlo a conveniencia.

En la práctica es común que los fabricantes de turbinas eólicas o inversores de plantas solares entreguen sus propios modelos dinámicos, pero ellos no son aptos para mostrar o distribuir, mucho menos modificar, por lo que no son utilizados en las bases de dato públicas (como la utilizada por el Coordinador Eléctrico o en informes presentados por clientes) porque la transparencia de información y acceso son impuestas por el organismo regulador, entonces los clientes deben presentar un modelo dinámico propio, los cuales son muchas veces modificaciones de planillas existentes. Por ejemplo, la Figura 6 muestra el modelo dinámico de bloques de la central PE Calama, el cual está construido sobre una base específica para aerogeneradores de tipo DFIG llamada “WECC WT Type 3”, aceptado por el Coordinador Eléctrico Nacional. [14]

Este modelo de bloques representativo es genérico para generadores de este tipo y es ampliamente utilizada. Por ejemplo, la central PE La Estrella, la cual contiene aerogeneradores similares a la central PE Calama, está basada en el mismo sistema dinámico.

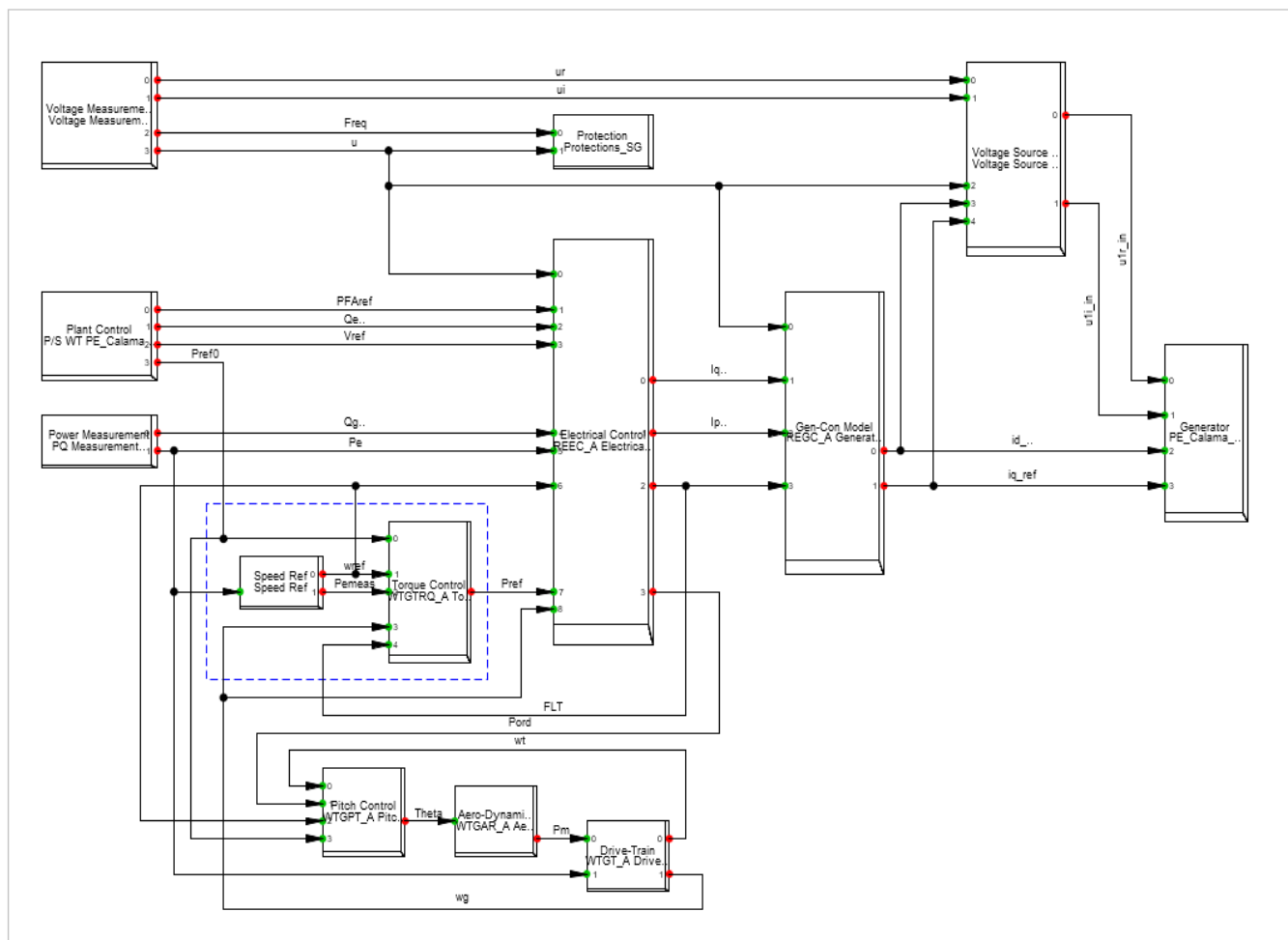


Figura 6 Modelo dinámico generador eólico DFIG, correspondiente a central PE Calama.

Dentro de DIgSILENT hay dos formas de realizar simulaciones dinámicas: método RMS y método EMT. El primer método mencionado realiza cálculos en valores RMS, tal como lo indica su nombre, observando el tiempo de transiciones electromecánicas, mientras que el segundo método trabaja sobre valores instantáneos, observando el tiempo de transiciones electromagnéticas.

Ambos métodos de simulación dinámica tienen ventajas y desventajas, pues el método RMS es relativamente rápido de calcular, en donde los tiempos de simulación pueden ser minutos en sistemas de gran tamaño, como en la base de datos del SEN, pero a cambio de dicha velocidad de simulación, hay elementos transitorios que no son tomados en cuenta, por lo que una simulación estática puede señalar corrientes de cortocircuitos distintas a lo que se pueda obtener de una simulación RMS (como lo es la corriente subtransitoria). Por otro lado, la simulación EMT es mucho más detallada, pero los tiempos de simulación en sistemas grandes pueden llegar a las decenas de horas, o incluso días. Además, las simulaciones EMT son muy susceptibles a pequeños errores en los modelos dinámicos de los elementos en los sistemas.

2.2.3 Modelos estáticos

Es común en la práctica el realizar cálculos de niveles de cortocircuitos por medio de simulaciones estáticas, donde el software es capaz de mostrar los valores de corriente (transitoria y Subtransitoria) en cada elemento del sistema de manera simultánea durante una falla, lo que es de vital importancia al evaluar el comportamiento general de un sector en un sistema de potencia.

Por otro lado, los resultados de estas simulaciones son los utilizados en la industria para realizar la coordinación de protecciones eléctricas y el dimensionamiento de elementos del sistema, además de los cálculos realizados por el CEN y potenciales clientes del SEN para comprobar factibilidad de proyectos, organizar el despacho de potencia, e incluso el generar los planes de desconexión de cargas y/o centrales para estabilidad de frecuencia del sistema durante fallas.

Además, los tiempos de computación son ínfimos, no siendo mayores a un par de segundos para sistemas grandes, como lo es el SEN, en donde las simulaciones dinámicas pueden tomar horas de computación para simular fracciones de segundos.

Considerando los aspectos mencionados, se hace uso de esta herramienta para la observación del comportamiento de sistemas de potencias en esta memoria.

Cabe mencionar que dentro del software de simulación PowerFactory existen diversos métodos de cálculos de cortocircuito, como lo son los métodos propuestos por entidades eléctricas como IEEE e IEC, pero entre los varios métodos existentes, se hace uso de un método particular propio DIgSILENT: el Método Completo. Dicha forma de cálculo de cortocircuitos tiene la particularidad que no asume ningún valor, sino que considera toda la información presente en el sistema y realiza los cálculos directamente de manera completa, a diferencia de otros métodos también utilizados donde sí se hace uso de aproximaciones y suposiciones, los que llevan a cálculos erróneos en sistemas que contienen elementos estáticos, como lo son las centrales fotovoltaicas. Por ejemplo, empresas del rubro eléctrico recomiendan el uso de este método debido a la certeza

que trae, por lo que se considerará como el método estándar para realizar los cálculos de cortocircuito.

2.3 Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio (NT) [15] tiene por objetivo de establecer las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio, según lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos.

“Dado que para satisfacer varias de estas exigencias en sistemas interconectados se requiere una adecuada coordinación de los diferentes agentes involucrados, en esta Norma Técnica se establecen exigencias particulares que deben cumplir los concesionarios de cualquier naturaleza” (Título 1-1 ‘Objetivo y Alcance’, NTSCyS septiembre 2020).

Actualmente, la NT vigente es la de septiembre del año 2020.

2.3.1 La Norma Técnica y las centrales eléctricas generadoras

En lo que respecta a las centrales generadoras, y con respecto a fallas que afecten a éstas, la NT dictamina:

- Artículo 3-6, inciso i: “Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán ser controlables dentro de su rango de potencia activa mínima y máxima disponible en cada momento. Adicionalmente, cuando lo solicite el Coordinado o cuando lo determine el Coordinador, deberán disponer del control y de entradas para recibir una consigna de potencia activa, expresada en MW, desde el Control Automático de Generación para modificar su generación de potencia activa y participar en el Control Secundario de Frecuencia, de acuerdo con su máxima generación de potencia activa disponible en cada momento.
- Artículo 3-6, inciso j: Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán disponer del equipamiento necesario para participar en el Control Primario de Frecuencia según lo establecido en el Artículo 3-17.
- Artículo 3-10: Toda unidad generadora o parque eólico o fotovoltaico deberá continuar operando en forma estable conectada al SI y entregando potencia activa bajo la acción de su Controlador de Carga/Velocidad o de Frecuencia/Potencia para variaciones de la frecuencia dentro de los límites de operación por sobre y subfrecuencia y al menos durante los tiempos que se indican en la Tabla 1, tras los cuales podrá opcionalmente desconectarse (salvo en los casos en que el Coordinador exija la desconexión forzada):

Límite Inferior	Límite Superior	Tiempo Mínimo de Operación			
(mayor que)	(menor o igual que)	Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Parques Eólicos	Parques Fotovoltaicos
49,0 [Hz]	50,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 [Hz]	49,0 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
47,5 [Hz]	48,0 [Hz]	30 minutos	30 minutos	30 minutos	30 minutos
47,0 [Hz]	47,5 [Hz]	5 segundos	Desconex. Opcional	Desconex. Opcional	Desconex. Opcional
50,0 [Hz]	51,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
51,0 [Hz]	51,5 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
51,5 [Hz]	52,0 [Hz]	90 segundos	5 segundos	Desconex. Opcional	Desconex. Opcional
52,0 [Hz]	52,5 [Hz]	15 segundos	Desconex. Opcional	Desconex. Forzada	Desconex. Forzada
52,5 [Hz]	53,0 [Hz]	5 segundos	Desconex. Forzada	Desconex. Forzada	Desconex. Forzada

Tabla 1 Requerimientos de operación de centrales, según frecuencia

Capítulo 3: Modelo de Centrales ERV de topología recurrente

Dentro del sistema de potencia hay decenas de centrales eólicas de tipo DFIG y solares fotovoltaicos con inversores por hilera, pero se debe centrar el estudio en centrales que posean un modelo dinámico válido, es decir, que esté funcionando de manera correcta en la última versión del software de simulación. Además, se debe tener rigurosidad en que se tenga un respaldo técnico en forma de informes, como, por ejemplo, estudios de estabilidad transitoria, los cuales son requeridos por el CEN y presentados en su Plataforma de Gestión de Proyectos (PGP) [16] de manera pública.

Debido a lo anterior, se acota el caso de estudio a centrales que hayan sido implementadas o inauguradas en el SEN durante los últimos 24 meses, con el fin de obtener modelos recientes. Además, las centrales deben tener una potencia considerable para que tengan una mayor influencia sobre el sistema de potencia, por lo que se ha decidido una potencia mínima de alrededor de 45[MVA].

Se ha tenido el criterio adicional de que las centrales escogidas no tengan una influencia de otra central en su S/E de salida a la red, pues otras centrales pueden distorsionar los resultados obtenidos.

Con todas las consideraciones previas, se ha hecho la elección de:

- Central eólica: PE La Estrella (50[MW]) (Número Único Proyecto – 338). [14]
- Central solar: PFV La Huella (85,2[MW]) (Número Único Proyecto – 477). [17]

Los modelamientos de estas centrales para efectos de simulación serán en base a la información entregada en sus correspondientes Estudios de Coordinación y Ajuste de Protecciones (ECAP), debido a que en este particular estudio deben incluir con detalle el comportamiento de las centrales ante fallas eléctricas, con el fin de realizar una correcta coordinación de protecciones con elementos cercanos. Estos estudios, al estar aprobados, son los que representan los ajustes a implementar en la construcción de las centrales e implementación de las protecciones eléctricas, por lo que son la aproximación más cercana de simulación a realidad.

3.1 Análisis de los modelos de la PE La Estrella y PFV La Huella durante cortocircuitos.

El estudio del comportamiento dinámico de las centrales ERV es necesario para comprender el comportamiento durante las fallas eléctricas y dar a entender qué tipo de mediciones son observadas por los sistemas de protecciones asociados. Para ello, se realizarán simulaciones de fallas en las bases de datos de las centrales escogidas provenientes de los informes de Estudio de

Coordinación y Ajuste de Protecciones (ECAP), en donde los modelos dinámicos de dichas centrales han sido aprobados por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Por otro lado, se requiere establecer un comportamiento base de dichas centrales, por lo cual se realizan simulaciones de flujo de potencia. Debido a que existe fluctuación en cuanto a la entrega de potencia por parte de centrales ERV dependiente de factores ambientales, se considera, entonces, una situación en donde la entrega de potencia por parte de estas centrales es la nominal.

3.2 Central Eólica DFIG: PE La Estrella

PE La Estrella es una central eólica con puesta en servicio en junio 2021, ubicada en la VI Región del Libertador Bernardo O'Higgins.

Consiste en 11 aerogeneradores de marca Siemens Gamesa, 4,5[MW] de potencia cada una, para un total aproximado de 50[MVA].

Esta central cuenta con todos los estudios requeridos por el Coordinador Eléctrico aprobados y de manera pública, además de un modelo dinámico integrado en la Base de Datos (BD) oficial.

La Figura 7 muestra la disposición de la central utilizada en la simulación realizada en el ECAP:

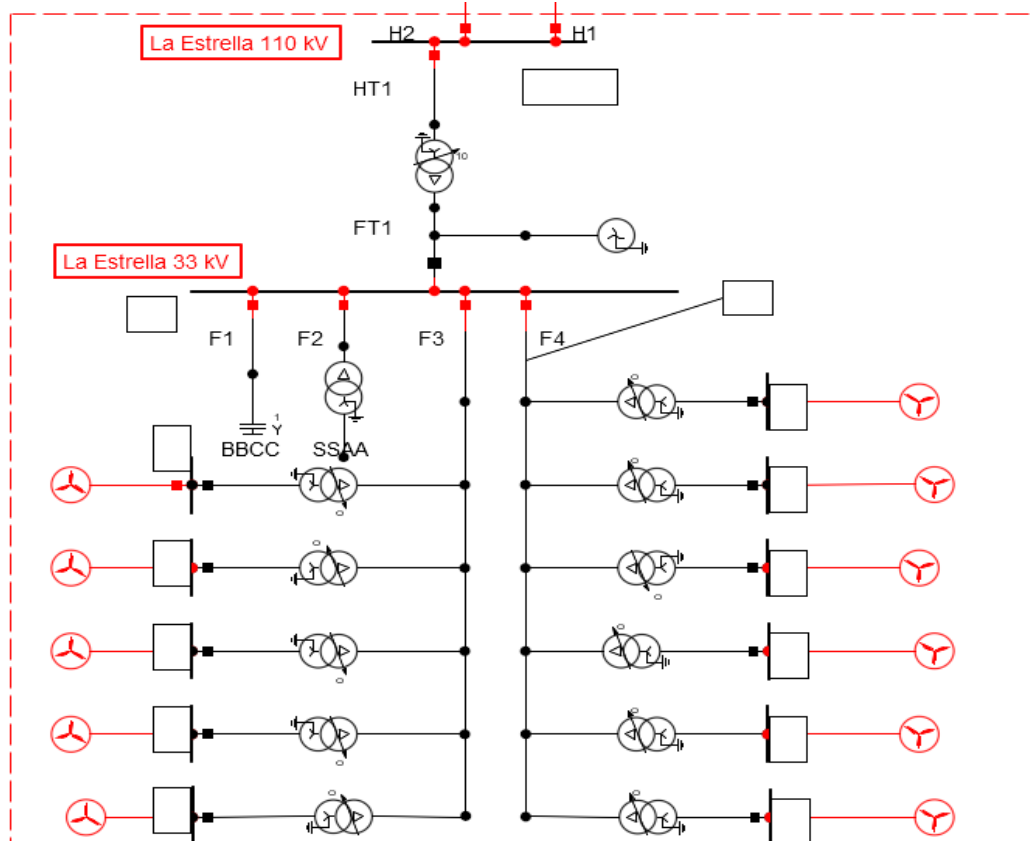


Figura 7 Modelo correspondiente a Planta Eólica La Estrella en estudio de coordinación de protecciones.

3.2.1 Comportamiento de la central eólica bajo estado normal: flujo de potencia

Utilizando el software DIgSILENT PowerFactory, se realiza una simulación para observar el flujo de potencia en el sistema en donde esta central está incluida. Cabe mencionar, que la simulación de la central está anexa a un modelo equivalente reducido de la red eléctrica nacional, por lo que los resultados de niveles de corriente son cercanos a la realidad.

Del flujo de potencia para el caso base, se obtiene que cada aerogenerador tiene un nivel de corriente de 3,61[kA] en 0,7[kV], lo que va a corresponder a 1,05pu de tensión, aportando aproximadamente 4,5[MW] y 0,6[MVAr] (4,5[MVA]) cada uno, mientras que central entrega 48,7[MW] al sistema eléctrico.

El control utilizado por parte de los aerogeneradores es por factor de potencia, denominado dentro del software como “const. Q” donde se ajusta un FP igual a 1. Sin embargo, cada turbina tiene una pequeña salida de potencia reactiva, con lo que se consigue un FP igual a 0,993. Dicha potencia reactiva se debe a los transformadores elevadores de tensión de la central, pues la potencia de salida del aeroparque es netamente activa: 48,7[MW], con una tensión de 113,1[kV] en una barra de 110[kV].

3.2.2 Comportamiento de la central eólica bajo cortocircuitos

Realizando el cálculo de cortocircuito por método completo en la barra de media tensión (“La Estrella 33kV”, según Figura 7), se observa que los generadores eólicos entregan:

Tipo de falla	Corriente Subtransitoria I_{kss} [kA]	Corriente Transitoria I_{ks} [kA]
Monofásica a tierra, fase A	3,61 en cada fase	3,58 en cada fase
Bifásica, fases A-B	6,62 en cada fase	5,22 en cada fase
Trifásica	15,02	4,42

Tabla 2 Niveles de cortocircuitos por turbina eólica en PE La Estrella.

Se aprecia que, en las fallas desbalanceadas, las tres fases de los aerogeneradores muestran el mismo nivel de cortocircuito, lo cual se debe a que los inversores realizan una conversión AC-DC-AC, con lo que se nivela las corrientes por fase.

Por otro lado, la corriente subtransitoria en la falla trifásica es muy superior al resto de las corrientes de falla, siendo alrededor de 4pu, lo que se encuentra dentro del rango descrito en [12]. Sin embargo, al observar el comportamiento dinámico de la Figura 11, ocurre una caída de corriente abrupta antes de obtener la estabilidad en la corriente de falla, en vez de una subida abrupta que indica el cálculo de cortocircuito estático. Esto se debe a que se realizan aproximaciones en los

cálculos por parte del programa, pues la presencia del Crowbar, como se explica en la sección 2.1.1 Generador Eólico Doblemente Alimentado conlleva incertidumbre. Debido a que la literatura apoya dichos NCC durante cortocircuitos y, que además el método completo es el considerado el más exacto dentro de la industria cuando de ERV se trata, se considerará como suficiente.

3.2.3 Modelo dinámico de la central eólica

En la sección 2.2.2 se hace muestra del modelo de bloques que rige el comportamiento de los equipos de generación incluidos en la central PE La Estrella.

Como se ha mencionado, este modelo de bloques es una modificación de una base preexistente llamada “WECC WT type 3”, creado originalmente por una entidad reguladora y consejera en Norteamérica, llamada “*Western Electricity Coordinating Council*”, o Consejo de Coordinación del Oeste Eléctrico. Esta entidad se encarga de la coordinación eléctrica en todo el oeste de Estados Unidos y como organismo han desarrollado modelos de bloques, entre otras cosas, con fines de uso público, como el que se ha utilizado en la central en cuestión.

A pesar de ser una excelente aproximación a la realidad de lo que es un comportamiento dinámico, este no es perfecto, pues debido a ser genérico pasa por alto particularidades que pueden tener distintas marcas y modelos de turbinas eólicas, por ejemplo.

Los fabricantes de los aerogeneradores se encargan de incluir información necesaria y suficiente para realizar simulaciones dinámicas en el programa DIgSILENT PowerFactory, incluso traen consigo sus propios modelos dinámicos con gran nivel de detalle y precisión, pero estos son encriptados y tienen prohibida la transmisión pública, por lo que los clientes, al deber presentar estudios al CEN, deben acogerse a las leyes de transparencia pública por lo que recurren a estos modelos más genéricos, perdiendo un porcentaje de precisión como consecuencia.

3.2.4 Simulaciones dinámicas

Utilizando la base de datos incluida en el estudio de coordinación de protecciones presentada en nombre de Eólica La Estrella SpA (empresa detrás de la Planta Eólica La Estrella), se realizan simples pruebas de comportamiento dinámico, por el método RMS, con el fin de comparar niveles de cortocircuitos dinámicos con resultados obtenidos de cálculos de cortocircuito (o cortocircuito estático).

El comportamiento dinámico proviene del diagrama de bloques expuesto en la Sección 2.2.2 Modelos dinámicos, el que incluye una parte de protecciones hacia los generadores mismos, lo que causa caídas abruptas en las mediciones de corriente durante las simulaciones, pues los aerogeneradores son sacados del circuito pasado un cierto tiempo de ser expuestos a niveles de corriente de cortocircuito de manera automática.

A modo de contexto se presenta el siguiente circuito representativo de la simulación:

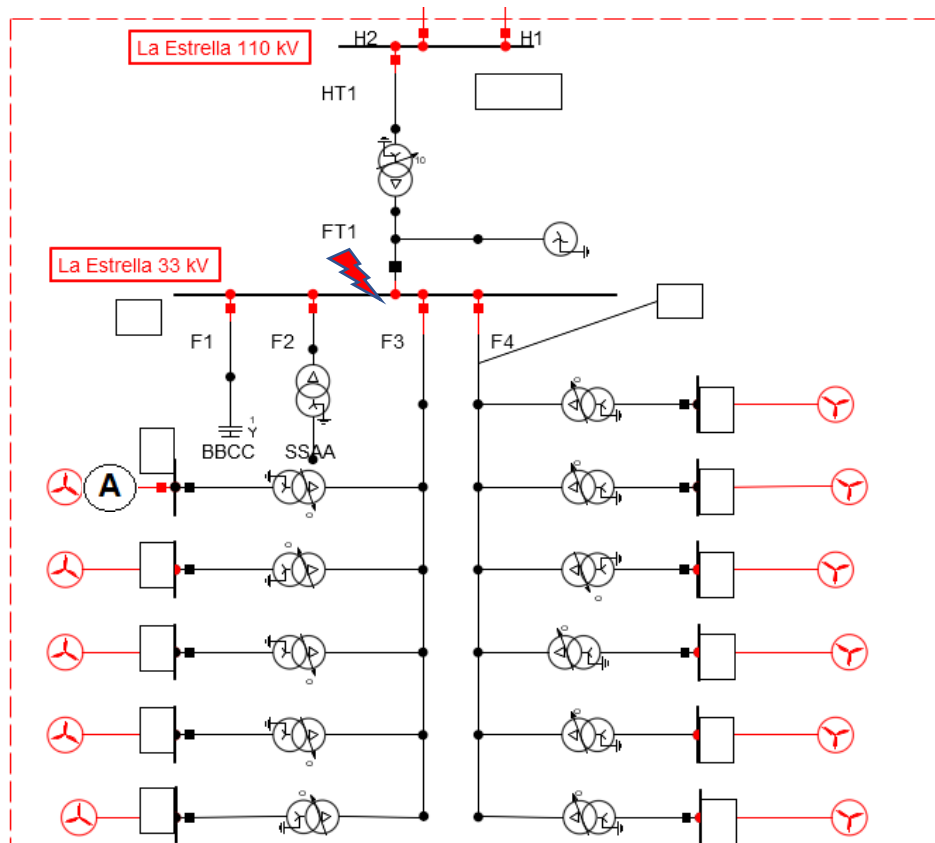


Figura 8 Circuito utilizado en simulación dinámica.

En el esquema de circuito, la corriente es medida en el punto denotado por un amperímetro, en los terminales de un aerogenerador previo a un primer transformador de subida. Por otro lado, el cortocircuito se realiza en la barra afectada por el símbolo de un rayo.

La simulación consiste en un tiempo de pre falla de 0,2 segundos. En el instante $t=0,2[s]$ ocurre un cortocircuito y se deja activo hasta el término de la simulación en el instante $t=1[s]$. Los resultados son los siguientes:

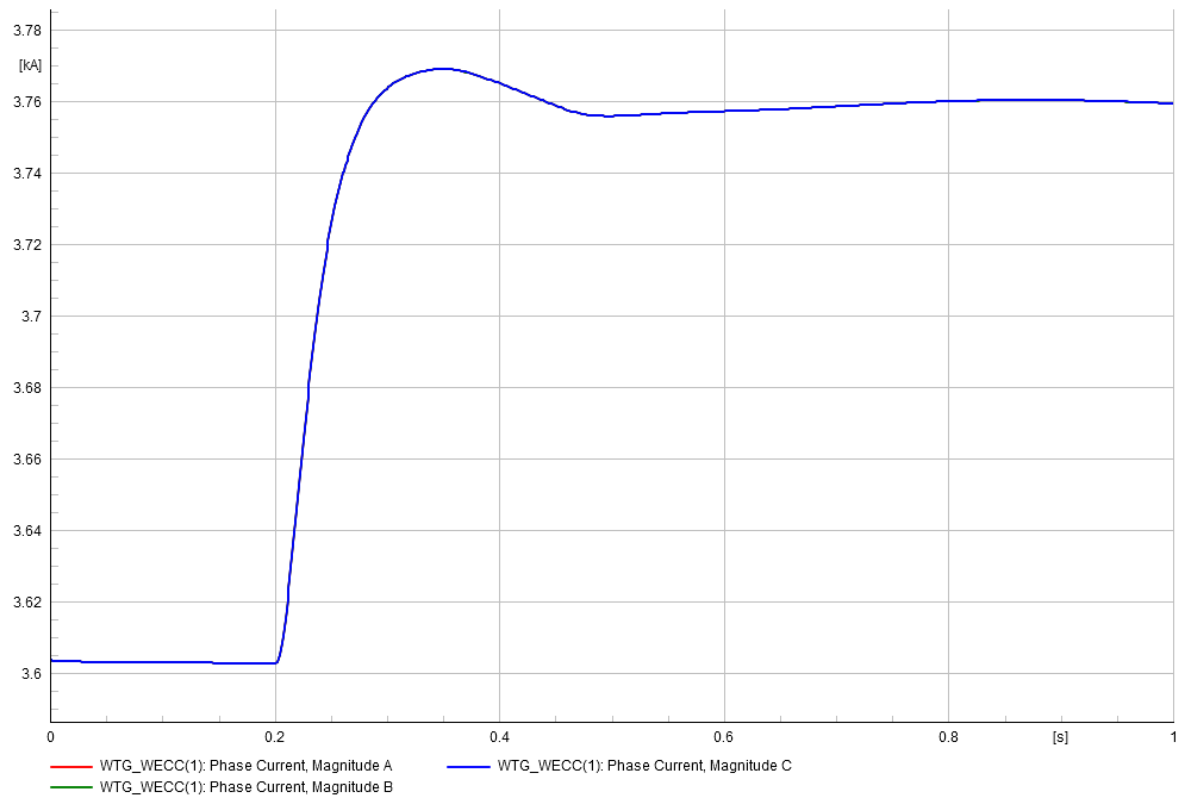


Figura 9 Comportamiento dinámico PE La Estrella durante cortocircuito monofásico

Falla monofásica a tierra (Figura 9): previo a la falla, el aerogenerador entrega 3,6[kA] aproximadamente. Al ocurrir la falla hay un leve aumento de corriente hasta aproximadamente 3,77[kA], el cual disminuye hasta un nuevo punto estable de 3,76[kA] hasta el término de la simulación.

Falla bifásica, fases A-B (Figura 10): el comportamiento ante una falla bifásica, mostrado en la Figura 10, es similar al caso monofásico. Al ocurrir el cortocircuito, hay un salto de corriente llegando a 4,5[kA], pero que no perdura más que una pequeña fracción de segundo, luego disminuyendo hasta un nuevo punto estable en aproximadamente 4,4[kA] hasta el término de la simulación.

Lo observado en el gráfico correspondiente a falla bifásica es que las tres fases están traslapadas (motivo por el cual sólo se aprecia una sola línea azul, correspondiente a la fase C, la cual se sobrepone a las otras dos líneas).

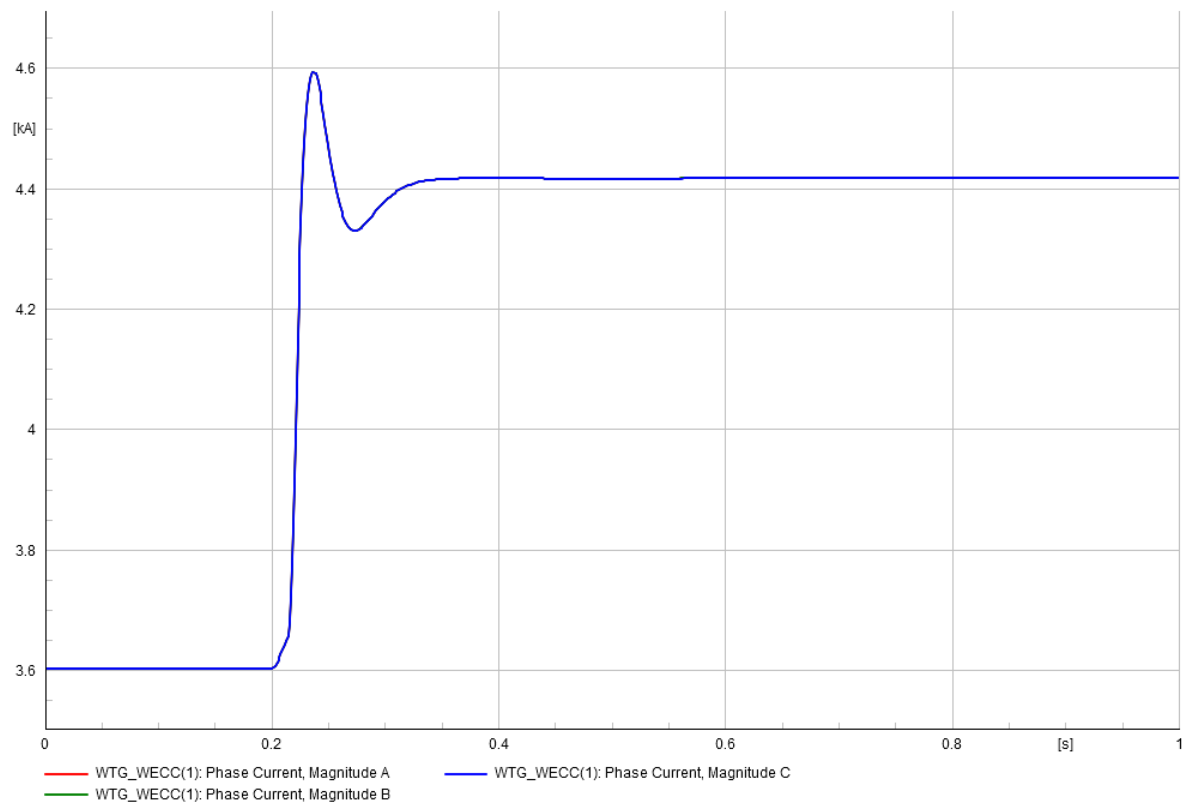


Figura 10 Comportamiento dinámico PE La Estrella durante cortocircuito bifásico

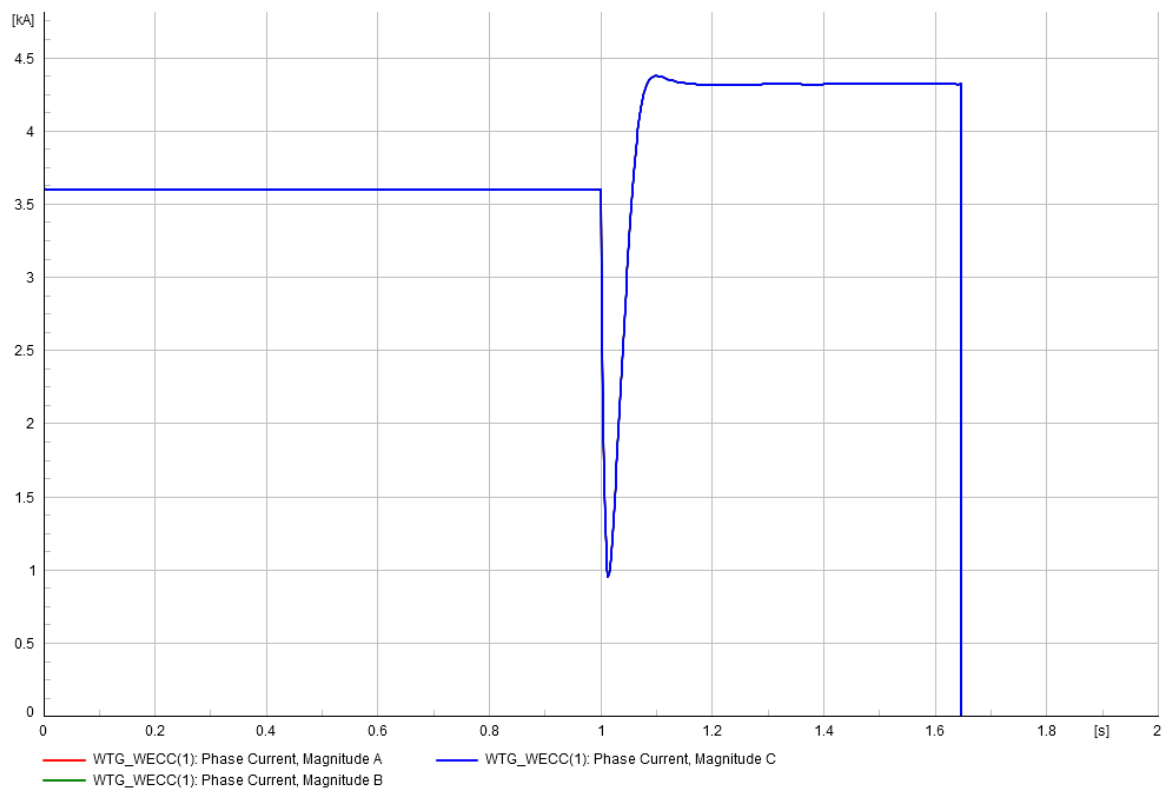


Figura 11 Comportamiento dinámico PE La Estrella durante cortocircuito trifásico

Falla trifásica: En este caso (Figura 11), la simulación muestra el comienzo de la falla en el instante $t=1[s]$ y termina en el instante $t=2[s]$. Al igual que en los otros dos escenarios anteriores, el nivel de corriente pre falla es constante en el mismo valor. Particularmente para la falla trifásica, se observa una abrupta caída en la corriente cuando ocurre la falla en el segundo 1, pero sube rápidamente a lo que se puede interpretar como un nivel de corriente de falla, al parecer estable, pero las protecciones del aerogenerador lo dejan fuera de servicio a $410[ms]$ después de alcanzado este valor estable de corriente de falla, alrededor de $4,4[kA]$.

En cuanto al cortocircuito trifásico estático, el nivel de corriente es de $4,42[kA]$.

Como se aprecia, hay diferencias substanciales en el caso de falla bifásica, en donde el cortocircuito estático presenta diferentes niveles de corriente entre fases y el cortocircuito dinámico muestra las tres fases como iguales.

Situación	Caso estático $I_{ks}[kA]$	Caso Estático $I_{kss}[kA]$	Caso dinámico $[kA]$
Falla monofásica a tierra – Fase A	3,58	3,61	3,77
Falla bifásica – Fases A y B	5,22	6,62	4,42
Falla trifásica	4,42	15,02	4,40

Tabla 3 Resultados cortocircuitos estáticos y dinámicos, central PE La Estrella. Falla en barra MT 33[kV]

3.3 Central Solar Fotovoltaica: PFV La Huella

PFV La Huella es una central solar fotovoltaica con puesta en servicio en julio 2021, ubicada en la IV Región de Coquimbo.

La planta está compuesta por 214.760 paneles solares y 26 inversores (8.260 paneles por inversor), con $85,2[MVA]$ de potencia total.

Esta central cuenta con todos los estudios requeridos por el CEN aprobados y de manera pública, además de un modelo dinámico integrado BD oficial.

La Figura 12 muestra la disposición de la central utilizada en la simulación realizada en el ECAP.

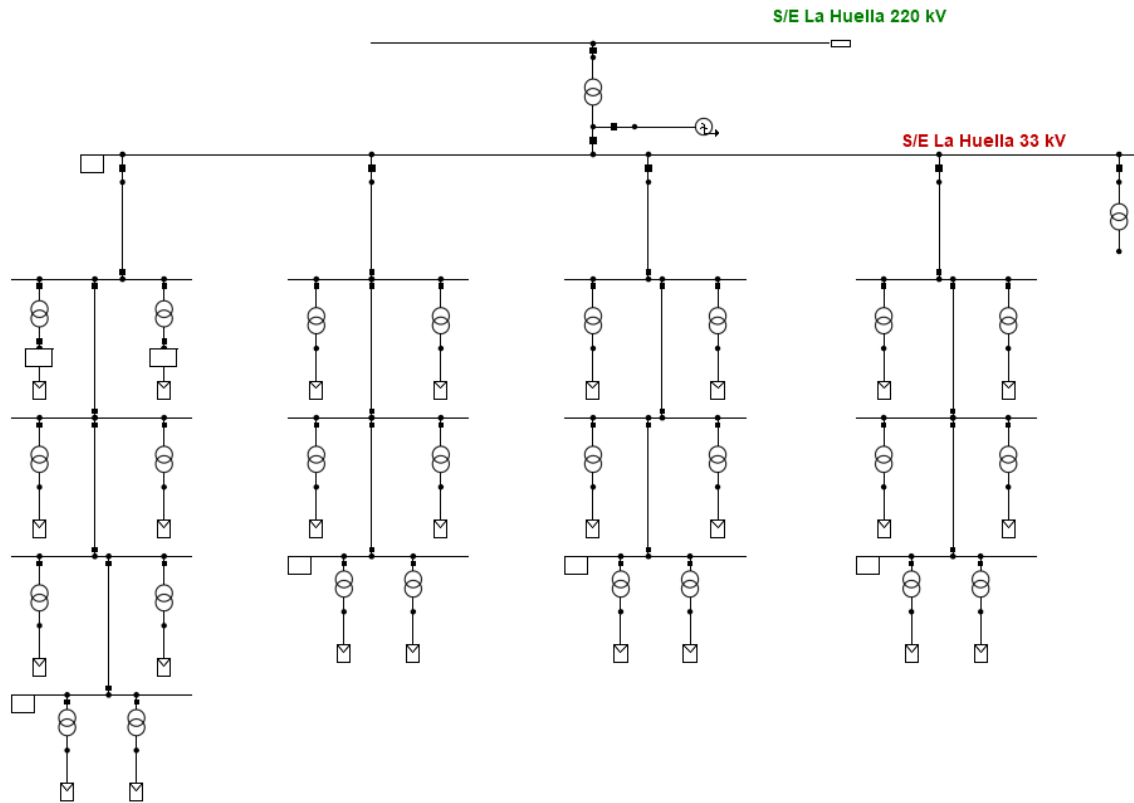


Figura 12 Modelo correspondiente a la Planta Fotovoltaica La Huella en estudio de coordinación de protecciones

3.3.1 Comportamiento de la central solar bajo estado normal: flujo de potencia

Por medio de simulaciones, análogo al caso de las subsecciones previas, se ha observado que en cada inversor hay un nivel de corriente de $3,1[\text{kA}]$, lo que corresponde a 1pu . En cuanto a potencia, la central inyecta $86,4[\text{MW}]$ al SEP.

En el modelo de la central, cada unidad generadora se controla por medio del factor de potencia (“const. Q”), siendo este igual a 1, con una potencia de $3,4[\text{MW}]$ saliendo de cada inversor, pero con una potencia reactiva de entrada de $0,4[\text{MVar}]$, es decir, hay una cantidad de Q entrante en cada elemento de generación. La central, por su parte, muestra una entrada de potencia reactiva de $25,3[\text{MVar}]$ y, a su vez, una tensión de $220[\text{kV}]$ (1pu), mostrando que el ajuste de control se ha configurado para mantener una tensión nominal en la barra de salida de la central.

3.3.2 Comportamiento de la central solar bajo cortocircuitos

El cálculo de cortocircuito estático realizado por el software entrega el aporte de corriente de cortocircuito de los inversores debido a falla en la barra de media tensión “S/E La Huella 33 kV”, el cual se muestra en la Tabla 4:

Tipo de falla	Corriente Subtransitoria Ikss[kA]	Corriente Transitoria Iks[kA]
Monofásica a tierra, fase A	3,16	3,12
Bifásica, fases A-B	2,60	1,62
Trifásica	3,78	0,04

Tabla 4 Niveles de cortocircuito por inversor en PFV La Huella

Según la tabla, se observa que las corrientes subtransitorias no se alejan notoriamente de los valores nominales de corriente, lo que se debe al efecto de los inversores utilizados, pues tienen la capacidad de controlar la corriente de cortocircuito de salida durante una falla corta hasta que operen los elementos de protección interna, como es lo que se observa en la corriente transitoria, lo que se ve reflejado en el comportamiento dinámico de la sección 3.3.4 Simulaciones dinámicas

3.3.3 Modelo dinámico de la central solar

La planta fotovoltaica La Huella tiene los siguientes elementos en los modelos dinámicos de sus unidades generadoras:

	Slots BlkSlot	Net Elements Elm*,Sta*,IntRef,IntVecobj
1	Protections_Blocks	✓ dsl Protections_Blocks (1)
2	Slot Controller	✓ dsl Controller_Blocks (1)
3	Slot PQmeas	✓  PQ Measurement (1)
4	Slot Static Generator	✓  PB02-2
5	Slot PLL	✓ pll PLL Measurement (1)
6	Slot Vmeas	✓  V Measurement (1)

Figura 13 Listado de elementos presentes en diagrama de bloques de unidades generadoras en PFV La Huella

Similarmente a la central PE Calama, La Huella cuenta con un elemento dentro de su control dedicado a protección de equipos (primer elemento en la lista, “Protections_Blocks”), lo que significa que puede haber una interrupción en las mediciones durante la simulación.

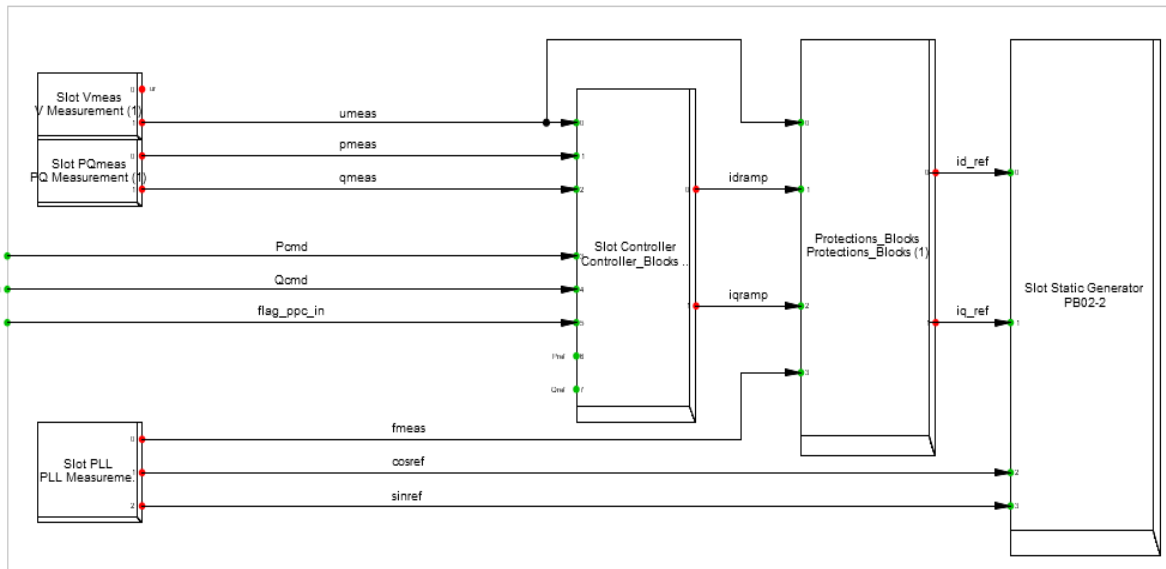


Figura 14 Diagrama de bloques PFV La Huella

En el esquema de control hay un elemento dedicado al antes mencionado PLL. Es de gran importancia que este sea incluido en el control, pues es el encargado de mantener sincronizado el generador estático que representa a la planta fotovoltaica con el resto del sistema, lo que lleva significa que una falla previa al punto de mediciones del PLL (es decir, entre el inversor y el punto de mediciones) lleva a un descontrol de la central y una inminente desconexión, sin importar el nivel de cortocircuito.

Este diagrama de control también ha sido basado en un esquema genérico, por lo que sus resultados también están sujetos a imprecisiones.

3.3.4 Simulaciones dinámicas

La Figura 15 muestra el circuito de referencia para la simulación dinámica, en donde la medición de corriente se realiza en los terminales de un elemento generador, simbolizado por un amperímetro, y la falla se realiza en la barra de media tensión de la central, denotada por un rayo.

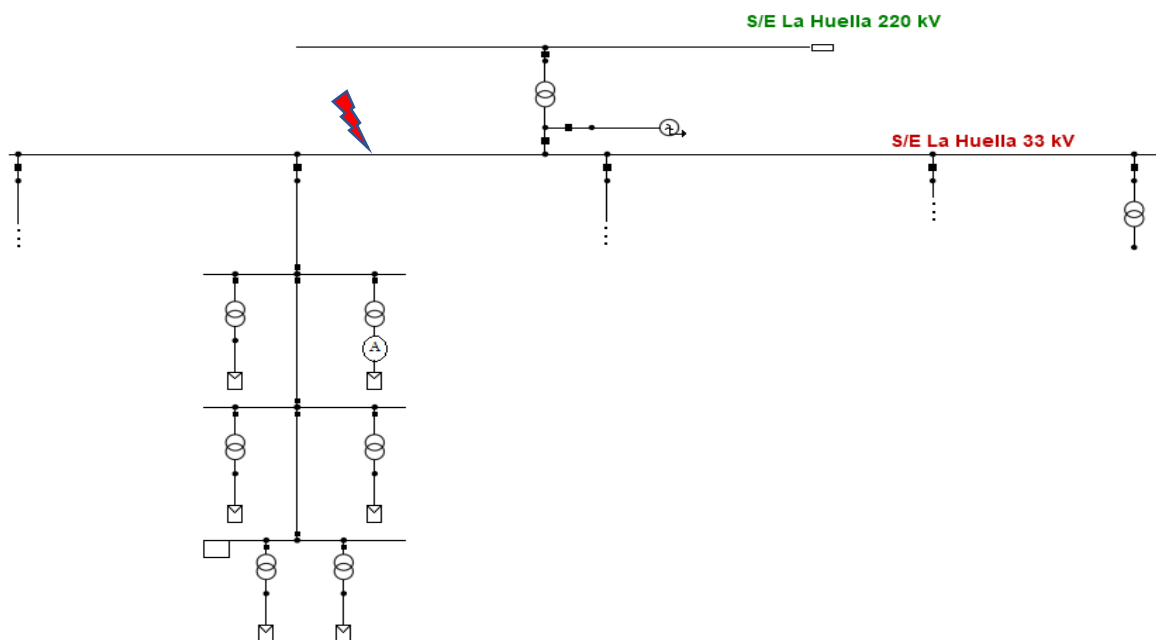


Figura 15 Diagrama representativo del circuito de medición para simulaciones dinámicas

Análogamente a lo realizado para la central PE La Estrella, se simulan cortocircuitos monofásicos a tierra fase A, bifásicos de fases A-B, y trifásicos.

La simulación, por método RMS, realizada consta de un momento previo a la falla. En el instante $t=1[s]$ ocurre un cortocircuito, según corresponda con el caso a simular, el cual permanece activo hasta el término de la simulación en el instante $t=3[s]$.

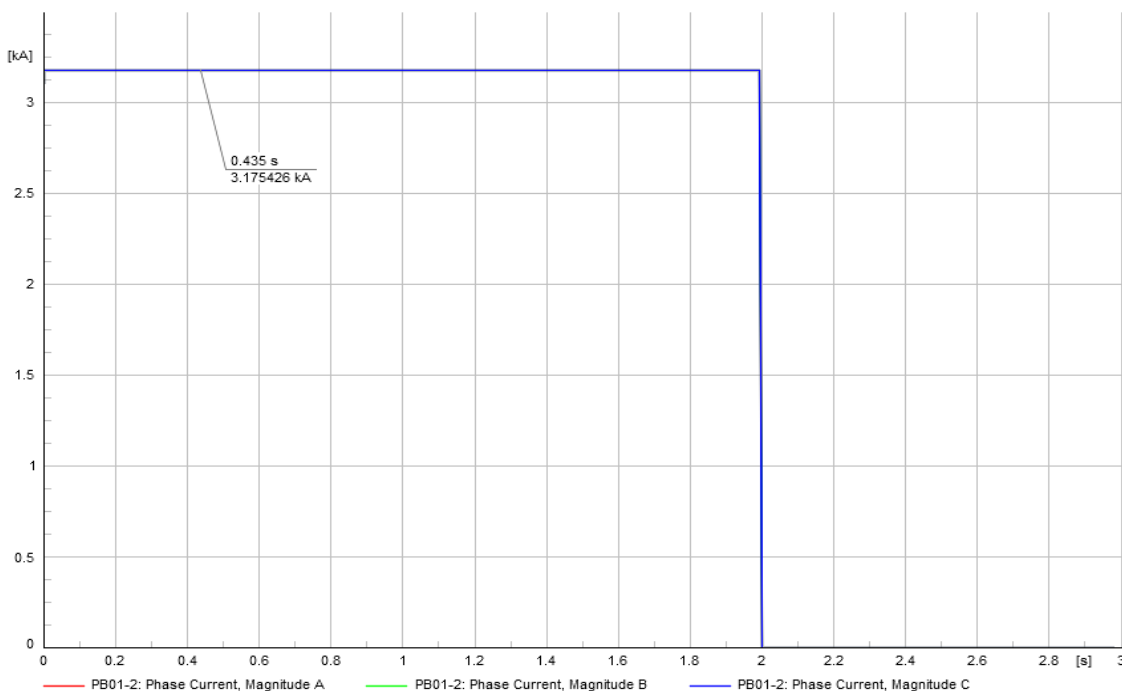


Figura 16 Comportamiento dinámico PFV La Huella durante cortocircuito monofásico

Inesperadamente, el resultado de estas simulaciones es exactamente igual para los tres casos: mismo nivel de corriente pre falla, mismo nivel de corriente durante falla y apertura de terminales debido a protecciones en el mismo instante. Todo indica que existe una clara falta en los controles dinámicos de la central o que una falla en la barra de media tensión tenga algún efecto sobre el PLL:

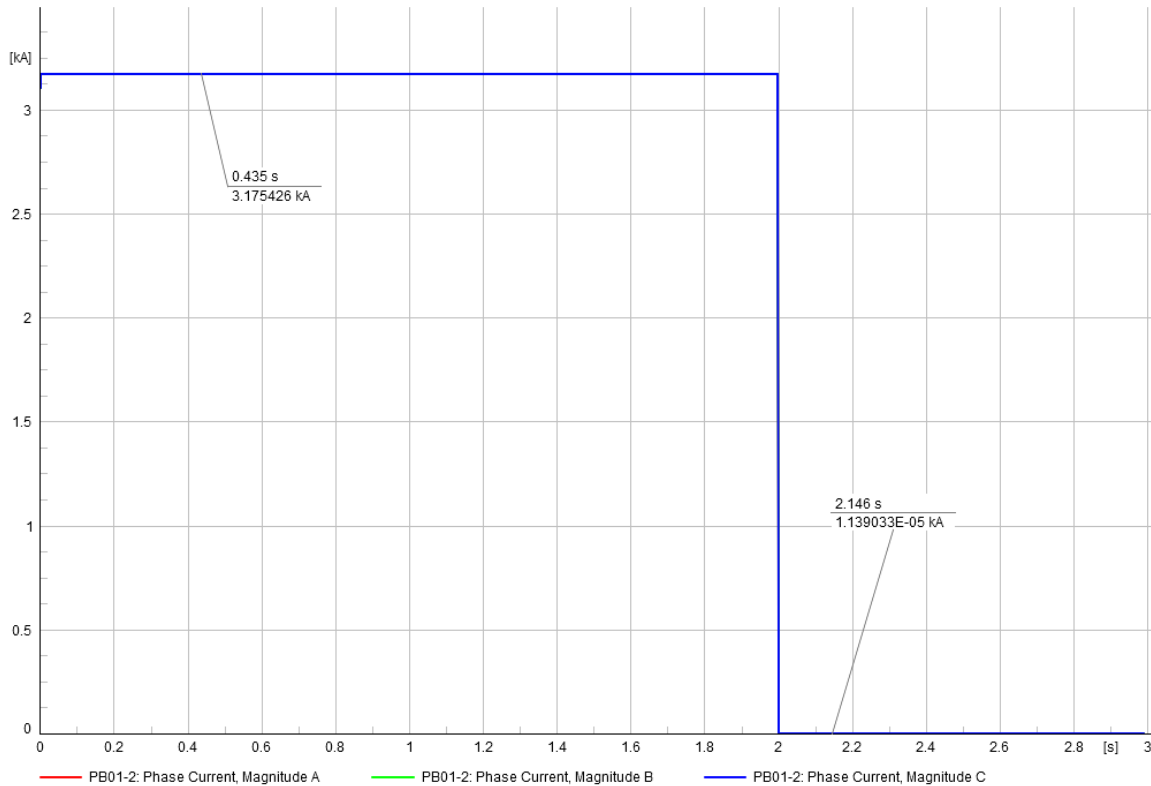


Figura 17 Comportamiento dinámico PFV La Huella durante cortocircuito bifásico

Para el cortocircuito trifásico, el comportamiento observado es el mismo.

Según lo obtenido, la corriente de pre falla y durante falla es idéntica y equivalen a 3,18[kA] aproximadamente. Además, las protecciones desconectan a los generadores fotovoltaicos 1 segundo después de ocurrida la falla.

Para comprobar si la falla en la barra de media tensión tiene un efecto inesperado, se realiza otra simulación, pero esta vez con el cortocircuito en la barra de alta tensión “S/E La Huella 220 kV”.

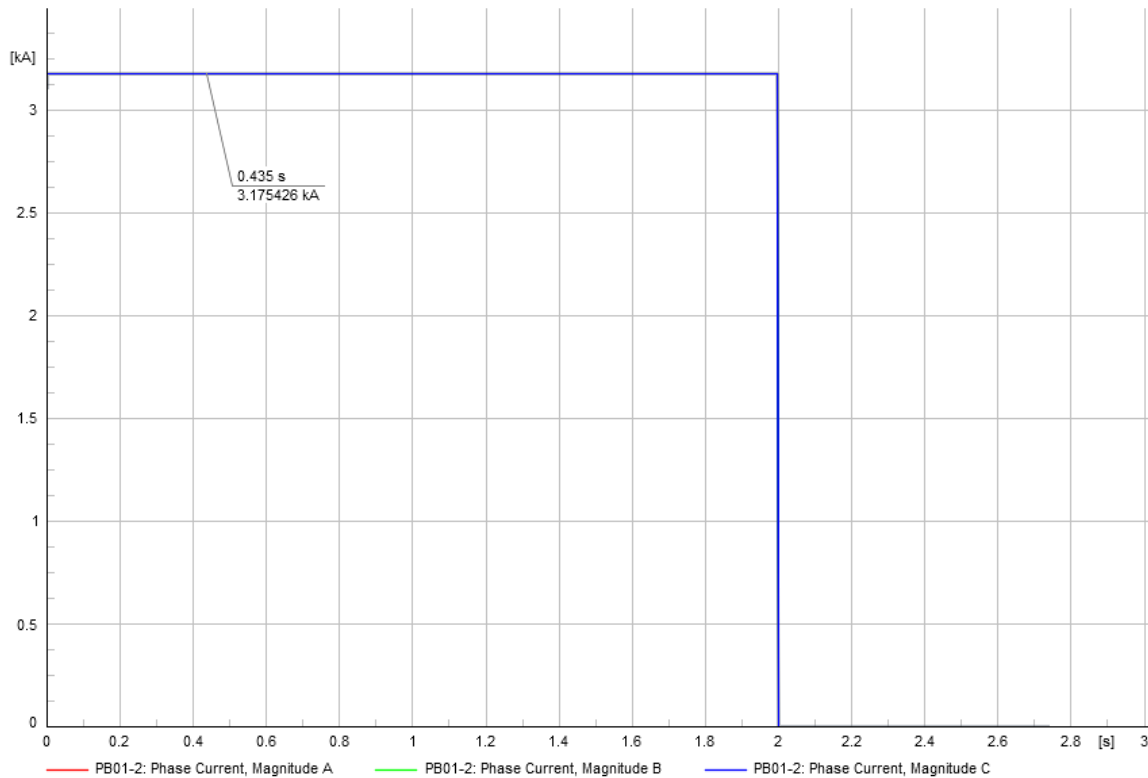


Figura 18 Comportamiento dinámico PFV La Huella con cortocircuito trifásico en barra de salida de la central, 220kV

Se observa que el comportamiento es exactamente el mismo a los casos anteriores, independientemente del lugar de la falla y del tipo de falla.

Situación	Caso Estático Iks[kA]	Caso estático Ikss[kA]	Caso dinámico [kA]
Falla monofásica a tierra, fase A	3,12	3,16	3,18
Falla bifásica, fases A-B	1,62	2,61	3,18
Falla trifásica	0,04	3,78	3,18

Tabla 5 Resultado cortocircuitos estáticos y dinámicos, central PFV La Huella. Falla en barra MT 33[kV]

3.4 Modelos dinámicos dentro de la Base de Datos oficial

Como se ha visto en la Sección 2.2.2 Modelos dinámicos, los modelos dinámicos son basados en diagramas de bloque mayormente, los cuales tienen en su interior funciones matemáticas que permiten la modelación de estos sistemas, pero estos bloques van cambiando a medida que DIGSILENT tiene actualizaciones mayores con el paso del tiempo, principalmente una gran nueva versión cada año, por lo que modelos realizados en versiones antiguas del programa no funcionan correctamente sin realizar actualizaciones manuales.

Por otro lado, es importante destacar que las bases de datos realizadas y utilizadas por el CEN fueron creadas inicialmente con versiones más antiguas del programa hace bastantes años, en

tiempos donde las mismas leyes que rigen hoy en día a los nuevos clientes eran diferentes, y, como las leyes son aplicables desde que entran en vigencia en adelante, los clientes que realizaron sus estudios e implementaron sus modelos en las bases de datos antes de dichas leyes, no cuentan con la misma rigurosidad que en las actuales, al punto que no es factible realizar simulaciones dinámicas EMT certeras en versiones nuevas de la Base de Datos del CEN, pues los diagramas de bloque, al no funcionar correctamente, detienen cualquier intento de simulación dinámica en dicha Base de Datos, a no ser que el usuario, manualmente, altere un sinfín de elementos presentes, como lo son centenares de elementos estáticos, subestaciones con elementos internos desactualizados, y hasta controladores dinámicos obsoletos.

Debido a lo anterior, en el Capítulo 4: se implementa una base de datos modelo propia de un sistema de potencia conformado por elementos presentes en los informes de ECAP de las centrales escogidas (PE La Estrella y PFV La Huella), de donde se obtienen los valores configurables de los transformadores, líneas internas, capacidades de los equipos de generación, sistemas de filtros existentes, e impedancias y pérdidas de energía de los equipos.

3.5 Estudio de Análisis de Falla

Cuando ocurre una falla eléctrica en el SEN [18] en donde ocurra una pérdida de demanda, el CEN ordena a las compañías eléctricas involucradas a realizar informes llamados Estudio para Análisis de Falla, o EAF, en los cuales especifican los motivos de falla, duración, tiempo de reposición de servicio, se describe si han ocurrido fallas similares en los elementos afectados en los últimos 24 meses, y registros oscilográficos tomados durante la falla, los cuales muestran el comportamiento previo y durante la falla, más el operar de las protecciones eléctricas.

Estos informes son de uso público, por lo que la información es accesible para toda persona natural que las requiera accediendo al sitio web del CEN.

3.5.1 EAF pertinentes al estudio

El objetivo es analizar el comportamiento de centrales eólicas de tipo DFIG y fotovoltaicas por hilera durante una falla real mostrado en EAF haciendo uso de los oscilogramas presentes. Sin embargo, el analizar estudios de fallas aplicables depende de la existencia de éstos en primer lugar, por lo que se dificulta el encontrar oscilogramas que realmente muestren el comportamiento de dichas centrales, pues la mayoría de las fallas tienden a ocurrir en lugares con mucho acoplamiento de señales diferentes, donde se mezclan los aportes provenientes de distintas fuentes.

En este ámbito, de los más de 800 EAF existentes entre enero 2021 y diciembre 2022, hay dos que muestran potencial para ser analizados (ambos para tecnología fotovoltaica), pues cuentan con oscilografías y ubicación de falla en las cercanías de centrales, los cuales son:

- Estudio para análisis de falla EAF 361/2022 “Falla en línea 110 kV Diego de Almagro - PFV Javier”[19]

- Estudio para análisis de falla EAF 393/2022 “Desconexión forzada de líneas Uribe – Uribe Solar 110 kV y Acceso Norte – Carbonato 110 kV”[20]

Cabe señalar que, hasta noviembre 2022, según las tablas de generación real dentro del SEN, hay alrededor de 50 centrales eólicas en funcionamiento, de las cuales no todas son de tipo DFIG, dificultando la existencia de algún EAF apto para el estudio pertinente a esta tecnología. Asimismo, hay alrededor de 580 centrales fotovoltaicas hasta la misma fecha, siendo la mayoría de estas de muy baja potencia y PMGD. Por consiguiente, el número de EAF adecuados para el estudio se ve limitado, también, para las centrales solares fotovoltaicas.

A modo de complemento, existe un Estudio de Análisis de Falla que incluye una central eólica de tipo DFIG dentro del periodo 2021-2022: EAF 234/2021 [21]. En dicho estudio, se analiza una falla que ocurre en la línea 110kV Portezuelo – La Estrella (central eólica DFIG). Desafortunadamente, las empresas involucradas no realizan toma de oscilografías, por lo que no es un EAF apta. Incluso, dentro del informe se menciona que no se sabe el origen ni causa de la falla, sino que solo se sabe que hubo operación de las protecciones asociadas a los paños 52H1 de la S/E La Estrella (subestación de la central eólica) y 52H1 de la subestación Portezuelo.

EAF 361/2022: Ocurre un cortocircuito monofásico en la fase B de la línea 110 kV Diego de Almagro – PFV Javiera debido a acción de un ave carroñera en una estructura perteneciente a la línea de transmisión. A raíz de la falla, operan las protecciones del paño H5 de la subestación S/E Diego de Almagro.

Como se parecía en la Figura 19, la desconexión de la línea mencionada, la cual conecta la central fotovoltaica PFV Javiera con el resto del sistema, implica que ésta se ve completamente aislada, por lo que su sistema de protección interno desconecta la central por completo, pues su sincronismo con la red depende de la frecuencia detectada por su sistema PLL, dejando así sin energía a Taltal, Las Luces, y Planta de Óxidos, las cuales suman alrededor de 12[MVA].

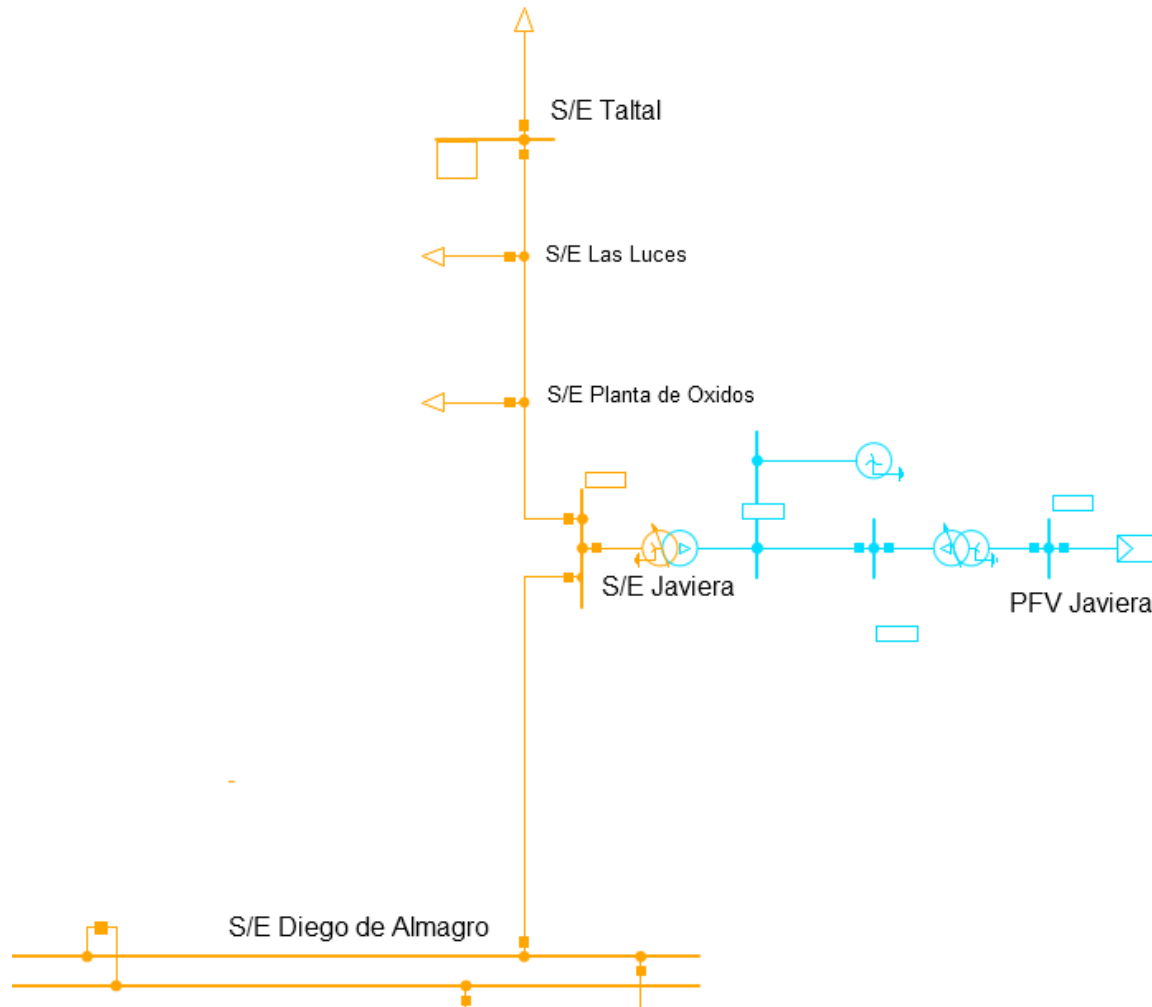


Figura 19 Diagrama Unilineal de la zona descrita en EAF 361/2022, en Atacama. Línea de 110[kV]

Según la fecha y hora de la falla, la cual ocurre el lunes 26/09/2022 a las 10:21 A.M., se informa que se dejan de producir 43[MW] desde la central.

La Figura 20 muestra la oscilografía presentada en el informe de falla, obtenida del paño H5 de la subestación Diego de Almagro. Se aprecia que los niveles de corriente de falla no parecieran ser altos, por lo que se asume que el oscilograma está escalado según la razón de transformación del transformador de corriente del paño, el cual corresponde a un TC 100-5000/5A. Según la configuración presente en la Base de Datos, el transformador de corriente se encuentra en el tap 100/5A, obteniendo un factor de transformación de 20.

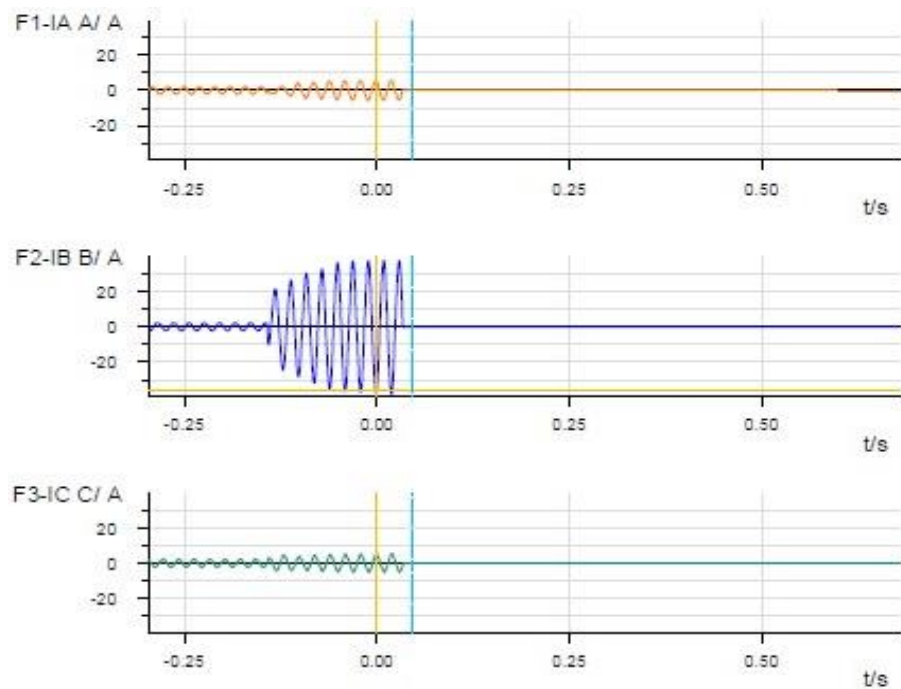


Figura 20 Registro Oscilográfico visto por subestación Diego de Almagro, paño H5. EAF 361/2022

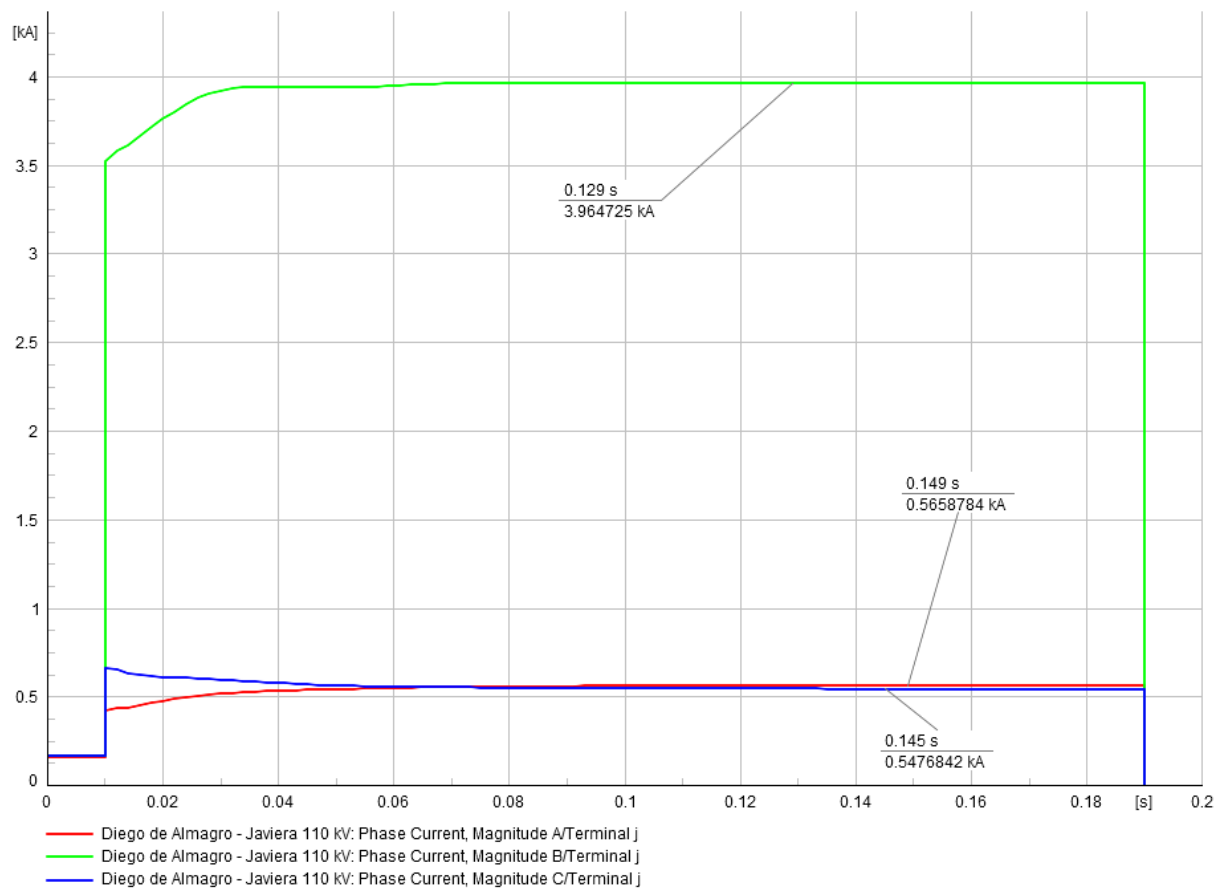
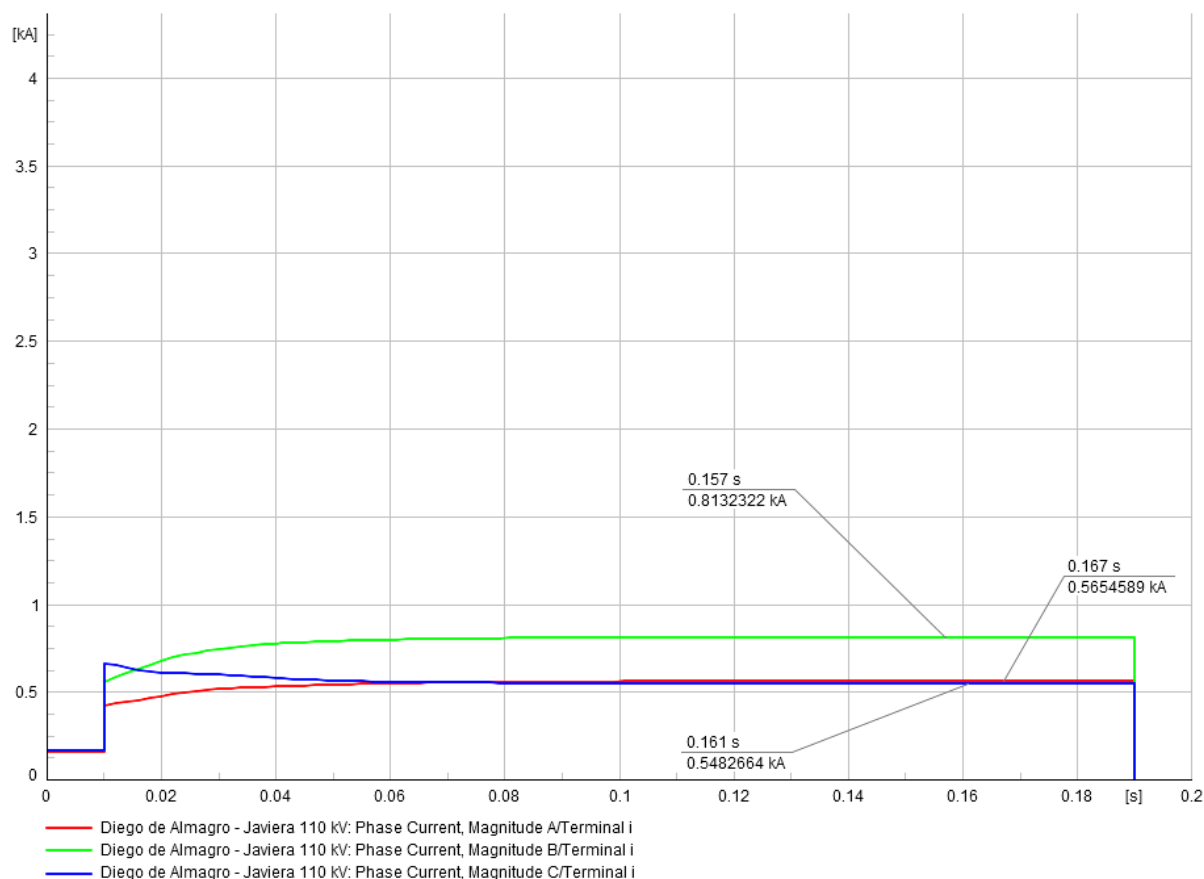


Figura 21 Simulación RMS de las corrientes de falla de EAF 361/2022 vistas desde S/E Diego de Almagro.

La Figura 21 muestra la simulación RMS realizada en DIgSILENT según la información entregada en el informe de falla. Dicha simulación muestra la corriente de cortocircuito vista por la subestación S/E Diego de Almagro, mostrando niveles de CCC muy superiores a los del oscilograma, aun cuando se aplica el factor de conversión del TC. Posiblemente, el transformador en la subestación esté en un tap diferente al utilizado en la Base de Datos provista por el CEN.



En la Figura 22 se observan niveles de corriente no tan elevados en comparación a lo visto desde la subestación que conecta con el resto del SEN, lo que es esperable, al menos para la fase cortocircuitada.

A modo de comparación se realiza un cortocircuito estático por método completo en el mismo lugar de falla indicado en la EAF, donde se obtienen los siguientes resultados:

	Corriente Cortocircuito, Ikss [kA]		
	Fase A	Fase B	Fase C
S/E Diego de Almagro	0,473	3,933	0,669
PFV Javiera	0,474	0,722	0,670

Tabla 6 Resultados cortocircuito estático por fase utilizando método completo para EAF 361/2022

Los resultados obtenidos por el cortocircuito estático son similares en cuanto a los de las simulaciones RMS, especialmente en el comportamiento de la fase B observado por la S/E Diego de Almagro, mostrando un indicio de similitud entre ambos métodos.

EAF 393/2022: Ocurre un cortocircuito monofásico en la fase A de la línea 110 kV S/E Acceso Norte – S/E Carbonato de origen desconocido, operando las protecciones a distancia residual (21N) en Zona 1, y, junto a esta, opera también la protección diferencial de la misma línea. Luego, hay operación de la protección de corriente residual de S/E Uribe, asociado a la línea 110 kV Uribe – Uribe Solar, mientras que también opera la protección de sobrecorriente residual de la subestación S/E Uribe Solar. Esta línea de transmisión es la conexión entre la central solar PFV Uribe y el resto del sistema de potencia, por lo que la información de este informe contendría el efecto de la central de manera aislada. La Figura 24 muestra el registro oscilográfico presente en el informe de falla corresponde a lo observado por la subestación S/E Uribe

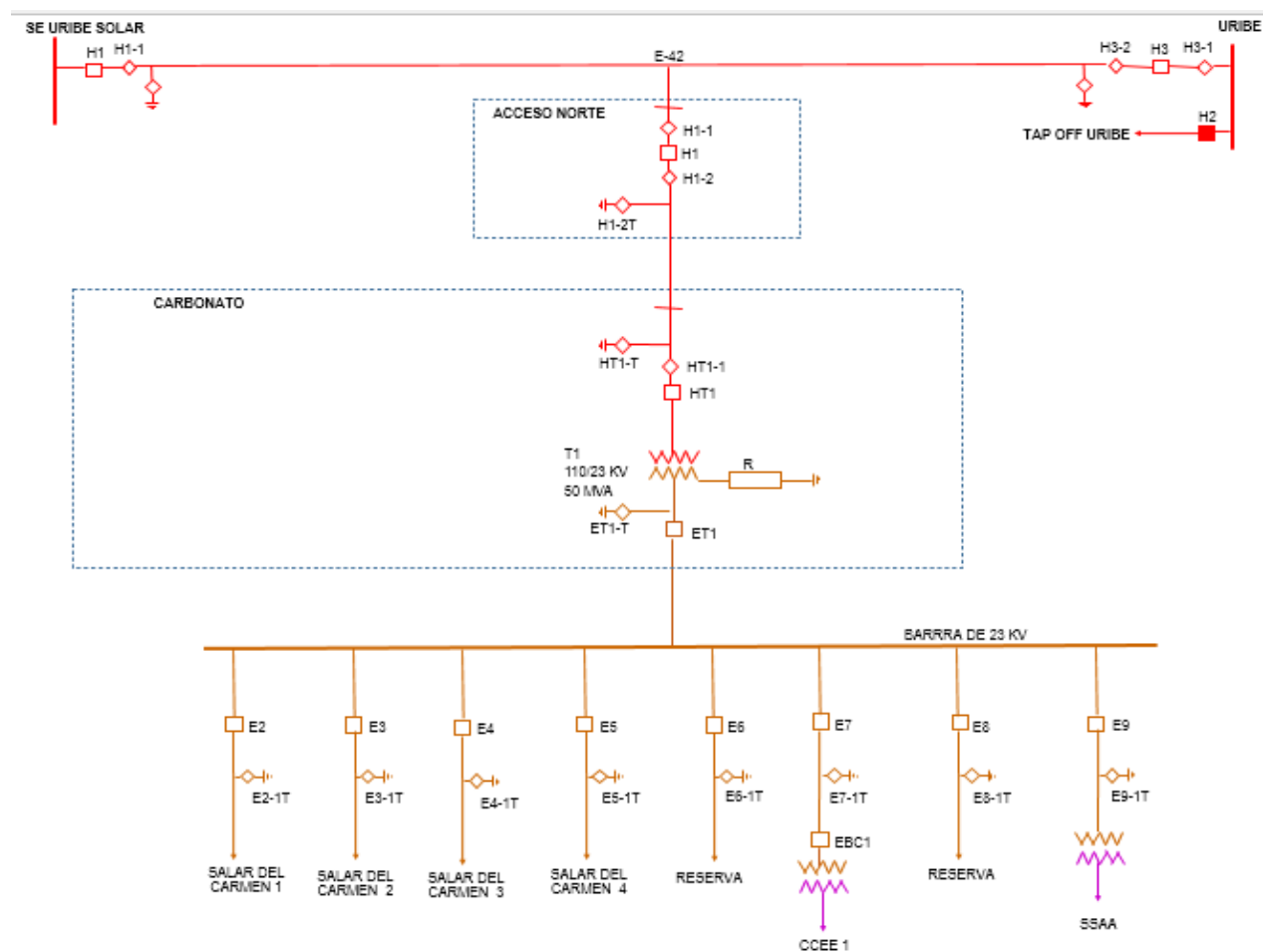


Figura 23 Diagrama Unilineal de la zona descrita en EAF 393/2022, en Norte Grande. Línea de 110[kV]

Al observar la Figura 23 se aprecia que la línea en la cual ocurre el cortocircuito no es la única conexión que influye en la central Uribe Solar, por lo que lo capturado en la oscilografía de la Figura 24 también incluye corrientes provenientes desde el resto del SEN, lo que contamina la información base para realizar la validación del modelo.

Las instalaciones observadas en el circuito unilíneal corresponden a la segunda mitad del año 2022, por lo que no se encuentran aún dentro de la sección de subestaciones de [3], pero sí aparecen en la base de datos oficial de noviembre 2022.

El evento ocurre a las 7:43 A.M. del domingo 23/10/2022, observando que según las tablas de operación real (presentes dentro del informe de falla), la central se ve afectada por la falla al estar generando alrededor de 4,5[MW].

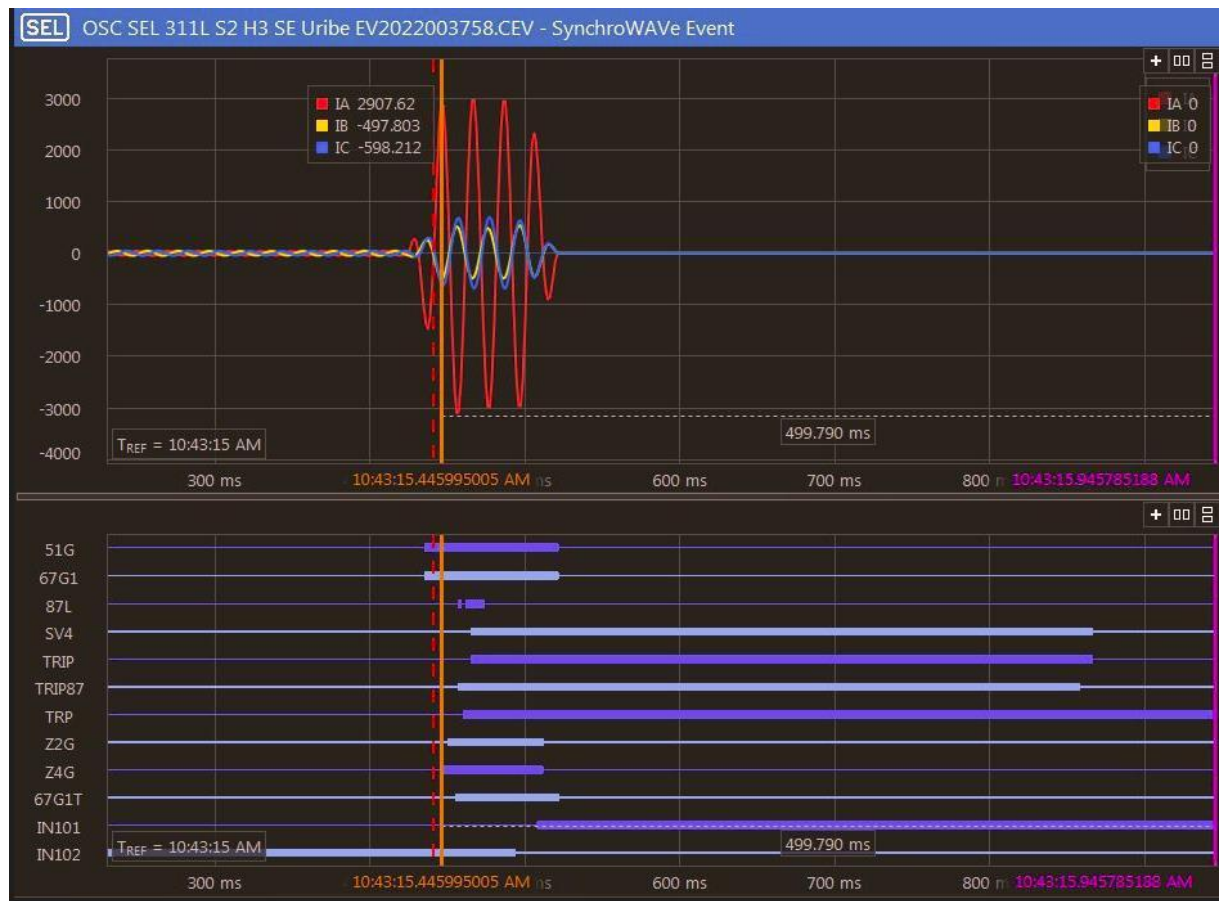


Figura 24 Registro Oscilográfico visto por subestación Uribe, paño H3, EAF 393/2022.

Para realizar la simulación adecuada se ajusta la potencia generada por la central a la hora de la falla según la tabla de generación real presente dentro del informe. Junto con lo anterior, se utiliza el escenario de operación a “Día domingo – demanda baja”.

Se simula, en primer lugar, un flujo de potencia para obtención de datos básicos, del cual se obtiene que la central Uribe Solar tiene una salida de corriente de 0,024[kA] y 4,8[MW]. Luego, se realiza una simulación RMS de una falla monofásica en la fase A en la línea Acceso Norte – Carbonato.

Lo obtenido en la Figura 25 es el resultado de la simulación comparativa con el oscilograma anterior, mostrando valores de corriente de cortocircuito para la fase A similares en ambos casos

(valores instantáneos vs valores RMS), lo que es un buen indicio del comportamiento de la simulación en contraste con el sistema real.

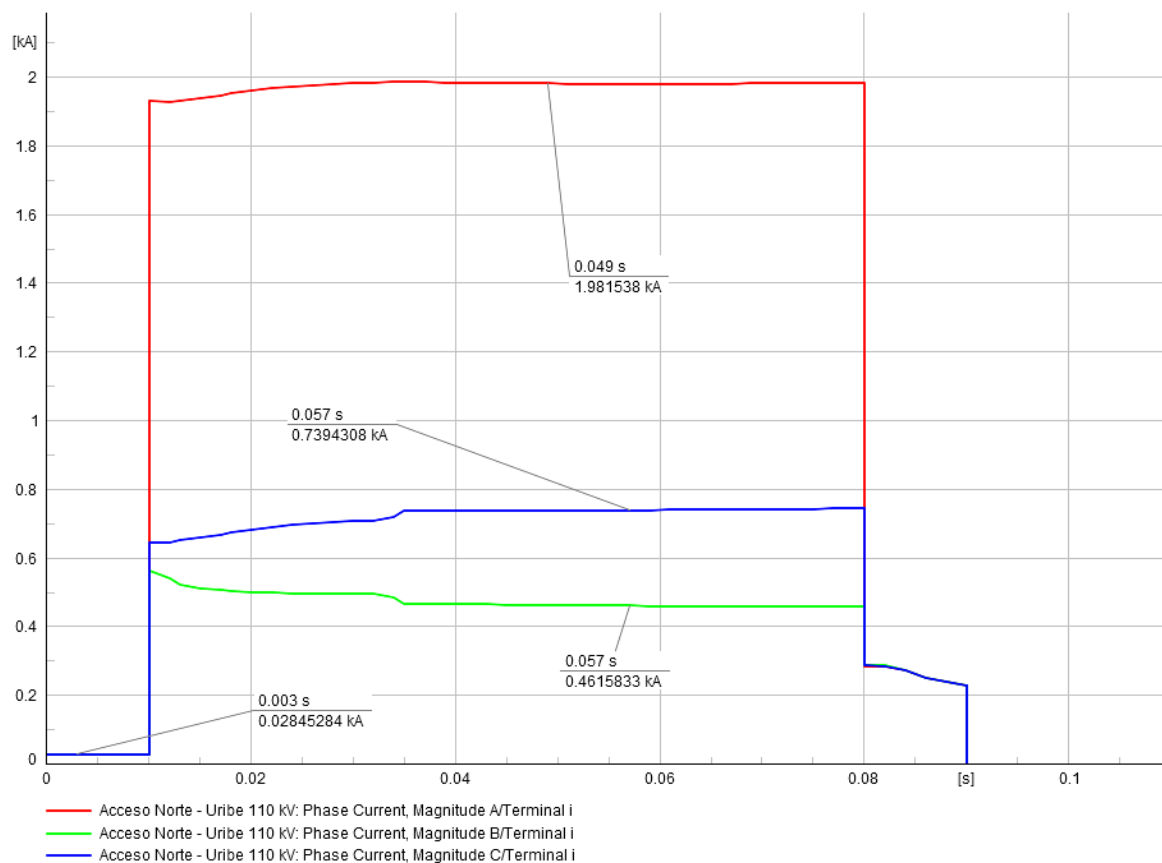


Figura 25 Simulación RMS de las corrientes de falla de EAF 393/2022, vista desde S/E Uribe

Por otro lado, la Figura 26 muestra el comportamiento simulado de la corriente de salida de la central Uribe Solar durante la falla descrita anteriormente. Se aprecia que los niveles de corriente son considerablemente menores que los visto desde la subestación Uribe, lo que es esperable pues en el momento de ocurrir la falla se estima que la central tiene una potencia de alrededor de 4[MW] con factor de potencia unitario, mientras que las cargas asociadas a la subestación Carbonato son de una potencia aparente de 10,4[MVA]. Por consiguiente, el sistema tiene un mayor aporte de potencia durante el flujo normal al momento de falla.

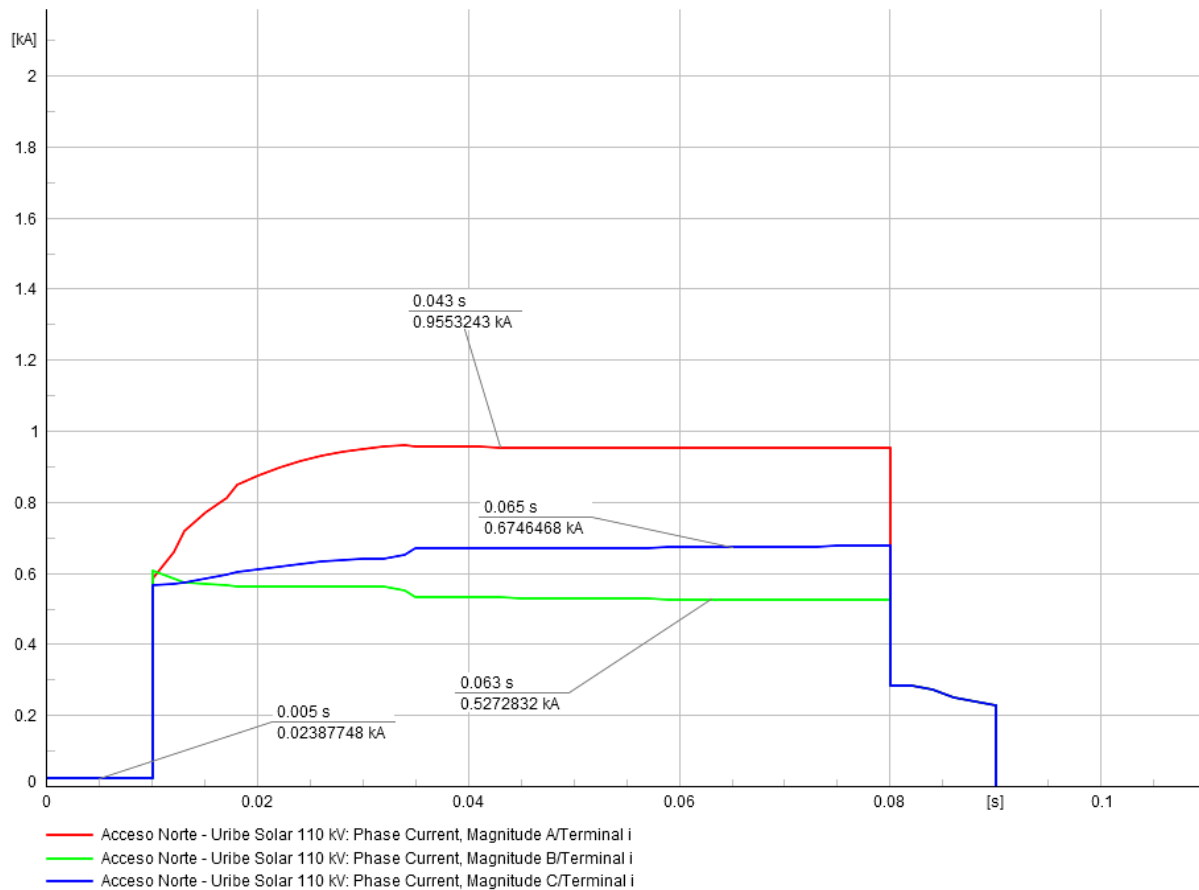


Figura 26 Simulación RMS de las corrientes de falla de EAF 393/2022, vista desde la central fotovoltaica Uribe Solar

A modo de comparación se realiza un cortocircuito estático por método completo en el mismo lugar de falla indicado en la EAF, donde se obtienen los siguientes resultados

	Corriente Cortocircuito, Ikss [kA]		
	Fase A	Fase B	Fase C
S/E Uribe	2,050	0,696	0,541
Uribe Solar	0,821	0,737	0,495

Tabla 7 Resultados cortocircuito estático por fase utilizando método completo para EAF 393/2022

A diferencia del caso de la central PFV Javiera, el cortocircuito estático muestra diferencias más notorias con su contraparte RMS, excepto cuando los valores de corriente de cortocircuito son relativamente altos, como es el caso de la corriente de falla de la fase A vista desde la S/E Uribe, lo que fue similar al caso de la corriente de la fase B vista desde la S/E Diego de Almagro en el EAF anterior. Cabe señalar nuevamente que el método completo en el cálculo de cortocircuitos estáticos incluye, también, información no presente en los cálculos RMS, trayendo consigo así diferencias numéricas.

Por lo tanto, se puede concluir que el comportamiento dinámico RMS simulado de la central Uribe Solar para este EAF es consistente, al menos en comparación con la central analizada en el caso anterior, PFV Javiera. Dicha consistencia en sí no es conclusiva con respecto a la precisión de las simulaciones.

Las diferencias entre simulaciones estáticas y dinámicas RMS sugieren presencia de corrientes subtransitorias que no son captadas por dicho método dinámico, reforzando que el uso de simulaciones estáticas por método completo es más beneficioso para el estudio presente. A eso se añade el menor uso de recursos computacionales.

Por otro lado, los modelos dinámicos de ambas centrales expuestas en los EAF pueden estar sujetos a imperfecciones, pues estos no cuentan con un informe ECAP vigente del cual se pueda corroborar su integridad y correcto funcionamiento de controles dinámicos dentro de DIGSILENT.

3.6 Consideraciones para las simulaciones futuras

Según lo expuesto en las secciones anteriores, se decide basar las simulaciones que vienen en los modelos de centrales entregados por los clientes en los informes ECAP (PFV La Huella y PE La Estrella), lo que tiene sustento en la aprobación de parte del CEN, quien ha determinado que la información proporcionada por los clientes es suficientemente correcta al inspeccionar dichos estudios previos a la entrada de estas unidades de generación en el SEN.

Por otra parte, debido a la imposibilidad de realizar simulaciones dinámicas de tipo instantáneas (EMT) en el modelo del SEN y que las simulaciones RMT, comparables con los oscilogramas de EAF, son consistentes con los cálculos de cortocircuitos estáticos por método completo sólo cuando los valores de cortocircuitos están cercanos a 1[kA] (sugiriendo que hay corrientes subtransitorias en las fases no afectadas directamente por las fallas que el método RMS no está observando), y que además no se pudo confirmar la consistencia dinámica de centrales eólicas simuladas con oscilogramas reales debido a la falta de documentos que contengan la información requerida, se procederá a hacer los análisis correspondientes a fallas y corrientes de cortocircuito utilizando el cálculos de cortocircuito estático de método completo, pues es la metodología utilizada en la industria en cuanto a análisis de niveles de corriente de cortocircuito y es lo utilizado en los estudios de coordinación de protecciones.

3.7 Conclusiones principales del capítulo

Las centrales eólicas y solares fotovoltaicas se conectan a los sistemas de potencia a través de convertidores estáticos. Particularmente, las centrales eólicas de tipo DFIG son una excepción, pues tienen una doble conexión a la red, donde en general se desprecia la conexión del convertidor que alimenta el rotor.

Debido a los convertidores estáticos, la corriente de cortocircuito se ve más limitada que en generadores convencionales, dado que dichos convertidores, por diseño, no permiten niveles elevados de corrientes de cortocircuito, por lo que se espera que, en general, las centrales fotovoltaicas muestren niveles de corriente de falla menores a los entregados por una central

convencional de la misma potencia nominal. Por otro lado, las centrales eólicas de tipo DFIG tienen un comportamiento similar al de una máquina asincrónica, pero con variaciones notorias debido al sistema de protección interno y la conexión a través del convertidor back-to-back en el rotor, lo que se traduce en un menor aporte al nivel de corriente de cortocircuito.

Las Tabla 2 y Tabla 4 dan la primera luz a estas aseveraciones, en donde los niveles de corriente de cortocircuito no difieren mucho de las corrientes medidas durante flujos de potencia, excepto en casos particulares.

Por otro lado, las simulaciones dinámicas muestran que el comportamiento de la central eólica DFIG estudiada es muy estable pasado el primer instante post falla, pero durante dicho instante se observan saltos abruptos en las corrientes, lo que conlleva a una diferencia entre mediciones estáticas y dinámicas. Se puede concluir que el modelo dinámico de esta central eólica es estable, pero como se observa en la Tabla 3, hay diferencias con lo observado en los cortocircuitos estáticos, pues los valores obtenidos de las simulaciones dinámicas son los observados durante la parte estable de los gráficos y, además, no muestran lo que ocurre de manera subtransitoria.

Además, las simulaciones dinámicas de la central fotovoltaica siempre muestran un comportamiento completamente estable, mientras que las mediciones de cortocircuito estático varían para distintas fallas, pues, al igual que en el caso anterior y según se observa en la Tabla 5, la simulación dinámica no muestra, nuevamente, que es lo que ocurre de manera subtransitoria.

Finalmente, para probar la efectividad de los modelos dinámicos es necesario contrastar su comportamiento con elementos reales, lo cual se buscaba realizar por medio de EAF que mostraran el comportamiento de las tecnologías deseadas durante una falla en el SEN, pero dado que el interés es el comportamiento y efecto de las fuentes de generación de energía renovable y que la existencia de EAF que abarquen centrales de este tipo con información analizable (fallas en las cercanías de estas centrales donde no haya interferencia de otras fuentes de potencia o bien, en los terminales de estas centrales) en el último tiempo es prácticamente no existente para las centrales eólicas DFIG debido a que no son muy numerosas en el SEN. En cuanto a EAF para tecnologías fotovoltaicas, sí hay más variedad, por lo que se han analizado dos casos diferentes que muestran cierto nivel de consistencia entre ellos, pero dado que los modelos dinámicos dentro de las centrales estudiadas en dichos EAF no están validados por el CEN en los últimos años, a diferencia de la central PFV La Huella, no es factible comprobar su efectividad. Por otro lado, en la industria, los estudios convencionales se realizan por medio de cortocircuitos estáticos, los cuales son más precisos que las simulaciones RMS, y que, además, la simulación dinámica EMT no es factible dentro del SEN por diversos motivos explicados en la Sección 3.4 Modelos dinámicos dentro de la Base de Datos oficial. Por consiguiente, se toma la decisión de no proceder con este objetivo desde esta dirección, sino que se procede con análisis estático de fallas por método completo, utilizado en la industria para la coordinación de protecciones y para estudios de estabilidad de potencia y voltaje.

Por lo tanto, los análisis posteriores son realizados por medio de cortocircuitos estáticos de método completo.

Capítulo 4: Modelamiento del sistema de estudio para comparar la influencia de la generación ERV y convencional en la operación de los sistemas de protección

Para evaluar los efectos que tienen las centrales ERV en los niveles de corriente de cortocircuito en un sistema de potencia, primero es necesario realizar pruebas a escala, en donde se tiene mayor flexibilidad y control sobre las variables que componen al sistema, como la demanda y porcentaje de potencia entregada al sistema según fuentes de origen, ya sean provenientes de fuentes renovables (solar fotovoltaico y eólico), fósil, o hídrica.

4.1. Modelo del Sistema de Potencia

El modelo implementado está compuesto de tres zonas: Norte, Centro, y Sur. Las zonas Norte y Sur representan concentración de generación eléctrica, con mayor densidad en la zona Sur, la cual incluye la central de referencia del sistema (encargada de mantener la frecuencia y correcta oferta de potencia del sistema). Por otro lado, la zona Centro contiene líneas de transmisión y cargas del sistema.

El modelo representa de cierto modo la distribución de potencia en Chile, en donde la generación de potencia se distribuye hacia el norte y sur del país, mientras que la zona central tiene mayor concentración de cargas (a excepción de grandes mineras que existen en sectores como Calama, por ejemplo).

Ambas zonas con generación de potencia tienen centrales de tipo solar fotovoltaica, eólica, y a carbón (convencional), todas basadas en esquemas de centrales existentes dentro de bases de datos oficiales, es decir, los elementos presentes en cada central del modelo (transformadores, filtros, fuentes) tienen sus valores internos homologados con especificaciones oficiales.

La Figura 27 muestra el modelo del sistema de potencia a utilizar como prueba a escala.

Las líneas y barras del modelo denotadas en rojo poseen protecciones a distancia, mientras que todas las líneas de transmisión poseen protecciones de sobre corriente. Estos sistemas de protección son, inicialmente, coordinados en el caso que toda la generación presente proviene de

fuentes convencionales, para luego verificar lo que ocurre cuando se mezclan los distintos tipos de energía o cuando hay un solo tipo de fuente energética.

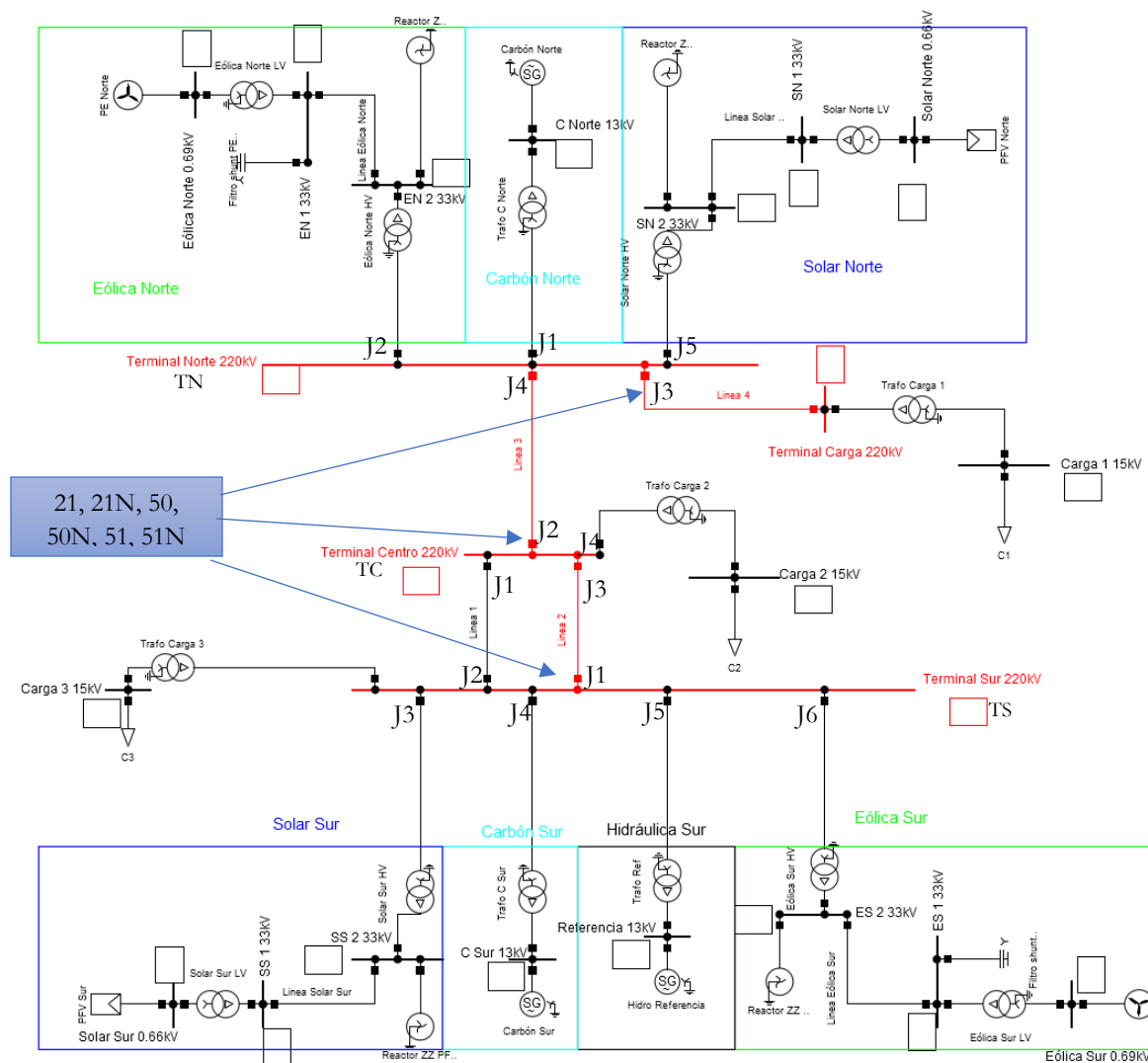


Figura 27 Modelo a escala utilizado para observar el efecto de las distintas fuentes de energía. Subestaciones con protecciones denominadas como TS, TC, y TN. Paños correspondientes denominados como Jx.

El modelo cuenta con una demanda total de 205[MW] y 30[MVAr] (207,8[MVA]) más pérdidas de transmisión y de transformación.

La transmisión se realiza en 220[kV] y la distribución de oferta es 33% generación Norte y 66% generación Sur más el aporte de la central hidráulica de referencia.

4.1.1 Puntos de cortocircuitos y mediciones

Según la Figura 28, las mediciones de los niveles de cortocircuito aportados por cada tipo de central provenientes de la Zona Sur se realizan en la barra “Terminal Sur”, o TS, en un nivel de tensión de 220[kV]. Por otro lado, las ubicaciones de las fallas simuladas a lo largo del modelo de sistema de potencia se numeran del 1 al 10, con la primera situada en la barra TS y la última en el extremo más opuesto a esta, al 80% de la Línea 4.

Estas ubicaciones progresivas tienen el fin de comparar los niveles de cortocircuito en el punto de falla I_{KSS} según cambia la distancia a la fuente de potencia más grande del sistema y, al mismo tiempo, mostrar cómo se alteran los aportes de corriente a estos cortocircuitos según el tipo de central despachada.

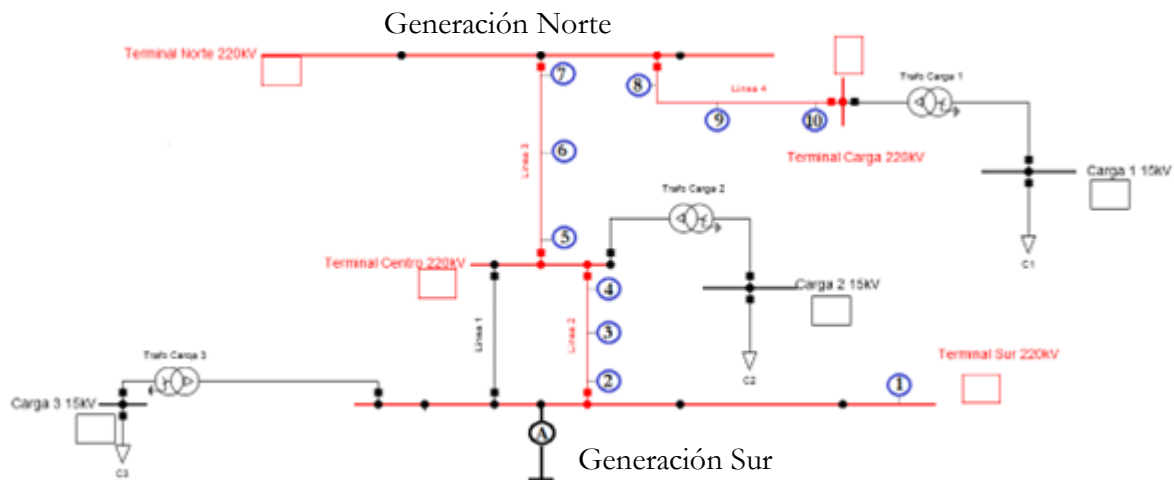


Figura 28 Medición de corrientes y puntos de fallas durante las pruebas.

Lo esperado es que a medida que la ubicación de falla sea más lejana de la TS, los niveles de cortocircuito sean menores puesto que hay una mayor impedancia entre la fuente más grande de potencia y la falla, y, al mismo tiempo, que los niveles de aporte de corriente de cortocircuito desde las centrales sea inferior.

4.2 Casos de prueba

A continuación, se exponen los casos de prueba a analizar.

4.2.1 Caso base: 100% energía convencional

El caso base, el cual es utilizado para el ajuste y coordinación de protecciones, es netamente con fuentes convencionales (carbón e hídrica). Las fuentes de generación Norte se fija en 50[MVA] (carbón) y la generación Sur se fija en 100[MVA] (carbón), más el aporte de la central de referencia (hidráulica).

El comportamiento específico de las protecciones eléctricas se expone en el Capítulo 5: Influencia en la operación de las protecciones eléctricas.

Realizando un flujo de potencia se obtiene que la central Carbón Sur, en 220[kV], tiene una corriente de 0,259[kA] con un ángulo -32,3°.

Asimismo, se realiza un cortocircuito trifásico en la barra TS (ubicación 1), obteniendo una corriente de cortocircuito I_{KSS} igual a 2,915[kA] mientras que la central Carbón Sur aporta 0,841[kA]. Por otro lado, una falla monofásica en el mismo lugar observa una corriente de cortocircuito (en la fase de falla A) equivalente a 3,744[kA] con un aporte proveniente de la central Carbón Sur de 1,017[kA].

Estos resultados parciales se resumen en la Tabla 8:

Corrientes [kA]	Flujo de Potencia	Falla trifásica, Terminal Sur	Falla monofásica, Terminal Sur (fase A)
Carbón Sur	0,259 ángulo -32,3°	0,841	1,017
I_{KSS}	---	2,915	3,744

Tabla 8 Comportamiento inicial caso netamente convencional

Se progresa con ambos tipos de falla a lo largo del SEP según lo descrito en la Sección 4.1.1, donde los resultados obtenidos son mostrados en la Sección 4.3.

4.2.2 Caso netamente eólico

En este caso, los 100[MVA] de la Zona Sur que en el caso base correspondían a Carbón fueron cambiados por energía eólica, igual que los 50[MVA] de la Zona Norte.

Paralelamente al caso anterior, los resultados de un flujo de potencia, falla trifásica y falla monofásica en la barra Terminal Sur se observan en la Tabla 9:

Corrientes [kA]	Flujo de Potencia	Falla trifásica, Terminal Sur	Falla monofásica, Terminal Sur (fase A)
Eólica Sur	0,260 ángulo -25,7°	0,516	0,503
I_{KSS}	---	2,439	2,641

Tabla 9 Comportamiento inicial caso netamente eólico

En contraste al caso anterior se observan que los niveles de corriente de cortocircuito son menores en todo sentido a pesar de que el aporte, tanto de corriente como potencia despachada, durante el flujo de potencia es similar.

4.2.3 Caso netamente fotovoltaico

Siguiendo la tendencia de las subsecciones anteriores, esta vez los 150[MVA] de generación son cambiados por un sistema solar fotovoltaico. Los resultados de las mediciones iniciales se observan en la Tabla 10:

Corrientes [kA]	Flujo de Potencia	Falla trifásica, Terminal Sur	Falla monofásica, Terminal Sur (fase A)
Solar Sur	0,256 ángulo -22,06°	0,292	0,416
I_{KSS}	---	1,877	2,701

Tabla 10 Comportamiento inicial caso netamente fotovoltaico

4.2.4 Caso con combinaciones de generación

En este caso se procede a mezclar de distintas maneras los tres tipos de generación, manteniendo siempre la misma proporcionalidad entre Zona Sur y Zona Norte.

Dado que hay docenas de maneras de distribuir la potencia generada entre tres fuentes distintas se consideran cinco:

- Distribución de potencia entre las tres fuentes de manera equitativa (33% del total de la potencia proveniente de cada fuente)
- 50% de la potencia proveniente de las centrales a carbón, 25% proveniente de las centrales eólicas y el otro 25% de las centrales fotovoltaicas (“50% Carbón, 50% ERV”)
- 50% de la potencia proveniente de las centrales a carbón y 50% de las centrales eólicas.
- 50% de la potencia proveniente de las centrales a carbón y 50% de las centrales fotovoltaicas.
- 50% de la potencia proveniente de las centrales a fotovoltaicas y 50% de las centrales eólicas.

Los resultados de estos casos son resumidos en gráficos en la 4.3 Resultados.

4.3 Resultados

4.3.1 Casos 1-3

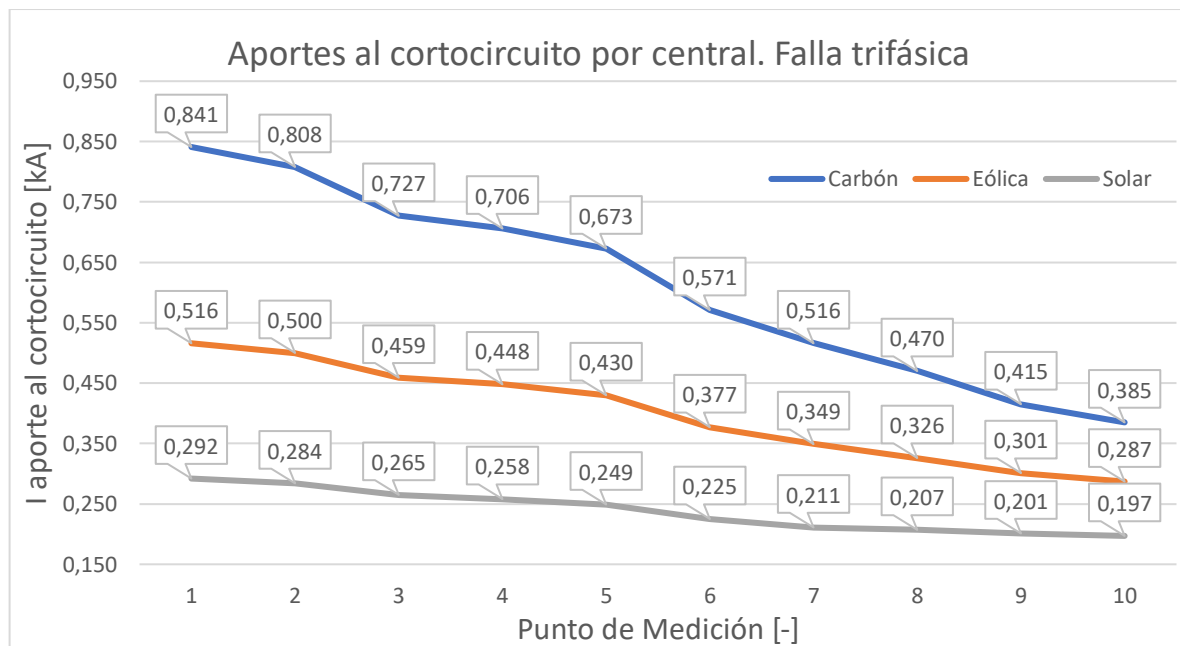


Gráfico 3 Aportes al nivel de cortocircuito por central durante falla trifásica

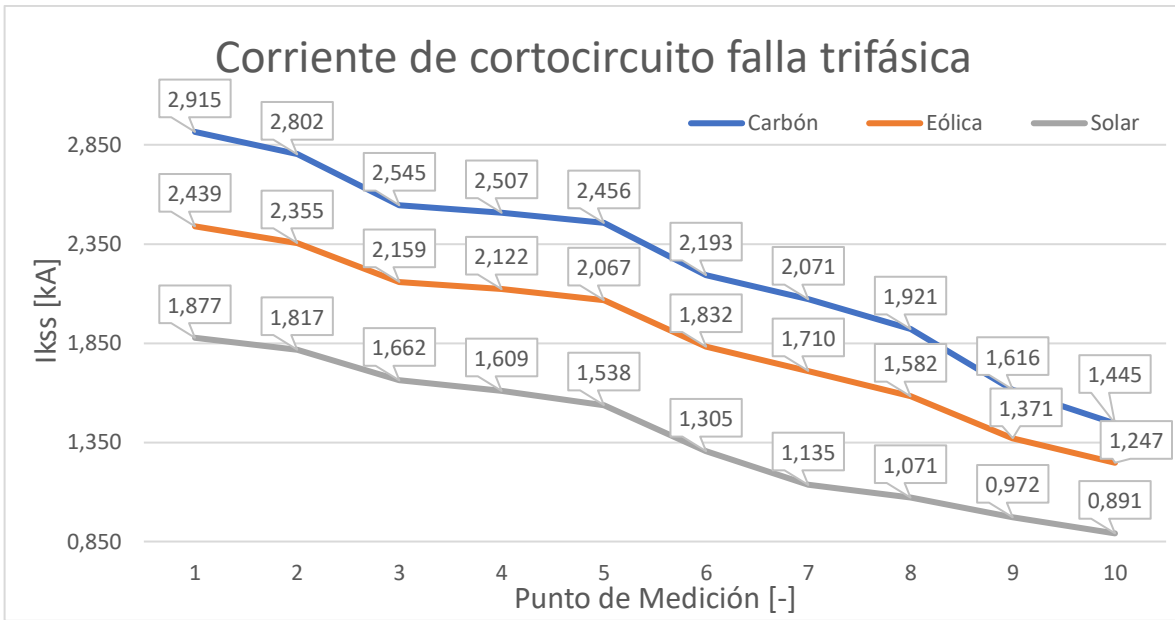


Gráfico 4 Niveles de corriente de cortocircuito en Caso 1 según tecnología durante falla trifásica

Se aprecia que, durante las fallas trifásicas, las centrales fotovoltaicas tienen el menor aporte de corriente de cortocircuito y, al mismo tiempo, cuando las centrales despachadas son mayormente fotovoltaicas, los niveles de cortocircuito son menores en todas las ubicaciones de fallas.

Además, cuando la falla ocurre en los terminales de las centrales (barra Terminal Sur), se cumple con lo esperado: la central convencional muestra el mayor nivel de corriente de cortocircuito, tanto como aporte mismo de la central como el valor de la corriente en el punto de falla. Pero a medida que la falla se aleja de los terminales de las centrales, los niveles de corriente de cortocircuito decaen hasta valores similares entre las tecnologías eólica DFIG y la convencional, mientras que la fuente de energía solar fotovoltaica muestra un valor final considerablemente menor.

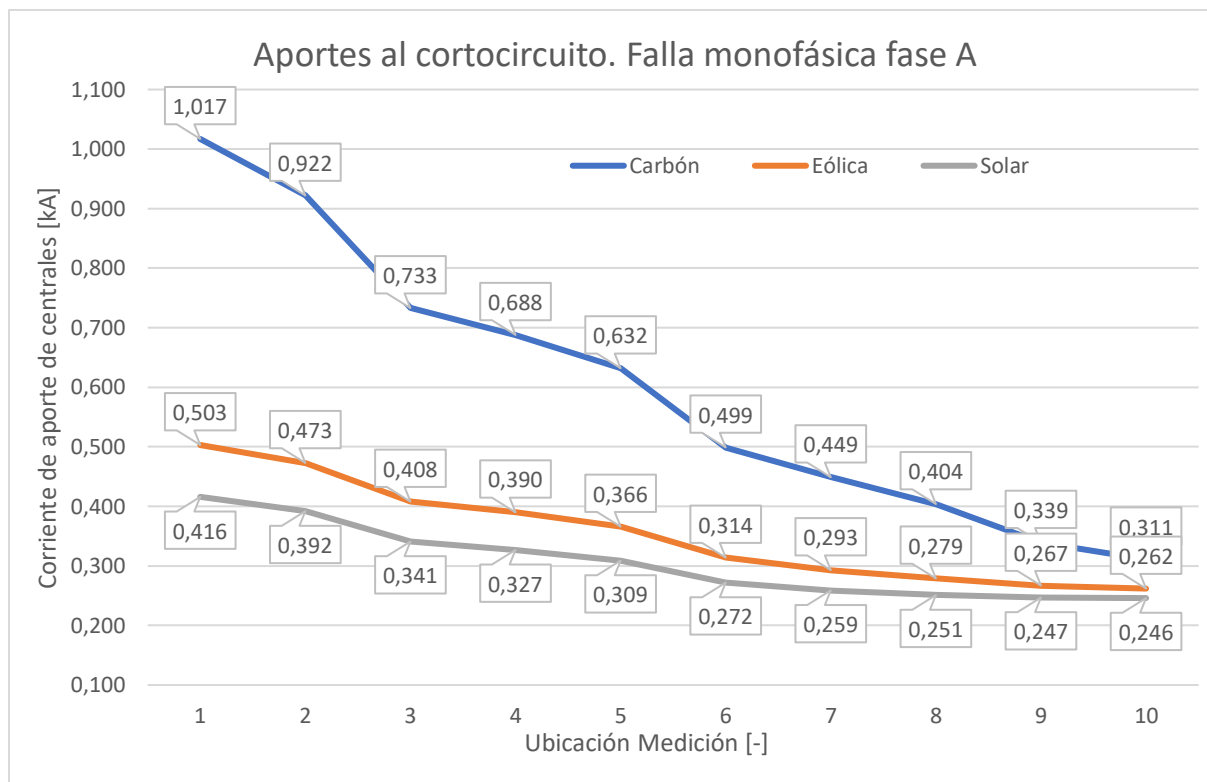


Gráfico 5 Aportes al nivel de cortocircuito por central durante falla monofásica, fase A

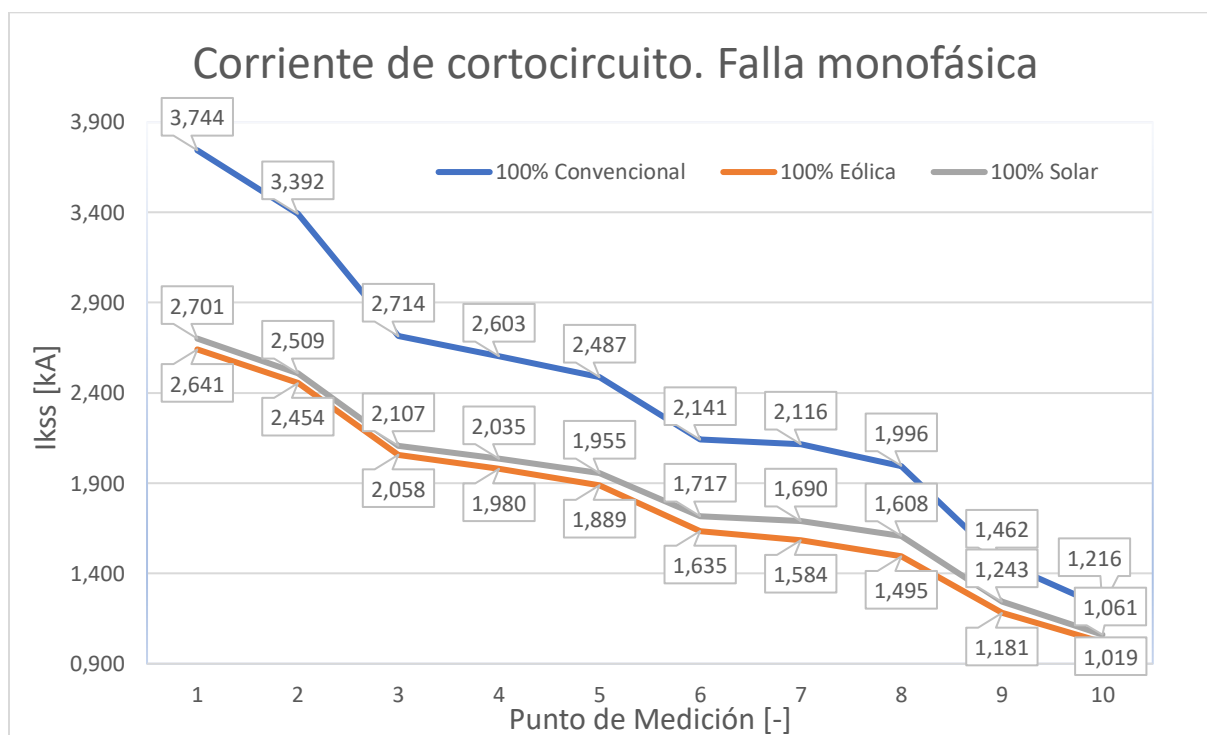


Gráfico 6 Niveles de corriente de cortocircuito en Caso 1 según tecnología durante falla monofásica

Similarmente al caso de falla trifásica, la falla monofásica muestra que la central eólica tiene un aporte mayor a la corriente de cortocircuito que la central fotovoltaica, pero, al mismo tiempo, cuando la energía eólica es predominante en el sistema, el nivel de cortocircuito es ligeramente menor en el punto de falla.

Sin embargo, nuevamente la central convencional muestra niveles de corriente muy superiores en ambas métricas.

A. En el

Resultados de simulaciones de falla en Base de Datos modelo se encuentran tablas y gráficos de casos adicionales, como casos monofásicos con y sin resistencia de falla, en donde además se puede observar la diferencia de corriente de cortocircuito por fase para las distintas tecnologías.

4.3.2 Casos con combinaciones de tecnologías

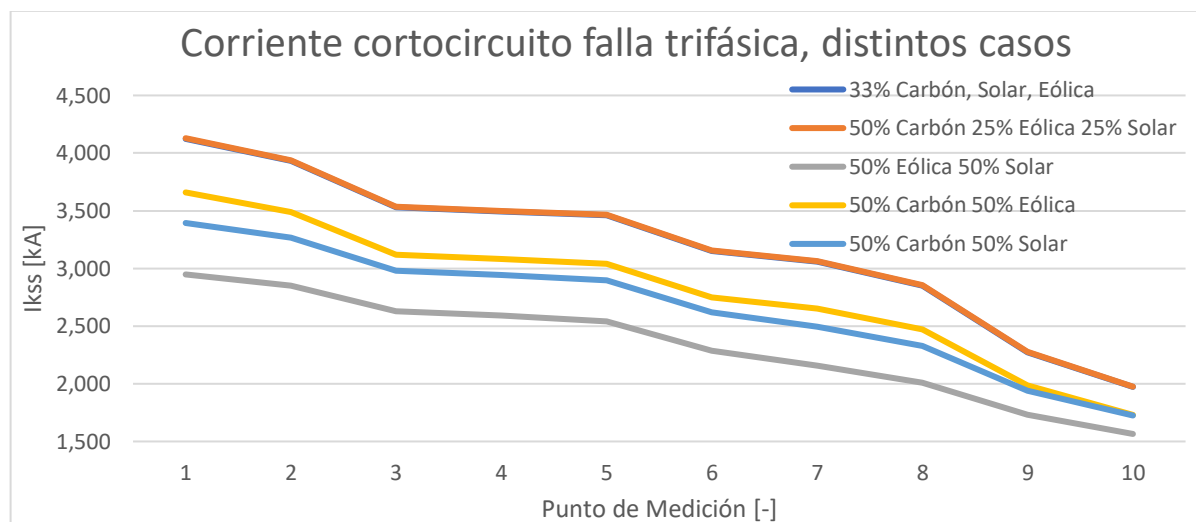


Gráfico 7 Comparación del comportamiento de la corriente de cortocircuito en el punto de falla según distintos casos. Falla trifásica

En el Gráfico 7, se observa que en todos los casos en que hay presencia de la central convencional, los niveles de corriente de cortocircuito son mayores. Los casos en que están presente los tres tipos de tecnología despachando al mismo tiempo muestran niveles de cortocircuito aún mayores y con diferencia de corriente casi despreciable (superpuestas en el gráfico).

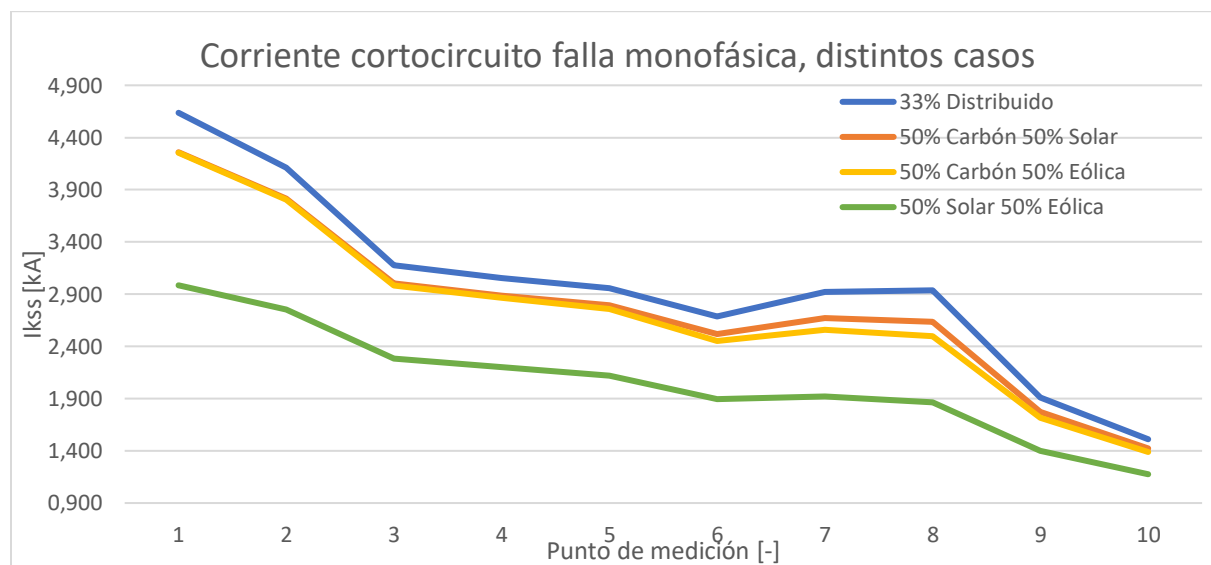


Gráfico 8 Comparación del comportamiento de la corriente de cortocircuito en el punto de falla según distintos casos. Falla monofásica a tierra

Similarmente al caso de falla trifásica, los niveles de corriente de cortocircuito monofásico (Gráfico 8) más elevados son observados cuando se encuentra presente la generación térmica, mientras que, en el caso de generación netamente renovable, el nivel de corriente de cortocircuito es considerablemente menor cuando la falla ocurre cercano a la barra de Generación Sur, pero decae a niveles similares a los observados en los otros casos a medida que la distancia a dicho punto del sistema aumenta.

4.4 Comportamiento angular

Otro aspecto importante de las fallas eléctricas son los ángulos de las corrientes y voltajes involucrados, pues las protecciones eléctricas a distancia y direccionales de corriente tienen un componente de medición angular que les otorga la habilidad de operar con direccionalidad y una alteración drástica en la red puede tener la consecuencia de un cambio importante en el ángulo de corriente o voltaje que pueda impactar en el correcto funcionamiento de dichas protecciones.

Para el estudio angular, se procedió a realizar simulaciones de cortocircuitos en la barra Terminal Sur de la base de datos de prueba y se obtuvieron los ángulos de voltaje en la misma barra de falla y los ángulos de las corrientes provenientes de cada central en el punto de conexión de la barra.

Las Tablas Tabla 11, Tabla 12, y Tabla 13 muestran los resultados obtenidos de las simulaciones, según los casos que se han presentado previamente en este capítulo:

Evento	Casos					
	100% Carbón		100% Eólica		100% Solar	
	Barra Terminal Sur	Central Carbón Sur	Barra Terminal Sur	Central Eólica Sur	Barra Terminal Sur	Central Solar Sur
	Ángulo de Voltaje [°]	Ángulo de Corriente [°]	Ángulo de Voltaje [°]	Ángulo de Corriente [°]	Ángulo de Voltaje [°]	Ángulo de Corriente [°]
Flujo de Potencia	-31,50	-32,33	-31,5	-25,67	-31,7	-20,90
Falla 1F (Fase A)	0	-113,32	0	-106,91	0	-107,35
Falla 3F	0	77,11	0	80,25	0	74,99

Tabla 11 Comportamiento angular caso generación netamente proveniente de cada tipo de tecnología, visto desde las centrales en el Terminal Sur

Evento	Casos		
	100% ERV		
	Barra Terminal Sur	Central Eólica Sur	Central Solar Sur
	Ángulo de Voltaje [°]	Ángulo de Corriente [°]	Ángulo de Corriente [°]
Flujo de Potencia	-31,60	-29,85	-26,54
Falla 1F (Fase A)	0	-105,26	-105,26
Falla 3F	0	71,67	68,62

Tabla 12 Caso de generación netamente renovable, distribuida de manera igualitaria entre Fotovoltaica y Eólica

Evento	Casos			
	33% Distribuido			
	Barra Terminal Sur	Eólica	Solar	Carbón
	Ángulo de Voltaje [°]	Ángulo de Corriente [°]	Ángulo de Corriente [°]	Ángulo de Corriente [°]
Flujo de Potencia	-31,6	-29,16	-28,50	-37,28
Falla 1F (Fase A)	0	-114,07	-114,07	-114,07
Falla 3F	0	68,79	66,52	65,19

Tabla 13 Caso de generación proveniente de las tres tecnologías por partes iguales

Según se observa en las Tablas Tabla 11, Tabla 12, y Tabla 13, durante los flujos de potencia, las centrales fotovoltaicas muestran el mayor ángulo de corriente en comparación a las centrales a carbón y eólicas, pero durante cortocircuitos, según lo observado en la Tabla 11, las discrepancias angulares no son mayores a 5,5° para el caso de falla trifásica ni 7,5° para el caso de falla monofásica. Cuando hay generación combinada, el comportamiento angular tiende a alinearse en las fallas monofásicas, mientras que, en las fallas trifásicas, las variaciones angulares entre las distintas fuentes se mantienen muy cercanas (pero no iguales) entre sí.

Con todas las consideraciones anteriores, se puede aseverar que los comportamientos angulares no son tan drásticos como para traer problemas en los sistemas de potencia en donde los sistemas de protección tengan un cierto grado de holgura, pero quizás no tan así en casos en que los ajustes angulares se encuentren al límite, situación que en ningún sistema eléctrico es deseable, pues dentro de los sistemas de transmisión siempre ocurren variaciones de potencia durante el día, lo que traería consigo serios problemas en primer lugar, por la generación renovable, especialmente las generaciones eólicas y solares, pues dependen fuertemente de aspectos medioambientales que varían abruptamente con el paso de las horas.

4.5 Conclusiones principales del capítulo

Las centrales convencionales tienen un aporte de corriente de cortocircuito muy por encima al de las centrales renovables, pues éstas trabajan junto a convertidores electrónicos los cuales controlan dichos niveles de corriente. Sin embargo, el aporte de estas centrales de igual manera es de gran impacto y, a medida que una falla se aleja de los terminales de estas centrales, las corrientes de cortocircuitos se asemejan a las vistas en casos con mayor presencia de fuentes convencionales.

Cabe señalar que el cálculo de corriente de cortocircuito depende de al menos dos factores: el despacho de potencia de una central y la potencia nominal de ésta. Comparando los escenarios donde existe despacho de las tres centrales, se aprecia que los despachos sí afectan los niveles de cortocircuito del sistema, pero de manera casi despreciable. Por lo tanto, el factor más determinante de los niveles de cortocircuito es la potencia nominal de una central, lo que abre la discusión a otro tópico: el manejo del despacho de las centrales de energía renovable según su capacidad real, pues el cálculo de cortocircuito depende de la potencia nominal de la generación, pero esta potencia varía durante el día según las condiciones climáticas, por lo que la corriente de cortocircuito máxima que estas centrales renovables aportan es cambiante. De igual manera, el comportamiento angular también se ve afectado por los mismos elementos.

Idealmente, se intenta mantener el vertimiento energético en centrales renovables lo mínimo posible, es decir, que su aporte de potencia al sistema sea lo más cercano a la máxima potencia que pueda generar según la condición climática, manteniendo las centrales convencionales a niveles más bajos para disminuir las emisiones de carbono y aprovechar los recursos no controlables, pero de esta manera van a existir variaciones más notorias en los niveles de cortocircuito de los sistemas a medida que la entrada de energías renovables se incremente en los sistemas de potencia.

Por otro lado, existe la problemática de la dimensión de las centrales renovables, pues estas tienen que cubrir grandes áreas (ya sea con miles de paneles solares o decenas de grandes aerogeneradores) para replicar el aporte de potencia que tienen las centrales convencionales, además de la variabilidad en su generación durante el día o durante el año según las estaciones.

Capítulo 5: Influencia en la operación de las protecciones eléctricas debido al reemplazo de generación convencional por ERV

Las protecciones eléctricas son utilizadas para limitar o evitar niveles de corriente en tiempos críticos predefinidos según configuraciones de usuario con el objetivo de proteger elementos eléctricos y/o personas.

Existen diversos tipos de protecciones eléctricas con distintos objetivos específicos, mecanismos, y configuraciones. Entre estos tipos de protecciones existen las denominadas “protecciones de distancia” y las “protecciones de sobrecorriente”, ambas utilizadas en los sistemas eléctricos de potencia para prevenir elevados niveles de corriente en líneas de transmisión con el fin de proteger la infraestructura del sistema.

Las Protecciones de Distancia son más dependientes de la configuración física del sistema (como longitud y material de las líneas de transmisión, por ejemplo), mientras que las Protecciones de Sobrecorriente dependen mayormente de mediciones de corriente.

Por otro lado, las protecciones de distancia también tienen configuraciones que les permiten tener direccionalidad, por ende, también requieren mediciones tanto de tensión como de corriente. Debido a lo anterior, la propiedad angular de las tensiones y corrientes medidas puede interferir en el correcto funcionamiento de estas protecciones, por lo que es parte de la configuración de estos elementos.

En el caso de las protecciones de sobrecorriente, generalmente se protegen los elementos ante altos niveles de corriente, sin importar tanto la direccionalidad de alguna posible falla, por lo que en su configuración es esencial una correcta medición de los parámetros requeridos, pues durante la operación normal de los SEP existen flujos de corriente que fluctúan en su intensidad, lo que los sistemas de protección deben de reconocer como operación normal y no como falla. Asimismo, deben ser capaces de detectar cuando la operación es anormal y, si es necesario, realizar desconexiones respectivas.

Todo lo anterior es dependiente de la estructura de los sistemas de potencia, los cuales son siempre cambiantes, pero como se ha visto en el Capítulo 4: , hay notorias diferencias en los niveles de corriente y en los ángulos respectivos cuando se cambian las fuentes de generación de potencia.

Por lo tanto, en este capítulo se analiza lo que les ocurre a las protecciones presentes en el sistema de potencia de prueba durante los escenarios descritos anteriormente.

5.1. Protecciones eléctricas en modelo de prueba

Como se menciona en la sección 4.1. Modelo del Sistema de Potencia, el sistema de potencia de prueba cuenta con sistemas de protecciones, específicamente protecciones de sobrecorriente y protecciones de distancia. Ambos sistemas de protecciones son configurados para un correcto funcionamiento durante el escenario de operación base en donde la potencia del sistema proviene netamente de fuentes convencionales.

Los sistemas de protección son basados en los siguientes modelos de relé:

- Protecciones de distancia: Marca SEL, modelo SEL-421
- Protecciones de sobrecorriente: Marca Siemens, modelo SIPROTEC 7SA6xx

Ambos tipos de relé cuentan con la posibilidad de operar como protección de distancia o sobrecorriente, pero se utilizan por separado debido a diferencias en la programación dentro del software.

5.1.1 Configuraciones de las protecciones: protecciones de distancia

Las protecciones a distancia siguen el esquema de protección por Zonas, las cuales se determinan según el porcentaje de cobertura de una línea de transmisión. Este porcentaje representa el alcance de cobertura de la línea siguiendo un tiempo de activación determinado por el usuario. Por ejemplo, si una línea de transmisión tiene una longitud de 100 kilómetros y el sistema de protección tiene alguna configuración de zona del tipo “la cobertura de la línea es 80% de línea en tiempo instantáneo” significa que si el sistema de protección detecta una falla dentro antes de los primeros 80 kilómetros de línea (desde el punto de medición, en uno de los extremos), entonces el relé operará de manera instantánea para desconectar la línea.

Las distintas zonas de protección siguen distintos tiempos y distancias de cobertura, operando de manera más lenta a medida que la distancia aumenta para brindar respaldo al sistema de protección de líneas posteriores, creando una red de protecciones coordinadas entre sí para asegurar que el sistema de potencia pertinente pueda hacer frente a las fallas eléctricas de manera eficaz.

Particularmente, en el modelo de prueba se sigue la siguiente configuración de zonas para las protecciones a distancia:

- Zona 1: 80% de línea propia, con tiempo de operación instantáneo. (0,015 segundos, que es el tiempo de actuación del relé)
- Zona 2: 100% de línea propia más 20% de línea siguiente, con tiempo de operación retardado en 0,5 segundos (0,515 segundos)
- Zona 3: 100% de línea propia más 70% de la línea siguiente, con tiempo de operación retardado en 1 segundo (1,015 segundos)

En los sistemas de potencia con Zona 4 y 5 se les incluye direccionalidad inversa, la cual no ha sido utilizada en este sistema de prueba debido al tamaño del sistema mismo.

En la Figura 29 se muestra una visualización gráfica de las protecciones a distancia presentes en el modelo de prueba. El origen del gráfico es el extremo sur de la Línea 2, cuya protección a distancia correspondiente es la demarcada en rojo, denominada TS_J1_21/21N. Sus zonas de operación se representan a través de las figuras trapezoidales, en donde la Zona 1 corresponde al trapecioide más pequeño, mientras que la Zona 3 de dicha protección corresponde al trapecioide más grande. Los siguientes sistemas de protecciones siguen la misma tendencia, con el siguiente grupo correspondiente a las protecciones de la Línea 3, denominada TC_J2_21/21N y, por último, las protecciones de la Línea 4, denominada TN_J3_21/21N. Cabe mencionar que la última sólo cuenta con dos zonas de operación, pues no existe una línea de transmisión siguiente, por lo que una Zona 3 no es pertinente.

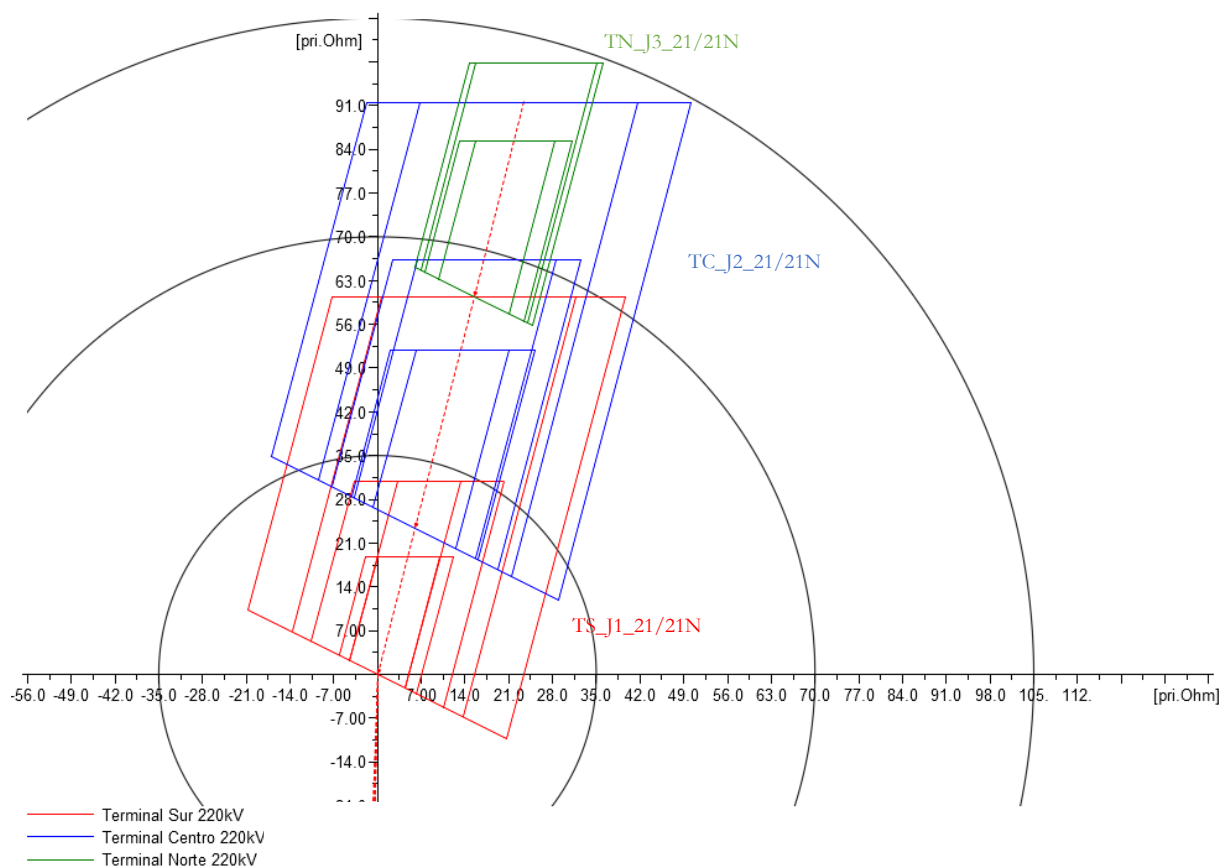


Figura 29 Visualización de protecciones de distancia – “Loops”

5.1.2 Configuraciones de las protecciones: protecciones de sobrecorriente

Las protecciones de sobrecorriente siguen un esquema de protección más directo, pues éstas se rigen y regulan por mediciones de corriente por medio de transformadores de medición.

La configuración adoptada en el modelo de prueba consta de realizar cálculos de cortocircuitos durante la operación de caso base (sólo generación convencional), buscando el nivel de corriente de falla más alto en distintos tipos de falla (monofásica, bifásica, bifásica a tierra, y trifásica). Luego de eso, se ajusta operación instantánea de protecciones cuando el cortocircuito detectado ocurre alrededor del 80% de la línea propia y operación retardada para el resto de la línea propia más la línea siguiente a modo de apoyo, dejando así un rango de holgura para variaciones en la generación de potencia.

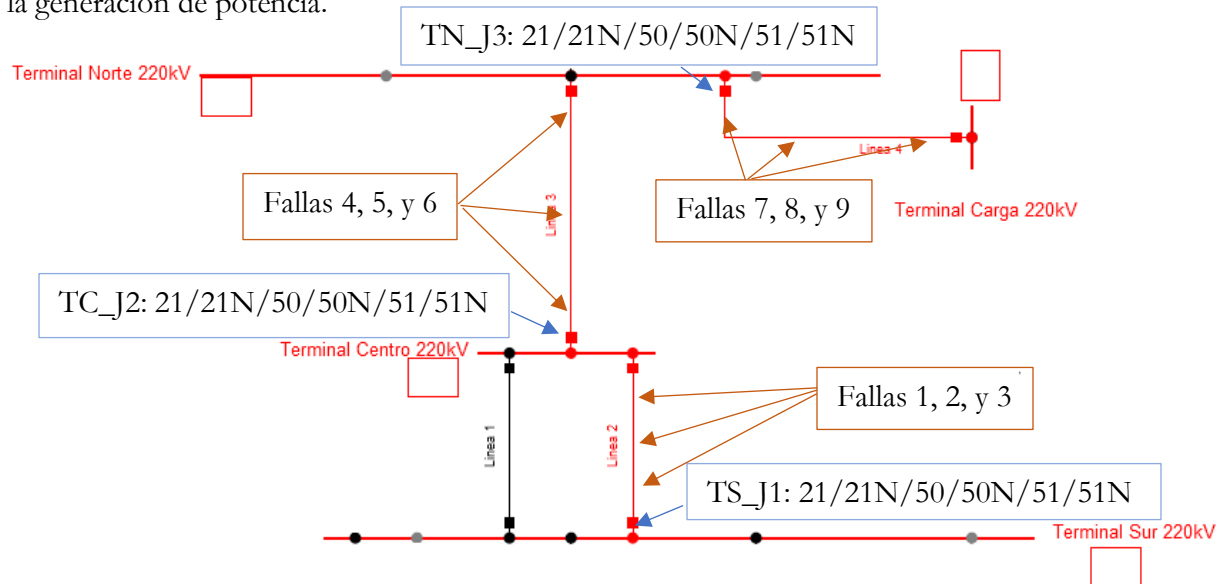


Figura 30 Ubicación de protecciones en los paños respectivos y ubicaciones de fallas a evaluar.

Debido a la localización de las líneas de transmisión, las protecciones instantáneas tienen configuraciones similares, además está la existencia de protecciones residuales (medición de corriente de tierra), por lo que la representación del conjunto es muy saturada, motivo por el cual se separa la representación por par de protecciones para cada línea en las figuras Figura 31, Figura 32, y Figura 33:

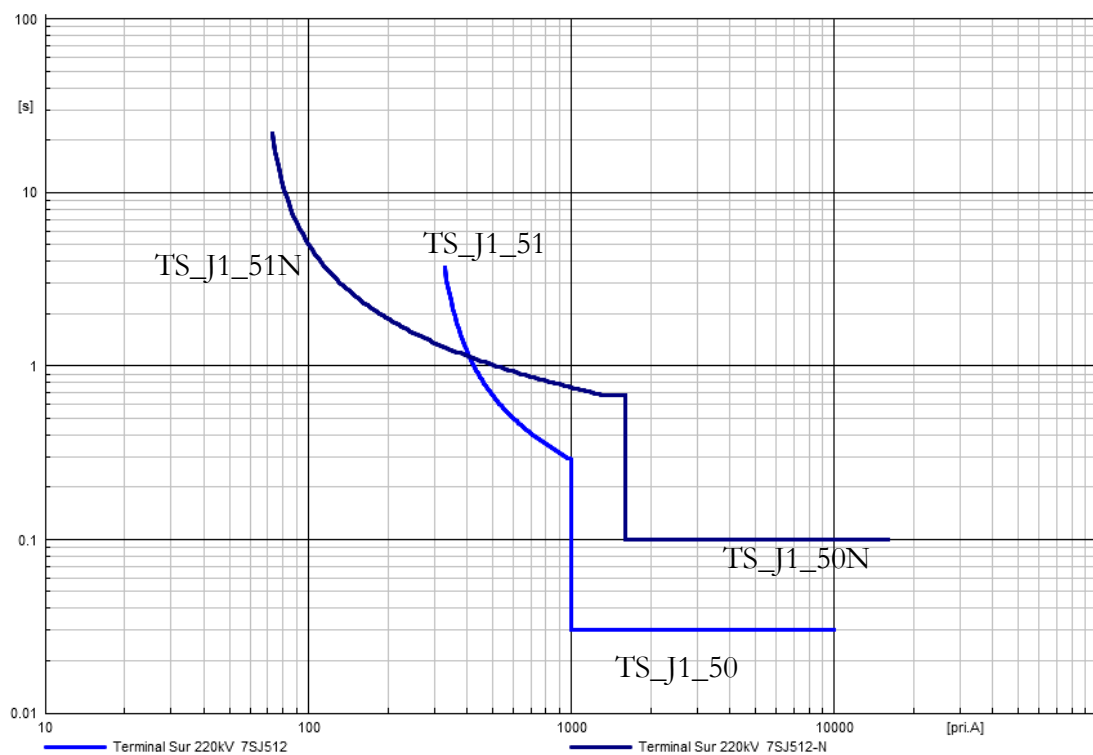


Figura 31 Representación gráfica protecciones de sobrecorriente, Terminal Sur (Línea 2)

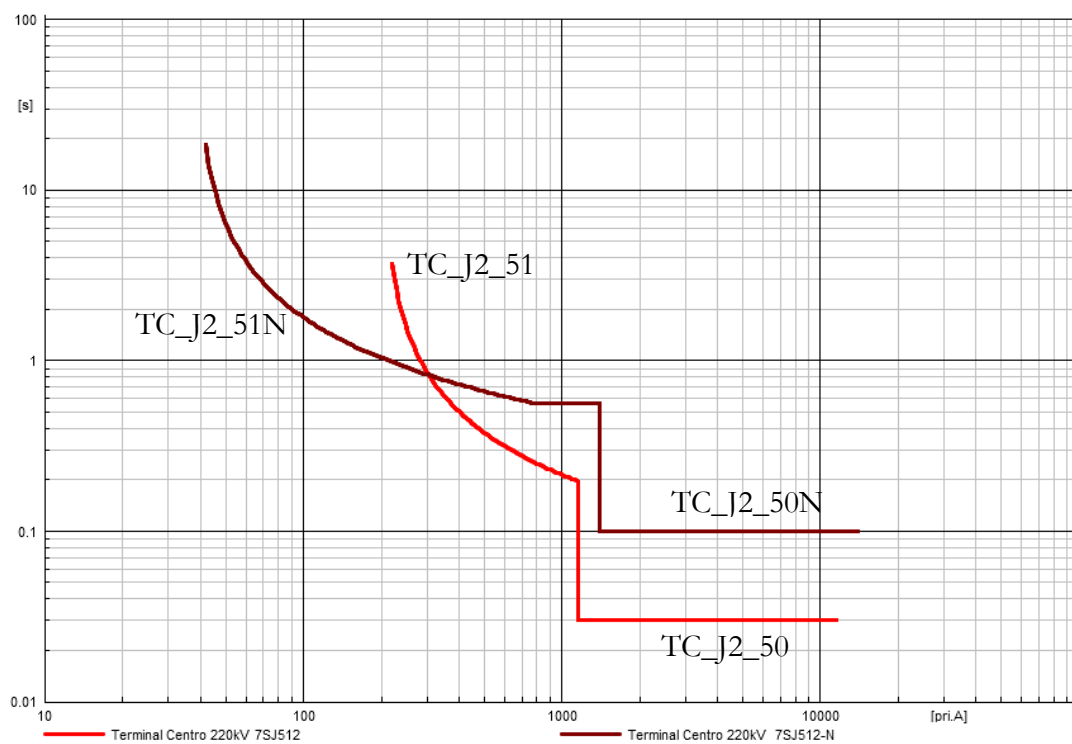


Figura 32 Representación gráfica protecciones de sobrecorriente, Terminal Centro (Línea 3)

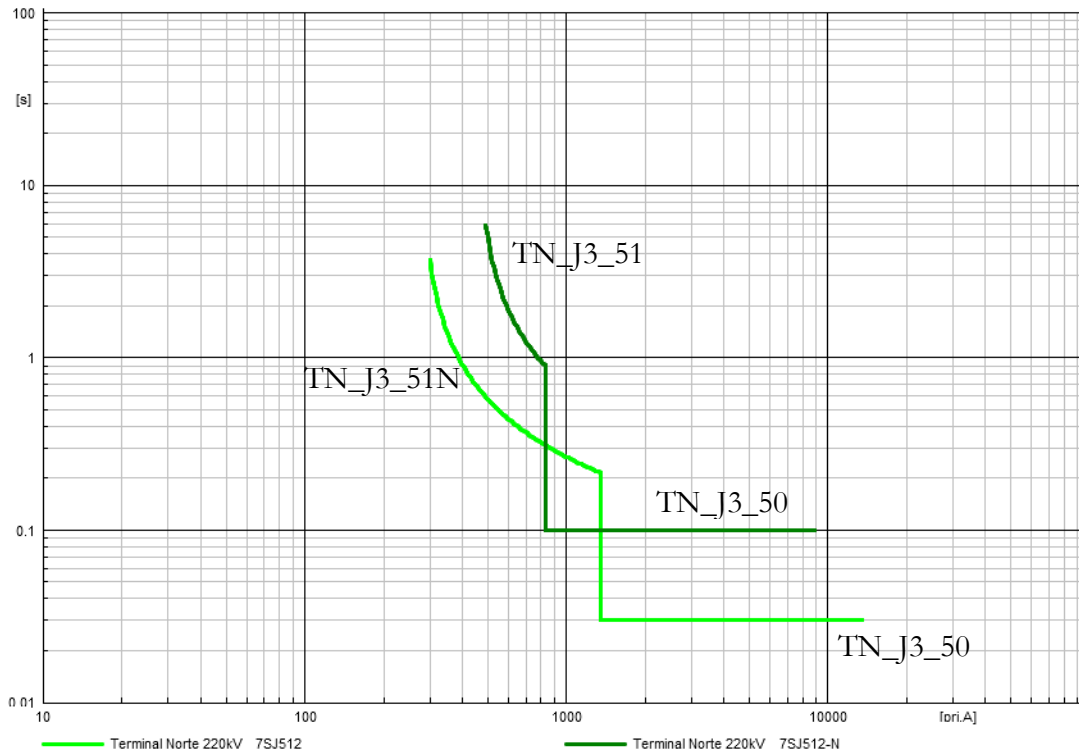


Figura 33 Representación gráfica protecciones de sobrecorriente, Terminal Norte (Línea 4)

Paño	51			50			51N			50N	
	Corriente Pickup [pri.A]	Time Dial [S]	Tipo de curva	Corriente Pickup [pri.A]	Time Dial [S]		Corriente Pickup [pri.A]	Time Dial [S]	Tipo de curva	Corriente Pickup [pri.A]	Time Dial [S]
TS_J1	300	0,05	IEC 255-3 Inversa	1000	0,01		66	0,30	IEC 255-3 Inversa	1600	0,08
TC_J2	200	0,05	IEC 255-3 Inversa	1160	0,01		38	0,25	IEC 255-3 Inversa	1400	0,08
TN_J3	273	0,05	IEC 255-3 Inversa	1350	0,01		447	0,08	IEC 255-3 Inversa	834	0,08

Tabla 14 Ajuste de protecciones de sobrecorriente

La Tabla 14 muestra los ajustes de configuración de las protecciones de sobrecorriente basadas en las simulaciones del caso base (100% generación de fuente convencional). Se busca que las protecciones de sobrecorriente tengan un tiempo de paso de alrededor de 0,4[s] para evitar que operen las protecciones de dos paños adyacentes en una falla, sino que operen las protecciones de la línea propia en primer lugar.

5.2 Comportamiento durante distintos casos de operación

Se evalúa el comportamiento de las protecciones eléctricas en los siguientes los casos descritos en la Sección 4.2 Casos de prueba:

- Caso Base (generación 100% de fuentes convencionales)
- Caso generación eólica 100%
- Caso generación fotovoltaica 100%
- Caso generación equitativa combinada (33% cada una)

v. Caso generación combinada ERV (50% eólica y 50% fotovoltaica)

El comportamiento a evaluar es durante dos fallas diferentes: falla monofásica a tierra y falla trifásica. La localización de las fallas es al 80% de la longitud de la Línea 3 (dirección Centro a Norte) debido a que en esa posición es posible evaluar el respaldo de las protecciones del paño TS_J1 de la Línea 2 sobre las del paño TC_J2 de la Línea 3, el actuar propio de la última, y si existen detecciones erróneas de parte de las protecciones del paño TN_J3 de la Línea 4.

En el Anexo D se encuentra también el desglose por terminal para las protecciones a distancia, mientras que el detalle de los tiempos de operación de las protecciones de sobrecorriente y distancia en las distintas evaluaciones de los casos a analizar se encuentran en el Tablas de tiempo de operación de protecciones instantáneas y de distancia en los distintos casos. BD propia.

5.2.1 Evaluación caso base

La Figura 34 muestra el comportamiento de las protecciones de sobrecorriente dentro del caso base, específicamente para una falla ubicada al 50% de la Línea 3. El gráfico superior de la figuraFigura 1 muestra el comportamiento de las protecciones de sobrecorriente del sistema durante una falla monofásica a tierra. Las protecciones residuales (de neutro) se denotan con una terminación “-N” en su nombre. Se aprecia que, durante dicha falla, los elementos de medición de corriente del paño TN_J3 detectan corriente, pero no lo suficientemente alta como para que las protecciones operen. Por otro lado, las protecciones del paño TC_J2 operan instantáneamente, pues el nivel de corriente medido debido a la falla es lo suficientemente alto como para que las protecciones 50 del paño actúen (0,030[s]), mientras que las protecciones del paño TS_J1, las cuales prestan apoyo para las protecciones del paño TC_J2 para una falla en la Línea 3, perciben un nivel de corriente de cortocircuito adecuado para la operación de la protección de sobrecorriente con retardo, actuando en 0,424[s], teniendo así un tiempo de paso de 0,394[s].

En cuanto a la falla trifásica mostrada en el gráfico inferior de la Figura 34, el comportamiento es más simple dado que no hay corriente residual. Se aprecia que las protecciones del paño TC_J2 operan en 0,030[s] y las de respaldo (TS_J1) operan en 0,381[s], obteniendo así un tiempo de paso de 0,351[s], demostrando una operación y un comportamiento correcto de las protecciones durante esta falla.

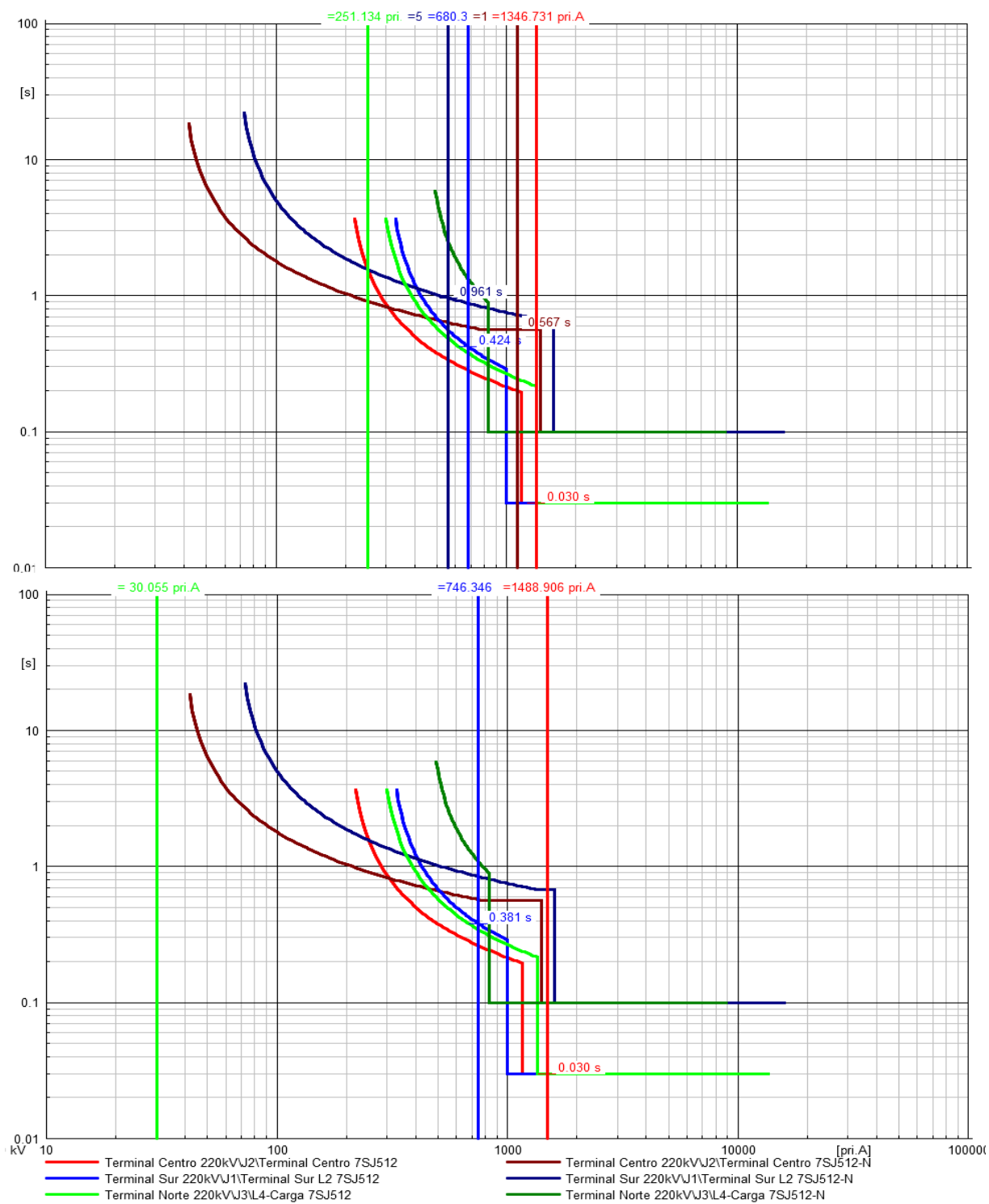


Figura 34 Protecciones de Sobrecorriente, Caso Base. Superior: falla monofásica a tierra. Inferior, falla trifásica.

Por otro lado, las Protecciones de Distancia operan de la siguiente manera:

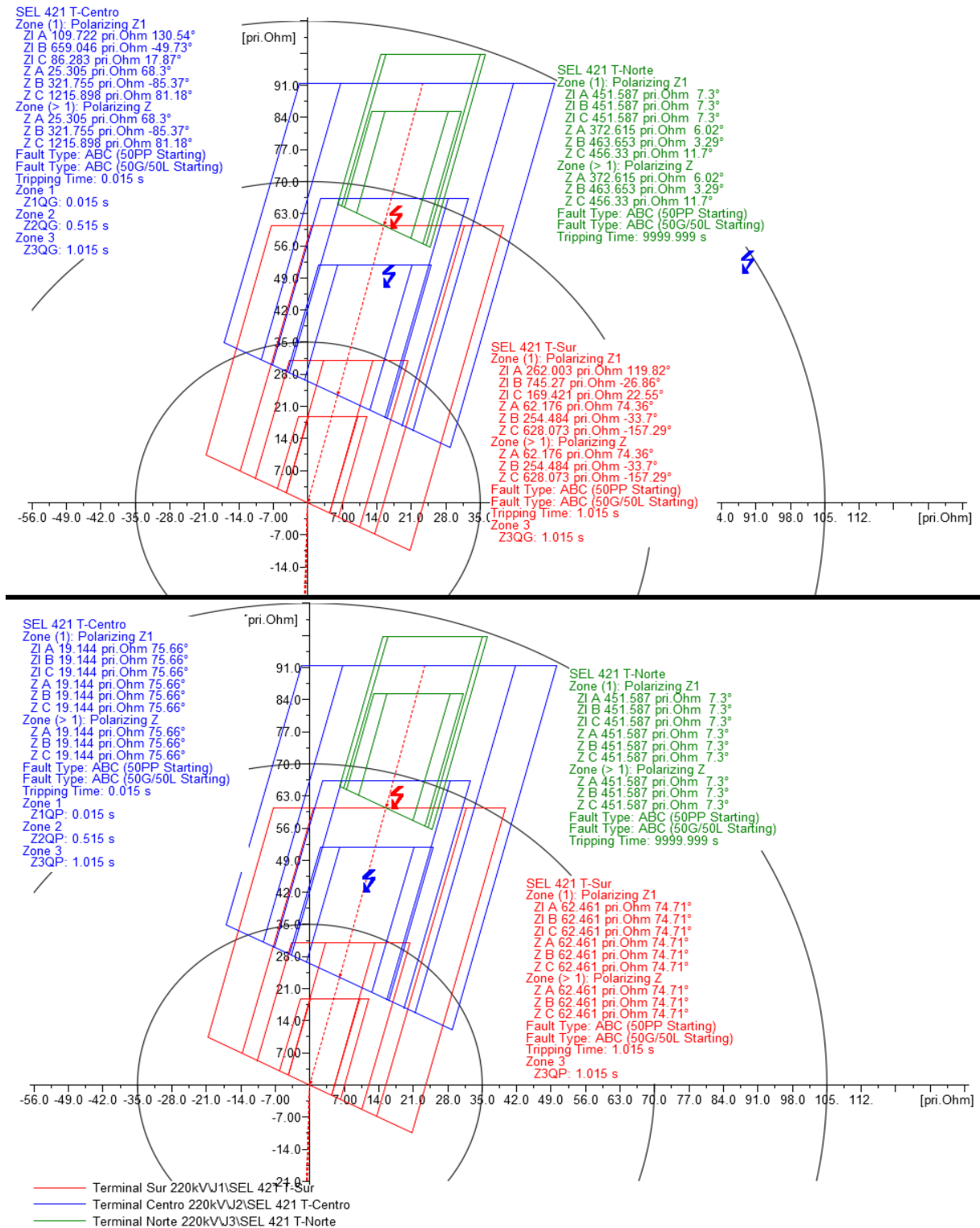


Figura 35 Protecciones de Distancia, Caso Base. Superior: falla monofásica a tierra. Inferior, falla trifásica

Para las protecciones a distancia ocurre un fenómeno llamado “Sobre-alcance” o “Infeed”, causado por fuentes adicionales de corriente durante una falla. En el presente caso, la Línea 1 y la barra Terminal Norte ambas tienen inyección de corriente no contabilizada por las protecciones inicialmente, motivo por el cual se encuentran presente las protecciones de sobrecorriente.

A pesar de este fenómeno, las protecciones de línea propia operan de manera correcta según su configuración, operando en Zona 1 para la falla trifásica (gráfico inferior) y en Zona 2 para la falla monofásica (gráfico superior). Esta discrepancia es debido a la presencia de corrientes residuales, y el objetivo de las configuraciones por Zonas es asegurar que exista protección dentro de la línea propia y respaldo a la línea siguiente, lo que se verifica en la Figura 36:

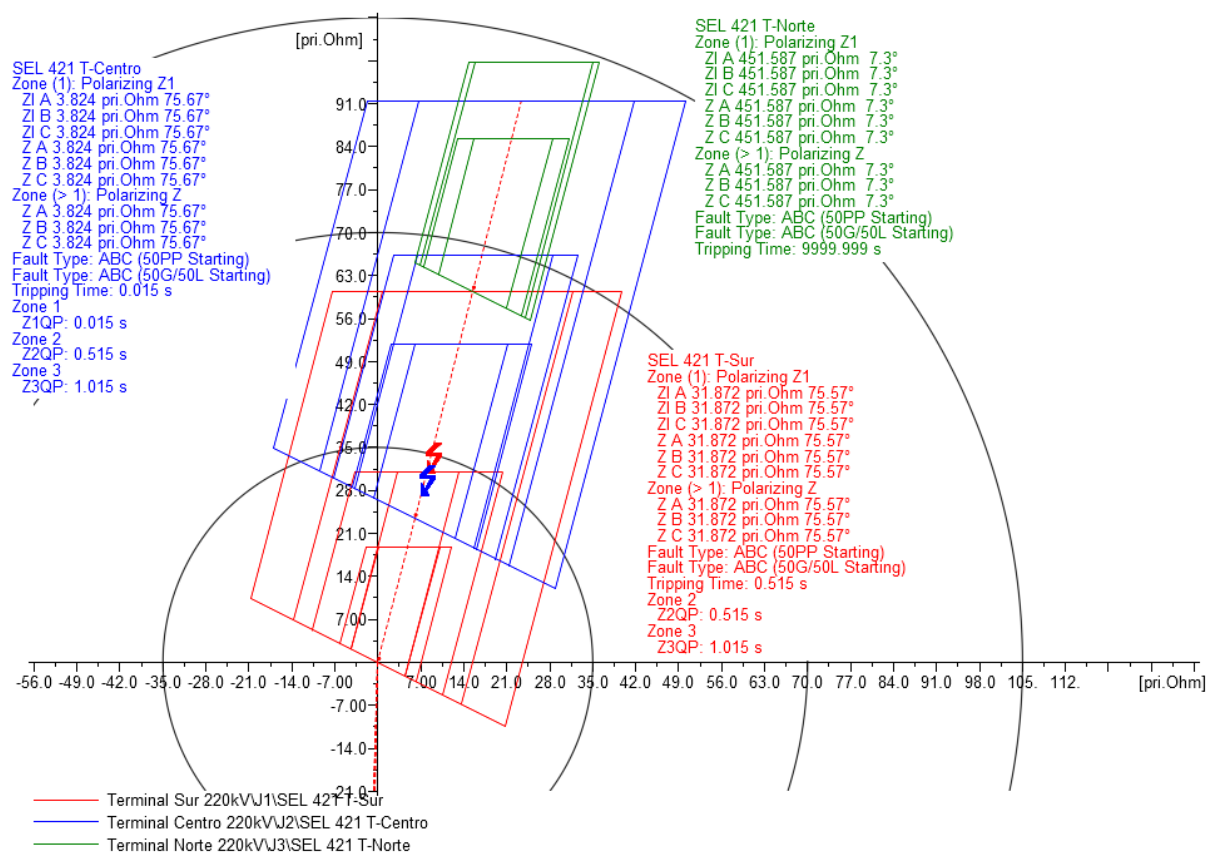


Figura 36 Verificación respaldo TS_J1 de Línea 2 sobre TC_J2 de Línea 3 durante falla

La Figura 36 muestra que hay un respaldo por parte de las protecciones del paño TS_J1 para las del paño TC_J2 cuando la falla ocurre al 10% de la Línea 3. Al mismo tiempo, las protecciones de esta última operan en Zona 1.

La información obtenida de las simulaciones se resume en la Tabla 15, en donde se incluyen las simulaciones de falla monofásica a tierra y trifásica a lo largo del sistema:

Escenario	Ubicación de falla	Tipo de falla	Paño							
			TS_J1		t_paso TS- TC [s]	TC_J2		TN_J3		t_paso TC- TN [s]
			Protección	t_op [s]		Protección	t_op [s]	Protección	t_op [s]	
Caso 1 Carbón	10% L2	Falla 3F	21-Z1	0,000	0,322	51	0,322	-	-	-
		Falla 1F-T	21-Z1	0,000	0,335	51	0,335	-	-	-
	50% L2	Falla 3F	21-Z1	0,000	0,327	51	0,327	-	-	-
		Falla 1F-T	21-Z1	0,000	0,349	51	0,349	-	-	-
	80% L2	Falla 3F	21-Z1	0,000	0,314	51	0,314	-	-	-
		Falla 1F-T	21-Z1	0,000	0,324	51	0,324	-	-	-
	10% L3	Falla 3F	51	0,313	0,313	21-Z1	0,000	-	-	-
		Falla 1F-T	51	0,309	0,309	21-Z1	0,000	-	-	-
	50% L3	Falla 3F	51	0,381	0,381	21-Z1	0,000	-	-	-
		Falla 1F-T	51	0,424	0,424	21-Z1	0,000	-	-	-
	80% L3	Falla 3F	51	0,440	0,410	50	0,030	-	-	-
		Falla 1F-T	51	0,520	0,324	51	0,196	-	-	-
	10% L4	Falla 3F	51	0,522	0,326	51	0,196	21-Z1	0,000	0,196
		Falla 1F-T	51	0,685	0,468	51	0,217	21-Z1	0,000	0,217
	50% L4	Falla 3F	51	0,702	0,483	51	0,219	21-Z1	0,000	0,219
		Falla 1F-T	51	1,576	1,306	51	0,270	21-Z1	0,000	0,270
	80% L4	Falla 3F	51	0,904	0,668	51	0,236	50	0,030	0,206
		Falla 1F-T	51N	2,322	2,006	51	0,316	50N	0,100	0,216

Tabla 15 Operación de protecciones debido a fallas simuladas de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso base.

Los tiempos de paso denotan el tiempo de operación mínimo de un par de protecciones adyacentes (TS_J1 con TC_J2 y TC_J2 con TN_J3, respectivamente). Se incluye, además, la operación de las protecciones a distancia, mostrando que los tiempos de paso no disminuyen de los 0,200 [s], lo que se tuvo por objetivo en la configuración de las protecciones.

5.2.2 Operación caso generación netamente eólica

Se realizan las simulaciones de falla pertinentes para el caso en que la potencia es proveniente de las fuentes eólicas. Los resultados son presentados en las siguientes figuras:

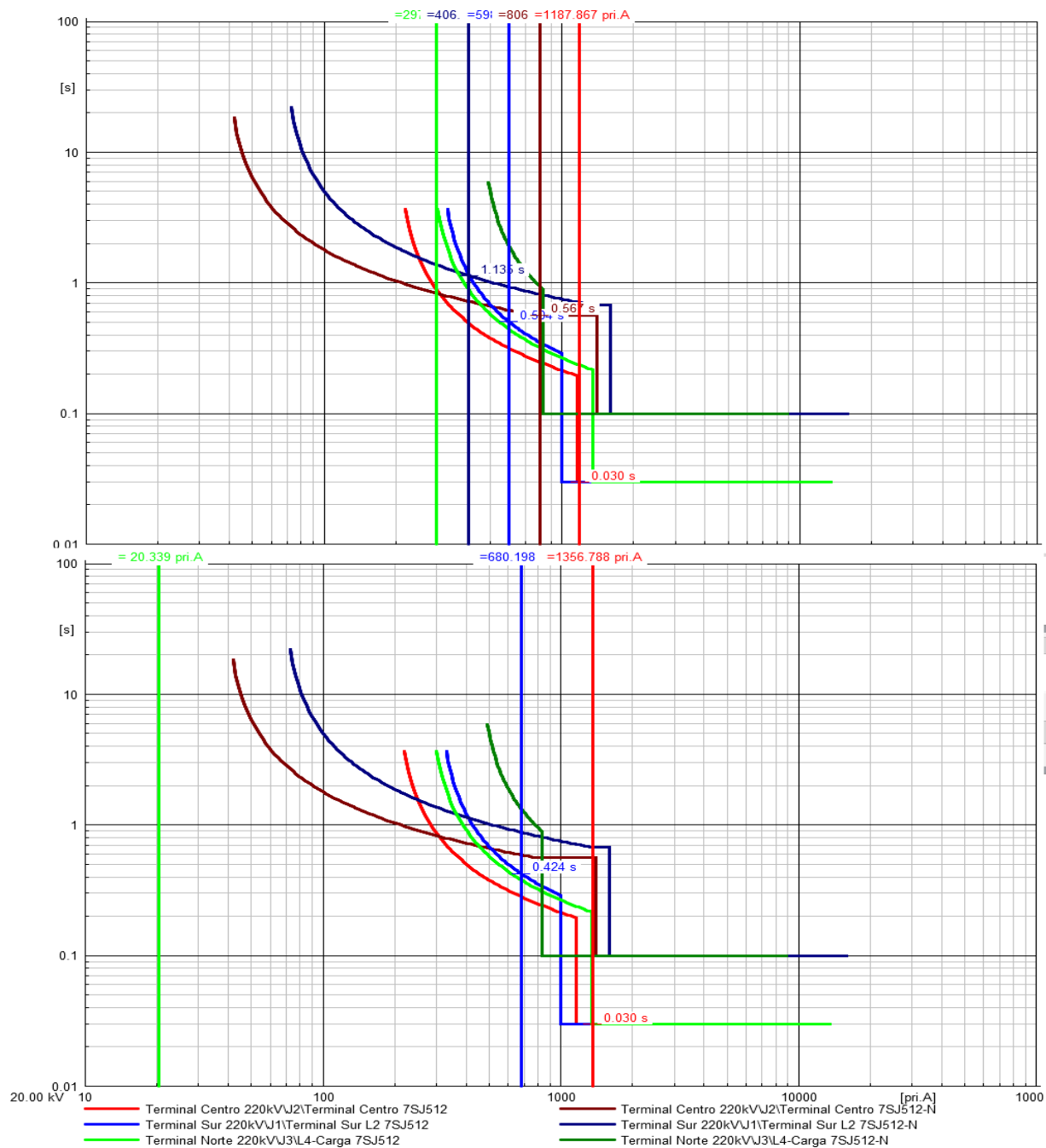


Figura 37 Protecciones de Sobrecorriente, Caso netamente Eólico. Superior: falla monofásica a tierra. Inferior, falla trifásica

En comparación al caso base, los niveles de cortocircuito son menores, pero no lo suficiente como para causar descoordinación en la protección de sobrecorriente instantánea, pero sí afecta el tiempo de paso con la protección de respaldo, mayormente en la falla monofásica a tierra, con una diferencia de 80[ms] con respecto a lo observado en la misma falla del caso base.

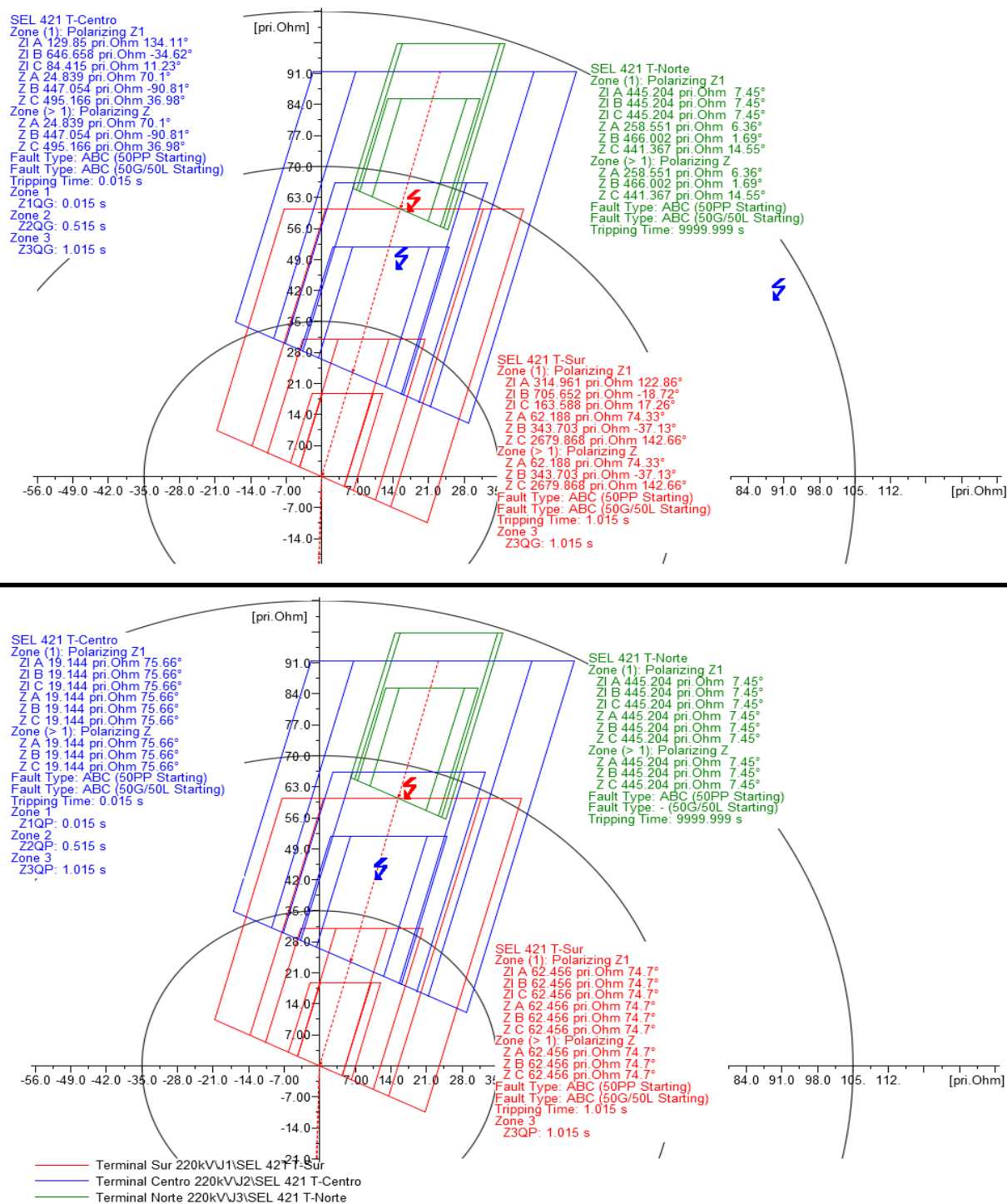


Figura 38 Protecciones de Distancia, Caso netamente Eólico. Superior: falla monofásica a tierra. Inferior: falla trifásica

En el presente caso, las protecciones a distancia no muestran gran diferencia en su comportamiento, especialmente durante la falla trifásica en donde ambos casos son casi indistinguibles. En cuanto a la falla monofásica, existe una diferencia en cuanto a la corriente residual (denotada por el símbolo de falla de DIGSILENT, rayo) de la Línea 3 encontrado al lado derecho del gráfico, trasladándose de las coordenadas (90;50) a (88;40), alterando así el ángulo de

la falla de 29° a 24°. Esta variación angular no presenta un gran efecto para este sistema de protecciones, pero en situaciones donde los ajustes son más críticos podría tener efectos adversos. Sin embargo, el actuar de las zonas para este caso no cambia.

Las Tabla 16 resume las diversas simulaciones realizadas:

Escenario	Ubicación de falla	Tipo de falla	Paño							
			TS_J1		t_paso TS- TC [s]	TC_J2		TN_J3		t_paso TC- TN [s]
			Protección	t_op [s]		Protección	t_op [s]	Protección	t_op [s]	
Caso 2	10% L2	Falla 3F	21-Z1	0,000	0,322	51	0,322	-	-	-
		Falla 1F-T	21-Z1	0,000	0,335	51	0,335	-	-	-
	50% L2	Falla 3F	21-Z1	0,000	0,327	51	0,327	-	-	-
		Falla 1F-T	21-Z1	0,000	0,349	51	0,349	-	-	-
	80% L2	Falla 3F	21-Z1	0,000	0,314	51	0,314	-	-	-
		Falla 1F-T	21-Z1	0,000	0,324	51	0,324	-	-	-
	10% L3	Falla 3F	51	0,349	0,349	21-Z1	0,000	-	-	-
		Falla 1F-T	51	0,366	0,366	21-Z1	0,000	-	-	-
	50% L3	Falla 3F	51	0,424	0,424	21-Z1	0,000	-	-	-
		Falla 1F-T	51	0,504	0,504	21-Z1	0,000	-	-	-
	80% L3	Falla 3F	51	0,492	0,462	50	0,030	-	-	-
		Falla 1F-T	51	0,622	0,413	51	0,209	-	-	-
	10% L4	Falla 3F	51	0,582	0,378	51	0,204	21-Z1	0,000	0,204
		Falla 1F-T	51	0,812	0,585	51	0,227	21-Z1	0,000	0,227
	50% L4	Falla 3F	51	0,767	0,543	51	0,224	21-Z1	0,000	0,224
		Falla 1F-T	51	1,768	1,497	51	0,271	21-Z1	0,000	0,271
	80% L4	Falla 3F	51	0,974	0,734	51	0,240	51	0,227	0,013
		Falla 1F-T	-	-	-	51	0,309	50N	0,100	0,209

Tabla 16 Operación de protecciones de sobrecorriente debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso generación 100% eólica.

En la Tabla 16 se puede apreciar que, en este caso, cuando las fallas se sitúan en la segunda mitad de la Línea 3, los tiempos de operación de las protecciones del paño TS_J1 aumentan considerablemente, especialmente para la falla monofásica, alterando el tiempo de paso por sobre los 0,504[s], lo que es una operación no necesariamente indeseada, pero dentro de parámetros aceptables. Además, se aprecia que en cuando ocurre una falla trifásica en el 80% de la Línea 4, la operación de las protecciones del paño TN_J3 es lenta, con lo que el tiempo de paso se reduce a 0,013[s], lo que lleva a descoordinaciones debido a doble operación de protecciones.

Por otro lado, las protecciones de distancia mantienen una consistencia con lo observado en el caso 1.

Por lo tanto, se aprecia que los tiempos de operación de las protecciones se ven afectados al haber un cambio de fuente de generación del sistema, a pesar de que la potencia presente en el mismo es invariante.

5.2.3 Operación caso generación netamente fotovoltaica

Al igual que al caso anterior, se procede a simular los cortocircuitos, obteniendo así la Figura 39 y Figura 40.

De acuerdo con los resultados observados en la Sección 4.3 Resultados, la corriente de cortocircuito monofásico es menor en el caso netamente solar que el eólico, lo cual se ve reflejado en los tiempos de acción de los relés de sobrecorriente. Al mismo tiempo, las corrientes de cortocircuito en ambos tipos de falla son menores (y, por tanto, los tiempos de activación de las protecciones es más lento) que en el caso base.

En la Figura 39 se observa que, en ambas fallas, la corriente de cortocircuito se encuentra en el límite de operación la protección de sobrecorriente instantánea por sobre la de tiempo retardado. Comparativamente, con el caso netamente eólico, la falla monofásica de aquel caso también se encuentra muy cercana al punto de cambio entre protección a actuar, pero no así en la falla trifásica, la cual cuenta con un umbral mayor antes de llegar a dicho punto de cambio.

Por lo tanto, se aprecia que el caso netamente solar es más propenso que el caso netamente eólico a producir una descoordinación de protección en una línea debido a que el actuar de las protecciones eléctricas de sobrecorriente sea más lento que lo debido.

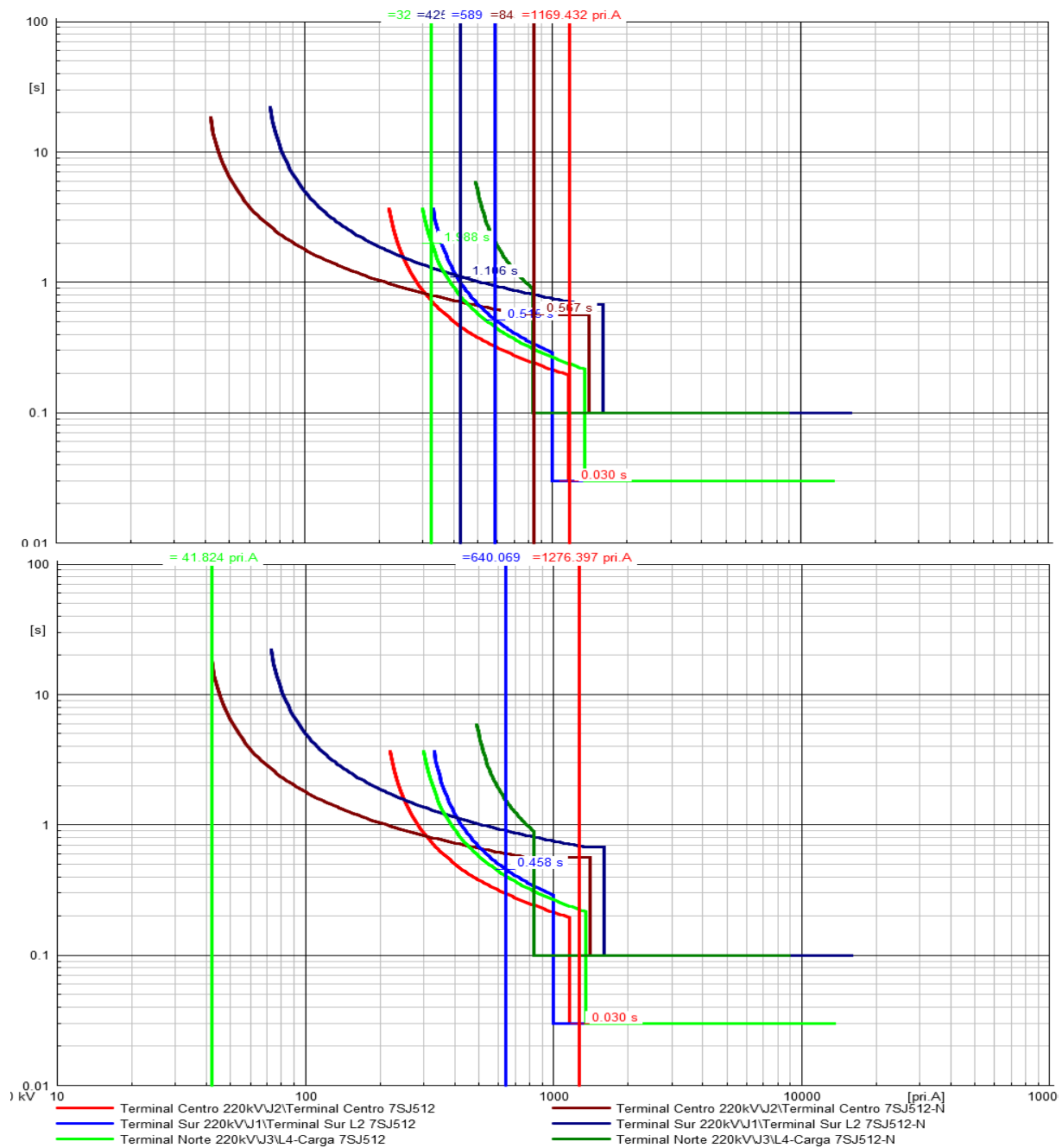


Figura 39 Protecciones de Sobrecorriente, Caso netamente Solar. Superior: falla monofásica a tierra. Inferior: falla trifásica

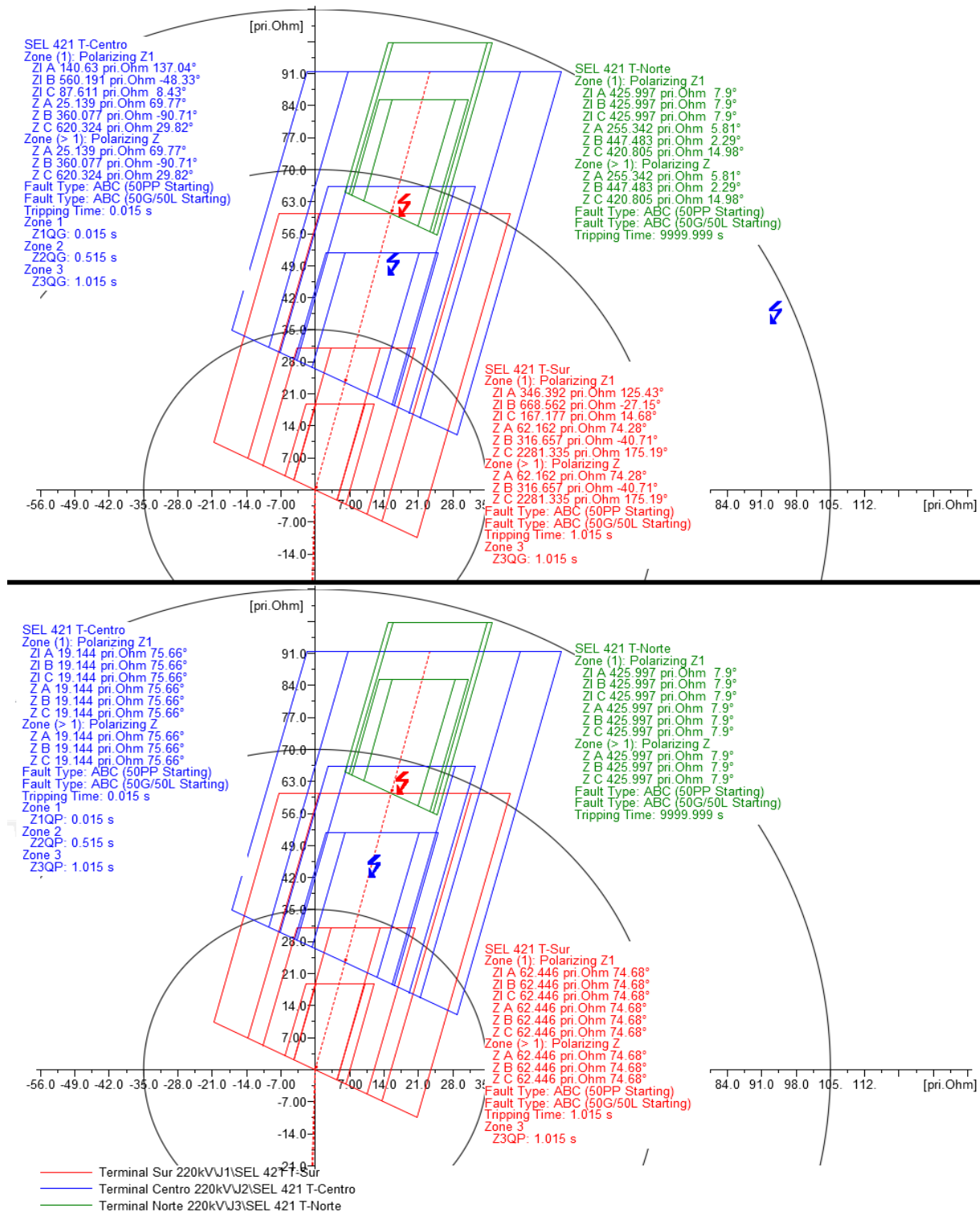


Figura 40 Protecciones de Distancia, Caso netamente Solar. Superior: falla monofásica a tierra. Inferior: falla trifásica

Similar a los casos anteriores, la operación de las protecciones a distancia es satisfactoria, Sin embargo, es visible el cambio angular de la corriente residual, pues la falla monofásica presenta un ángulo en la corriente residual de 21°, difiriendo al caso eólico, mientras que el ángulo observado

de corriente de cortocircuito en la falla trifásica no presenta gran variación entre el Caso Base, el Caso Eólico, y el Caso Fotovoltaico.

La Tabla 17 resume lo obtenido en las simulaciones en cada ubicación de falla:

Escenario	Ubicación de falla	Tipo de falla	Paño							
			TS_J1		t_paso TS- TC [s]	TC_J2		TN_J3		t_paso TC- TN [s]
			Protección	t_op [s]		Protección	t_op [s]	Protección	t_op [s]	
Caso 3	10% L2	Falla 3F	21-Z1	0,000	0,266	51	0,266	-	-	-
		Falla 1F-T	21-Z1	0,000	0,672	51	0,672	51	1,826	1,154
	50% L2	Falla 3F	21-Z1	0,000	0,268	51	0,268	-	-	-
		Falla 1F-T	21-Z1	0,000	0,664	51	0,664	51	2,034	1,370
	80% L2	Falla 3F	21-Z1	0,000	0,314	51	0,314	-	-	-
		Falla 1F-T	21-Z1	0,000	0,561	51	0,561	51	2,028	1,467
	10% L3	Falla 3F	51	0,377	0,377	21-Z1	0,000	-	-	-
		Falla 1F-T	51	0,371	0,371	21-Z1	0,000	51	1,994	1,994
	50% L3	Falla 3F	51	0,458	0,458	21-Z1	0,000	-	-	-
		Falla 1F-T	51	0,515	0,515	21-Z1	0,000	51	1,937	1,937
	80% L3	Falla 3F	51	0,533	0,336	51	0,197	-	-	-
		Falla 1F-T	51	0,641	0,430	51	0,211	51	1,869	1,658
	10% L4	Falla 3F	51	0,647	0,435	51	0,212	21-Z1	0,000	0,212
		Falla 1F-T	51	0,855	0,624	51	0,231	21-Z1	0,000	0,231
	50% L4	Falla 3F	51	0,966	0,726	51	0,240	21-Z1	0,000	0,240
		Falla 1F-T	51	2,070	1,791	51	0,279	21-Z1	0,000	0,279
	80% L4	Falla 3F	51	1,399	1,137	51	0,262	50	0,030	0,232
		Falla 1F-T	51N	3,621	3,301	51	0,320	50N	0,100	0,220

Tabla 17 Operación de protecciones de sobrecorriente debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso generación 100% fotovoltaica

En la tabla se evidencia aumento considerable de tiempo de paso en comparación al caso de generación netamente eólica, mientras que ambos son más lentos que el caso base, especialmente en los tiempos de operación de las protecciones del paño TC_J2 cuando la fallas son de tipo monofásico a tierra en lo largo de la Línea 2. Sin embargo, el tiempo de paso se considera suficiente en la operación de las protecciones del paño TS_J1 en su función de apoyo a las protecciones del paño TC_J2 en fallas al 50% de la Línea 3, a no ser que exista un elemento con una curva de calor muy sensible.

Por otro lado, el sistema de protecciones a distancia mantiene su comportamiento consistente a lo largo del sistema.

5.2.4 Generación combinada (33% solar, 33% eólico y 33% convencional)

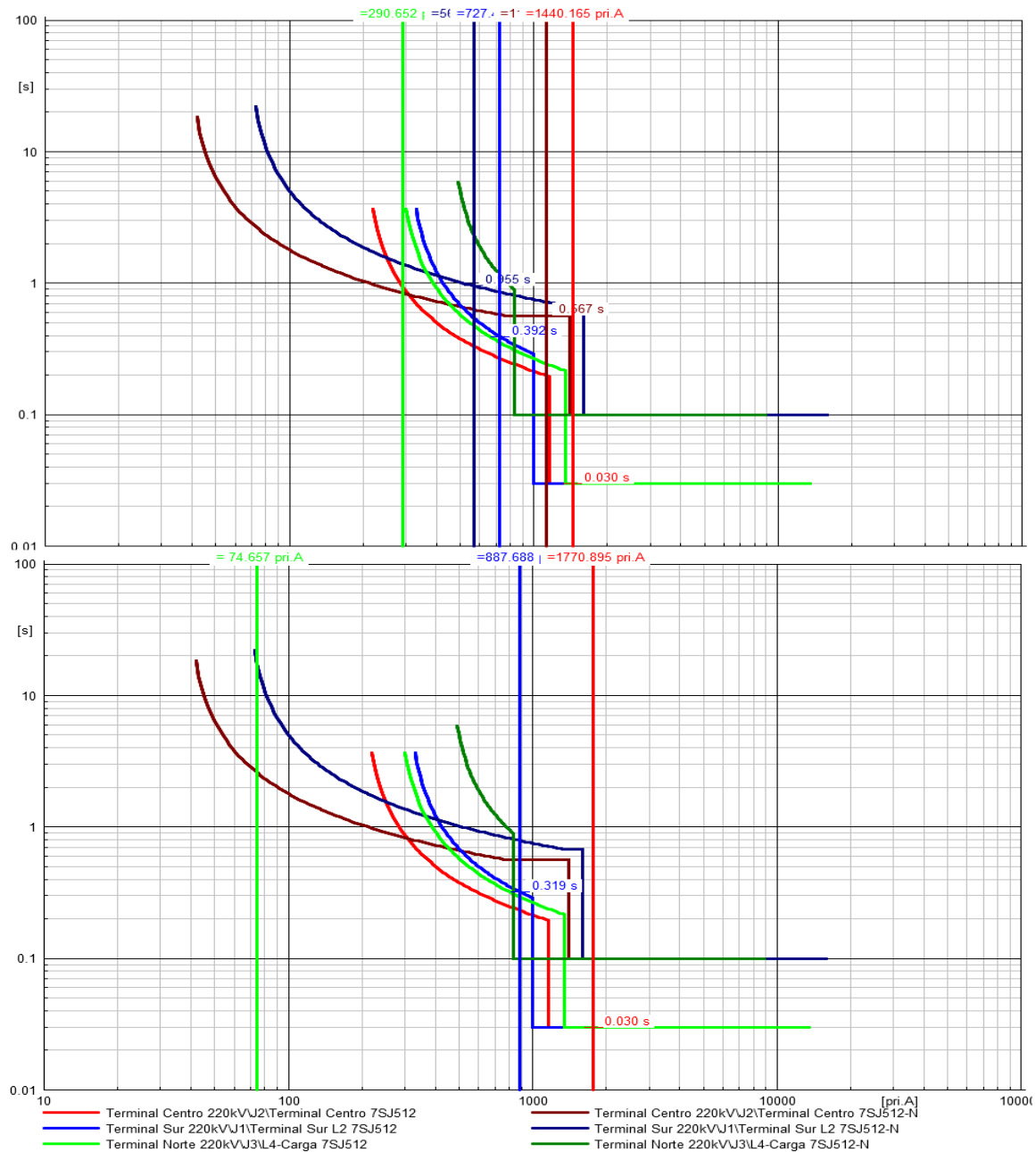


Figura 41 Protecciones de Sobrecorriente, Caso combinación equitativa. Superior: falla monofásica a tierra. Inferior: falla trifásica

En el estudio de niveles de cortocircuito, los niveles de corriente fueron los más altos durante este caso, pues como se ha mencionado, el nivel de corriente depende de la potencia nominal del sistema al momento de la falla y, en este caso, existe la mayor cantidad de potencia presente.

Según lo observado en la Figura 41, el nivel de corriente es mayor en ambos tipos de falla, pues se observa que el nivel de sobrecorriente en ambas fallas está muy por encima del punto del cambio de operación de protección de sobrecorriente instantánea a retardada, en comparación a

los casos 2 y 3. En sistemas que requieren más precisión en cuanto a la configuración de las protecciones puede significar una grave descoordinación, pues en este caso, los niveles de corriente de cortocircuito se encuentran más cerca del actuar indeseado de la protección instantánea de respaldo de la Línea 2 que, en cualquier otro caso previo, lo que se refleja en el tiempo de paso de las protecciones.

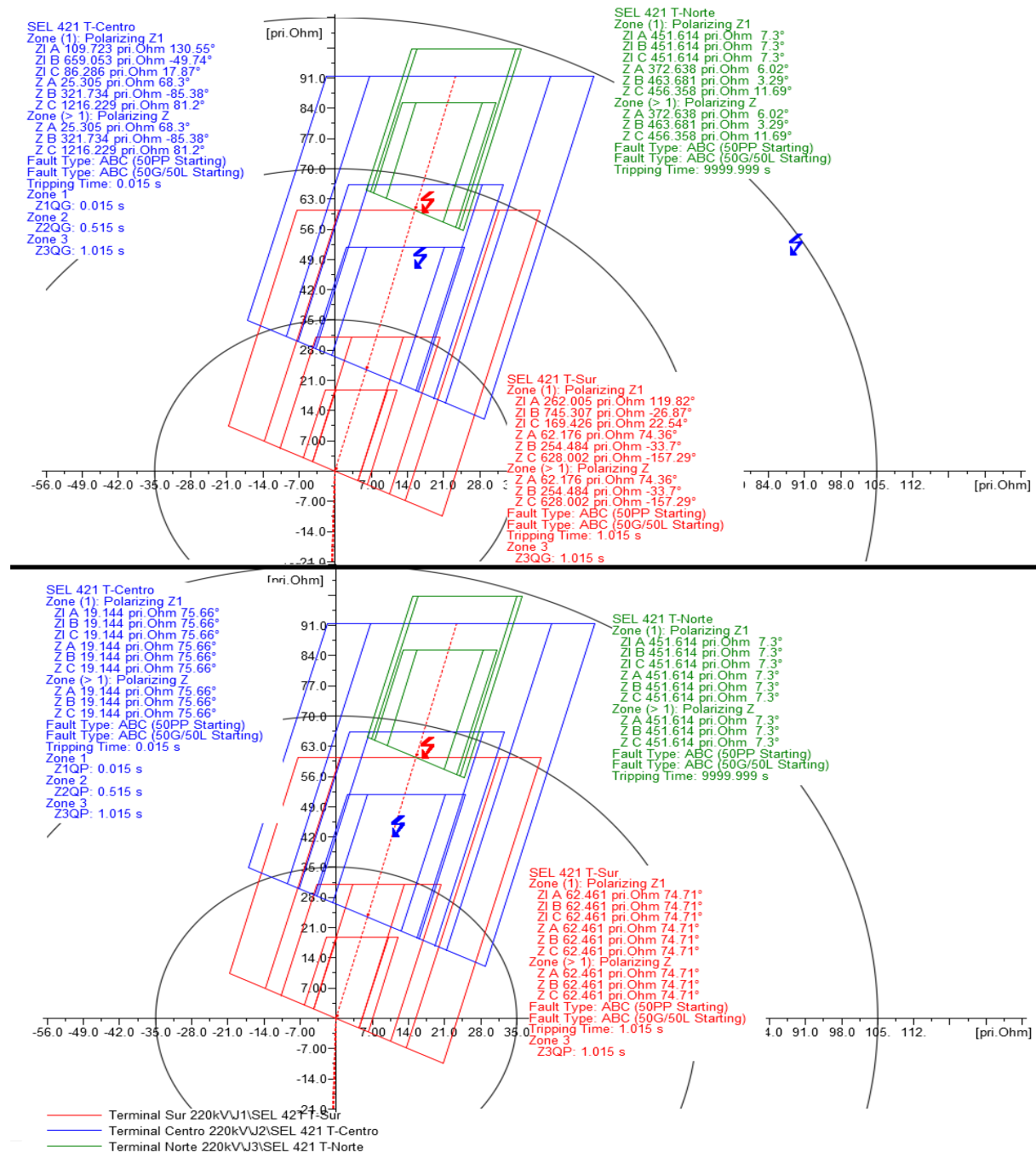


Figura 42 Protecciones de Distancia, Caso combinación equitativa. Superior: falla monofásica a tierra. Inferior: falla trifásica

De acuerdo con lo observado en la Figura 42, el comportamiento de las protecciones a distancia es similar al caso base, pues el aporte de corriente de cortocircuito más grande es por parte de la central convencional. Asimismo, el ángulo de la corriente residual es aproximadamente 30°, muy cercana al ángulo de la misma corriente observada en el caso base. Por lo tanto, lo más importante de esta configuración es el elevado nivel de corriente de cortocircuito del sistema que puede conllevar a descoordinaciones.

La Tabla 18 resume la información obtenida de las simulaciones:

Escenario	Ubicación de falla	Tipo de falla	Paño							
			TS_J1		t_paso TS- TC [s]	TC_J2		TN_J3		t_paso TC- TN [s]
			Protección	t_op [s]		Protección	t_op [s]	Protección	t_op [s]	
Caso 4	10% L2	Falla 3F	21-Z1	0,015	0,015	50	0,030	-	-	-
		Falla 1F-T	21-Z1	0,015	0,238	51	0,253	-	-	-
	50% L2	Falla 3F	21-Z1	0,015	0,015	50	0,030	-	-	-
		Falla 1F-T	21-Z1	0,015	0,248	51	0,263	-	-	-
	80% L2	Falla 3F	21-Z1	0,015	0,015	50	0,030	-	-	-
		Falla 1F-T	21-Z1	0,015	0,230	51	0,245	-	-	-
	10% L3	Falla 3F	50	0,030	0,015	21-Z1	0,015	-	-	-
		Falla 1F-T	50	0,030	0,015	21-Z1	0,015	-	-	-
	50% L3	Falla 3F	51	0,319	0,304	21-Z1	0,015	-	-	-
		Falla 1F-T	51	0,392	0,377	21-Z1	0,015	-	-	-
	80% L3	Falla 3F	51	0,369	0,339	50	0,030	-	-	-
		Falla 1F-T	51	0,467	0,437	50	0,030	-	-	-
	10% L4	Falla 3F	51	0,454	0,424	50	0,030	21-Z1	0,015	0,015
		Falla 1F-T	51	0,615	0,406	51	0,209	21-Z1	0,015	0,194
	50% L4	Falla 3F	51	0,723	0,501	51	0,222	21-Z1	0,015	0,207
		Falla 1F-T	51	1,990	1,708	51	0,282	21-Z1	0,015	0,267
	80% L4	Falla 3F	51	1,095	0,843	51	0,252	50	0,030	0,222
		Falla 1F-T	-	-	-	51	0,349	50	0,030	0,319

Tabla 18 Operación de protecciones de sobrecorriente debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso generación combinada equitativa.

Debido a los niveles de corriente de cortocircuito más elevados a lo largo del sistema, las protecciones demuestran descoordinación, en donde la protección TC_J2_50 actúa cuando ocurren fallas trifásicas en la Línea 2 al mismo tiempo que el paño propio de la línea afectada (TS_J1), es decir, operando cuando no debe. Asimismo, hay descoordinación por parte de la protección TS_J1_50 al ocurrir fallas monofásicas y trifásicas hasta el 10% de la Línea 3, en donde debería operar la protección TS_J1_21, por lo que nuevamente hay operación cuando no debe. Finalmente, se aprecia otra descoordinación de la misma índole, en donde actúa la protección TC_J2_50 durante falla trifásica al 10% de la Línea 4, en donde debería, en cambio, actuar la protección TC_J2_51.

Por otro lado, se aprecia que las protecciones a distancia mantienen su operación consistente, como en los casos anteriores.

5.2.5 Generación combinada ERV (50% eólico y 50% solar)

El comportamiento de las protecciones para el presente caso se observa en la Figura 43 y Figura 44.

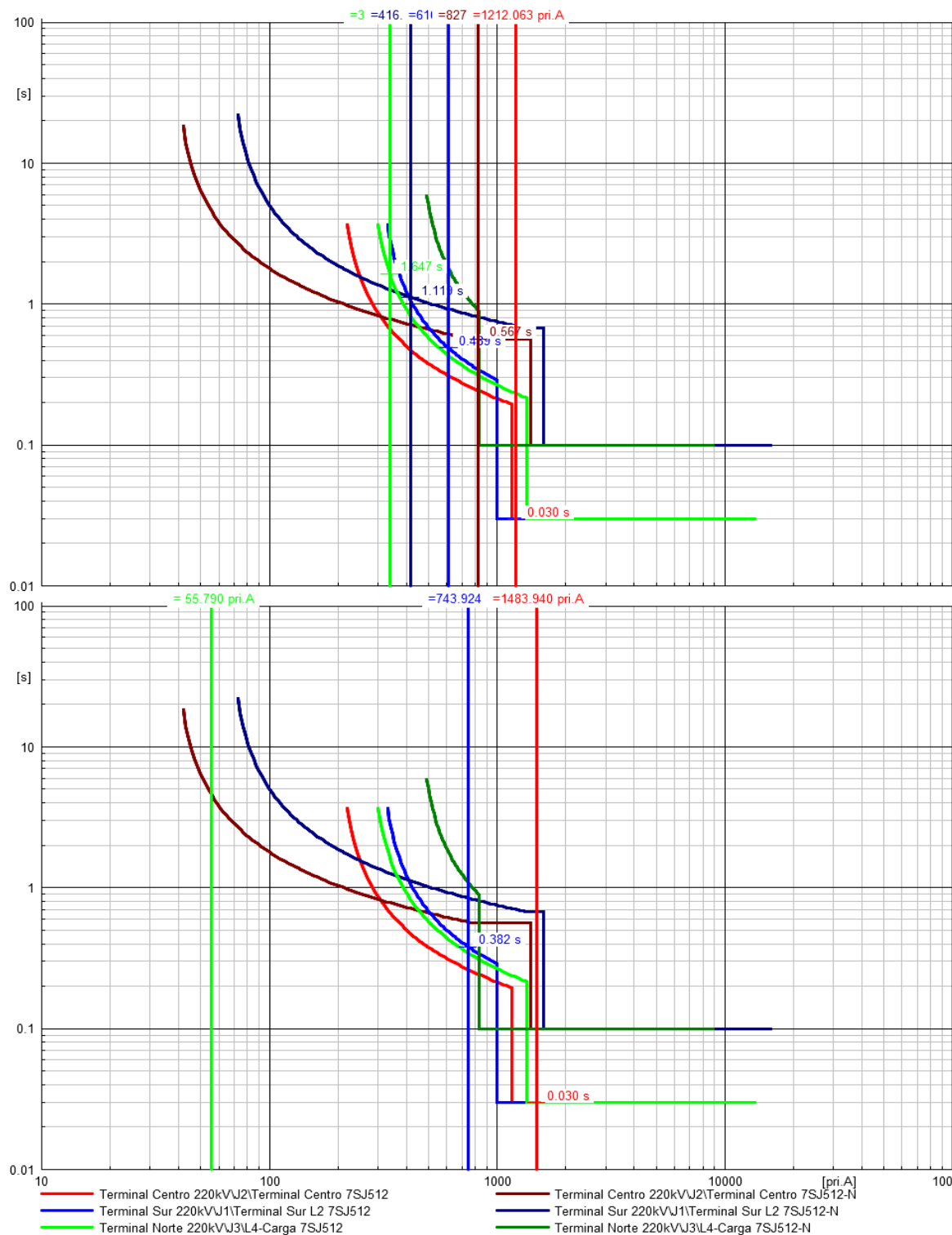


Figura 43 Protecciones de Sobrecorriente, Caso combinación ERV. Superior: falla monofásica a tierra. Inferior: falla trifásica

En este caso, el nivel de corriente de cortocircuito de falla monofásica es similar al caso de generación netamente eólica. Similarmente a los escenarios de generación netamente fotovoltaica o solar, la corriente de falla monofásica se encuentra muy cercana al nivel mínimo de operación de

protección de sobrecorriente instantánea, reforzando la idea que es posible que un reemplazo de potencia convencional por potencia ERV en un SEP traiga consigo una alteración en la operación de protecciones.

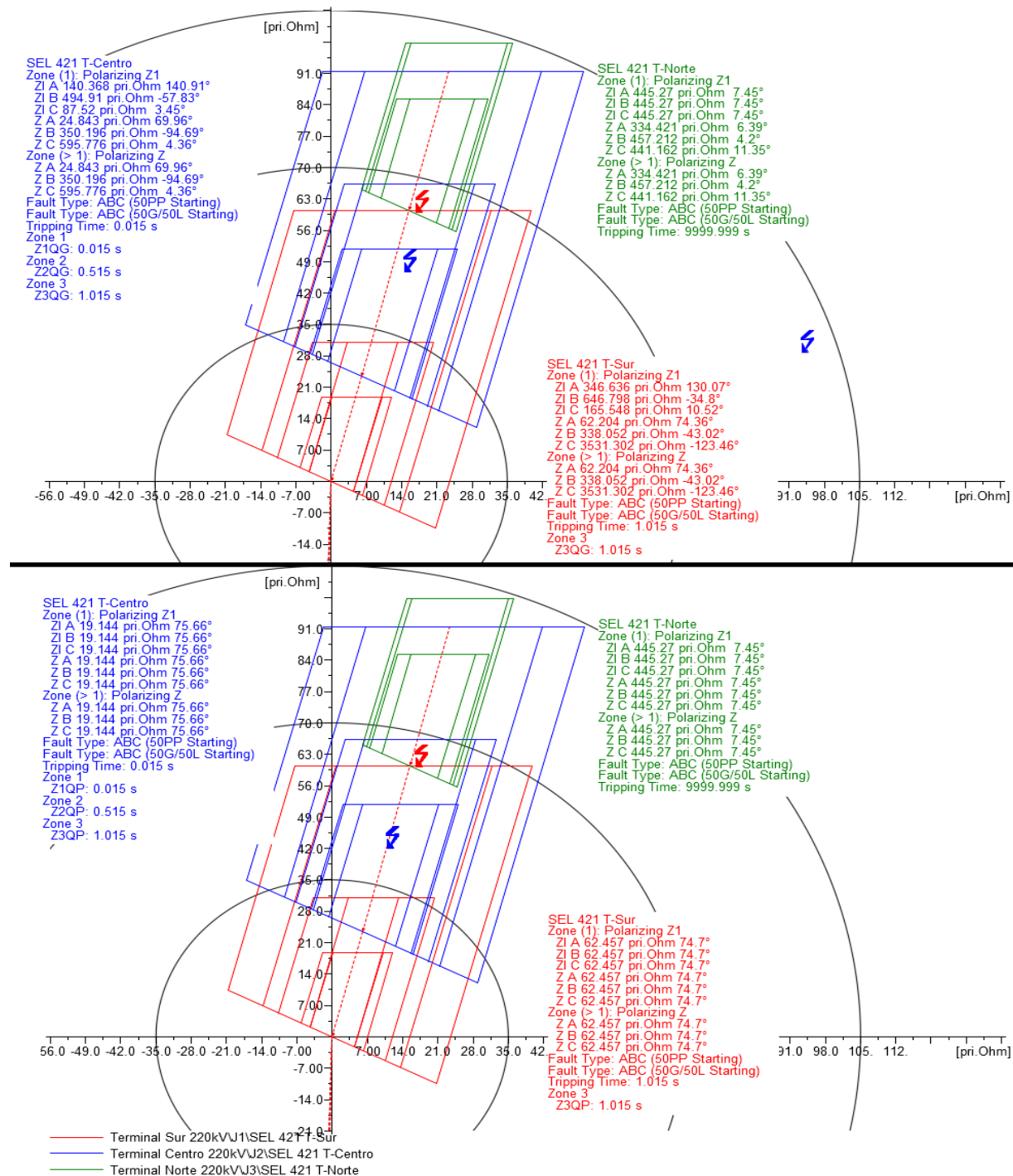


Figura 44 Protecciones de Distancia, Caso combinación ERV. Superior: falla monofásica a tierra. Inferior, falla trifásica

Para la corriente monofásica, el ángulo de la corriente residual es aproximadamente 20° , por debajo del caso netamente fotovoltaico, siendo el caso más extremo de los observados.

Por lo tanto, en este caso, las protecciones de sobrecorriente pueden presentar descoordinaciones o alteración de tiempos de operación en sistemas más rígidos. En cuanto a las protecciones a distancia, estas mantienen una operación consistente, similar a los casos anteriores.

La Tabla 19 resume lo obtenido de los gráficos:

Escenario	Ubicación de falla	Tipo de falla	Paño							
			TS_J1		t_paso TS-TC [s]	TC_J2		TN_J3		t_paso TC-TN [s]
			Protección	t_op [s]		Protección	t_op [s]	Protección	t_op [s]	
Caso 5	10% L2	Falla 3F	21-Z1	0,000	0,220	51	0,220	-	-	-
		Falla 1F-T	21-Z1	0,000	0,532	51	0,532	51	1,441	0,909
	50% L2	Falla 3F	21-Z1	0,000	0,221	51	0,221	-	-	-
		Falla 1F-T	21-Z1	0,000	0,511	51	0,511	51	1,655	1,144
	80% L2	Falla 3F	21-Z1	0,000	0,213	51	0,213	-	-	-
		Falla 1F-T	21-Z1	0,000	0,441	51	0,441	51	1,662	1,221
	10% L3	Falla 3F	51	0,314	0,314	21-Z1	0,000	-	-	-
		Falla 1F-T	51	0,352	0,352	21-Z1	0,000	51	1,643	1,643
	50% L3	Falla 3F	51	0,382	0,382	21-Z1	0,000	-	-	-
		Falla 1F-T	51	0,489	0,489	21-Z1	0,000	51	1,646	1,646
	80% L3	Falla 3F	51	0,442	0,412	50	0,030	-	-	-
		Falla 1F-T	51	0,603	0,397	51	0,206	51	1,522	1,316
	10% L4	Falla 3F	51	0,539	0,340	51	0,199	21-Z1	0,000	0,199
		Falla 1F-T	51	0,801	0,575	51	0,226	21-Z1	0,000	0,226
	50% L4	Falla 3F	51	0,826	0,595	51	0,231	21-Z1	0,000	0,231
		Falla 1F-T	51	2,201	1,920	51	0,281	21-Z1	0,000	0,281
	80% L4	Falla 3F	51	1,221	0,965	51	0,256	50	0,030	0,226
		Falla 1F-T	51N	1,851	1,522	51	0,329	50N	0,100	0,229

Tabla 19 Operación de protecciones de instantáneas debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso generación combinada ERV

Similar al caso base, se observa que el sistema en esta configuración tiene un comportamiento bastante estable en cuanto a la operación de las protecciones, a excepción de un elevado tiempo de operación de la protección TC_J2_51 al ocurrir fallas monofásicas a lo largo de la Línea 2, y un elevado tiempo de operación de la protección TS_J1_51 al ocurrir una falla monofásica en el 50% de la Línea 3, lo que demuestra un reducido nivel de cortocircuito durante fallas monofásicas proveniente de las centrales de tipo ERV.

La consistencia en el actuar de las protecciones a distancia se mantiene a lo largo de las simulaciones del presente caso.

5.3 Importancia de la Ubicación de Falla

Según lo observado en la 5.2 Comportamiento durante distintos casos de operación, hay casos en que una pequeña alteración al punto de falla puede traer consigo un cambio en la operación de protecciones debido a los variados niveles de corrientes de cortocircuito que traen consigo el funcionamiento de las distintas tecnologías.

Sin alterar los niveles de potencia, se buscan posibles descoordinaciones dentro del sistema de protección construido solamente cambiando la localización de falla en los distintos casos:

Punto de Comportamiento Irregular de Protecciones de Sobrecorriente			
	Tipo de Falla	Punto de falla	Operación indeseada observada
Caso 2	1F-T	---	Buen comportamiento a lo largo del sistema
	3F	75% de Línea 4	Protecciones de paño TN_J3 operan con mucho retardo
Caso 3	1F-T	50% de Línea 3	Protecciones de paño TS_J1 operan con mucho retardo
	3F	50% de Línea 3	Protecciones de paño TS_J1 operan con mucho retardo
Caso 4	1F-T	10% de Línea 3	Operación TS_J1_50
	3F	Hasta 28% de Línea 3	Operación TS_J1_50
		Hasta 24% de Línea 4	Operación TC_J2_50
Caso 5	1F-T	60% de Línea 3	Protecciones de paño TS_J1 operan con mucho retardo
	3F	---	Buen comportamiento a lo largo del sistema

Tabla 20 Localización de puntos de falla que traen, por consecuencia, comportamiento irregular de las protecciones dentro del sistema.

De la Tabla 20 se obtiene lo que se dedujo en las secciones anteriores: en los casos en que no hay presencia de central convencional en el sistema, puede ocurrir una operación indeseada de las protecciones eléctricas al ocurrir una falla en un punto en la línea más distanciado del paño debido a los bajos niveles de corriente de cortocircuito, especialmente para las fallas monofásicas, acusando la clara disminución de dichos niveles producto del reemplazo de potencia convencional por potencia de tipo ERV, mayormente para la tecnología fotovoltaica, la cual muestra el menor nivel de corriente de falla, hasta el punto en que incluso una falla trifásica muestra un nivel por debajo de la operación instantánea de la protección de sobrecorriente de la línea afectada.

Por otro lado, también se observa el efecto de la combinación de potencias de las tres tecnologías diferentes en el Caso 4, en donde, incluso manteniendo el nivel de potencia en el sistema, el hecho de que la generación sea combinada es suficiente como para traer consigo graves descoordinaciones, pues en una falla trifásica hasta el 28% inicial de la Línea 3 provoca una operación instantánea de las protecciones del paño TS_J1 de la Línea 2, al igual que una falla monofásica hasta el 10% de la Línea 3. Mientras que una falla trifásica hasta el 24% de la Línea 4 provoca una operación indeseada de la protección TC_J2_50.

5.4 Conclusiones principales del capítulo

De los casos estudiados, se observa que las protecciones a distancia, apenas sufren variaciones en las mediciones de la ubicación de falla, lo que es completamente opuesto a lo que ocurre para las protecciones de sobrecorriente, en donde, los casos con generación de potencia netamente ERV muestran un incremento en los tiempos de actuación de las protecciones de hasta 300[ms], mientras que, en casos de generación combinada, los niveles de cortocircuito son notablemente más elevados, con lo que se produce descoordinación de protecciones (Tabla 18), exhibiendo operaciones indeseadas de protecciones de sobrecorriente instantáneas de los paños TS_J1 y TC_J2.

Por otro lado, según lo observado en el Capítulo 4: Modelamiento del sistema de estudio para comparar la influencia de la generación ERV y convencional en la operación de los sistemas

de protección, los niveles de corriente de cortocircuito disminuyen a medida que la falla ocurre más lejos de las fuentes de generación, con lo que se estima que los sistemas con mayor cantidad de interconexión, ocurra una menor variación en los niveles de corriente de cortocircuito, aliviando el efecto de la combinación de fuentes de generación.

Cabe mencionar que, debido a la naturaleza intrínseca del comportamiento de las centrales de energía renovable variable, los ajustes de protecciones se deben hacer con cierta holgura, pues la variación existente durante el día de la potencia que pueden aportar dichas centrales trae consigo que fallas eléctricas idénticas conlleven distintos efectos si ocurren a distintas horas.

Por lo tanto, se puede afirmar que los períodos en que existe una generación de potencia de variadas tecnologías al mismo tiempo en un sector, en horas en que las tecnologías eólicas y solares comienzan a producir más energía mientras que las tecnologías convencionales disminuyen la suya, son las más graves en cuanto a niveles de corriente de cortocircuito. El caso contrario, en horas en que la producción de potencia debido a energías renovables hace reemplazo casi completo o completo de la generación convencional, los niveles de corriente de cortocircuito se encontrarán en su punto mínimo.

Además, se puede concluir que, según lo simulado, las protecciones a distancia mantienen su comportamiento consistente a pesar de haber distintas fuentes de potencia en el sistema, siendo consistentes con lo que se observa del comportamiento angular de la corriente de cortocircuito en los distintos casos estudiados, expresado en las Tabla 11, Tabla 12, y Tabla 13.

Capítulo 6: Evaluación de la entrada masiva de centrales ERV en la coordinación de protecciones y nivel de cortocircuito en el SEN.

6.1. Método de implementación.

Las bases de datos oficiales utilizadas para simulaciones en DIGSILENT por parte del Coordinador Eléctrico Nacional poseen distintos escenarios de operación, entre los cuales hay casos de operación durante horario punta, horario valle, fines de semana, y otros. Particularmente, hay dos escenarios que presentan operaciones opuestas, llamados “Penetración Mínima de ERV” y “Penetración Máxima de ERV”. Dentro de estos escenarios, en el primero, la mayor parte de la oferta de potencia proviene de fuentes convencionales, dejando fuera de servicio a gran parte de las centrales de ERV mientras que el segundo escenario hace lo opuesto, dejando en operación mínima o fuera de servicio las centrales convencionales térmicas y manteniendo la operación nominal de las centrales ERV, en su mayoría, lo que equivaldría a comparar la operación del SEN a las 7 A.M. (baja penetración ERV) con su operación a las 1 P.M. (alta penetración ERV), según lo que se observa en el

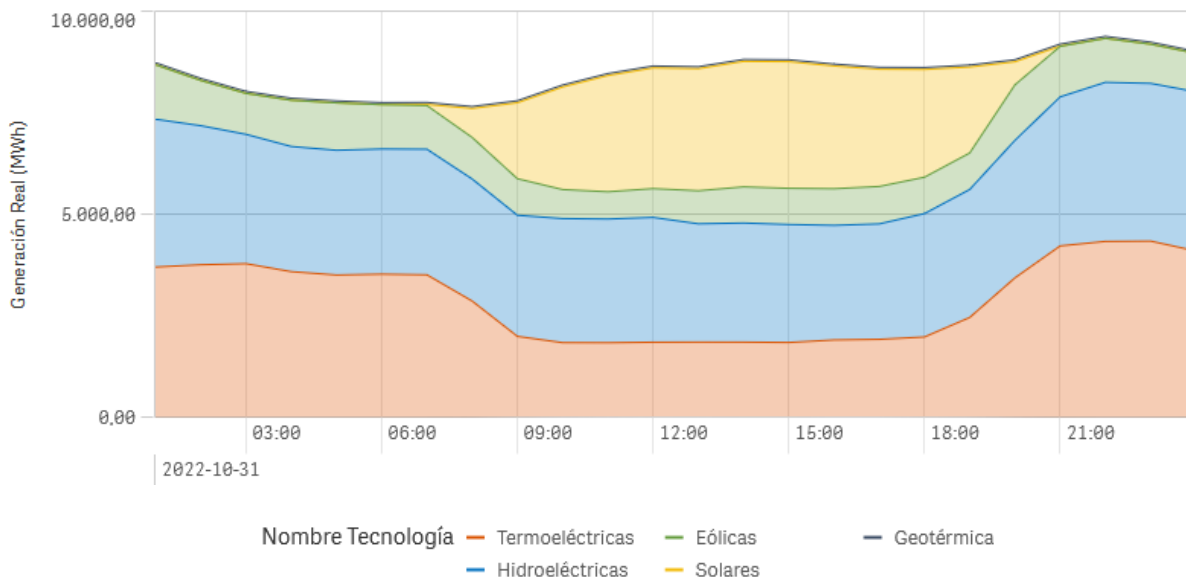


Gráfico 2 Generación Horaria en el SEN por tecnología el día 31/10/2022. en un día de diciembre.

Esta diferencia en ambos escenarios representa los dos casos extremos opuestos estudiados en el Capítulo 4: , pero abordados dentro de un sistema de potencia más representativo, con mayor

interconectividad, más líneas de transmisión, centrales, barras, etc., ya que esta base de datos replica y simula el SEN, por lo que se espera que la gran variación de los niveles de cortocircuito observadas en dicho capítulo cambie, pero se estima que existe una diferencia igualmente, la cual puede o no ser significativa.

Para estudiar lo que ocurre, se miden los niveles de cortocircuito en distintas barras de carga dentro de una región del sistema de potencia en donde existan múltiples centrales eléctricas de distinto tipo. Para medir estos niveles de cortocircuito, se simulan fallas monofásicas y trifásicas en los dos escenarios de operación antes mencionados.

La región que cumple con los requisitos es Atacama, pues hay decenas de centrales fotovoltaicas (debido a la alta radiación solar del norte de Chile) y eólicas (debido a los fuertes vientos del desierto) como PFV Los Loros, PFV Llano de Llampos, PE Sarco, PE Cabo Leones, entre otros, y, además grandes centrales térmicas como lo son Guacolda, Cardones, Cenizas, etc.

Por ejemplo, en el escenario de Penetración Mínima de ERV, se deja fuera de servicio a centrales ERV como PFV Salvador (39[MW]), PFV Llano de Campos (87[MW]), PFV Javiera (29,6[MW]), PFV Conejo (103[MW]), mientras que opera la central térmica TER Guacolda (714,7[MW] distribuidos en sus 5 unidades). Por otro lado, el escenario de Penetración Máxima de ERV contiene dicha potencia fotovoltaica en funcionamiento mientras que se tiene fuera de servicio a la totalidad de la central TER Guacolda, entre otras.

La potencia instalada y generada varía entre ambos escenarios, en donde se aprecia que hay un factor de planta menor en el escenario de Máxima Penetración de ERV que en el escenario de Mínima Penetración de ERV.

	Potencia en el SEN	
	ERV Mínima	ERV Máxima
Potencia Instalada	14335,7 [MW]	15932,41 [MW]
Potencia Generada	9658,8 [MW]	9117,06 [MW]
Factor de Planta	0,67	0,57

Tabla 21 Comparación de potencia instalada, generada, y factor de planta en el SEN durante ambos escenarios de operación.

6.2. Niveles de cortocircuito.

Se procede a realizar simulaciones de cortocircuitos monofásicos y trifásicos en siete barras del sistema en donde sólo hay cargas conectadas, pues se busca evitar que alguna central conectada de manera directa a estas barras desde el lado externo del sistema (es decir, evitar subestaciones de centrales) tengan una influencia directa en la medición, pues se estaría midiendo en gran parte el aporte al nivel del cortocircuito de dicha supuesta central en vez de lo que ocurre en el sistema.

Las barras escogidas son las siguientes:

- S/E Caserones, 113,3[MVA] de carga
- S/E Vallenar, 10,3[MVA] de carga

- S/E F Paipote, 21,9[MVA] de carga
- S/E Magnetita, 17,2[MVA] de carga
- S/E Cerro Negro, 31,5[MVA] de carga
- S/E M La Candelaria, 99,1[MVA] de carga
- S/E Tierra Amarilla, 37,5[MVA] de carga

Los resultados obtenidos de las simulaciones se expresan en la Tabla 22:

Barra	Ikss [kA]				Diferencia %	
	Máx ERV 3F	Mín ERV 3F	Máx ERV 1F	Mín ERV 1F	3F	1F
S/E Caserones 113,3 MVA	2,841	2,872	1,815	1,837	1,09	1,21
S/E Vallenar 10,3 MVA	2,816	3,009	2,679	2,800	6,85	4,52
S/E F Paipote 21,9 MVA	3,827	3,889	2,993	3,041	1,62	1,60
S/E Magnetita 17,2 MVA	3,376	3,433	3,611	3,661	1,69	1,38
S/E Cerro Negro 31,5 MVA	3,767	3,627	3,072	3,074	-3,72	0,07
S/E M La Candelaria 99,1 MVA	10,120	9,596	8,317	8,310	-5,18	-0,08
S/E Tierra Amarilla 37,5 MVA	3,890	3,950	3,101	3,138	1,54	1,19

Tabla 22 Nivel de corriente de cortocircuito. Simulación Base de Datos CEN, región Atacama

Se aprecia en la Tabla 22 Nivel de corriente de cortocircuito. Simulación Base de Datos CEN, región Atacama que la mayor diferencia porcentual en el nivel de cortocircuito ocurre en la barra S/E Vallenar para el caso de falla trifásica, con una diferencia de 0,193[kA], siendo el nivel más alto cuando se está en el escenario de Penetración ERV Mínima, es decir, cuando la potencia es, en su mayoría, proveniente de fuentes convencionales, lo que concuerda con lo observado en el Capítulo 4: . Sin embargo, ocurre lo opuesto en la barra S/E M La Candelaria, donde hay una diferencia de 0,524[kA] en el nivel de cortocircuito, siendo este mayor en el caso de Penetración ERV Máxima, lo que se atribuye a la poca distancia (23,7[km]) con dos centrales fotovoltaicas de gran tamaño: PFV Río Escondido (147[MVA]) y PFV Valle Escondido (111,7[MVA]) (diagrama unilineal en Figura 71, Anexo D), las cuales son restringidas dentro del escenario Penetración ERV Mínima. Tanto la subestación M La Candelaria, como la subestación Valle Escondido (a la cual se conecta la subestación Río Escondido) se conectan a la misma barra S/E Cardones. En la base de datos utilizada, la cual corresponde a la de marzo 2022, tiene fuera de servicio las centrales convencionales Cardones 1 (60[MVA]) y Termopacífico (60 unidades, por un total de 28,8[MVA]) en ambos escenarios de operación, lo que apoya la suposición anterior, puesto que ambas centrales también se conectan al a barra Cardones.

Los gráficos Gráfico 9 y Gráfico 10 muestran de manera comparativa la comparación de niveles de cortocircuito expuestas en la Tabla 22.

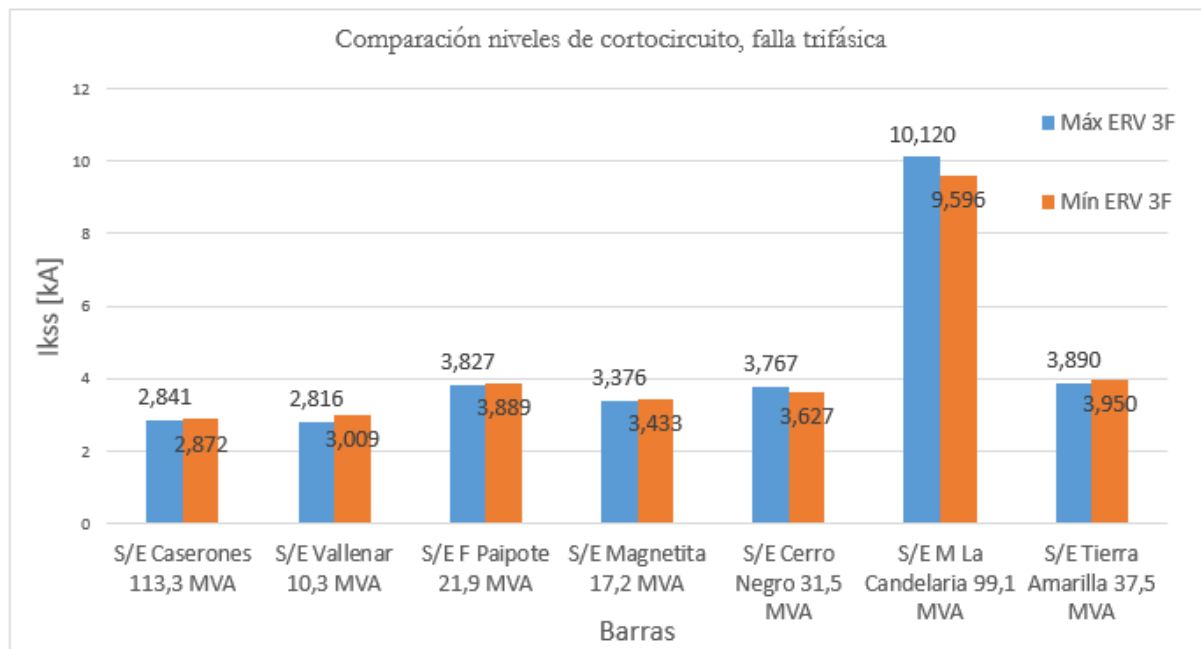


Gráfico 9 Comparación niveles de cortocircuito para falla trifásica en barras de cargas en Atacama. Falla trifásica

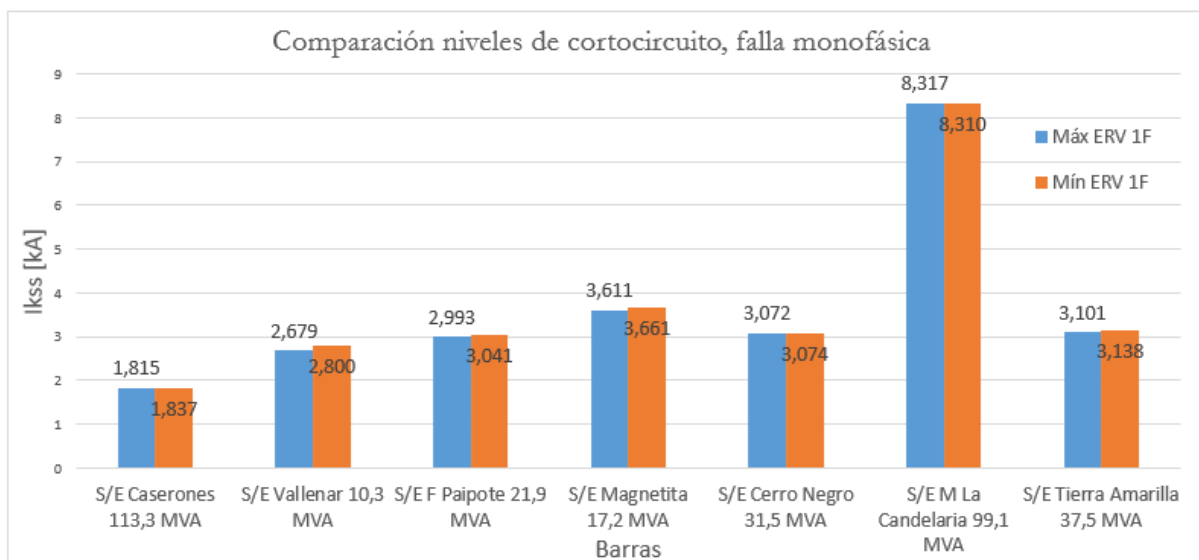


Gráfico 10 Comparación niveles de cortocircuito para falla trifásica en barras de cargas en Atacama. Falla monofásica

6.2.1 Comprobación efecto de distancia vs efecto de tipo de central

Se procede a ubicar en la base de datos una barra que contenga una central de tipo ERV y una central de tipo convencional, en donde, si de existir una línea de transmisión proveniente de alguna de estas centrales, esta no sea larga. Por lo anterior, se escoge la barra S/E Medellín, la cual conecta las centrales PFV Antay y la central a diésel TER Termopacífico (Figura 64)

Luego a lo anterior, se ajustan los valores de generación de estas centrales para que tengan la misma potencia despachada (15[MW]) con el fin de comparar el efecto que estas tienen de manera

independiente sobre niveles de corriente de cortocircuito, eliminando el efecto que pueda tener la distancia.

Se procede a simular cortocircuitos monofásicos y trifásicos en la barra S/E M. La Candelaria dentro del escenario de operación ERV Mínima:

Central en funcionamiento	Corriente Cortocircuito [kA]		Ángulo Corriente Cortocircuito [°]	
	Falla 3F	Falla 1F	Falla 3F	Falla 1F
ERV Antay	9,613	8,315	-47,9	-47,2
TER Termopacifico	9,730	8,380	-47,9	-47,3

Tabla 23 Corriente de cortocircuito y ángulo de corriente de falla en caso comparativo centrales ERV Antay y TER Termopacifico

Se aprecia que, al remover el factor de la distancia en esta comparación, el ángulo de falla no detecta grandes diferencias, pues como se observó en el Capítulo 4: , las diferencias angulares son más prominentes cuando la generación general del sistema se ve alterada, y en el presente caso, existe influencia del resto del sistema de potencia.

Por otro lado, los niveles de corriente de cortocircuito sí sufren un cambio: 0,117[kA] en el caso trifásico y 0,065[kA] en el caso monofásico, cambio que se presenta al reemplazar tan sólo 15[MW] de potencia generada entre una fuente fotovoltaica y una fuente térmica.

Por lo tanto, la distancia entre punto de falla y centrales generadoras es un efecto mayor en los niveles de cortocircuito dentro de un SEP, pero la diferencia en distintas fuentes energéticas es un agravante al momento de tener en consideración los ajustes de protecciones eléctricas, pues la variabilidad de las centrales renovables fuerza que los sistemas de protecciones deban tener ajustes con un mayor nivel de holgura para evitar descoordinaciones, especialmente en sistemas más pequeños y menos interconectados.

6.3. Ángulo de falla

Análogo a lo propuesto en la Sección 6.2. Niveles de cortocircuito. se miden los ángulos de la corriente de cortocircuito en el punto de falla y se comparan ambos escenarios de operación. Los resultados son resumidos en la tabla siguiente:

Barra	Ángulo I _a [°]				Diferencia [°]	
	Máx ERV 3F	Mín ERV 3F	Máx ERV 1F	Mín ERV 1F	3F	1F
S/E Caserones 113,3 MVA	-46,3	-50,4	-37,4	-43,0	-4,1	-5,6
S/E Vallenar 10,3 MVA	-31,4	-34,0	-36,1	-40,4	-2,6	-4,3
S/E F Paipote 21,9 MVA	-32,5	-38,3	-34,6	-41,6	-5,8	-7,0
S/E Magnetita 17,2 MVA	-25,5	-31,5	-22,7	-29,5	-6,0	-6,8
S/E Cerro Negro 31,5 MVA	-43,0	-47,9	-39,6	-47,0	-4,9	-7,4
S/E M La Candelaria 99,1 MVA	-46,0	-48,7	-42,4	-48,2	-2,7	-5,8
S/E Tierra Amarilla 37,5 MVA	-36,3	-42,1	-36,6	-43,8	-5,8	-7,2

Tabla 24 Medición de ángulos de corriente de cortocircuito en punto de falla

Los resultados obtenidos sustentan lo observado en el Capítulo 4: , donde aparecen

variaciones claras en los ángulos en las corrientes de cortocircuito al tener fuentes de generación renovables en vez de fuentes de generación convencionales, pero no en cantidades alarmantes. Se aprecia que, en ambos tipos de falla, el escenario con mayor influencia de fuentes renovables presenta ángulos de corriente menores, siendo el caso más extremo el de falla monofásica, mostrando la mayor diferencia angular en la barra S/E Cerro Negro con $7,4^\circ$.

6.5 Comportamiento de Protecciones Eléctricas dentro del SEN

El modelo del SEN entregado por el CEN cuenta con elementos de protección en gran parte de los paños existentes.

Utilizando la línea de 110[kV] que une Cardones con Maitencillo y Vallenar, a través de Punta Toro, se crea un “*path*” para observar el comportamiento de dichas protecciones existentes ante ambos escenarios de operación estudiados: Penetración de ERV Mínima y Penetración de ERV Máxima

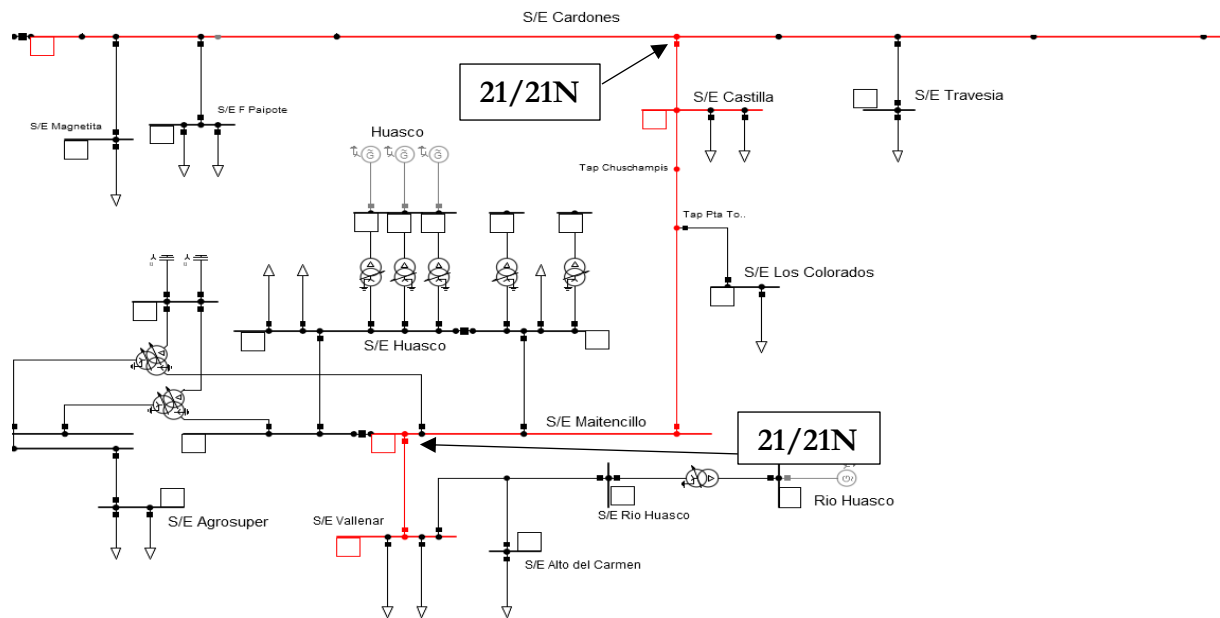


Figura 45 Diagrama unilineal de la línea Cardones – Maitencillo – Vallenar 110[kV]

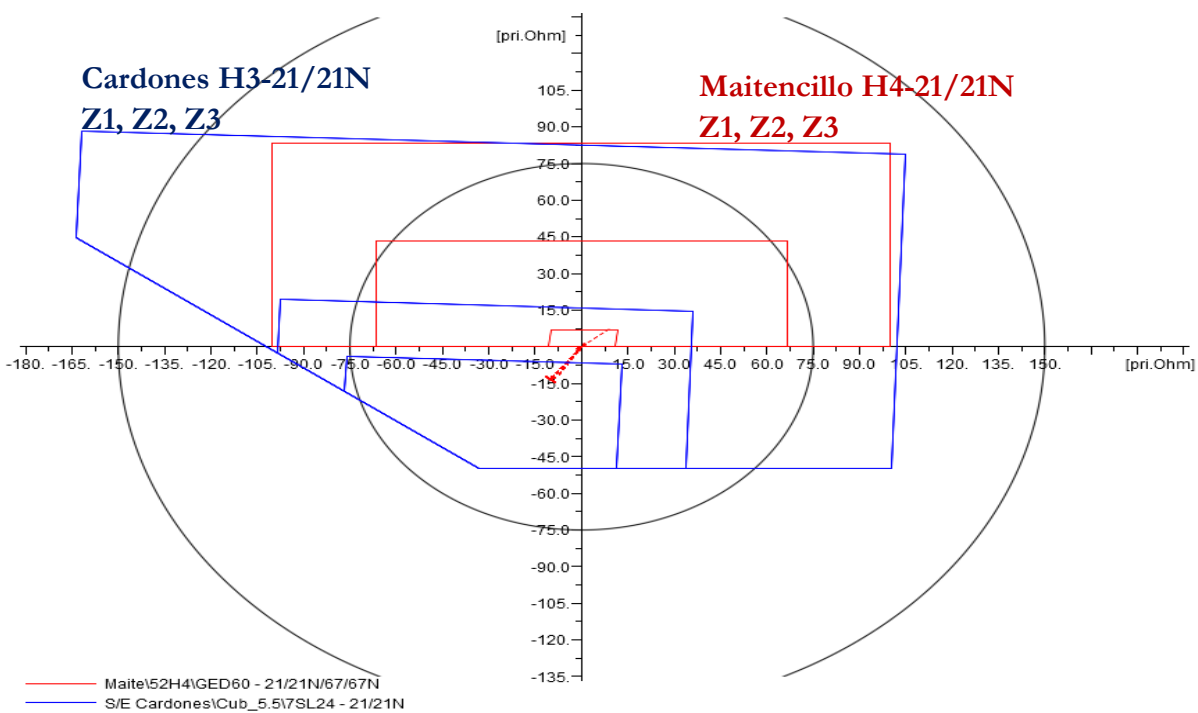


Figura 46 Protecciones de Distancia en línea 110[kV] Cardones – Maitencillo – Vallenar, Región de Atacama

El punto de falla es en el tramo de línea que une la S/E Maitencillo 110[kV] con la S/E Vallenar:

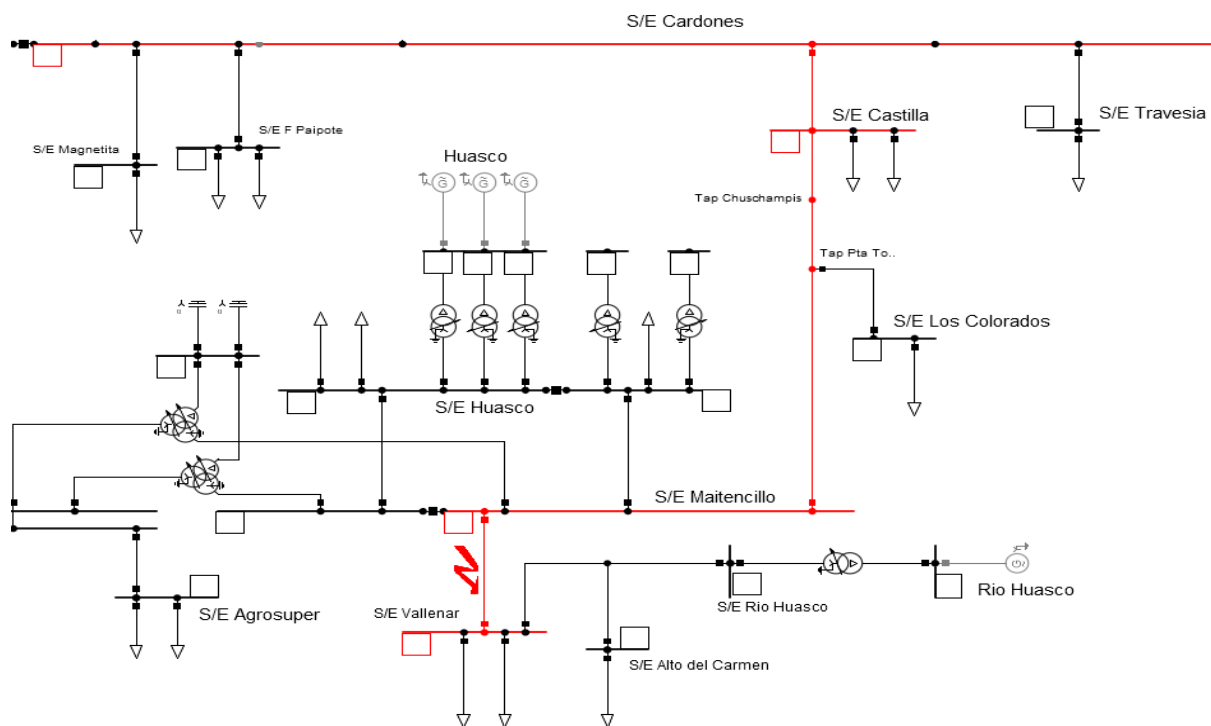


Figura 47 Ubicación del punto de falla dentro del path.

El primer escenario es Penetración de ERV Mínima, obteniendo los siguientes resultados en las protecciones:

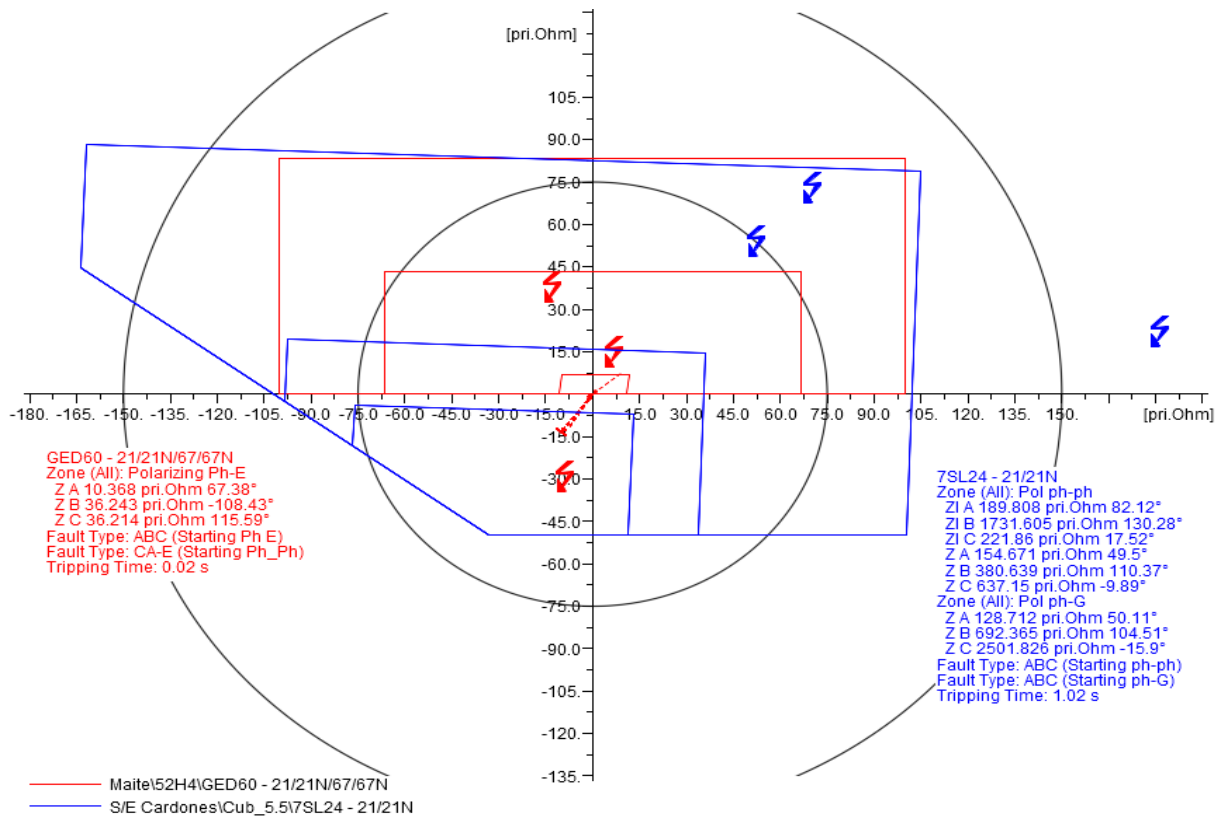


Figura 48 Comportamiento de Protecciones Eléctricas en línea 110[kV], escenario ERV Mínimo, falla monofásica a tierra

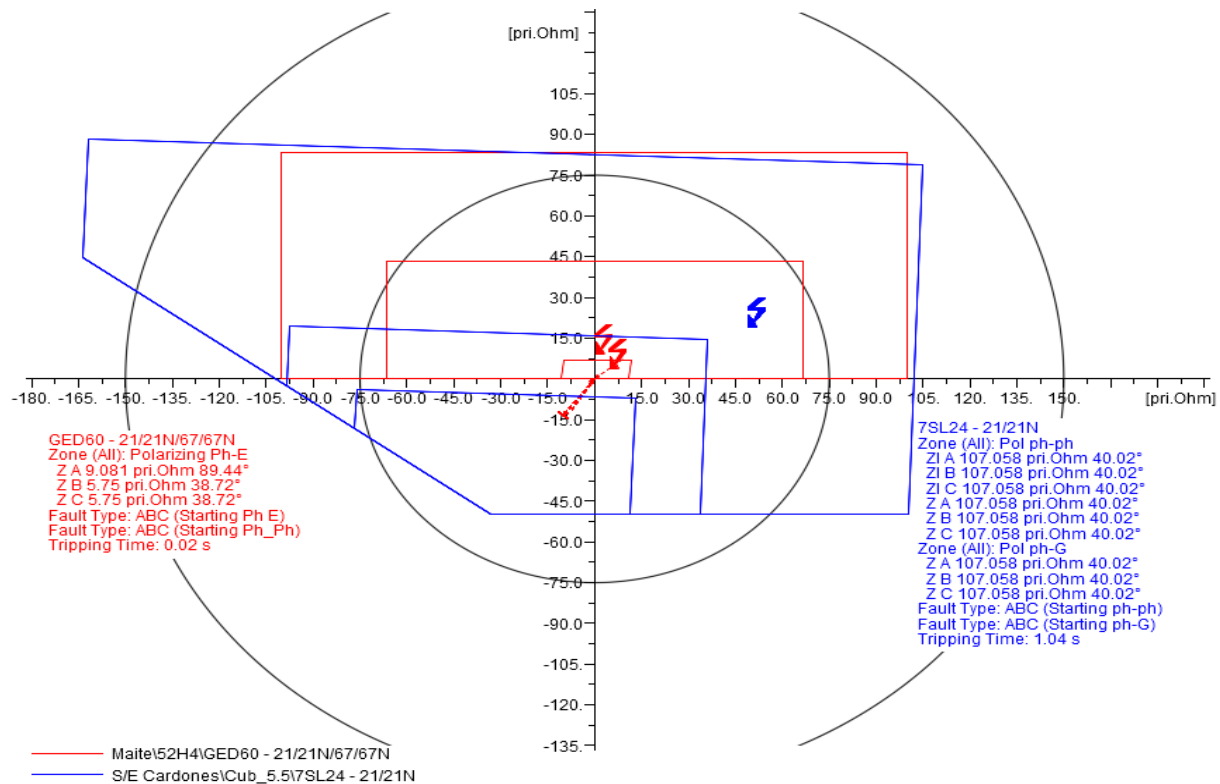


Figura 49 Comportamiento de Protecciones Eléctricas en línea 110[kV], escenario ERV Mínimo, falla trifásica

Similar a lo observado en el 55Capítulo 4: Modelamiento del sistema de estudio para comparar la influencia de la generación ERV y convencional en la operación de los sistemas de protección, los niveles de corriente de cortocircuito en falla monofásica a tierra son evidentemente menores que los niveles en falla trifásica, lo cual se repite para el escenario de penetración ERV Máxima:

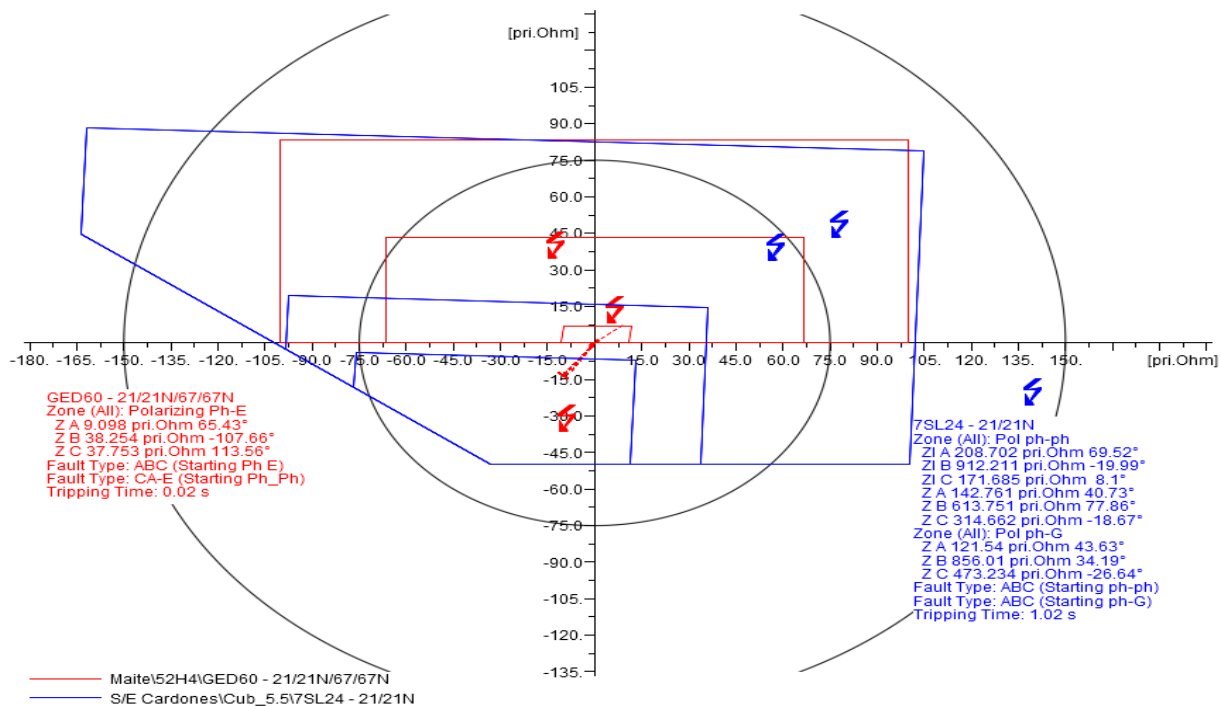


Figura 50 Comportamiento de Protecciones Eléctricas en línea 110[kV], escenario ERV Máximo, falla monofásica a tierra

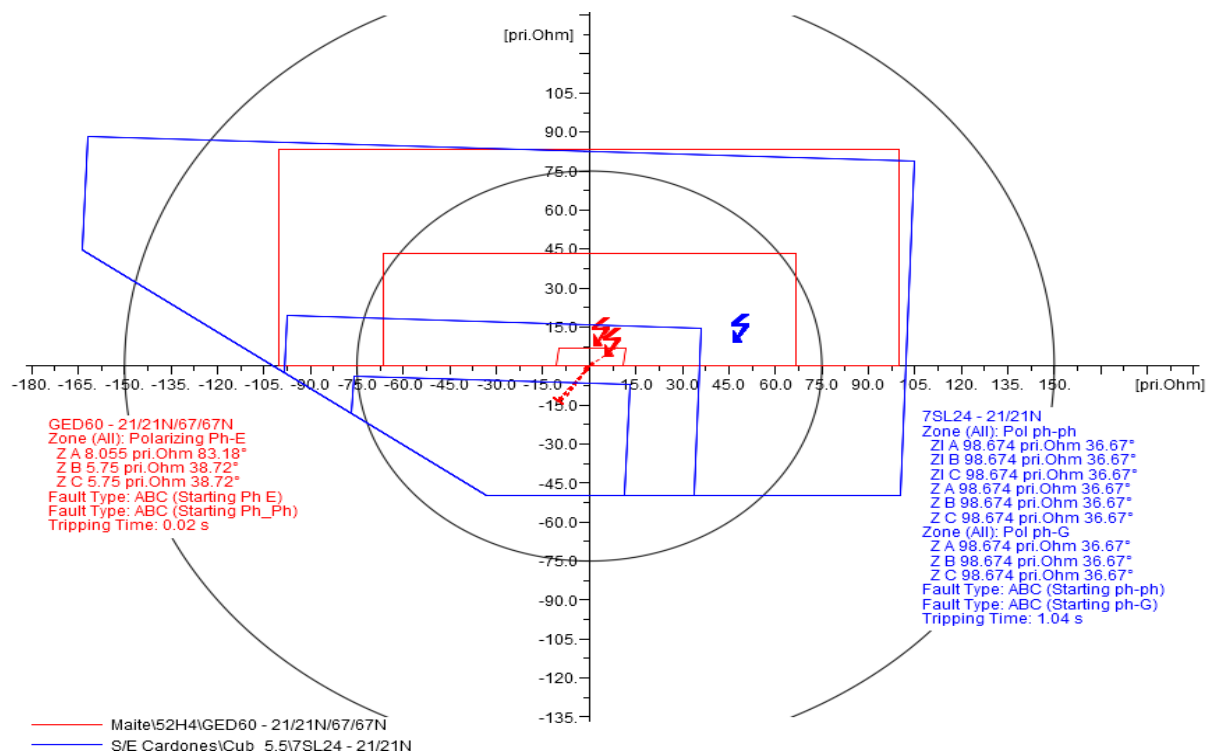


Figura 51 Comportamiento de Protecciones Eléctricas en línea 110[kV], escenario ERV Máximo, falla trifásica

De manera consistente a las secciones anteriores, la diferencia en los niveles de cortocircuito en los distintos escenarios de operación no trae consigo cambios drásticos en los niveles de corriente de cortocircuito, lo que apoya la afirmación de que las protecciones eléctricas, una vez

bien coordinadas, debiesen mantener una operación correcta ante diferencias en las fuentes de generación de potencia, mientras que estas diversas fuentes se encuentren en operación al mismo tiempo.

Se aprecia, sin embargo, que las corrientes de falla observadas en las figuras Figura 48, Figura 49, Figura 50, Figura 51, son variables, pero no lo suficiente como para que las protecciones a distancia de los paños estudiados actúen en diferentes zonas de operación, pero puede ocurrir el caso en que la configuración de las protecciones sea tal que dicho cambio en los niveles de corriente de cortocircuito sea lo suficiente como para que las protecciones cambien sus tiempos de operación (o zona, como en el caso de las protecciones de distancia).

Las Tabla 25 y Tabla 26 muestran el resumen del comportamiento de las protecciones:

Comportamiento sistema, línea 110[kV] Cardones-Maitencillo-Vallenar				
Ikss según punto de medición, [kA]				
Escenario operación	Falla	Cardones H3	Maitencillo H4	Punto de Falla
Penetración ERV Mínima	1F-T	0,380	4,482	4,604
	3F	0,524	4,740	4,740
Penetración ERV Máxima	1F-T	0,394	4,217	4,332
	3F	0,542	4,387	4,388

Tabla 25 Lecturas de corrientes de cortocircuito según falla en la línea 110[kV] Cardones – Maitencillo - Vallenar

		Paño				
Escenario	Tipo de falla	Cardones H3		Maitencillo H4		t_paso [s]
		Protección	t_op [s]	Protección	t_op [s]	
Mínima penetración ERV	Falla 3F	21	0,020	21	1,020	1,000
	Falla 1F-T	21	0,020	21	1,040	1,020
Máxima penetración ERV	Falla 3F	21	0,020	21	1,020	1,000
	Falla 1F-T	21	0,020	21	1,040	1,020

Tabla 26 Operación y comportamiento de protecciones según falla en la línea 110 [kV] Cardones – Maitencillo - Vallenar

Como se observa en la Tabla 25, los niveles de corriente de cortocircuito, efectivamente, no varían en demasía entre caso y caso, por lo que los tiempos de operación y tiempos de paso del sistema de protecciones de la línea estudiada se mantienen prácticamente idénticos, como se ve en la Tabla 26, especialmente debido al actuar de protecciones de distancia. La mayor diferencia se debe al tipo de falla por sobre la generación de potencia.

6.4 Conclusiones generales del capítulo

La diferencia circunstancial en los tipos de fuentes generadoras ha demostrado que sí existen variaciones en los niveles de cortocircuitos y en los ángulos de corrientes de falla en los Sistemas SEP, como se ha observado en el Capítulo 4: . Sin embargo, en el Capítulo 6: Evaluación de la entrada masiva de centrales ERV en la coordinación de protecciones y nivel de cortocircuito en el

SEN., se ha demostrado que, en sistemas con mayor nivel de interconexión y tamaño, estas diferencias dejan de ser tan impactantes dado a la existencia de una gran cantidad de aportes de corrientes de cortocircuito de distintas fuentes a diferentes distancias con múltiples elementos que amortiguan dichos niveles de corriente de cortocircuito, por lo tanto, la diferencia entre los escenarios donde la potencia provenga principalmente de fuentes renovables y donde la potencia provenga netamente de fuentes convencionales no es alarmante, especialmente para los sistemas de protección en donde se hacen coordinaciones considerando que el aporte de potencia de las centrales renovables varía durante el día, desde niveles nominales hasta niveles nulos, por lo que siempre existen en los sistemas de potencia un respaldo de potencia proveniente de fuentes convencionales, las cuales mantienen una regulación de niveles de cortocircuito y ángulos de corrientes de falla más cercanos a los expuestos en los casos estudiados en este capítulo.

Además, se ha reforzado lo observado en el Capítulo 5: Influencia en la operación de las protecciones eléctricas debido al reemplazo de generación convencional por ERV sobre la importancia del tamaño y grado de interconexión del sistema sobre el comportamiento de los sistemas de protección, dejando a la vista que en un SEP de tan gran envergadura como lo es el SEN, en donde el grado de interconexión es muy elevado, las protecciones eléctricas mantienen su comportamiento ante variaciones en las fuentes de generación de la red, mayormente porque siempre existen al menos tres tipos de tecnologías distintas presentes en el sistema: eólica, hidráulica, y convencional, con la energía fotovoltaica no existiendo de noche, pero la existencia de todas las otras tecnologías es suficiente como para mantener niveles de cortocircuitos similares a lo largo del día, manteniendo una buena coordinación de las protecciones de distancia y sobrecorriente.

Capítulo 7: Conclusiones y cumplimiento de objetivos

7.1 Conclusiones

El alza en los precios de los combustibles fósiles ha obligado la revisión de nuevas formas y métodos de generación, llevando a la mayor utilización de energías renovables, lo que redundará en una generación propia e independiente de los vaivenes de la economía mundial.

Sin embargo, debido a la naturaleza de estas fuentes energéticas renovables, existe el dilema del verdadero potencial de dichas fuentes, pues son dependientes de factores medioambientales y traen consigo límites tecnológicos, como el potencial máximo de producción de energía eléctrica en una extensión de área razonable, como, por ejemplo, los aerogeneradores estudiados en esta memoria pertenecientes a la central eólica PE La Estrella, en donde se tiene 11 aerogeneradores de 4,5[MW] de potencia cada uno (por un total aproximado de 50[MW]), con una altura de buje de 127,5[m] y un rotor de tres aspas de 145[m] de diámetro, cubriendo así un área de aproximadamente 3,3[km²]. Comparativamente, el complejo de generación térmica Ventanas, con un potencial de generación máximo (incluyendo las unidades que se han dejado fuera de servicio) es de aproximadamente 860[MW], abarcando un área no mayor a 0,3[km²]. Es decir, para la generación eólica de PE La Estrella se debe ocupar un espacio equivalente a 190 veces el espacio que ocupa el complejo de generación térmica Ventanas, sin considerar que, además, esta generación se puede mantener constante pues no hay dependencia de circunstancias incontrolables.

Debido a lo anterior, es claro que el plan de descarbonización debe superar grandes desafíos y para que se pueda implementar con éxito, primero se deben responder preguntas que se asocian al cambio paradigmático de la red eléctrica, como las trabajadas en esta memoria: el efecto que las centrales de tipo renovable, específicamente las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, tienen sobre los niveles de corriente de cortocircuito en los sistemas de potencia y cómo se ven afectados los sistemas de protecciones eléctricas.

Para ello se armó una base de datos en DIGSILENT para realizar simulaciones de cortocircuito, representando en escala lo que puede ocurrir al momento de sufrir dichos cambios extremos y, al mismo tiempo, observar cómo se comporta un sistema de potencia durante fallas eléctricas bajo diferentes escenarios de operación y obtener así también información sobre el actuar de las protecciones eléctricas. Para ello, utilizando los ECAP de las centrales PE La Estrella y PFV La Huella, se obtienen modelos de central eólica y fotovoltaica, que son utilizadas como base para las simulaciones, incluidos modelos dinámicos. Estos modelos de centrales fueron aprobados por el CEN, con lo que se puede asumir que el comportamiento observado durante cortocircuitos es aceptable, con lo que se hace una comparación con oscilografías de fallas reales en el caso del modelo de central fotovoltaica, determinando que el comportamiento es similar a lo real en cuanto

a forma, pero no así en magnitudes, pues hay configuraciones en los equipos de mediciones presentes en la toma de datos reales que difieren con lo que se tiene de manera pública, además de la falta de información de fallas reales que conciernen a centrales eólicas DFIG, por lo que se decidió utilizar netamente simulaciones estáticas de cortocircuito por el método de “cálculo completo”, el cual es el utilizado en la industria y aceptado por el CEN. Luego a eso, se realizaron pruebas similares en una base de datos representativa de un sistema de tamaño mucho mayor: El SEN.

Lo que se observó en la base de datos a escala es que los niveles de corriente de cortocircuito son considerablemente menores cuando la potencia eléctrica proviene de fuentes ERV, en donde, por ejemplo, en los terminales de una central a carbón en una falla trifásica, se miden 0,84[kA], mientras que los terminales de una central eólica, bajo las mismas circunstancias, se miden 52[kA] de corriente de falla, y 0,29[kA] en el caso de central fotovoltaica. Sin embargo, el factor más importante de los niveles de corriente de cortocircuito es la potencia nominal y el despacho de las centrales. Por otro lado, las grandes distancias entre centrales eléctricas y lugares de falla logran que los niveles de cortocircuito no muestren grandes diferencias entre las tecnologías que producen la energía eléctrica, como se ha demostrado en los gráficos Gráfico 3, Gráfico 4, Gráfico 5, Gráfico 6, Gráfico 7, y Gráfico 8.

Por otro lado, las protecciones eléctricas, por configuración, son capaces de funcionar correctamente ante escenarios de operación donde la generación es mayormente proveniente tanto de fuentes convencionales como por fuentes renovables variables. Teóricamente, si se pudiese alimentar el SEN únicamente con fuentes de ERV, los niveles de cortocircuito a través del sistema serían comparativamente menores a los observados hoy en día en el SEN, y la tendencia de los ángulos de falla sería más próxima a valores más cercanos a cero grados, como se observa en las tablas Tabla 11, Tabla 12, y Tabla 13, entonces se podría tener un caso en que en el SEN se deba realizar un ajuste en la configuración de las protecciones, disminuyendo la corriente de falla necesaria para la operación.

Sin embargo, hoy en día no se tiene la tecnología para lograr un sistema independiente de energía fósil, hídrica, o nuclear, por lo que, por los próximos años, siempre existirá un aporte energético por parte de fuentes convencionales, obteniendo así lo observado en los Gráfico 9 y Gráfico 10, en donde debido a la gran cantidad de interconexiones, distancias, diferentes tipos de fuentes de potencia, etc., los dos escenarios de operación opuestos analizados no muestran discrepancias notorias en los niveles de cortocircuito ni en los ángulos de las corrientes de falla, como es observado en las Tabla 22 Tabla 23 Tabla 24, respectivamente, donde la mayor variación de CCC es de 6,85% mientras que la variación angular más grande es de 7,2°. Por tanto, según lo observado en el Capítulo 6: Evaluación de la entrada masiva de centrales ERV en la coordinación de protecciones y nivel de cortocircuito en el SEN., las protecciones eléctricas son capaces de mantener su funcionamiento correcto a pesar de la diferencia en generación de potencia. Más aún, hoy en día, en el SEN, debido a la presencia considerable de fuentes de energía de tipo ERV, ya existen configuraciones de protecciones eléctricas con suficiente holgura como para funcionar de manera adecuada a distintas horas del día, donde existen momentos de gran traslape de producción

de potencia eléctrica tanto eólica como fotovoltaica y horas del día en donde la producción fotovoltaica es nula y la eólica es mínima, obteniendo así escenarios reales de operación opuestos en los que los sistemas de protección eléctrica deben funcionar satisfactoriamente, como es demostrado en las Figura 48Figura 49Figura 50Figura 51.

Por lo tanto, se puede aseverar que la transición del estado del sistema eléctrico actual a un escenario donde la potencia eléctrica provenga mayormente de fuentes renovables no va a traer consigo grandes complicaciones al sistema en cuanto a coordinación de protecciones. Sin embargo, si se llega al punto en que la energía fósil es completamente eliminada del SEN y que la mayoría de la potencia provenga de fuentes ERV, entonces existe la probabilidad de que los estudios de coordinación de protecciones deban ser realizados nuevamente bajo este nuevo tipo de sistema eléctrico.

Como trabajo a futuro, se deja la inquietud de ahondar en las simulaciones dinámicas, especialmente en el comportamiento del SEN, dada la condición actual en la que se encuentran las bases de datos dispuestas por el CEN. Además, se podría estudiar el comportamiento del SEN al remover completamente la generación de potencia de fuente fósil y reemplazar por ERV.

7.2 Cumplimiento de Objetivos

Los objetivos específicos, planteados en la Sección 1.2 Objetivos, se han trabajado como:

El funcionamiento de la topología más recurrente de centrales eólicas y solares fotovoltaicas en estado normal y en cortocircuito se estudió a lo largo de los capítulos 2 y 3, específicamente en las secciones 2.1.1 y 3.2 para las centrales eólicas y las secciones 2.1.2 y 3.3 para las centrales fotovoltaicas.

El desarrollo y subsecuente simulación de los modelos de las centrales se realizó a lo largo de la sección 3. La segunda parte del objetivo, la validación de las simulaciones con registros oscilográficos de fallas reales, se realizó de forma parcial debido a limitaciones existentes por la baja probabilidad de la ocurrencia de fallas utilizables en el estudio que abarca un período de 2 años, desde enero 2021 a diciembre 2022, pero se planteó un método de trabajo alternativo aceptado en la industria, el cual es capaz de entregar los resultados buscados en los objetivos siguientes.

La determinación de la influencia de las centrales ERV seleccionadas sobre protecciones eléctricas se realizó en los capítulos 5 y 6, a través de simulaciones realizadas en un modelo de SEP creado con el fin de llevar a cabo simulaciones de fallas utilizando sistemas de controles oficiales de las centrales en cuestión a lo largo del Capítulo 4 y en el modelo oficial del SEN entregado por el CEN.

Finalmente, la evaluación de la influencia que tiene una entrada masiva de centrales ERV en el SEN más los sistemas de protecciones asociados se realiza en el Capítulo 6, observando el comportamiento de una sección del SEN en dos escenarios de operación opuestos, donde la

influencia de las centrales ERV pasa de ser no existente a ser responsables de la mayoría del despacho de potencia en el sector.

Referencias

- [1] “Qué es la Energía Eólica, cómo funciona y sus ventajas - Iberdrola - Iberdrola.” <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/energia-eolica>.
- [2] “¿Qué es una planta fotovoltaica y cómo funciona?” <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/que-es-una-planta-fotovoltaica-y-como-funciona/>.
- [3] “Unidades Generadoras | Coordinador Eléctrico Nacional.” <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/unidades-generadoras>.
- [4] “Operación Real | Coordinador Eléctrico Nacional.” <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/>
- [5] “Reportes, Estadísticas y Plataformas de Uso Frecuente | Coordinador Eléctrico Nacional.” <https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/#Estadisticas>
- [6] “Así fue la votación sobre el proyecto de descarbonización acelerada - Electricidad.” <https://www.revistaei.cl/2021/06/22/asi-fue-la-votacion-sobre-el-proyecto-de-descarbonizacion-acelerada/#>
- [7] “Grupo transversal de senadores propone salida de centrales de carbón y gas a 2030 - Ecom Energía.” <https://www.ecomenergia.cl/blog/grupo-transversal-de-senadores-propone-salida-de-centrales-de-carbon-y-gas-a-2030/>
- [8] “Uno por uno, los 140 proyectos de renovables que entrarían en funcionamiento este año en Chile - Energía Estratégica.” <https://www.energiaestrategica.com/uno-por-uno-los-140-proyectos-de-renovables-que-entraria-en-funcionamiento-este-ano-en-chile/>
- [9] W. Müller, S.; Deicke, M.; Rik, “Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbines,” *Converter*, pp. 26–33, 2002.
- [10] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodriguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems Chapter 10 Control of Grid Converters under Grid Faults*. 2011.
- [11] J. Morren and S. W. H. de Haan, “Short-circuit current of wind turbines with doubly fed induction generator,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 22, no. 1, pp. 174–180, 2007, doi: 10.1109/TEC.2006.889615.
- [12] Y. H. Yuan and F. Wu, “Short-circuit current analysis for DFIG wind farm considering the action of a crowbar,” *Energies*, vol. 11, no. 2, 2018, doi: 10.3390/en11020425.
- [13] F. Miyara, “PLL Lazos de Fijación de Fase,” vol. 2, no. 1, p. 34, 2005, [Online]. Available: <http://www.fceia.unr.edu.ar/enica3>.
- [14] “Plataforma de Gestión de Proyectos - Parque Eólico La Estrella.” <https://pgp.coordinador.cl/irequests/5e0a4e7436d9ef09c96e7a8e>
- [15] Comisión Nacional de Energía (CNE), “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,” *Norma Técnica Segur. y Calid. Serv.*, p. 183, 2020.
- [16] “Plataforma de Gestión de Proyectos.” <https://pgp.coordinador.cl/irequests>

- [17] “Plataforma de Gestión de Proyectos - Parque Fotovoltaico La Huella.” <https://pgp.coordinador.cl/irequests/5e25a04436d9ef12f4706544>.
- [18] “Estudios de Análisis de Falla | Coordinador Eléctrico Nacional.” <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-operacionales/estudios-de-analisis-de-falla/>
- [19] R. Legal, L. Condes, R. Legal, and L. Condes, “Estudio para análisis de falla EAF 361/2022 ‘Falla en línea 110 kV Diego de Almagro - PFV Javiera,’” 2022.
- [20] R. Legal, L. Condes, R. Legal, and L. Condes, “Estudio para análisis de falla EAF 393/2022 ‘Desconexión forzada de líneas Uribe – Uribe Solar 110 kV y Acceso Norte – Carbonato 110 kV,’” 2022.
- [21] R. Legal, C. O. Gajardo, L. Condes, R. Legal, C. O. Gajardo, and L. Condes, “Estudio para análisis de falla EAF 234/2021 ‘Falla en línea 110 kV Portezuelo - La Estrella,’” 2021.

Anexos

B. Centrales de estudio



Figura 52 Imagen satelital del Parque Eólico La Estrella



Figura 53 Imagen satelital del Parque Fotorvoltaico La Huella. Aún en construcción en la fecha de las imágenes



Figura 54 Imagen satelital del Complejo Termoeléctrica Ventanas



Figura 55 Imagen satelital de Termoeléctrico Termopacífico y Planta Fotovoltaica Antay

C. Resultados de simulaciones de falla en Base de Datos modelo

		Falla trifásica							
		Nivel de Cortocircuito en punto de falla, Ikss [kA]							
Ubicación de falla		100% Carbón	100% Eólica	100% Solar	33% Todas	50% Carbón 50% ERV	50% Eólica 50% Solar	50% Carbón 50% Eólica	50% Carbón 50% Solar
Línea 2	10%	2,802	2,355	2,039	3,934	3,939	2,851	3,487	3,266
	50%	2,545	2,159	1,911	3,531	3,535	2,628	3,120	2,982
	80%	2,507	2,122	1,875	3,494	3,498	2,592	3,081	2,945
Línea 3	10%	2,456	2,067	1,817	3,461	3,464	2,540	3,041	2,898
	50%	2,193	1,832	1,618	3,153	3,157	2,285	2,747	2,618
	80%	2,071	1,710	1,502	3,060	3,065	2,155	2,650	2,493
Línea 4	10%	1,921	1,582	1,401	2,852	2,857	2,008	2,472	2,326
	50%	1,616	1,371	1,290	2,273	2,276	1,732	1,985	1,940
	80%	1,445	1,247	1,217	1,973	1,975	1,565	1,730	1,725
Terminal Sur		2,915	2,439	2,089	4,123	4,129	2,948	3,659	3,394

Tabla 27 Nivel de cortocircuito subtransitorio en punto de falla durante cortocircuito trifásico según escenarios de operación

		Falla trifásica							
		Aporte al Nivel de Cortocircuito por Central en 220[kV], medido en conexión a Terminal Sur [kA].							
Ubicación de falla		100% Carbón	100% Eólica	100% Solar	33% Todas	50% Carbón 50% ERV	50% Eólica 50% Solar	50% Carbón 50% Eólica	50% Carbón 50% Solar
Terminal Sur		0,841	0,516	0,292	C 0,809 / E 0,511 / S 0,288	C 0,818 / E 0,511 / S 0,288	E 0,511 / S 0,289	C 0,816 / E 0,512	C 0,817 / S 0,289
Línea 2	10%	0,808	0,500	0,284	C 0,762 / E 0,481 / S 0,290	C 0,770 / E 0,480 / S 0,289	E 0,490 / S 0,291	C 0,774 / E 0,486	C 0,777 / S 0,291
	50%	0,727	0,459	0,265	C 0,650 / E 0,411 / S 0,295	C 0,660 / E 0,409 / S 0,293	E 0,436 / S 0,296	C 0,675 / E 0,425	C 0,681 / S 0,297
	80%	0,706	0,448	0,258	C 0,623 / E 0,394 / S 0,296	C 0,633 / E 0,392 / S 0,293	E 0,421 / S 0,297	C 0,650 / E 0,409	C 0,657 / S 0,298
Línea 3	10%	0,673	0,430	0,249	C 0,584 / E 0,369 / S 0,297	C 0,594 / E 0,367 / S 0,294	E 0,400 / S 0,299	C 0,613 / E 0,387	C 0,620 / S 0,300
	50%	0,571	0,377	0,225	C 0,454 / E 0,288 / S 0,302	C 0,466 / E 0,294 / S 0,298	E 0,328 / S 0,307	C 0,497 / E 0,316	C 0,498 / S 0,308
	80%	0,516	0,349	0,211	C 0,386 / E 0,246 / S 0,304	C 0,400 / E 0,241 / S 0,303	E 0,287 / S 0,312	C 0,437 / E 0,280	C 0,431 / S 0,313
Línea 4	10%	0,470	0,326	0,207	C 0,330 / E 0,210 / S 0,275	C 0,345 / E 0,204 / S 0,269	E 0,252 / S 0,316	C 0,384 / E 0,247	C 0,373 / S 0,317
	50%	0,415	0,301	0,201	C 0,258 / E 0,167 / S 0,228	C 0,277 / E 0,159 / S 0,221	E 0,211 / S 0,301	C 0,317 / E 0,209	C 0,306 / S 0,277
	80%	0,385	0,287	0,197	C 0,221 / E 0,145 / S 0,204	C 0,242 / E 0,136 / S 0,196	E 0,189 / S 0,279	C 0,282 / E 0,190	C 0,269 / S 0,256

Tabla 28 Aporte al cortocircuito por tipo de central durante falla trifásica según punto de falla y configuración de oferta de Potencia

		Falla monofásica. Fase A. $R=0[\Omega]$								
		Nivel de Cortocircuito en punto de falla, I_{kss} [kA]								
		100% Carbón			100% Eólica			100% Solar		
Ubicación de falla		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Línea 2	10%	3,392	0,000	0,000	2,454	0,000	0,000	2,509	0,000	0,000
	50%	2,714	0,000	0,000	2,058	0,000	0,000	2,107	0,000	0,000
	80%	2,603	0,000	0,000	1,980	0,000	0,000	2,035	0,000	0,000
Línea 3	10%	2,487	0,000	0,000	1,889	0,000	0,000	1,955	0,000	0,000
	50%	2,141	0,000	0,000	1,635	0,000	0,000	1,717	0,000	0,000
	80%	2,116	0,000	0,000	1,584	0,000	0,000	1,690	0,000	0,000
Línea 4	10%	1,996	0,000	0,000	1,495	0,000	0,000	1,608	0,000	0,000
	50%	1,462	0,000	0,000	1,181	0,000	0,000	1,243	0,000	0,000
	80%	1,216	0,000	0,000	1,019	0,000	0,000	1,061	0,000	0,000
Terminal Sur		3,744	0,000	0,000	2,641	0,000	0,000	2,701	0,000	0,000

Tabla 29 Nivel de cortocircuito subtransitorio en punto de falla durante cortocircuito monofásico según escenarios de operación. Resistencia de falla = 0 Ohm

		Falla monofásica. Fase A. $R=0[\Omega]$			
		Nivel de Cortocircuito en punto de falla, I_{kss} [kA]			
Ubicación de falla		33% Todas	50% Carbón 50% ERV	50% Eólica 50% Solar	50% Carbón 50% Eólica
Línea 2	10%	4,525	4,526	3,022	4,157
	50%	3,630	3,631	2,573	3,383
	80%	3,814	3,815	2,640	3,540
Línea 3	10%	3,792	3,793	2,581	3,507
	50%	2,904	2,906	2,037	2,680
	80%	2,978	2,980	1,974	2,678
Línea 4	10%	3,009	3,011	1,923	2,667
	50%	2,344	2,345	1,654	2,164
	80%	2,236	2,237	1,611	2,086
Terminal Sur		5,137	5,139	3,291	4,673

Tabla 30 Nivel de cortocircuito subtransitorio en punto de falla durante cortocircuito monofásico según escenarios de operación, casos con fuentes de potencia mezcladas. Resistencia de falla = 0 Ohm

		Falla monofásica. Fase A. $R=0[\Omega]$								
		Aporte al Nivel de Cortocircuito por Central en 220[kV], medido en conexión a Terminal Sur [kA]								
		100% Carbón			100% Eólica			100% Solar		
Ubicación de falla		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Línea 2	10%	0,922	0,199	0,288	0,473	0,410	0,094	0,392	0,399	0,007
	50%	0,733	0,204	0,289	0,408	0,374	0,107	0,341	0,364	0,053
	80%	0,688	0,201	0,293	0,390	0,362	0,118	0,327	0,352	0,070
Línea 3	10%	0,632	0,195	0,301	0,366	0,345	0,136	0,309	0,334	0,094
	50%	0,499	0,187	0,316	0,314	0,307	0,181	0,272	0,295	0,150
	80%	0,449	0,176	0,330	0,293	0,288	0,208	0,259	0,273	0,180
Línea 4	10%	0,404	0,173	0,335	0,279	0,274	0,224	0,251	0,259	0,201
	50%	0,339	0,195	0,312	0,267	0,268	0,226	0,247	0,257	0,211
	80%	0,311	0,205	0,301	0,262	0,264	0,227	0,246	0,256	0,216
Terminal Sur		1,017	0,195	0,288	0,503	0,425	0,098	0,416	0,414	0,026

Tabla 31 Aporte al nivel de cortocircuito por tipo de central durante falla monofásica. Casos con fuentes de potencia sin mezclar. Resistencia de falla = 0 Ohm

En las tablas donde hay fallas monofásicas se puede apreciar la diferencia en el aporte al nivel de cortocircuito por fase. La central convencional muestra un fuerte desbalance durante fallas monofásicas, lo que no se repite en los casos de potencia renovable, pues los sistemas electrónicos que conectan dichas centrales con las redes eléctricas limitan el desbalance por fases.

		Falla monofásica. Fase A. $R=20[\Omega]$								
		Aporte al Nivel de Cortocircuito por Central en 220[kV], medido en conexión a Terminal Sur [kA].								
		100% Carbón			100% Eólica			100% Solar		
Ubicación de falla		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Línea 2	10%	0,904	0,195	0,283	0,464	0,402	0,092	0,385	0,391	0,007
	50%	0,719	0,200	0,284	0,400	0,367	0,105	0,335	0,357	0,052
	80%	0,675	0,197	0,287	0,383	0,355	0,116	0,321	0,345	0,069
Línea 3	10%	0,620	0,191	0,295	0,359	0,338	0,133	0,303	0,328	0,092
	50%	0,490	0,183	0,310	0,308	0,301	0,178	0,267	0,289	0,147
	80%	0,440	0,173	0,324	0,287	0,283	0,204	0,254	0,268	0,177
Línea 4	10%	0,396	0,170	0,329	0,274	0,269	0,220	0,246	0,254	0,197
	50%	0,333	0,191	0,306	0,262	0,263	0,222	0,242	0,252	0,207
	80%	0,305	0,201	0,295	0,257	0,259	0,223	0,241	0,251	0,212
Terminal Sur	---	0,998	0,191	0,283	0,493	0,417	0,096	0,408	0,406	0,026

Tabla 32 Aporte al nivel de cortocircuito por central durante cortocircuito monofásico con resistencia de falla de 20 Ohm. Casos con aporte de potencia por central sin mezcla de distintas tecnologías

Falla monofásica. Fase A. R=20[Ω]								
Aporte al Nivel de Cortocircuito por Central en 220[kV], medido en conexión a Terminal Sur [kA].								
33% Distribuido						50% Eólica 50% Solar		
Ubicación de falla		Fase A	Fase B	Fase C		Fase A	Fase B	Fase C
Línea 2	10%	C 0,624 / E 0,248 / S 0,256	C 0,166 / E 0,186 / S 0,188	C 0,315 / E 0,150 / S 0,156	E 0,246 / S 0,282	E 0,208 / S 0,234	E 0,167 / S 0,202	
	50%	C 0,502 / E 0,190 / S 0,209	C 0,138 / E 0,160 / S 0,174	C 0,291 / E 0,137 / S 0,155	E 0,206 / S 0,246	E 0,188 / S 0,221	E 0,163 / S 0,202	
	80%	C 0,493 / E 0,176 / S 0,194	C 0,152 / E 0,160 / S 0,174	C 0,305 / E 0,148 / S 0,166	E 0,195 / S 0,234	E 0,186 / S 0,221	E 0,172 / S 0,212	
Línea 3	10%	C 0,461 / E 0,158 / S 0,178	C 0,149 / E 0,154 / S 0,171	C 0,303 / E 0,150 / S 0,169	E 0,181 / S 0,221	E 0,180 / S 0,216	E 0,181 / S 0,214	
	50%	C 0,341 / E 0,126 / S 0,149	C 0,089 / E 0,125 / S 0,146	C 0,249 / E 0,121 / S 0,144	E 0,157 / S 0,196	E 0,158 / S 0,194	E 0,153 / S 0,193	
	80%	C 0,318 / E 0,118 / S 0,141	C 0,078 / E 0,119 / S 0,139	C 0,241 / E 0,116 / S 0,138	E 0,150 / S 0,189	E 0,152 / S 0,188	E 0,148 / S 0,187	
Línea 4	10%	C 0,298 / E 0,113 / S 0,135	C 0,069 / E 0,114 / S 0,134	C 0,233 / E 0,112 / S 0,134	E 0,146 / S 0,184	E 0,148 / S 0,184	E 0,144 / S 0,183	
	50%	C 0,243 / E 0,102 / S 0,123	C 0,040 / E 0,103 / S 0,123	C 0,203 / E 0,276 / S 0,275	E 0,139 / S 0,175	E 0,141 / S 0,175	E 0,138 / S 0,175	
	80%	C 0,231 / E 0,100 / S 0,121	C 0,035 / E 0,101 / S 0,121	C 0,196 / E 0,100 / S 0,121	E 0,137 / S 0,173	E 0,139 / S 0,174	E 0,136 / S 0,173	
Terminal Sur		C 0,688 / E 0,276 / S 0,275	C 0,186 / E 0,199 / S 0,192	C 0,331 / E 0,162 / S 0,159	E 0,265 / S 0,297	E 0,218 / S 0,240	E 0,173 / S 0,204	

Tabla 33 Aporte al nivel de cortocircuito por central durante cortocircuito monofásico con resistencia de falla de 20 Ohm. Casos con aporte de potencia mezclada

Falla monofásica. Fase A. R=20[Ω]								
Aporte al Nivel de Cortocircuito por Central en 220[kV], medido en conexión a Terminal Sur [kA].								
50% Carbón 50% ERV						50% Carbón 50% Eólica		
Ubicación de falla		Fase A	Fase B	Fase C		Fase A	Fase B	Fase C
Línea 2	10%	C 0,652 / E 0,233 / S 0,242	C 0,148 / E 0,167 / S 0,170	C 0,355 / E 0,139 / S 0,145	C 0,664 / E 0,296	C 0,163 / E 0,236	C 0,726 / E 0,324	
	50%	C 0,529 / E 0,175 / S 0,195	C 0,120 / E 0,142 / S 0,157	C 0,332 / E 0,124 / S 0,142	C 0,544 / E 0,238	C 0,139 / E 0,210	C 0,334 / E 0,184	
	80%	C 0,520 / E 0,160 / S 0,180	C 0,133 / E 0,143 / S 0,158	C 0,346 / E 0,134 / S 0,152	C 0,536 / E 0,225	C 0,152 / E 0,210	C 0,348 / E 0,197	
Línea 3	10%	C 0,489 / E 0,142 / S 0,163	C 0,130 / E 0,138 / S 0,155	C 0,345 / E 0,135 / S 0,154	C 0,504 / E 0,208	C 0,149 / E 0,204	C 0,504 / E 0,200	
	50%	C 0,369 / E 0,109 / S 0,133	C 0,071 / E 0,107 / S 0,130	C 0,292 / E 0,104 / S 0,128	C 0,383 / E 0,175	C 0,097 / E 0,174	C 0,292 / E 0,174	
	80%	C 0,346 / E 0,101 / S 0,125	C 0,060 / E 0,101 / S 0,123	C 0,283 / E 0,099 / S 0,122	C 0,357 / E 0,167	C 0,086 / E 0,167	C 0,281 / E 0,137	
Línea 4	10%	C 0,326 / E 0,095 / S 0,118	C 0,051 / E 0,096 / S 0,118	C 0,275 / E 0,094 / S 0,117	C 0,336 / E 0,162	C 0,079 / E 0,163	C 0,272 / E 0,161	
	50%	C 0,271 / E 0,085 / S 0,106	C 0,038 / E 0,085 / S 0,106	C 0,246 / E 0,083 / S 0,106	C 0,286 / E 0,151	C 0,068 / E 0,152	C 0,248 / E 0,150	
	80%	C 0,259 / E 0,081 / S 0,104	C 0,038 / E 0,082 / S 0,104	C 0,239 / E 0,081 / S 0,103	C 0,275 / E 0,149	C 0,067 / E 0,150	C 0,242 / E 0,148	
Terminal Sur		C 0,717 / E 0,260 / S 0,260	C 0,168 / E 0,180 / S 0,175	C 0,371 / E 0,152 / S 0,148	C 0,726 / E 0,324	C 0,249 / E 0,181	C 0,369 / E 0,204	

Tabla 34 Aporte al nivel de cortocircuito por central durante cortocircuito monofásico con resistencia de falla de 20 Ohm. Casos con aporte de potencia mezclada

		Falla monofásica. Fase A. R=20[Ω]								
		Nivel de Cortocircuito en punto de falla, Ikss [kA]								
		100% Carbón			100% Eólica			100% Solar		
Ubicación de falla		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Línea 2	10%	3,188	0,000	0,000	2,307	0,000	0,000	2,358	0,000	0,000
	50%	2,551	0,000	0,000	1,935	0,000	0,000	1,981	0,000	0,000
	80%	2,447	0,000	0,000	1,861	0,000	0,000	1,913	0,000	0,000
Línea 3	10%	2,338	0,000	0,000	1,776	0,000	0,000	1,838	0,000	0,000
	50%	2,013	0,000	0,000	1,537	0,000	0,000	1,614	0,000	0,000
	80%	1,989	0,000	0,000	1,489	0,000	0,000	1,589	0,000	0,000
Línea 4	10%	1,876	0,000	0,000	1,405	0,000	0,000	1,512	0,000	0,000
	50%	1,374	0,000	0,000	1,110	0,000	0,000	1,168	0,000	0,000
	80%	1,143	0,000	0,000	0,958	0,000	0,000	0,997	0,000	0,000
Terminal Sur	---	3,519	0,000	0,000	2,483	0,000	0,000	2,539	0,000	0,000

Tabla 35 Nivel de cortocircuito subtransitorio por central durante falla monofásica con resistencia de falla de 20 Ohm. Casos con aporte de potencia sin mezcla de distintas tecnologías

		Falla monofásica. Fase A. R=20[Ω]			
		Nivel de Cortocircuito en punto de falla, Ikss [kA]			
Ubicación de falla		33% Todas	50% Carbón 50% ERV	50% Eólica 50% Solar	50% Carbón 50% Eólica
Línea 2	10%	3,355	3,353	2,414	3,170
	50%	2,858	2,857	2,119	2,713
	80%	2,947	2,946	2,093	2,792
Línea 3	10%	2,923	2,921	2,100	2,761
	50%	2,389	2,389	1,727	2,240
	80%	2,430	2,430	1,671	2,234
Línea 4	10%	2,433	2,433	1,624	2,213
	50%	1,967	1,967	1,420	1,840
	80%	1,872	1,872	1,377	1,765
Terminal Sur		3,647	3,644	2,572	3,439

Tabla 36 Niveles de cortocircuito subtransitorio en punto de falla durante falla monofásica con resistencia de 20 Ohm. Casos con mezcla de potencia de distintas tecnologías

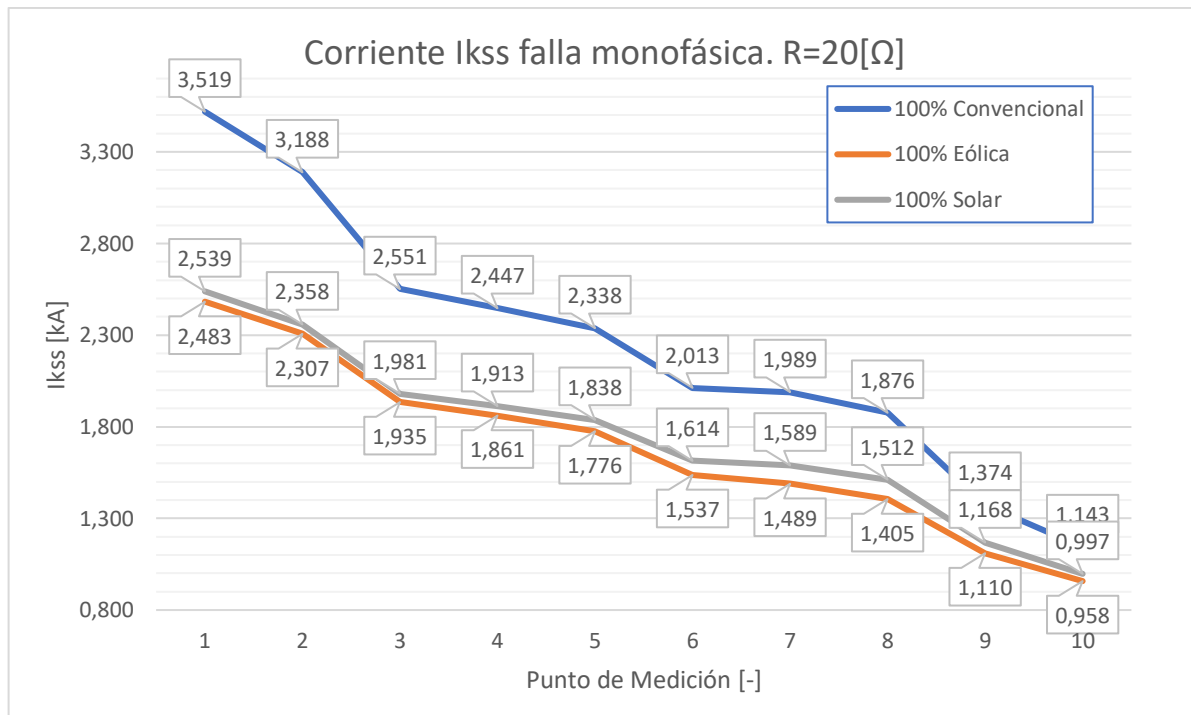


Gráfico 11 Corriente subtransitoria en punto de falla durante falla monofásica con resistencia de falla de 20 Ohm, según punto de medición a la falla.

La diferencia entre falla monofásica con o sin resistencia de falla es solamente una disminución en la corriente de falla proporcional a dicha resistencia, mostrando el mismo comportamiento para los distintos casos, por lo que se concluye que la resistencia de falla no altera el comportamiento de las centrales durante una falla.

D. Disposición gráfica de configuración de protecciones BD propia

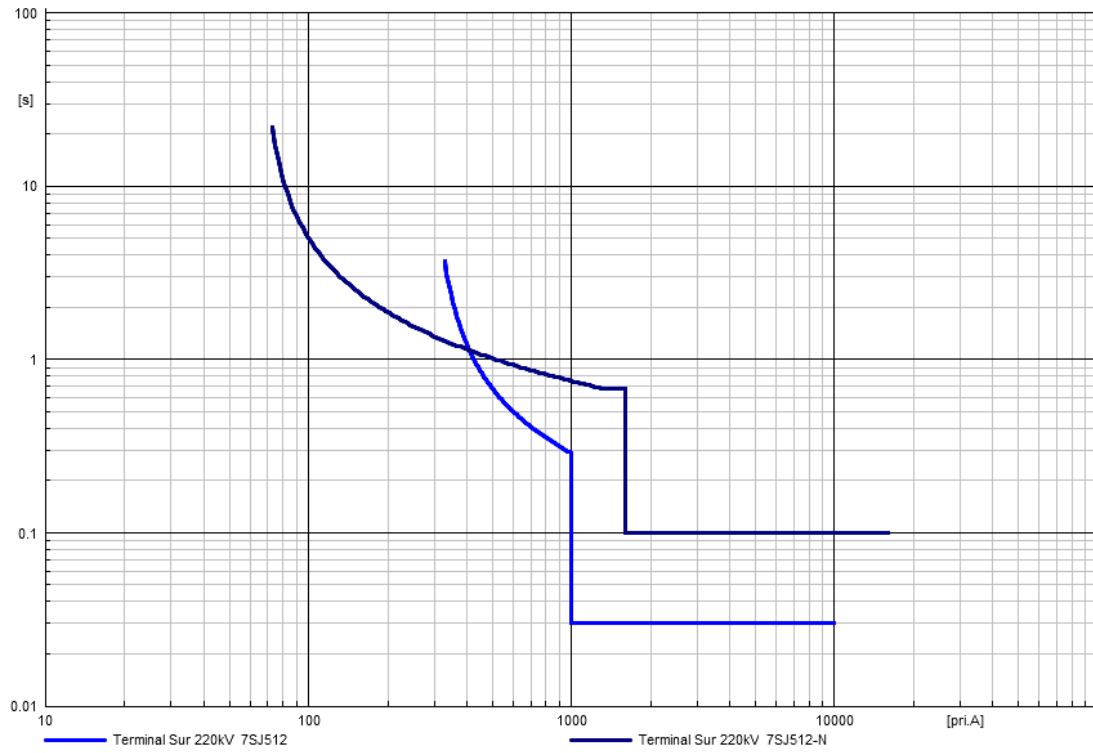


Figura 56 Protecciones de sobrecorriente instantáneas en el Terminal Sur, protegiendo Línea 2 y respaldando Línea 3

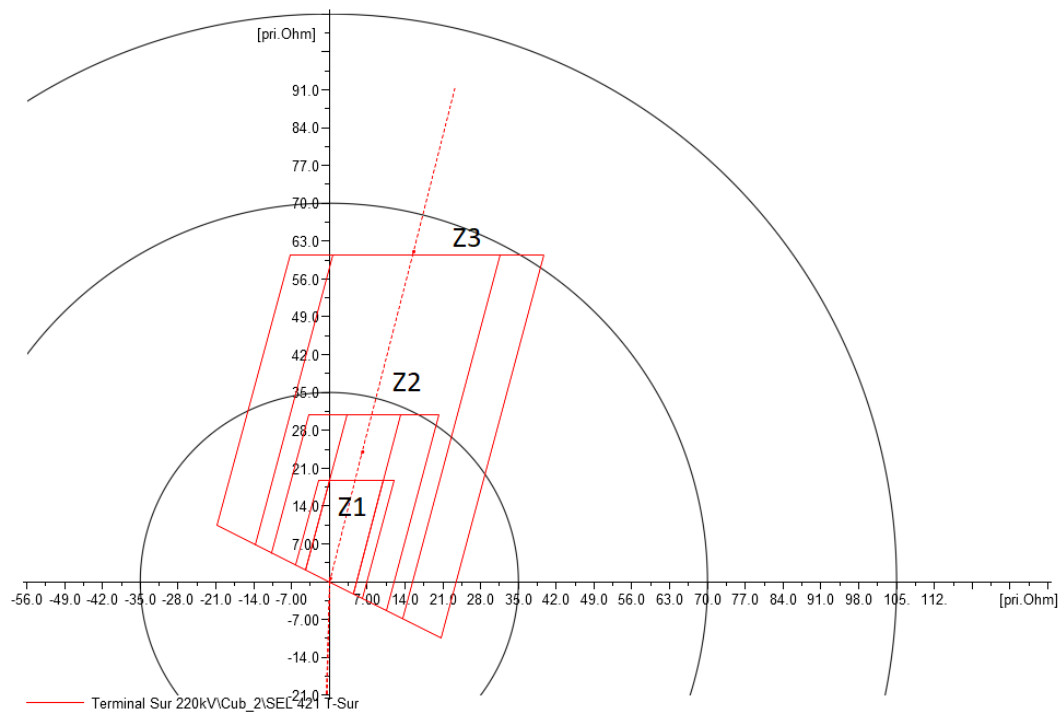


Figura 57 Protecciones de distancia en el Terminal Sur, protegiendo Línea 2 y respaldando Línea 3. Zonas de protección Z1, Z2, y Z3 demarcadas

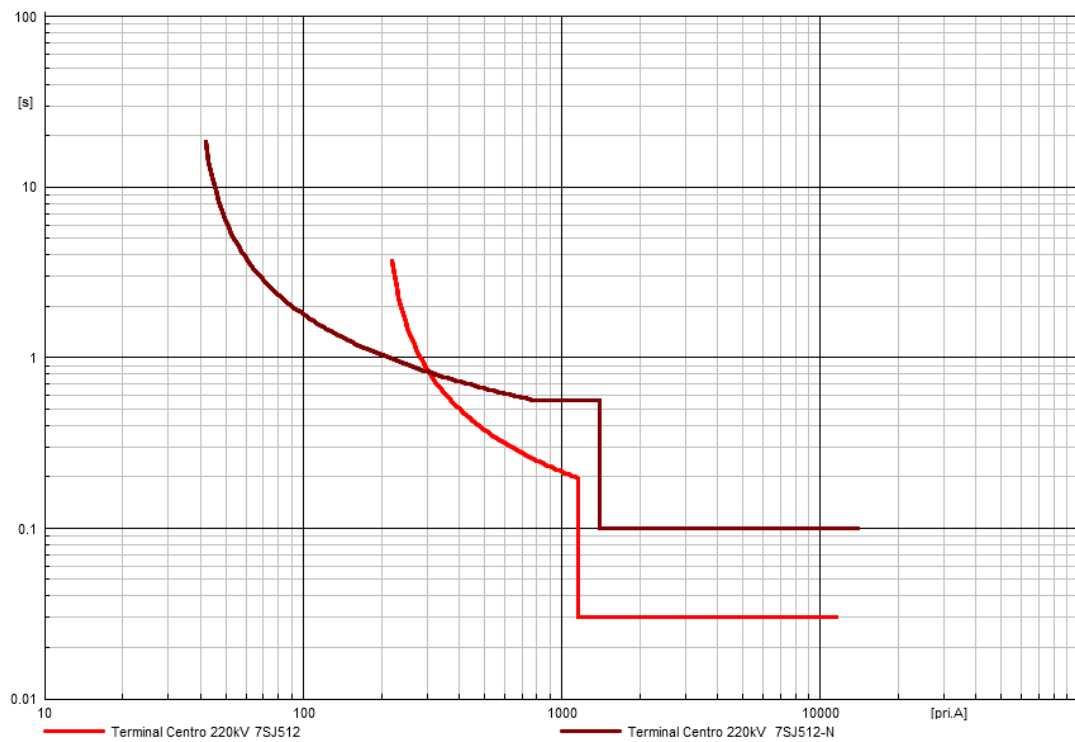


Figura 58 Protecciones de sobrecorriente instantáneas en el Terminal Centro, protegiendo Línea 3 y respaldando Línea 4

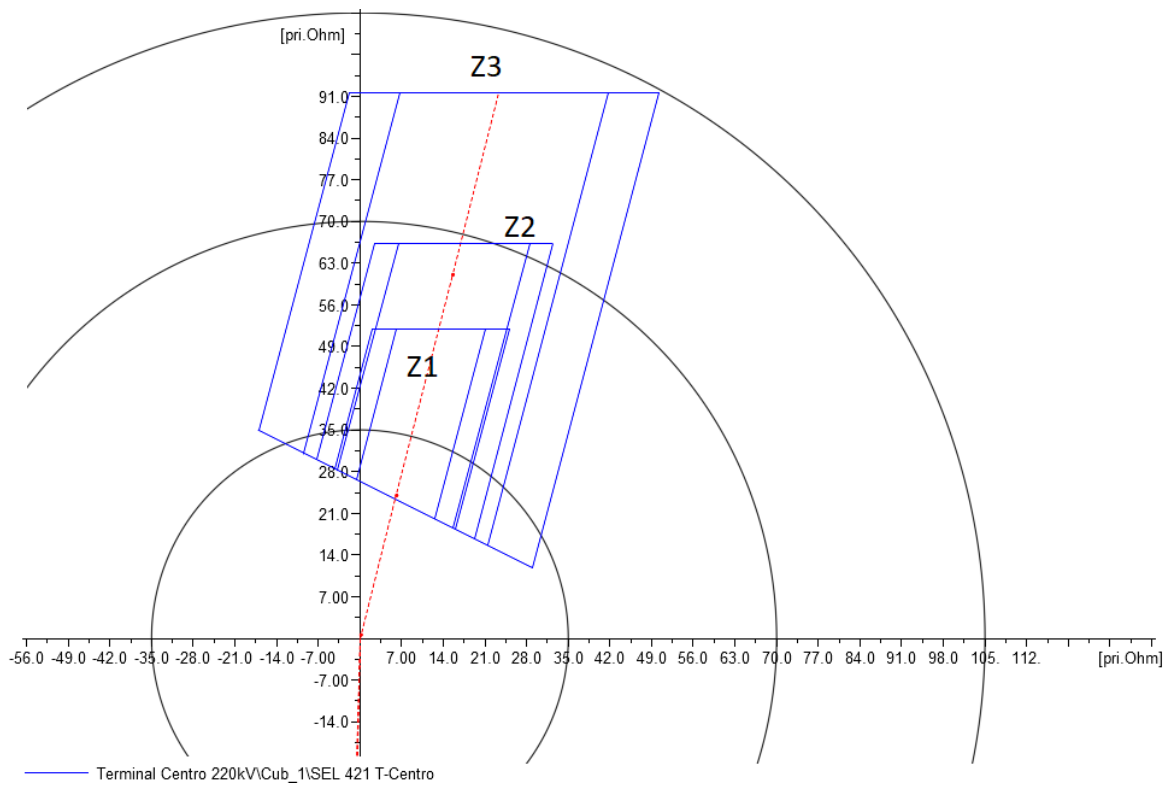


Figura 59 Protecciones de distancia en el Terminal Centro, protegiendo Línea 3 y respaldando Línea 4. Zonas de protección Z1, Z2, y Z3 demarcadas

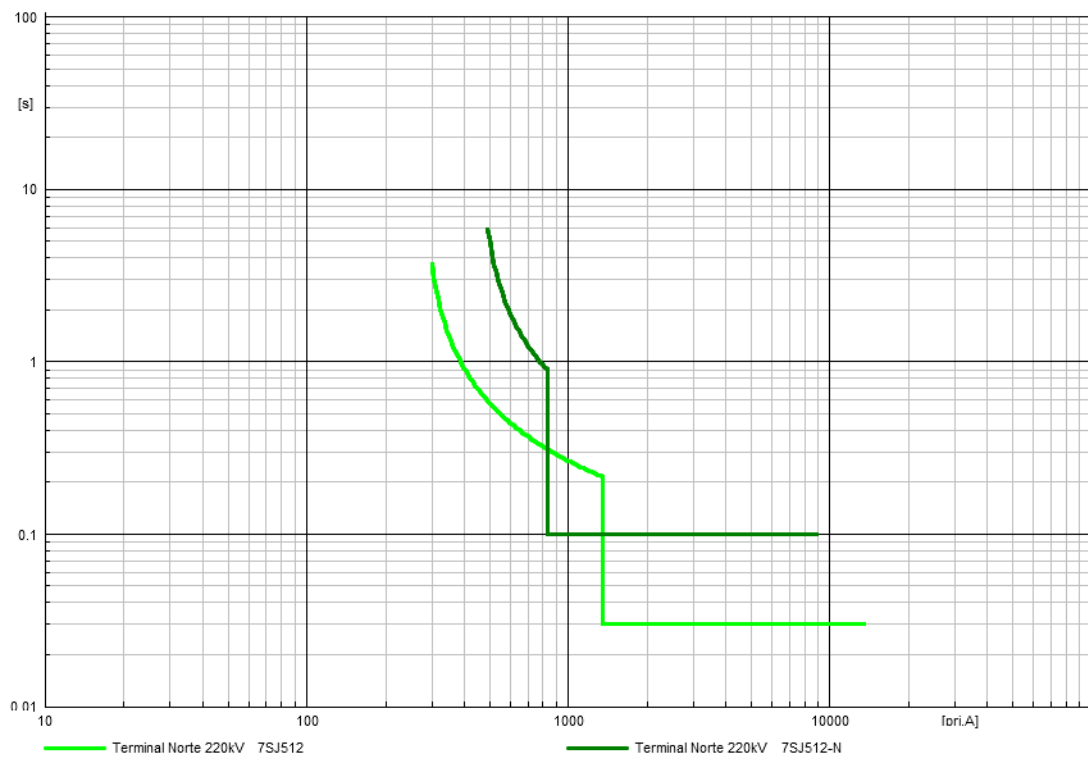


Figura 60 Protecciones de sobrecorriente instantáneas en el Terminal Norte, protegiendo Línea 4

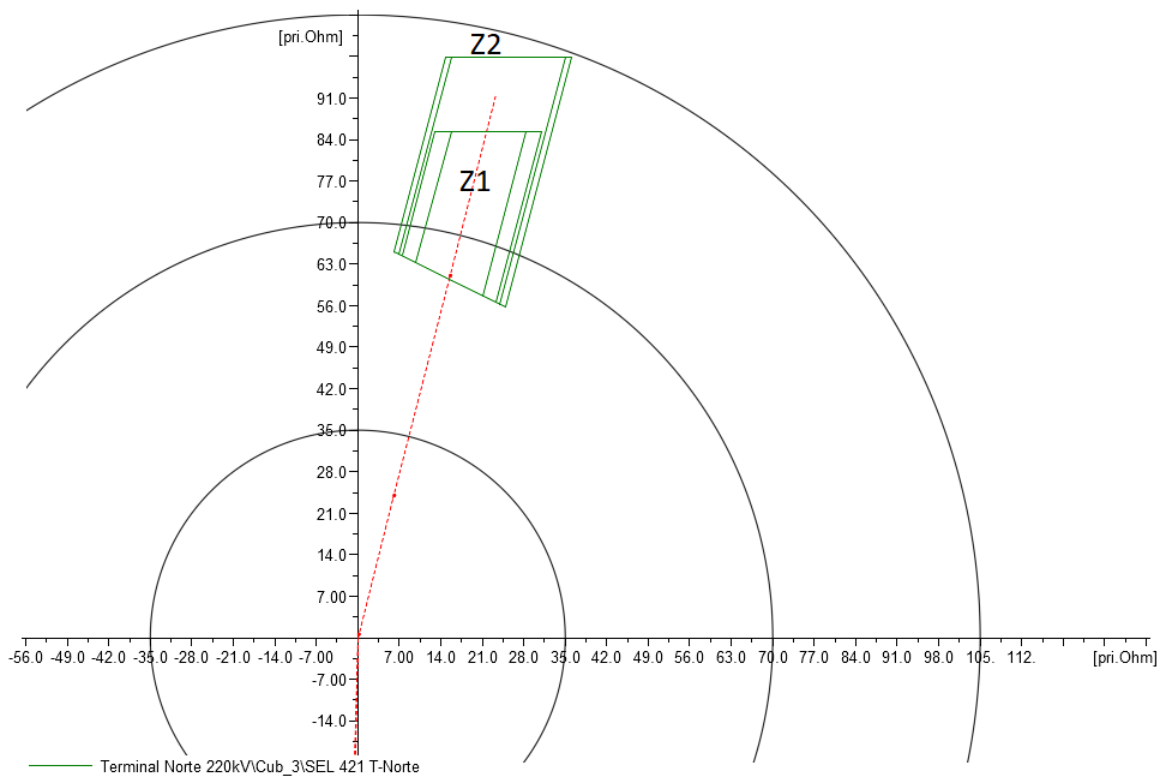


Figura 61 Protecciones de distancia en el Terminal Norte, protegiendo Línea 4. Zonas de protección Z1 y Z2

E. Diagrama Unilineal de la Región Atacama en la Base de Datos nacional perteneciente al CEN

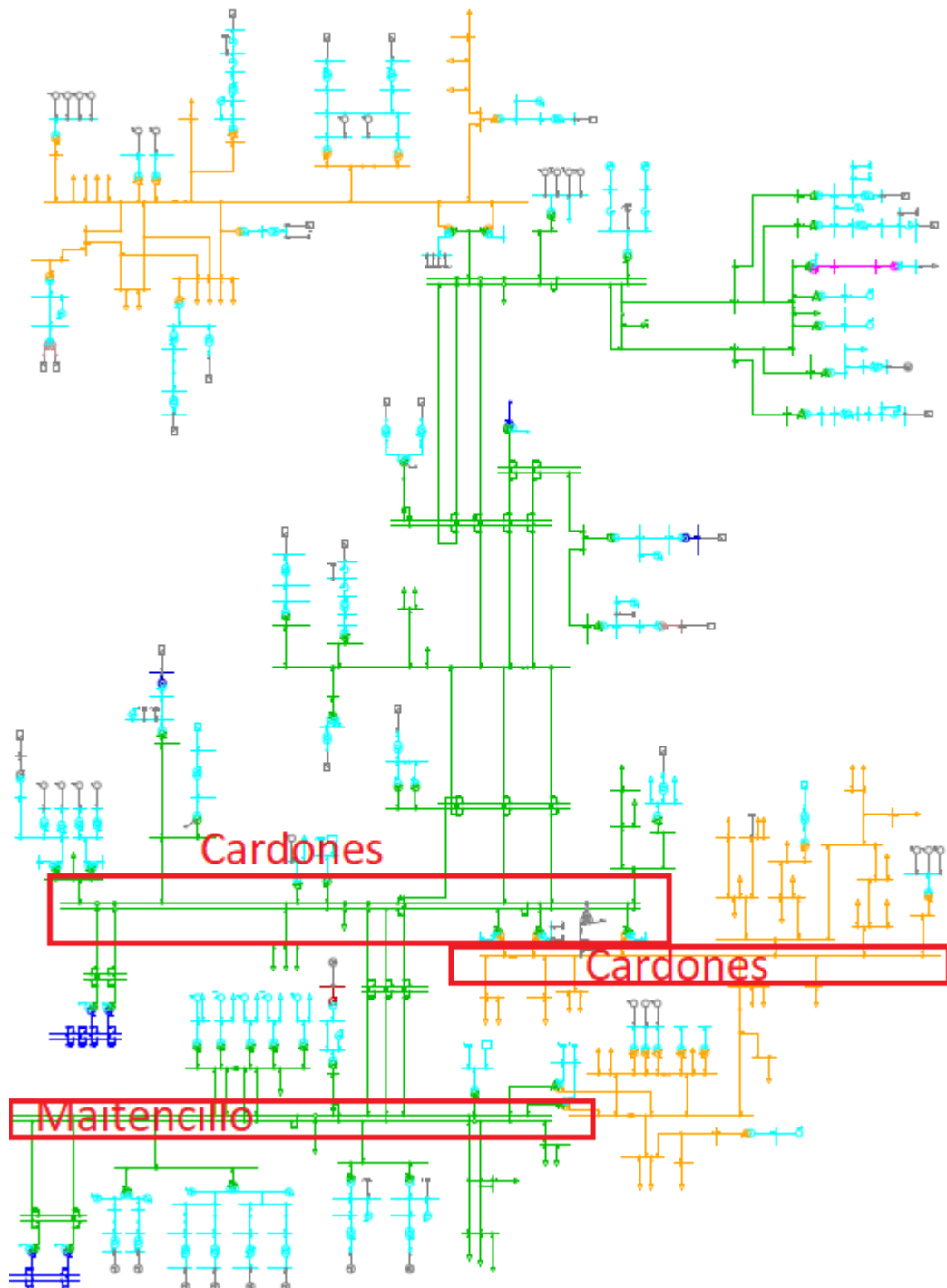


Figura 62 Región Atacama en Base de Datos del SEN perteneciente al CEN. Región completa. Se denotan las Subestaciones Cardones y Maitencillo

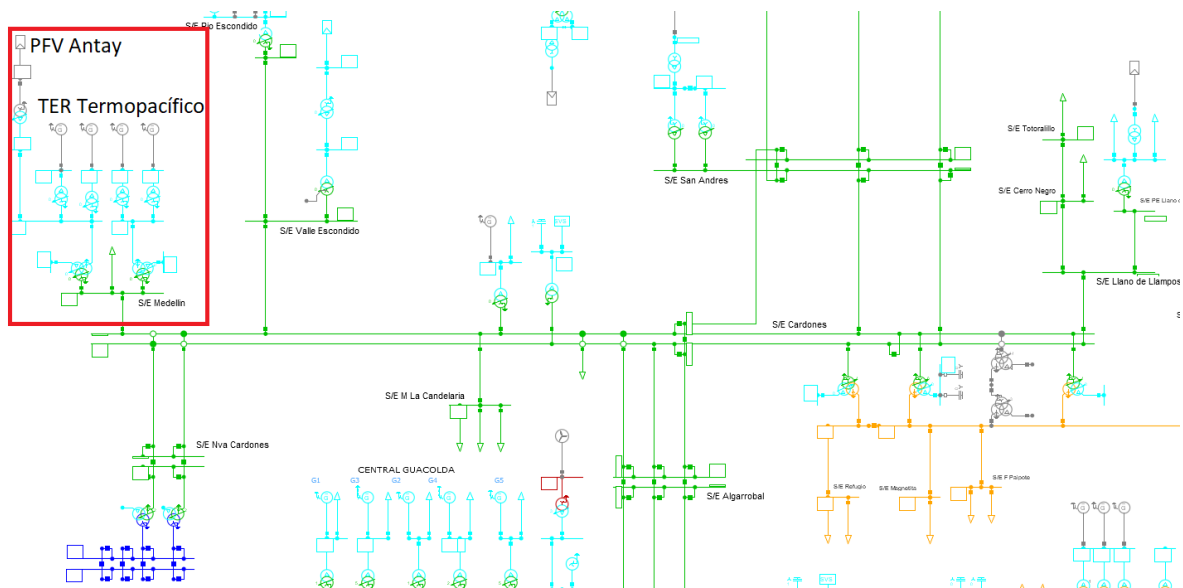


Figura 63 Alrededores de la Subestación Cardones. Se denotan las centrales PFV Antay y TER Termopacífico, ambas unidas en la Subestación Medellín

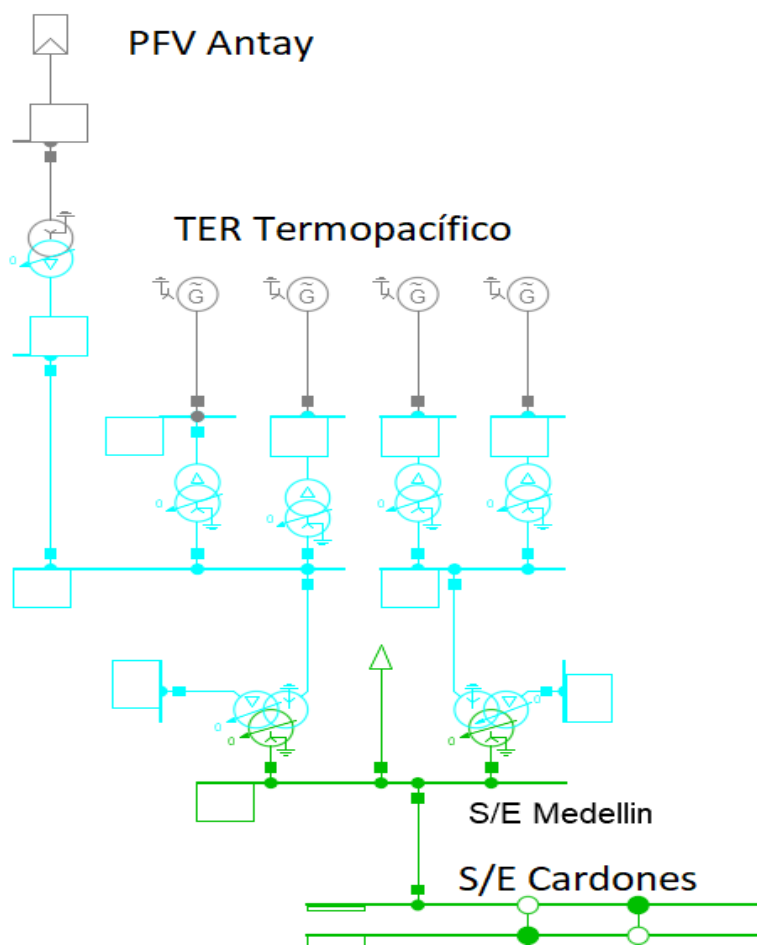


Figura 64 Específico de las centrales PFV Antay y TER Termopacífico. Conexión en Subestación Medellín a Subestación Cardones

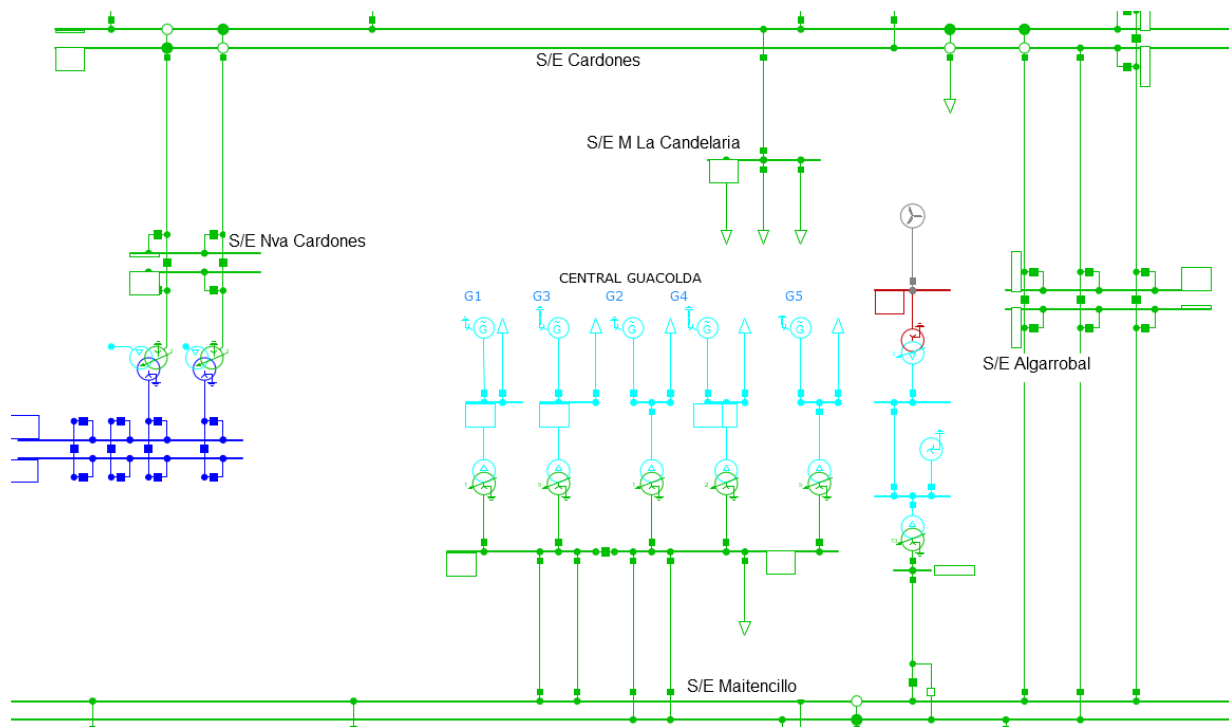


Figura 65 Zona de interés: Subestación Cardones, Subestación Maitencillo, Subestación M La Candelaria, Subestación Nueva Cardones, y Central Térmica Guacolda

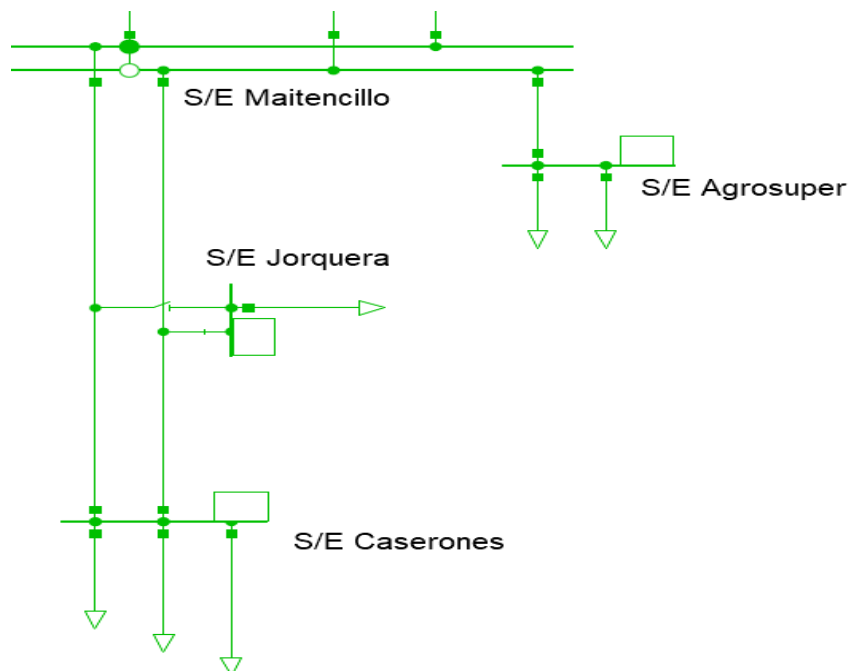


Figura 66 Subestación Caserones y su conexión a Subestación Maitencillo

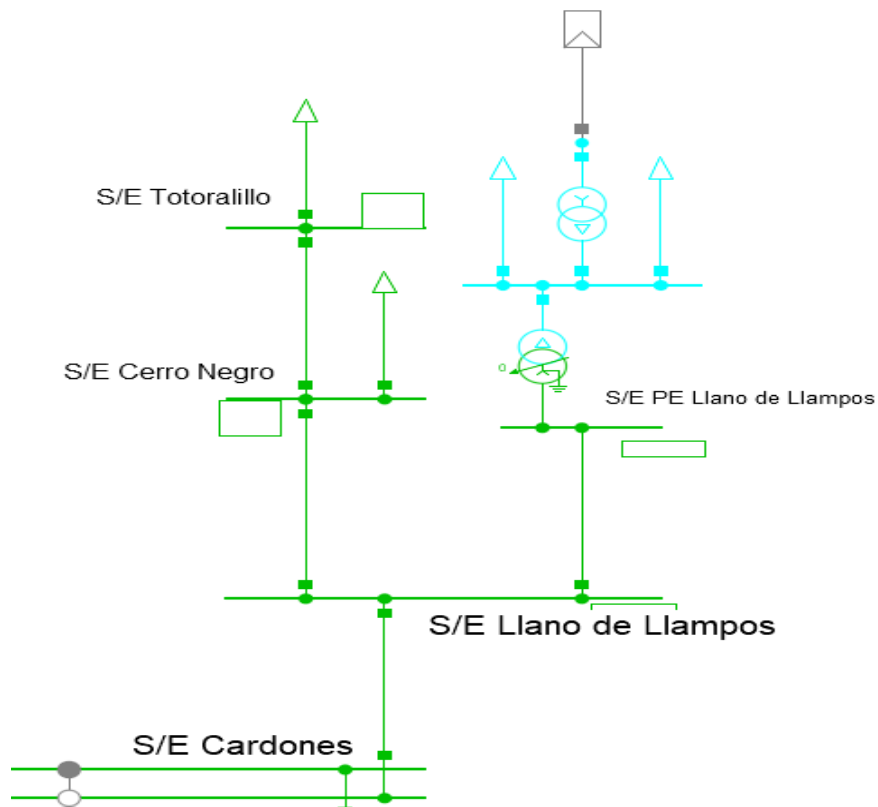


Figura 67 Subestación Cerro Negro y conexión a Subestación Cardones. En alrededores se encuentra PFV Llano de Llampos

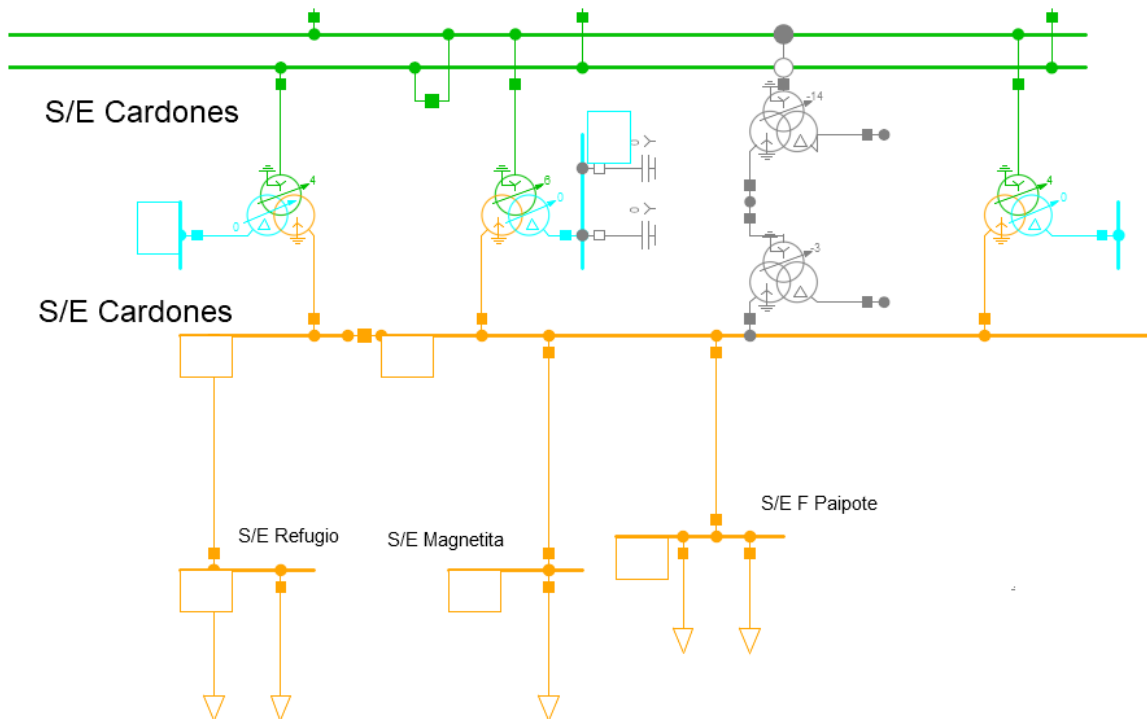


Figura 68 Subestaciones Magnetita, F Paipote, y Refugio. Conexión con Subestación Cardones. S/E Cardones se divide en 2 barras.

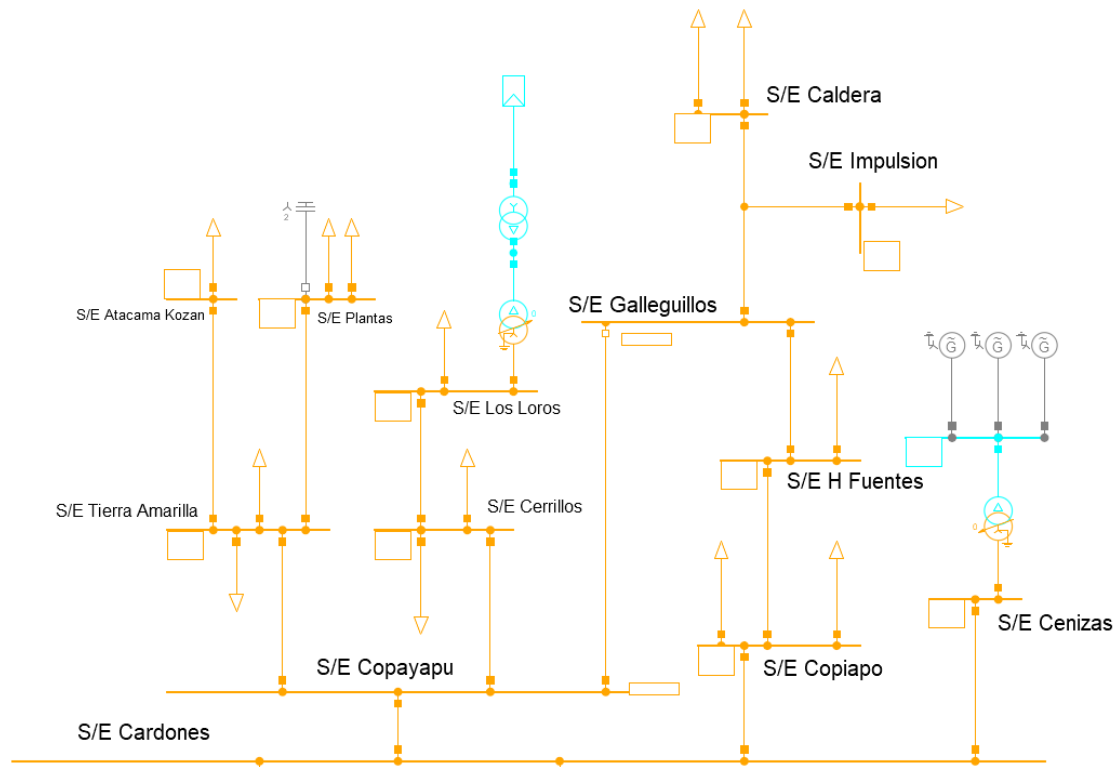


Figura 69 Subestación Tierra Amarilla y su conexión a Subestación Cardones, más alrededores

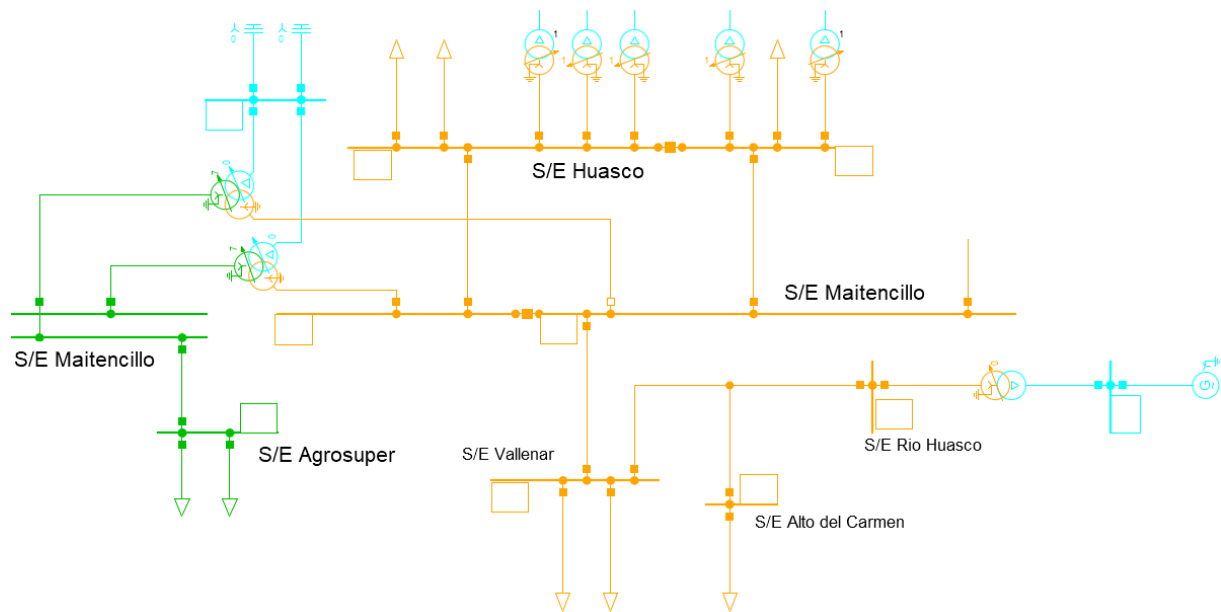


Figura 70 Subestación Vallenar y su conexión a Subestación Maitencillo

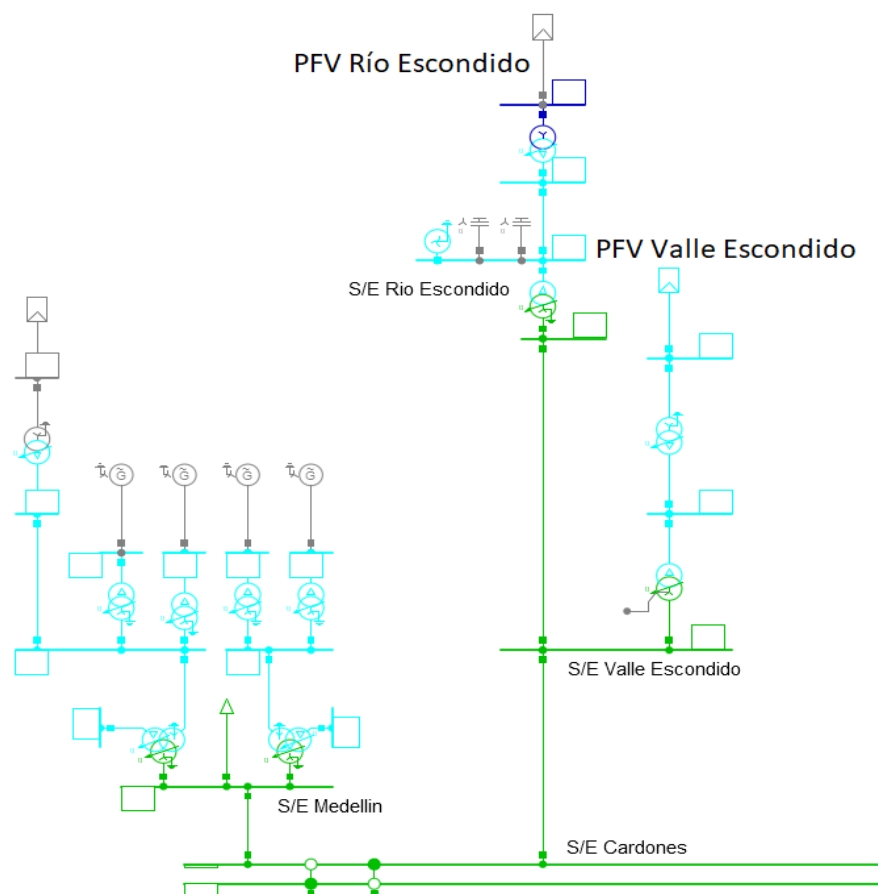


Figura 71 Centrales fotovoltaicas PFV Río Escondido y PFV Valle Escondido, ambas conectadas en la Subestación Valle Escondido

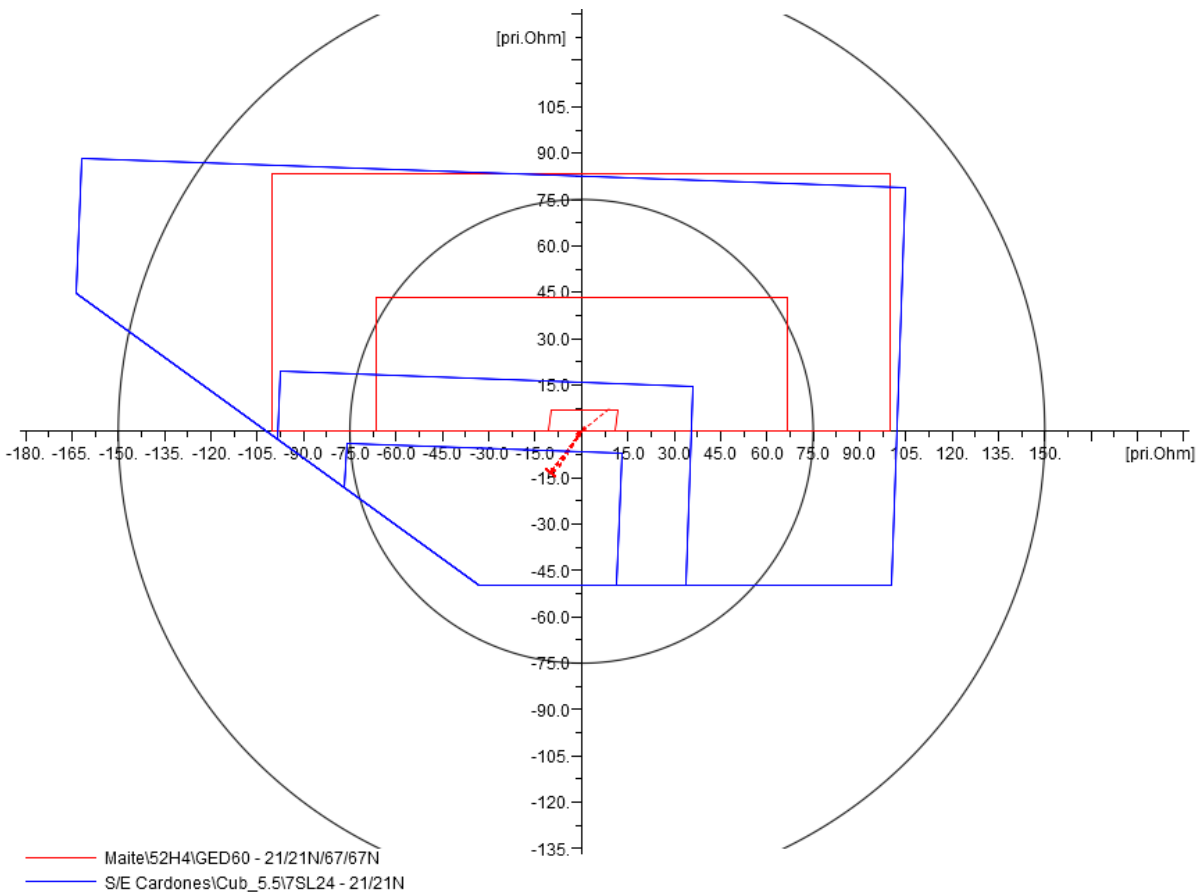


Figura 72 Protecciones a distancia en línea 110[kV] Cardones-Maitencillo-Vallenar 110[kV].

Se aprecia del sistema de protección a distancia que el paño de la subestación Cardones abarca el 80% de la línea Cardones-Maitencillo en su Zona 1, totalidad de la línea en su Zona 2 más la línea Maitencillo-Vallenar, mientras que su Zona 3 protege como respaldo a otra línea conectada en la subestación Vallenar

F. Tablas de tiempo de operación de protecciones instantáneas y de distancia en los distintos casos. BD propia.

Escenario	Ubicación de falla	Tipo de falla	Paño					
			TS_J1		TC_J2		TN_J3	
			Protección	t_op [s]	Protección	t_op [s]	Protección	t_op [s]
Caso 1	10% L2	Falla 3F	50	0,030	51	0,322	-	-
		Falla 1F-T	50	0,030	51	0,335	-	-
	50% L2	Falla 3F	50	0,030	51	0,327	-	-
		Falla 1F-T	50	0,030	51	0,349	-	-
	80% L2	Falla 3F	50	0,030	51	0,314	-	-
		Falla 1F-T	50	0,030	51	0,324	-	-
	10% L3	Falla 3F	51	0,313	50	0,030	-	-
		Falla 1F-T	51	0,309	50	0,030	-	-
	50% L3	Falla 3F	51	0,381	50	0,030	-	-
		Falla 1F-T	51	0,424	50	0,030	-	-
	80% L3	Falla 3F	51	0,440	50	0,030	-	-
		Falla 1F-T	51	0,520	51	0,196	-	-
	10% L4	Falla 3F	51	0,522	51	0,196	50	0,030
		Falla 1F-T	51	0,685	51	0,217	50	0,030
	50% L4	Falla 3F	51	0,702	51	0,219	50	0,030
		Falla 1F-T	51	1,576	51	0,270	50	0,030
	80% L4	Falla 3F	51	0,904	51	0,236	50	0,030
		Falla 1F-T	51N	2,322	51	0,316	50N	0,100

Tabla 37 Operación de protecciones de sobrecorriente debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso base

Escenario	Ubicación de falla	Tipo de falla	Zona operación por paño		
			TS_J1	TC_J2	TN_J3
Caso 1	10% L2	Falla 3F	Z1	-	-
		Falla 1F-T	Z1	-	-
	50% L2	Falla 3F	Z1	-	-
		Falla 1F-T	Z1	-	-
	80% L2	Falla 3F	Z1	-	-
		Falla 1F-T	Z1	-	-
	10% L3	Falla 3F	Z2	Z1	-
		Falla 1F-T	Z2	Z1	-
	50% L3	Falla 3F	Z3	Z1	-
		Falla 1F-T	Z3	Z1	-
	80% L3	Falla 3F	-	Z2	-
		Falla 1F-T	-	Z2	-
	10% L4	Falla 3F	-	Z3	Z1
		Falla 1F-T	-	Z3	Z1
	50% L4	Falla 3F	-	-	Z1
		Falla 1F-T	-	-	Z1
	80% L4	Falla 3F	-	-	Z2
		Falla 1F-T	-	-	Z2

Tabla 38 Operación de protecciones de distancia debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso base

Escenario	Ubicación de falla	Tipo de falla	Paño					
			TS_J1		TC_J2		TN_J3	
			Protección	t_op [s]	Protección	t_op [s]	Protección	t_op [s]
Caso 2	10% L2	Falla 3F	50	0,030	51	0,480	-	-
		Falla 1F-T	50	0,030	51N	1,042	-	-
	50% L2	Falla 3F	50	0,030	51	0,491	-	-
		Falla 1F-T	50	0,030	51N	0,820	-	-
	80% L2	Falla 3F	50	0,030	51	0,468	-	-
		Falla 1F-T	50	0,030	51N	0,729	-	-
	10% L3	Falla 3F	51	0,349	50	0,030	-	-
		Falla 1F-T	51	0,366	50	0,030	-	-
	50% L3	Falla 3F	51	0,424	50	0,030	-	-
		Falla 1F-T	51	0,504	50	0,030	-	-
	80% L3	Falla 3F	51	0,492	50	0,030	-	-
		Falla 1F-T	51	0,622	51	0,209	-	-
	10% L4	Falla 3F	51	0,582	51	0,204	50	0,030
		Falla 1F-T	51	0,812	51	0,227	50	0,030
	50% L4	Falla 3F	51	0,767	51	0,224	50	0,030
		Falla 1F-T	51	1,768	51	0,271	50N	0,100
	80% L4	Falla 3F	51	0,974	51	0,240	51	0,227
		Falla 1F-T	-	-	51	0,309	50N	0,100

Tabla 39 Operación de protecciones de sobrecorriente debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso netamente eólico

Escenario	Ubicación de falla	Tipo de falla	Zona operación por paño		
			TS_J1	TC_J2	TN_J3
Caso 2	10% L2	Falla 3F	Z1	-	-
		Falla 1F-T	Z1	-	-
	50% L2	Falla 3F	Z1	-	-
		Falla 1F-T	Z1	-	-
	80% L2	Falla 3F	Z1	-	-
		Falla 1F-T	Z1	-	-
	10% L3	Falla 3F	Z2	Z1	-
		Falla 1F-T	Z2	Z1	-
	50% L3	Falla 3F	Z3	Z1	-
		Falla 1F-T	Z3	Z1	-
	80% L3	Falla 3F	-	Z2	-
		Falla 1F-T	-	Z2	-
	10% L4	Falla 3F	-	Z3	Z1
		Falla 1F-T	-	Z3	Z1
	50% L4	Falla 3F	-	-	Z1
		Falla 1F-T	-	-	Z1
	80% L4	Falla 3F	-	-	Z2
		Falla 1F-T	-	-	Z2

Tabla 40 Operación de protecciones de distancia debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso netamente eólico

Escenario	Ubicación de falla	Tipo de falla	Paño					
			TS_J1		TC_J2		TN_J3	
			Protección	t_op [s]	Protección	t_op [s]	Protección	t_op [s]
Caso 3	10% L2	Falla 3F	50	0,030	51	0,266	-	-
		Falla 1F-T	50	0,030	51	0,672	51	1,826
	50% L2	Falla 3F	50	0,030	51	0,268	-	-
		Falla 1F-T	50	0,030	51	0,664	51	2,034
	80% L2	Falla 3F	50	0,030	51	0,258	-	-
		Falla 1F-T	50	0,030	51	0,561	51	2,028
	10% L3	Falla 3F	51	0,377	50	0,030	-	-
		Falla 1F-T	51	0,371	50	0,030	51	1,994
	50% L3	Falla 3F	51	0,458	50	0,030	-	-
		Falla 1F-T	51	0,515	50	0,030	51	1,937
	80% L3	Falla 3F	51	0,533	51	0,197	-	-
		Falla 1F-T	51	0,641	51	0,211	51	1,869
	10% L4	Falla 3F	51	0,647	51	0,212	50	0,030
		Falla 1F-T	51	0,855	51	0,231	50	0,030
	50% L4	Falla 3F	51	0,966	51	0,240	50	0,030
		Falla 1F-T	51	2,070	51	0,279	50N	0,100
	80% L4	Falla 3F	51	1,399	51	0,262	50	0,030
		Falla 1F-T	51N	3,621	51	0,320	50N	0,100

Tabla 41 Operación de protecciones de sobrecorriente debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso netamente fotovoltaico

Escenario	Ubicación de falla	Tipo de falla	Zona operación por paño		
			TS_J1	TC_J2	TN_J3
Caso 3	10% L2	Falla 3F	Z1	-	-
		Falla 1F-T	Z1	-	-
	50% L2	Falla 3F	Z1	-	-
		Falla 1F-T	Z1	-	-
	80% L2	Falla 3F	Z1	-	-
		Falla 1F-T	Z1	-	-
	10% L3	Falla 3F	Z2	Z1	-
		Falla 1F-T	Z2	Z1	-
	50% L3	Falla 3F	Z3	Z1	-
		Falla 1F-T	Z3	Z1	-
	80% L3	Falla 3F	-	Z2	-
		Falla 1F-T	-	Z2	-
	10% L4	Falla 3F	-	Z3	Z1
		Falla 1F-T	-	Z3	Z1
	50% L4	Falla 3F	-	-	Z1
		Falla 1F-T	-	-	Z1
	80% L4	Falla 3F	-	-	Z2
		Falla 1F-T	-	-	Z2

Tabla 42 Operación de protecciones de distancia debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso netamente fotovoltaico

Escenario	Ubicación de falla	Tipo de falla	Paño					
			TS_J1		TC_J2		TN_J3	
			Protección	t_op [s]	Protección	t_op [s]	Protección	t_op [s]
Caso 4	10% L2	Falla 3F	50	0,030	50	0,030	-	-
		Falla 1F-T	50	0,030	51	0,253	-	-
	50% L2	Falla 3F	50	0,030	50	0,030	-	-
		Falla 1F-T	50	0,030	51	0,263	-	-
	80% L2	Falla 3F	50	0,030	50	0,030	-	-
		Falla 1F-T	50	0,030	51	0,245	-	-
	10% L3	Falla 3F	50	0,030	50	0,030	-	-
		Falla 1F-T	50	0,030	50	0,030	-	-
	50% L3	Falla 3F	51	0,319	50	0,030	-	-
		Falla 1F-T	51	0,392	50	0,030	-	-
	80% L3	Falla 3F	51	0,369	50	0,030	-	-
		Falla 1F-T	51	0,467	50	0,030	-	-
	10% L4	Falla 3F	51	0,454	50	0,030	50	0,030
		Falla 1F-T	51	0,615	51	0,209	50	0,030
	50% L4	Falla 3F	51	0,723	51	0,222	50	0,030
		Falla 1F-T	51	1,990	51	0,282	50	0,030
	80% L4	Falla 3F	51	1,095	51	0,252	50	0,030
		Falla 1F-T	-	-	51	0,349	50	0,030

Tabla 43 Operación de protecciones de sobrecorriente debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso generación combinada

Escenario	Ubicación de falla	Tipo de falla	Zona operación por paño		
			TS_J1	TC_J2	TN_J3
Caso 4	10% L2	Falla 3F	Z1	-	-
		Falla 1F-T	Z1	-	-
	50% L2	Falla 3F	Z1	-	-
		Falla 1F-T	Z1	-	-
	80% L2	Falla 3F	Z1	-	-
		Falla 1F-T	Z1	-	-
	10% L3	Falla 3F	Z2	Z1	-
		Falla 1F-T	Z2	Z1	-
	50% L3	Falla 3F	Z3	Z1	-
		Falla 1F-T	Z3	Z1	-
	80% L3	Falla 3F	-	Z2	-
		Falla 1F-T	-	Z2	-
	10% L4	Falla 3F	-	Z3	Z1
		Falla 1F-T	-	Z3	Z1
	50% L4	Falla 3F	-	-	Z1
		Falla 1F-T	-	-	Z1
	80% L4	Falla 3F	-	-	Z2
		Falla 1F-T	-	-	Z2

Tabla 44 Operación de protecciones de distancia debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso generación combinada

Escenario	Ubicación de falla	Tipo de falla	Paño					
			TS_J1		TC_J2		TN_J3	
			Protección	t_op [s]	Protección	t_op [s]	Protección	t_op [s]
Caso 5	10% L2	Falla 3F	50	0,030	51	0,220	-	-
		Falla 1F-T	50	0,030	51	0,532	51	1,441
	50% L2	Falla 3F	50	0,030	51	0,221	-	-
		Falla 1F-T	50	0,030	51	0,511	51	1,655
	80% L2	Falla 3F	50	0,030	51	0,213	-	-
		Falla 1F-T	50	0,030	51	0,441	51	1,662
	10% L3	Falla 3F	51	0,314	50	0,030	-	-
		Falla 1F-T	51	0,352	50	0,030	51	1,643
	50% L3	Falla 3F	51	0,382	50	0,030	-	-
		Falla 1F-T	51	0,489	50	0,030	51	1,646
	80% L3	Falla 3F	51	0,442	50	0,030	-	-
		Falla 1F-T	51	0,603	51	0,206	51	1,522
	10% L4	Falla 3F	51	0,539	51	0,199	50	0,030
		Falla 1F-T	51	0,801	51	0,226	50	0,030
	50% L4	Falla 3F	51	0,826	51	0,231	50	0,030
		Falla 1F-T	51	2,201	51	0,281	50	0,030
	80% L4	Falla 3F	51	1,221	51	0,256	50	0,030
		Falla 1F-T	51N	1,851	51	0,329	50N	0,100

Tabla 45 Operación de protecciones de sobrecorriente debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso generación netamente ERV

Escenario	Ubicación de falla	Tipo de falla	Zona operación por paño		
			TS_J1	TC_J2	TN_J3
Caso 5	10% L2	Falla 3F	Z1	-	-
		Falla 1F-T	Z1	-	-
	50% L2	Falla 3F	Z1	-	-
		Falla 1F-T	Z1	-	-
	80% L2	Falla 3F	Z1	-	-
		Falla 1F-T	Z1	-	-
	10% L3	Falla 3F	Z2	Z1	-
		Falla 1F-T	Z2	Z1	-
	50% L3	Falla 3F	Z3	Z1	-
		Falla 1F-T	Z3	Z1	-
	80% L3	Falla 3F	-	Z2	-
		Falla 1F-T	-	Z2	-
	10% L4	Falla 3F	-	Z3	Z1
		Falla 1F-T	-	Z3	Z1
	50% L4	Falla 3F	-	-	Z1
		Falla 1F-T	-	-	Z1
	80% L4	Falla 3F	-	-	Z2
		Falla 1F-T	-	-	Z2

Tabla 46 Operación de protecciones de distancia debido a simulación de cortocircuitos monofásico y trifásico en sistema de potencia de prueba. Caso generación netamente ERV