

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARIA

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Valparaíso – Chile



“EVALUACIÓN DE UN SISTEMA AISLADO DE TIERRA DE UN PARQUE EÓLICO Y ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DE SUS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN ANTE FALLAS A TIERRA.”

Andrés Huidobro Marín

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

Profesor Guía

Esteban Pulido

Correferente

Salvador Luque

15 de Abril de 2024

RESUMEN

El presente trabajo realiza un análisis exhaustivo del comportamiento de las fallas a tierra en un sistema aislado de tierra y, a partir de éste, obtener resultados prácticos que sean útiles para mejorar el desempeño del sistema de protecciones de los Parques Eólicos (PE), considerando tanto aspectos constructivos del Parque, relacionados con su reactor de aterrizamiento, como aspectos relacionados a las funciones de protección utilizadas y sus ajustes.

Los PE cuentan con una zona aislada de tierra, ya que su sistema colector se encuentra entre los devanados en conexión delta del transformador elevador a alta tensión y de los transformadores asociados a cada aerogenerador. Esto ocasiona problemas con la sensibilidad de las corrientes de cortocircuito y con la identificación de su direccionalidad, provocando errores en la operación de las funciones de protección del parque.

La zona aislada de tierra es aterrizada, en la gran mayoría de los casos, mediante un reactor zigzag. Sin embargo, su presencia no termina de solucionar los problemas ocasionados por esta condición al parque. Se evidencia, por ejemplo, que la protección diferencial de transformador no logra detectar las fallas internas debido a su falta de direccionalidad. Un correcto dimensionamiento del reactor zigzag podría ayudar a solucionar este problema, pero al realizar un catastro de distintos PE nacionales y sus características, nos damos cuenta de que no hay rigurosidad en la elección del tamaño de este equipo en casi ningún PE.

Aunque la literatura existente entrega algunas pistas para obtener un reactor correctamente dimensionado, los problemas de los PE y sus protecciones no son abarcados en su totalidad en prácticamente ningún artículo científico, norma o guía de aplicación. Por lo mismo, este trabajo propone una metodología para dimensionar correctamente el reactor zigzag, basado en las características constructivas del parque y buscando mejorar el desempeño de su sistema de protección. La metodología propuesta se guía por el tamaño de su transformador elevador, la capacitancia de secuencia cero de su sistema colector y la intención de incluir una protección de tierra restringida (87N) que proteja correctamente la zona del transformador de poder.

Junto con lo anterior, se realiza un análisis teórico de fallas a tierra en sistemas aislados, y se lleva a cabo la evaluación de un PE real y el desempeño de su sistema de protección ante fallas a tierra. De esta forma, se logran evidenciar los problemas existentes en la operación de las protecciones del PE real, con el fin de dar recomendaciones que ayuden a planificar correctamente su sistema de protecciones y mejorar su desempeño ante fallas a tierra.

Estas recomendaciones incluyen: uso de protección diferencial de tierra restringida para el transformador de poder, preferencia de relés GE T60 para la zona del transformador en lugar de los SEL, ABB y SIEMENS, reajuste de protecciones de sobrecorriente residual, entre otras recomendaciones menores. Estas recomendaciones se complementan con un correcto dimensionamiento del reactor, mediante la metodología que se propone.

ABSTRACT

This document does a comprehensive analysis of the behavior of earth faults in an ungrounded system, and, from that point, it obtains practical results that are useful for the improvement of protection systems in wind farms. It considers technical bearings, related to grounding transformers, and also aspects related to used protection functions and their adjustments.

Wind farms, in their most usual configurations, includes an ungrounded zone. This happens because the collector net is located between transformer's delta windings: the one from the medium voltage side of the elevator transformers, and the ones from each aerogenerator transformer. This causes issues in short-circuit currents sensibility and perception of its directionality, triggering errors in the operation of protective functions.

Wind farms ungrounded areas are usually grounded through a zigzag transformer. However, its presence doesn't solve all the problems caused by this condition. It shows, for example, that the transformers differential protection does not perceive internal faults because of this lack of directionality.

Although existing literature gives some clues about reactors sizing, the problems associated to wind farms and its protection systems are not fully covered in practically any scientific publication. Hereby, this investigation proposes a methodology to calculate a proper sizing of the zigzag transformer, based on the constructive characteristics of the wind farm and looking for improvement of its protection system performance. The proposed methodology is guided by the size of the wind farms elevator transformer, the zero sequence capacitance of the collector net, and the intention of including a restricted earth fault differential protection (87N) that safeguards the elevator transformer zone correctly.

Besides, the investigation also includes a theoretical analysis of earth faults in ungrounded systems, along with an evaluation of a real wind farms system protection, testing its performance under earth fault conditions. This way, the existing problems in this particular wind farm are evidenced, with the final purpose of giving recommendations that will help to improve its system protection performance and wind farms protection systems planning in general.

These recommendations includes: use of restricted earth fault differential protections, preference for GE T60 relays in this matter, despite of SEL, ABB and SIEMENS relays, readjustment of overcurrent functions, along with other minor recommendations. This are complemented with a correct zigzag transformer sizing, through the proposed sizing methodology.

AGRADECIMIENTOS

Se me hace necesario extenderme un poco en los agradecimientos de este trabajo, ya que ha sido un largo proceso, con complicaciones, altos y bajos, el que mediante este documento llega a su fin.

Si bien en ocasiones faltó motivación, dirección y certezas a lo largo de este camino, lo que nunca ha faltado ha sido apoyo.

A mi familia, que han sido un constante alivio desde siempre;

A Javi, por su compañía y apoyo constante durante la realización de este trabajo;

A mis amigos, quienes me han acompañado y apoyado incondicionalmente, y enseñado tanto o más que la misma Universidad durante todo este tiempo;

A los compañeros/as con los que tuve la suerte de compartir, que han hecho de mi paso por esta institución un aprendizaje no solo técnico y académico, sino que humano y comunitario, recordándome que no solo venimos aquí a estudiar, sino que debemos ser actores activos de este y todos los espacios que habitamos;

Especialmente a Iñaki, Sofía, Camila y Gato, sin quienes mi paso por Eléctrica no hubiera sido lo mismo;

Al profesor Esteban, que quizás sin saberlo me motivó a reencantarme con esta carrera y me guio en este largo proceso;

A Salvador, que me ayudó enormemente en este trabajo, permitiéndome encontrarle dirección a sus objetivos;

A Shino y Charli, compañeros gatunos de largas noches de estudio y trabajo;

A todes quienes fueron partícipes de alguna forma en este proceso;

¡Muchas gracias de todo corazón!

GLOSARIO

AT: Alta Tensión

BT: Baja Tensión

DS PF: DIgSILENT Power Factory

ECAP: Estudio de Coordinación y Ajuste de Protecciones

MS: Mallas de Secuencia

MT: Media Tensión

NT: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

PE: Parque Eólico

PFV: Parque Solar Fotovoltaico

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia

TTCC: Transformador de Corriente

ÍNDICE

RESUMEN	2
ABSTRACT	3
AGRADECIMIENTOS	4
GLOSARIO	5
ÍNDICE DE FIGURAS	8
ÍNDICE DE TABLAS	10
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	11
1.1 OBJETIVO GENERAL	12
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	12
CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO	13
2.1 SISTEMAS AISLADOS DE TIERRA	13
2.2. PARQUES EÓLICOS Y SOLARES FOTOVOLTAICOS	15
2.3. REACTOR ZIGZAG	19
2.4. SISTEMAS DE PROTECCIÓN	21
CAPÍTULO 3: PROTECCIONES EN PARQUES EÓLICOS, CARACTERÍSTICAS Y PROBLEMÁTICAS	26
3.1. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN HABITUALES EN PE Y PFV Y SUS CARACTERÍSTICAS	26
3.2. PROBLEMÁTICAS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN SISTEMAS AISLADOS DE TIERRA	30
CAPÍTULO 4: ANÁLISIS TEÓRICO DE FALLAS A TIERRA	37
4.1. MALLAS DE SECUENCIA	37
4.2. ANÁLISIS DE VARIABLES DE FALLA	41
4.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD: INFLUENCIA DE UBICACIÓN DE FALLA, DEL REACTOR ZIGZAG Y DE CORRIENTES CAPACITIVAS EN SISTEMAS AISLADOS DE TIERRA ANTE FALLAS A TIERRA	44
CAPÍTULO 5: DIMENSIONAMIENTO DEL REACTOR ZIGZAG	48
5.1. ANÁLISIS DEL PROBLEMA: REACTOR ZIGZAG EN PE NACIONALES	48
5.2. PROPUESTA DE DIMENSIONAMIENTO	49
5.3. OPCIONES ADICIONALES DE ATERRIZAMIENTO	56

CAPÍTULO 6: EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES PARA FALLAS EN EL SISTEMA AISLADO DE TIERRA DE UN PARQUE EÓLICO	63
6.1. REVISIÓN Y ANÁLISIS DE REGISTROS OSCILOGRÁFICOS REALES ..	65
6.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD, SELECTIVIDAD Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES: PROBLEMAS IDENTIFICADOS	70
6.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD, SELECTIVIDAD Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES: SOLUCIONES Y RECOMENDACIONES	78
CONCLUSIONES Y CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS	88
REFERENCIAS	92

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Mallas de secuencia para una falla de una fase a tierra en un sistema aislado. .	14
Figura 2.2: Circuito equivalente para malla de secuencia 0 de un transformador Ynd9. [3]	14
Figura 2.3: Configuración tradicional de un Parque Eólico. [4]	16
Figura 2.4: Diagrama Unilineal de PFV Sol de los Andes. [6]	18
Figura 2.5: Conexión de un reactor zigzag a las fases del sistema. [8]	19
Figura 2.6: Devanados de un reactor zigzag. [8]	20
Figura 2.7: Influencia del reactor zigzag en las mallas de secuencia de un sistema. [8]	20
Figura 2.8: Relé de protección SEL-351.	22
Figura 2.9: Transformadores de corriente en una SE.	22
Figura 3.1: Ubicación de relés de protección y TTCC en PE Sarco. [10]	27
Figura 3.2: Ejemplo de zonas de protección en un sistema eléctrico.	28
Figura 3.3: Tiempos de operación para falla en los circuitos de carga del sistema de ejemplo.	29
Figura 3.4: Mallas de secuencia para una falla monofásica, incluyendo el reactor zigzag. .	31
Figura 3.5: Simulación en DS PF para falla externa e interna a la zona del transformador. 32	
Figura 3.6: Comportamiento de las corrientes en la zona del transformador de poder (incluyendo reactor zigzag) para: (a) Operación normal. (b) Falla externa. (c) Falla interna.	33
Figura 3.7: Operación de una protección 87T para falla monofásica interna a la zona del transformador en un sistema convencional no aislado.	35
Figura 3.8: Operación de la protección 87T para falla monofásica interna a la zona del transformador elevador del PE SARCO.	35
Figura 4.1: Ejemplo de red interna de un PE, obtenida del ECAP del PE SARCO. [10]	38
Figura 4.2: Modelo equivalente para el PE	39
Figura 4.3: Mallas de secuencia del Parque Eólico.	40
Figura 4.4: Conexión de las MS para una falla monofásica a tierra, fase A. [3]	41
Figura 4.5: Comportamiento de variables de fase y secuencia versus tiempo para una falla monofásica a tierra, fase A, en el PE de prueba.	42
Figura 4.6: Conexión de las MS para una falla bifásica a tierra, fases B y C. [3]	42
Figura 4.7: Comportamiento de variables de fase y secuencia versus tiempo para una falla bifásica a tierra en el PE de prueba.	43
Figura 4.8: Variación de la corriente de falla monofásica respecto a la capacitancia equivalente del sistema colector.	45
Figura 4.9: Variación de la corriente de falla monofásica según la impedancia del reactor zigzag.	46
Figura 5.1: Falla monofásica en PE.	50
Figura 5.2: Tensiones de fase para una falla en un PE.	54
Figura 5.3: Sobretensión según la impedancia del reactor simulado en MATLAB.	55
Figura 5.4: Corriente diferencial de falla monofásica.	57
Figura 5.5: Modelo del reactor zigzag utilizado en DIgSILENT PF. [16]	58

Figura 5.6: Variación de la corriente de falla monofásica según la resistencia de neutro, para varios valores de reactancia del reactor.	58
Figura 5.7: Corrientes de falla monofásica para transformador Yn-Yn (a) y Yn-D (b), con un transformador de 20 MVA.	60
Figura 5.8: Ejemplo 1 de PE con devanado Y en el Sistema Colector.....	60
Figura 5.9: Ejemplo 2 de PE con devanado Y en el Sistema Colector.....	60
Figura 6.1: Sistema de protecciones del PE de estudio.	64
Figura 6.2: Registro de corrientes de fase del relé SEL-351 del Circuito 4.	65
Figura 6.3: Registro de corriente de tierra del relé SEL-351 del Circuito 4.....	65
Figura 6.4: Relación V0-I0 en la medición de SEL-351 en el Circuito 4.	66
Figura 6.5: Relación V0-I0 en la medición de SEL-351 en el Incomer 1.	67
Figura 6.6: Relación V0-I0 en la medición de SEL-351 en el Incomer 2.	67
Figura 6.7: Registro de corrientes de fase del relé SEL-487E del transformador elevador.	68
Figura 6.8: Ubicación de las fallas simuladas en la evaluación.	70
Figura 6.9: Tiempos de operación del Circuito 1 ante falla monofásica a tierra aguas debajo de éste.	73
Figura 6.10: Tiempos de operación del Incomer 1 y Reactor ante falla monofásica a tierra aguas abajo del Incomer 1.	74
Figura 6.11: Tiempos de operación de Incomers 1 y 2 ante falla monofásica a tierra aguas abajo del Incomer 2.	75
Figura 6.12: Operación de la 87T para una falla monofásica interna a la zona del transformador elevador.	76
Figura 6.13: Operación de la 87T para una falla monofásica externa a la zona del transformador elevador.	77
Figura 6.14: Conexiones para la operación de la 87N. [22]	81
Figura 6.15: Operación de la 87N para falla monofásicas dentro y fuera de la zona del transformador elevador considerando el reactor original.	82
Figura 6.16: Operación de la 87N para falla monofásicas dentro y fuera de la zona del transformador elevador considerando un cambio de reactor por uno de $62,3 \Omega$	83
Figura 6.17: Tiempos de operación para el Circuito 1 y aguas arriba de este considerando un reajuste de protecciones con un reactor de $62,3 \Omega$	85
Figura 6.18: Tiempos de operación para el Circuito 5 y aguas arriba de este considerando un reajuste de protecciones con un reactor de $62,3 \Omega$	85
Figura 6.19: Tiempos de operación para los Incomers 1 y 2 considerando un reajuste de protecciones con un reactor de $62,3 \Omega$	86

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Corrientes de falla en PE Cerro Tigre.....	15
Tabla 3.1: Resumen de relés de protección en un PE.....	28
Tabla 4.1: Corriente de falla monofásica residual para variación en la ubicación de la falla.	44
Tabla 5.1: Características de PE nacionales.	48
Tabla 5.2: Valores por paño para falla monofásica en PE.	50
Tabla 5.3: Valores por paño para falla monofásica en PE.	52
Tabla 6.1: Resumen de ajustes del sistema de protecciones del PE de estudio.....	63
<i>Tabla 6.2: Comparación entre corrientes de oscilografías y de simulaciones en DIgSILENT en circuito 4</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 6.3: Niveles de cortocircuito para el PE de estudio.</i>	<i>71</i>
Tabla 6.4: Tiempos de operación de las protecciones de sobrecorriente del PE de estudio.	72
Tabla 6.5: Propuesta de reajuste para funciones de sobrecorriente de los circuitos 1-7.....	79
Tabla 6.6: Propuesta de reajuste para funciones de sobrecorriente del transformador en barras de MT.....	80
Tabla 6.7: Comparación de distintos modelos de relé con funciones diferenciales.	84
Tabla 6.8: Tiempos de operación de las protecciones de sobrecorriente del PE de estudio luego del reajuste con reactor de 62,3 Ω	87
Tabla 7.1: Cumplimiento de objetivos del trabajo.....	90

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

Las energías renovables han tomado un importante protagonismo a nivel mundial, posicionándose de manera rápida y progresiva como uno de los principales medios de generación de energía eléctrica en la mayoría de los países del mundo. El actual panorama de crisis climática y ambiental en el que se encuentra el planeta entero ha creado la necesidad de buscar alternativas para abastecer las grandes demandas de electricidad, tratando de causar el menor impacto posible en el aire, las fuentes de agua, la flora y fauna, y todos los elementos que componen nuestro ecosistema. En ese escenario, energías como la solar y la eólica han presentado un importante auge en todo el mundo.

A nivel nacional, la situación es la misma. La situación ambiental mundial, junto con conflictos locales como la contaminación de diversos territorios y ecosistemas producto de generación fósil de energía, son un escenario conveniente para el avance de formas más limpias de generar electricidad y permitir que el sistema eléctrico nacional se abastezca de energía causando un menor daño al entorno. Este avance se ha dado de forma impensada, ya que el aumento de generación solar y eólica ha sobrepasado ampliamente las proyecciones esperadas por los actores del mercado energético.

En adición, Chile ha adoptado la Política Energética 2050 [1], que desde el 2017 busca *establecer un rumbo que permita hacer del sector energético un medio seguro, inclusivo, competitivo y sostenible*. Gran parte de este rumbo está apoyado en un fuerte protagonismo de las energías renovables dentro de la matriz energética, esperándose que esta componga un 60% de la generación nacional al 2035 y un 70% al 2050.

Teniendo en cuenta lo anterior, se torna sumamente importante el análisis de las principales energías renovables: solar y eólica. Siendo formas de generación eléctrica que se han desarrollado masivamente en el último par de décadas, están aún en proceso de ser analizadas a fondo, estando en desarrollo múltiples tipos de análisis sobre sus comportamientos y utilidades poco estudiadas. En este contexto, sus sistemas de protección son una materia con incógnitas que no se han terminado de dilucidar.

Su funcionamiento difiere de las plantas térmicas, ya que está compuesto por un gran número de generadores (paneles y aerogeneradores, respectivamente) que son conectados por un amplio entramado de cables subterráneos, llamado red colectora. Esta zona, además, se encuentra aislada de tierra, siendo aterrizado el circuito mediante un reactor zigzag en la mayoría de los casos. Estas condiciones generan efectos adversos e inesperados ante la ocurrencia de fallas monofásicas.

La misión de este trabajo es adentrarse en el funcionamiento de los sistemas de protección de PE, para identificar los problemas existentes, analizar su origen y dar propuestas para solucionarlos convenientemente. De esta forma, se busca aportar a la robustez de los sistemas

de protección de generadoras de energías limpias, mejorando las condiciones de fuentes de energía renovable, y contribuyendo al aumento de su presencia en la matriz energética nacional.

1.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar sistemas eléctricos aislados de tierra de parques eólicos y solares con el fin de mejorar sus esquemas de protecciones ante fallas a tierra utilizando registros de eventos reales, simulaciones y el análisis de las mallas de secuencia.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Recopilar los esquemas de protección habituales de parques eólicos y solares e identificar los problemas en su operación ante condiciones de cortocircuito a tierra, usando la información de registros oscilográficos.
- Estudiar la influencia del transformador zigzag utilizando las mallas de secuencia, evaluando su influencia en el nivel de la corriente residual, para realizar un correcto dimensionamiento de éste y mejorar la operación de las protecciones del sistema.
- Examinar la influencia de los aportes de corriente capacitiva del cableado de la red colectora del parque en el comportamiento de sus funciones de protección.
- Simular un parque eólico real y sus esquemas de protección con el fin de proponer soluciones que mejoren su desempeño en los problemas identificados

CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO

Antes de adentrarnos en el análisis de fallas a tierra en un sistema aislado, es necesario manejar ciertos conocimientos previos. Hay que tener en cuenta que el sujeto de estudio de este trabajo, que son los PE, contiene una zona aislada de tierra, pero que es aterrizada mediante un transformador de aterrizamiento o reactor zigzag. Este otorga un camino para la corriente residual al ocurrir fallas a tierra en el Parque, pero tiene consecuencias no solo en las variables de cortocircuito, sino que también en el comportamiento de las funciones de protección.

Para poder comprender el problema y poder abordarlo correctamente, se deben estudiar previamente los siguientes tópicos: *sistemas aislados de tierra, parques eólicos y solares fotovoltaicos, reactor zigzag y sistemas de protección*. Posteriormente, se utilizará lo explicado en esta sección para analizar las problemáticas del sistema de protecciones de un PE y abordar su solución, implementando un reactor zigzag bien dimensionado y funciones de protección adicionales.

2.1 SISTEMAS AISLADOS DE TIERRA

Un sistema eléctrico se encuentra aislado de tierra cuando no existe ningún tipo de conexión a tierra en todo su circuito. De esta forma, no existe un camino de fuga para la corriente en caso de ocurrir algún tipo de falla. Por lo tanto, las fallas tienen un comportamiento distinto que en un sistema aterrizado convencional: su corriente residual es muy baja, y su tensión se eleva considerablemente.

Estos efectos en las variables del sistema pueden explicarse analizando sus mallas de secuencia. La Figura 2.1 muestra el circuito que conforman las mallas positiva, negativa y cero al interconectarse producto de una falla de una fase a tierra, según lo expuesto en [2].

En la figura, se observa la clásica conexión en serie de las tres mallas de secuencia producto de una falla monofásica. Respecto al rango de valores de sus parámetros, todos los elementos inductivos y resistivos (elementos serie) tienen valores bajos comparados con los elementos capacitivos (elementos en paralelo), por lo que tanto en la malla de secuencia positiva como la negativa se puede asumir que prácticamente no hay corriente por los elementos en paralelo y su efecto en el sistema puede despreciarse.

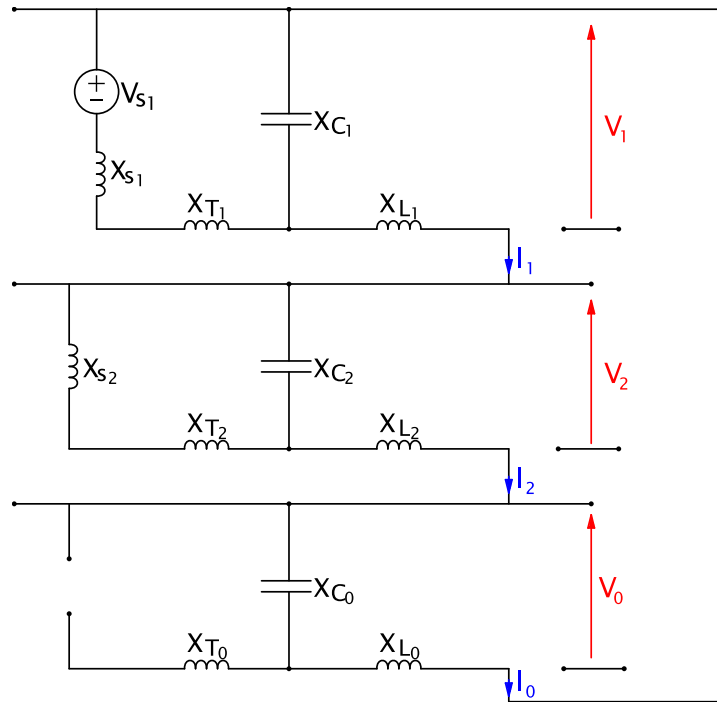


Figura 2.1: Mallas de secuencia para una falla de una fase a tierra en un sistema aislado.

Sin embargo, no ocurre lo mismo para la malla de secuencia cero. La existencia de puntos que se aíslan de tierra provoca la aparición de un circuito abierto en la malla de secuencia cero. Así puede verse en los estudios de componentes simétricas aplicadas a transformadores en conexión delta, como se muestra en la Figura 2.2.

Como un sistema aislado carece de conexiones a tierra en la totalidad de su circuito, la conexión serie entre mallas de secuencia que ocurre al presentarse una falla a tierra obliga a la corriente a transitar por la capacitancia paralela de la malla de secuencia cero, por lo que deja de ser despreciable respecto del resto del sistema. De hecho, ahora su valor será el determinante para la obtención de la corriente de falla del sistema. Su impedancia sumamente elevada provoca que su corriente sea de bajo valor.

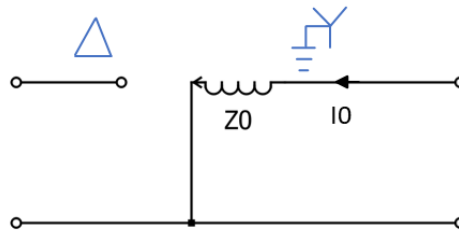


Figura 2.2: Circuito equivalente para malla de secuencia 0 de un transformador Ynd9. [3]

Tanto los Parques Eólicos como los Solares presentan, en sus configuraciones más utilizadas, una zona aislada de tierra, la cual se conoce como sistema colector. Esta zona es la que une el transformador que eleva la tensión del parque para conectarlo a la red, con los distintos

cables que conectan a los arreglos de paneles solares o aerogeneradores, dependiendo del tipo de planta.

Como los distintos medios de generación de energía deben contar con un sistema de protección integrado, que permita la detección y despeje rápido y selectivo de fallas, se debe contar con algún tipo de conexión a tierra en este tipo de parques. La solución tradicional para lograrlo es el uso de un reactor zigzag para aterrizar el sistema colector de parques eólicos y solares. Sin embargo, aún con la inclusión de un reactor zigzag los valores de corriente de falla monofásica tienden a ser muy bajos en comparación al resto de las fallas. La Tabla 2.1 muestra una comparación entre distintas corrientes de cortocircuito en el PE Cerro Tigre, simuladas en DIgSILENT Power Factory (DS PF) dentro de su sistema colector.

Tabla 2.1: Corrientes de falla en PE Cerro Tigre.

Tipo de falla	3I0 [A]	Mayor I-Fase [A]
Monofásica a tierra	568	563
Bifásica a tierra	290	11212
Trifásica	0	12908

Aún sin haber ahondado todavía en el uso del reactor zigzag en PE o en la naturaleza de los sistemas aislados y las problemáticas que presentan los parques, llama la atención la notable diferencia entre los niveles de corriente para las distintas fallas, donde la corriente de falla monofásica representa aproximadamente el 5% de las otras fallas. Como se elaborará posteriormente, el reactor aporta corriente residual, especialmente a las fallas monofásicas, pero esta sigue siendo considerablemente baja en comparación al resto de cortocircuitos, por lo que es necesario cuestionarse su dimensionamiento.

Por otro lado, se observa que las fallas de más de una fase presentan corrientes de fase muy altas, por lo que su detección y despeje mediante funciones de protección de sobrecorriente no debiesen presentar problemas. Como se explicará durante este trabajo, las problemáticas de los sistemas de protecciones en PE están principalmente asociados a las fallas monofásicas, debido a que la corriente de fase es prácticamente igual a la residual, que es la que presenta bajos valores debido a su condición de sistema aislado.

2.2. PARQUES EÓLICOS Y SOLARES FOTOVOLTAICOS

Los parques eólicos son plantas generadoras basadas en generación eólica, o sea, que utilizan el viento para generar energía. Los aerogeneradores utilizados son máquinas asincrónicas, que cuentan con su propio transformador Delta – Estrella y se agrupan en circuitos para conectarse, mediante el sistema colector, a la subestación elevadora que anexa el parque a la Red. La Figura 2.3 muestra un diagrama donde se indican las distintas partes de un parque eólico. Las flechas azules indican la conexión de circuitos, conformados por varios

aerogeneradores. Cada zona o elemento tiene sus propios relés de protección principales y de respaldo.

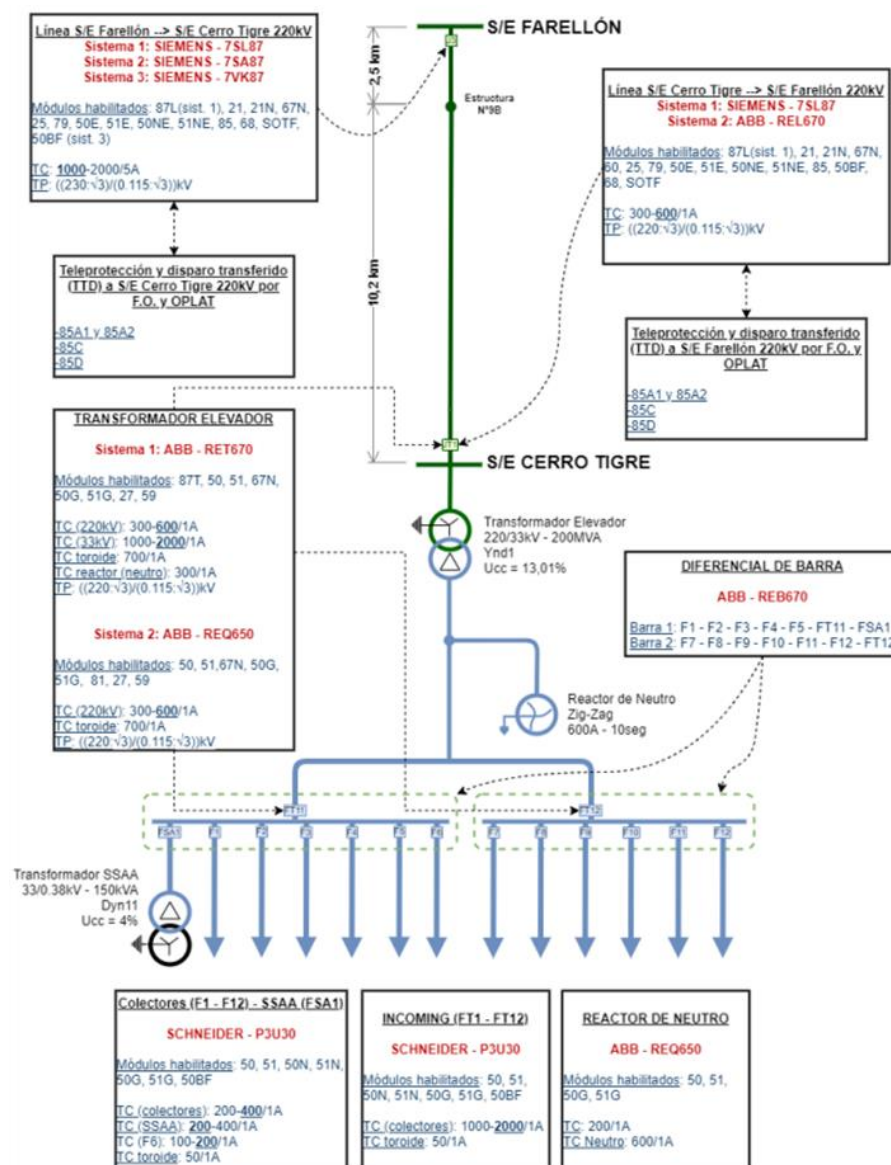


Figura 2.3: Configuración tradicional de un Parque Eólico. [4]

Físicamente, un parque eólico contiene las siguientes partes: una subestación elevadora que lo conecta a la red de alta tensión, un sistema colector que conecta dicha subestación con cada circuito, y finalmente los aerogeneradores que producen la energía. Los aerogeneradores se agrupan en circuitos, habitualmente entre 5 y 7 turbinas por circuito, y son conectados mediante cable subterráneo.

La subestación elevadora se encarga, mediante un transformador trifásico, de conectar el parque a la red. Una razón de transformación habitual es de 220/33 kV, conectando el parque en su zona de media tensión a la red en alta tensión.

El sistema colector del Parque corresponde al conjunto de cables que conectan a los aerogeneradores de cada circuito, ya sea entre ellos o con la barra de la subestación elevadora. Esta zona se encuentra entre el transformador elevador y los respectivos transformadores de cada aerogenerador, con los devanados delta de dichos transformadores conectados a la zona del sistema colector. Al estar conectado entre devanados delta, esta zona se encuentra **aislada de tierra**, cumpliendo con todas las características explicadas en la sección anterior.

La razón de la presencia de esta zona aislada de tierra tiene sustentos distintos para los transformadores de BT a MT, asociados a los transformadores en bloque, y los de MT a AT, asociados al transformador de poder.

En el caso de los transformadores en bloque, generalmente, el generador los trae ya incluidos en los generadores con su lado Delta hacia el lado de MT, y se representan de tal forma en prácticamente todos los PPEE. Esto puede observarse en el diagrama unilineal de cualquier Parque, como las presentes en los ECAP incluidos en las referencias de este documento.

Para el transformador de poder, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT) [5] indica en su artículo 3-15 que este debe conectarse “...con el enrollado de baja tensión conectado de modo que se impida la circulación de corrientes de secuencia cero a través de él.” Por lo tanto, el lado de MT del transformador no contará con ningún tipo de conexión a tierra. En base a ambas condiciones, la zona de MT casi siempre quedará **aislada de tierra**.

Adicionalmente, el sistema colector, al estar compuesto por varios kilómetros de cable subterráneo, presenta una alta capacitancia. Esto provoca que las corrientes de cortocircuito en zonas aledañas tengan un comportamiento capacitivo, afectando el comportamiento de ciertas funciones de protección. Los efectos de la característica capacitiva de esta zona serán explicados a profundidad en la Sección 3.2.

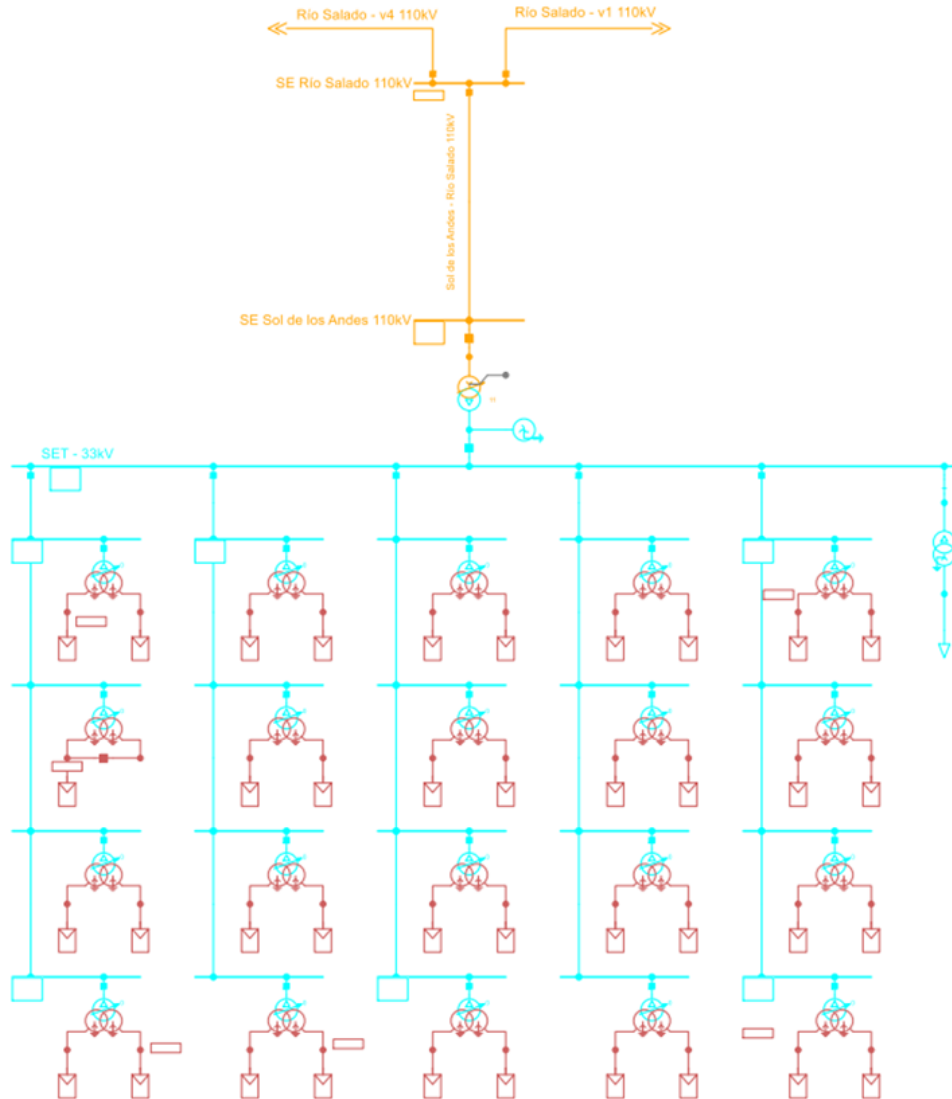


Figura 2.4: Diagrama Unilineal de PFV Sol de los Andes. [6]

Los Parques Solares Fotovoltaicos (PFV) son plantas generadoras basadas en generación solar fotovoltaica, o sea, que utilizan la radiación solar para producir energía. Si bien su forma de generación es distinta a los PE, ya que utilizan paneles solares, estos tienen una configuración casi idéntica. La Figura 2.4 muestra el diagrama unilineal de un PFV. Se puede observar que también cuentan con un sistema colector aislado de tierra, al conectar sus paneles mediante un sistema de cableado similar a un PE, el cual queda entre los devanados delta de los transformadores de los paneles y del transformador elevador.

La inclusión de un reactor zigzag cumple la misma función en un PE O PFV: aportar corriente inductiva de secuencia cero ante una falla monofásica, permitiendo modificar el valor de corriente residual ante este tipo de falla. Sin embargo, los PFV se encontrarán con los mismos problemas que en los eólicos, los cuales se explican en este capítulo.

Aun así, hay que considerar que los efectos de dichos problemas serían menores que en los PE. Esto debido a que la extensión de los cables del sistema colector es mucho menor en los PFV, debido a que los paneles pueden ubicarse de forma mucho más cercana entre sí que los aerogeneradores. Por esto, su capacitancia equivalente de secuencia cero es bastante menor, y sus efectos serán menos significativos. Por ejemplo, para Parques de potencias similares, PE Aurora [7] y PFV Sol de los Andes [6], el largo total de cableado es de 47700 y 12600 metros, respectivamente.

2.3. REACTOR ZIGZAG

El reactor zigzag es un tipo de transformador de aterrizamiento, los cuales tienen el propósito de establecer un punto de conexión a tierra en un sistema trifásico aislado de tierra. De esta forma, permite el flujo de corriente residual al ocurrir una falla a tierra en el sistema, facilitando su detección por parte de los relés de protección. Son ampliamente utilizados en los PE, siendo conectados dentro del sistema colector y permitiendo la operación de funciones de sobrecorriente ante fallas monofásicas.

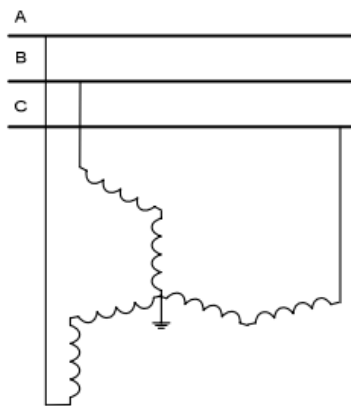


Figura 2.5: Conexión de un reactor zigzag a las fases del sistema. [8]

Su conexión es llamada *estrella interconectada*, donde los devanados son divididos en dos mitades cada uno, y cada primera mitad está conectada en serie con la segunda mitad del devanado siguiente, como se muestra en la Figura 2.6. Esto provoca que las corrientes por cada devanado sean idénticas entre sí, e iguales a la corriente de secuencia cero por el reactor.

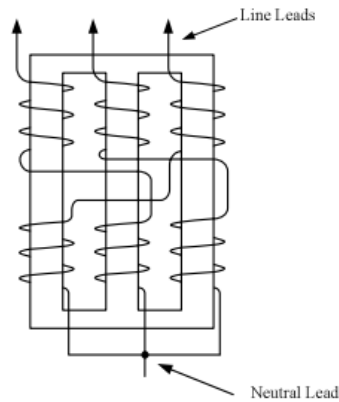


Figura 2.6: Devanados de un reactor zigzag. [8]

En operación normal, la impedancia y la conexión de los devanados del reactor impiden que la corriente del sistema se desvíe por este, solo transitando una pequeña corriente magnetizante. Sin embargo, al ocurrir una falla, permite el flujo de corriente residual, al aterrizar galvánicamente el circuito.

Al analizar su influencia mediante análisis de circuitos, se puede apreciar su aporte de corriente en el sistema ante una falla monofásica, modificando el valor de la impedancia de secuencia cero. El reactor no tiene mayor influencia en las mallas positiva y negativa, por lo que su efecto sobre estas impedancias es despreciable. Esto debido a que su conexión es en la rama paralela del sistema, la cual es omitida para estas mallas por su alto valor en comparación a la rama serie. En cambio, en los sistemas aislados, al pasar necesariamente la corriente por la rama paralela en la secuencia cero, se vuelve relevante para el cálculo. Esto se muestra en la Figura 2.7. Ahora la corriente de la secuencia cero, que es proporcional a la corriente de falla monofásica, estará dada por la suma de la corriente del reactor y la corriente capacitiva de secuencia cero.

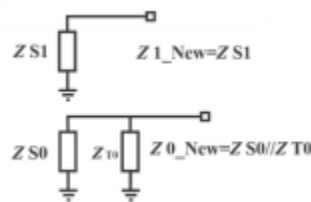


Figura 2.7: Influencia del reactor zigzag en las mallas de secuencia de un sistema. [8]

El uso de un reactor zigzag no es obligatorio para el funcionamiento de un PE y sus sistemas de protecciones, pero sí es altamente recomendado. Este tipo de Parque, como se analizará posteriormente, cuenta con cierto nivel de corriente residual producto de los aportes de corriente capacitiva del sistema colector, a diferencia de lo que se esperaría de un sistema aislado de tierra. Sin embargo, la condición de sistema aislado de tierra de los parques dificulta la detección de la ubicación de fallas y el despeje de fallas en la zona del transformador elevador, como se desarrollará más adelante en la sección 3.2.. La implementación de un reactor zigzag permite un punto de medición de corrientes de falla que

será útil para remediar este problema, además de modificar el nivel de cortocircuito monofásico hasta que este sea conveniente para la actuación de los sistemas de protección, como se expli

Otro beneficio del uso del zigzag es la disminución del nivel de sobretensión ante una falla monofásica. Este es un fenómeno que ocurre al presentarse una falla monofásica en un sistema aislado, donde la tensión de fase a tierra en el sistema aumenta a valores elevados, cercanos a 1,7 p.u. La presencia de un reactor zigzag disminuye esta tensión de falla, no hasta un valor cercano a 1 p.u., pero sí a un valor menos perjudicial para el aislamiento del sistema.

Existen otros posibles métodos para aterrizar un sistema aislado, pero no son estudiados a fondo en este trabajo. Éstos serán comentados en la Sección 5.3.

2.4. SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Los sistemas de protección se encargan de proteger un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) ante cualquier evento que amenace la continuidad del servicio eléctrico o a las instalaciones y equipos que lo componen. Al ocurrir una falla en el sistema, las protecciones se encargan de aislar al equipo o zona fallada de forma selectiva, coordinada, rápida, confiable y segura. Estos términos se definen a continuación:

- **Selectividad:** se refiere a que el despeje implique la desconexión de la menor porción posible del sistema, permitiendo que la mayor parte de este pueda seguir funcionando. Para esto, las protecciones se encargan de operar por zonas, donde cada zona debe ser protegida en primera instancia por sus protecciones principales y luego recibir respaldo de protecciones secundarias ya sea de la misma zona o de zonas aledañas.
- **Coordinación:** las distintas protecciones deben operar respetando tiempos de paso y evitando operaciones simultáneas, considerando protecciones principales y de respaldo según zona fallada.
- **Rapidez:** la falla debe ser despejada en el menor tiempo posible, sin importar donde ocurra. De esta forma, se protege a los equipos e instalaciones de sufrir daños por estrés térmico.
- **Confiable:** el sistema de protección opera cuando debe hacerlo, asegurando el despeje de las fallas.
- **Seguridad:** el sistema de protección no opera cuando no debe hacerlo (distinto del término anterior). Las protecciones no deben realizar desconexiones en el sistema cuando no hay eventos de falla.



Figura 2.8: Relé de protección SEL-351.

Junto con el despeje de fallas, también deben encargarse de registrar todas las variables e información relevante del sistema al momento de ocurrir una falla. Esto permitirá determinar el origen de estas, corroborar la correcta operación de las protecciones y arreglar posibles desperfectos en su funcionamiento.



Figura 2.9: Transformadores de corriente en una SE.

Un sistema de protección está compuesto en primer lugar por los relés de protección, los cuales contienen las funciones de protección que se ajustarán dependiendo del sistema y de la zona a proteger. Junto con estos, también es necesario contar con transformadores de medida (corriente y potencial), encargados de medir las variables que perciben las protecciones y registrarlas; los interruptores, encargados de desconectar la sección donde ocurre la falla, interrumpir corrientes de carga y reconectar el sistema cuando está listo para volver a funcionar; y otros elementos como desconectadores, puestas a tierra, etc. Todos estos suelen estar incluidos en las Sub-Estaciones.

La operación de protecciones, sus tiempos de operación y de paso, están especificados en la NT, principalmente en los artículos 3-6, 3-24 y 5-40. El primero establece las exigencias mínimas de diseño que deben satisfacerse para cumplir con los tiempos de operación y de paso dependiendo de las características de las instalaciones a proteger. El artículo 3-23 enlista los tipos de esquema de protección necesarios para cada elemento del sistema dependiendo del nivel de tensión en que se encuentren. El artículo 5-40 especifica los tiempos de operación y de paso para cada elemento del sistema dependiendo de su nivel de tensión.

A continuación, se muestran extractos relevantes de la NT [5] y del Anexo Técnico “Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión”[9] para este trabajo, correspondientes a los tipos de protección requeridos (art. 3-24) y tiempos de actuación y de paso de los sistemas de protección (art. 3-40). Esto teniendo en cuenta que nuestro interés se centra en la zona aislada del PE, o sea, aguas abajo del transformador elevador que lo conecta al sistema de transmisión.

Artículo 3-22 [8]:

Las instalaciones del Sistema de Transmisión que operen interconectadas en el SI, deberán cumplir con las exigencias mínimas de diseño establecidas en la presente NT, y con las exigencias establecidas en el Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión.

Artículo 95 [9]: Sistemas de Protecciones en barras del Sistema de Transmisión bajo 200 [kV]

En el caso del STN, STZ y STPD, cada barra deberá contar con un simple esquema de protecciones diferenciales por cada sección de barra. Igualmente, cada barra deberá contar con un simple esquema de protecciones diferenciales, aun cuando la barra no esté seccionada. En el caso del STD, cada barra deberá contar con un simple esquema de protecciones diferenciales por cada sección de barra. Si la barra no está seccionada, no será exigible un esquema de protección diferencial de barras, siempre que la falla en barra pueda ser despejada en un tiempo inferior a 20 ciclos (400 [ms]) por la operación de las protecciones de las instalaciones conectadas a la barra y que contribuyen a la falla.

Artículo 98 [8]: Sistemas de Protecciones en transformadores de poder con tensión inferior a 300 [kV] y mayor o igual a 100 [kV] en el enrollado de mayor tensión

Los transformadores cuyo enrollado de mayor tensión sea inferior a 300 [kV] y mayor o igual a 100 [kV], deberán contar con un simple esquema de protección diferencial y otro esquema de protección adicional, el cual podrá tener otra característica de operación, siempre y cuando actúe de manera selectiva, verificando los tiempos de desconexión establecidos en el artículo 5-40 de la NT. Si ello no es posible, se exigirá la duplicación del esquema diferencial de transformador. Además, deberán contar con interruptores de poder con doble bobina de desenganche y esquema de protección contra falla de interruptor para todos sus interruptores

Artículo 5-40 [8]:

Con el fin de garantizar la recuperación del SI frente a las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-32 y Artículo 5-33, los tiempos de actuación de los sistemas de protección propios de la instalación fallada deberán asegurar el efectivo despeje de las fallas en un tiempo:

(...)

b) Inferior a 20 ciclos (400 [ms]), para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV].

(...)

e) Para garantizar la selectividad en la operación de los Sistemas de Protecciones, los Pasos de Coordinación para operaciones en respaldo deberá ser como mínimo igual a 15 ciclos (300 [ms]).

No obstante lo anterior, a solicitud del Coordinado y previa entrega del correspondiente estudio de verificación de coordinación de ajustes de protecciones, el Coordinador podrá aceptar tiempos de operación mayores a 20 ciclos en instalaciones del ST con nivel de tensión inferior a 200 [kV], siempre que ello no comprometa la seguridad del sistema ni la continuidad de suministro a clientes finales.

Asimismo, los tiempos de operación de los equipos de protección de las Instalaciones de Clientes deberán ser sometidos a la aprobación del Coordinador mediante la entrega del correspondiente estudio de coordinación de protecciones que deberán realizar los Coordinados que exploten las instalaciones en cada caso.

Se puede notar que el límite de tiempo para despeje de fallas en transformadores es de 400 [ms]. Este es el tiempo de despeje máximo que debería cumplir el sistema de protecciones del parque para la zona del transformador, y será utilizado como referencia para el resto de las protecciones del parque. El tiempo de paso de coordinación permite que las protecciones actúen de forma selectiva y secuencial, separando la operación de protecciones principales de las de respaldo mediante un margen de tiempo de 300 [ms]. Si bien solo es exigible para la zona del transformador, se tendrá como referencia este valor para el resto de las protecciones del parque.

El penúltimo párrafo mostrado requiere especial atención, ya que establece una excepción a los tiempos de operación que es fácilmente cumplible por los PE. Una falla interna en un parque difícilmente afectará la continuidad del servicio ni a los clientes finales. Por lo tanto, una falla en su zona de MT no tendría problemas en presentar tiempos de operación más elevados, previa aprobación del Coordinador.

A pesar de lo mencionado, se recomienda siempre contar con un sistema de protecciones que sea lo más selectivo y rápido posible dentro de las condiciones existentes en cualquier central generadora. De esta manera, los PE pueden aportar toda la energía posible y se evitan pérdidas económicas producto de desconexión total del parque.

Toda la información referente al sistema de protecciones de un parque o generadora del SEN está contenida en su Estudio de Ajuste y Coordinación de Protecciones (ECAP). Este documento desarrolla los criterios utilizados para escoger las funciones de protección utilizadas y sus respectivos ajustes.

CAPÍTULO 3: PROTECCIONES EN PARQUES EÓLICOS, CARACTERÍSTICAS Y PROBLEMÁTICAS

En este capítulo, nos adentramos en las características de un PE y cómo suelen estar configurados sus esquemas de protección, para poder ahondar en las problemáticas que surgen producto de su condición de sistema aislado de tierra.

El bloqueo de corrientes de secuencia cero desde y hacia el lado de AT, producto de la conexión delta de su transformador elevador, junto con los aportes de corrientes capacitivas desde el sistema colector, causan una serie de situaciones anómalas que requieren análisis. En este capítulo, se revisarán y explicarán los esquemas de protección habituales en un PE, para analizar cómo dichas situaciones anómalas perjudican la operación de las funciones de protección implementadas.

3.1. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN HABITUALES EN PE Y PFV Y SUS CARACTERÍSTICAS

Como se explicó en el capítulo anterior, un PE puede separarse físicamente en las siguientes zonas: subestación elevadora y sistema colector. Si bien el sistema colector es el principal tema de análisis en este trabajo, las protecciones del parque se encuentran única y exclusivamente en la zona de la subestación elevadora. En este lugar se instalan todos los relés que se encargan de proteger internamente a la totalidad del parque.

En la mayoría de los casos, el PE está protegido por los siguientes tipos de funciones de protección: sobrecorriente, diferencial, sub/sobretensión, sub/sobrefrecuencia y falla del interruptor. De estas, las dos primeras son las que abarcará principalmente el análisis de este trabajo, pues son las protecciones principales encargadas de despejar fallas a tierra de manera rápida en las distintas partes de la subestación del parque.

En la Figura 3.1, se puede apreciar la distribución típica de los relés en un parque eólico, obtenida de un ECAP de un parque real [10]. Se observa que estos se instalan para proteger: el transformador elevador, el reactor zigzag, las barras del sistema colector y los circuitos que lo componen. En la Tabla 3.1, se enlistan la ubicación, tipo de relé, paño de instalación de la protección y las funciones instaladas.

Cabe mencionar que un PFV tiene esquemas de protección prácticamente idénticos a los de un PE, protegiendo también las mismas zonas dentro del parque: transformador elevador, barras, reactor y circuitos del sistema colector. Las protecciones utilizadas principalmente también son de sobrecorriente y diferenciales. [7]

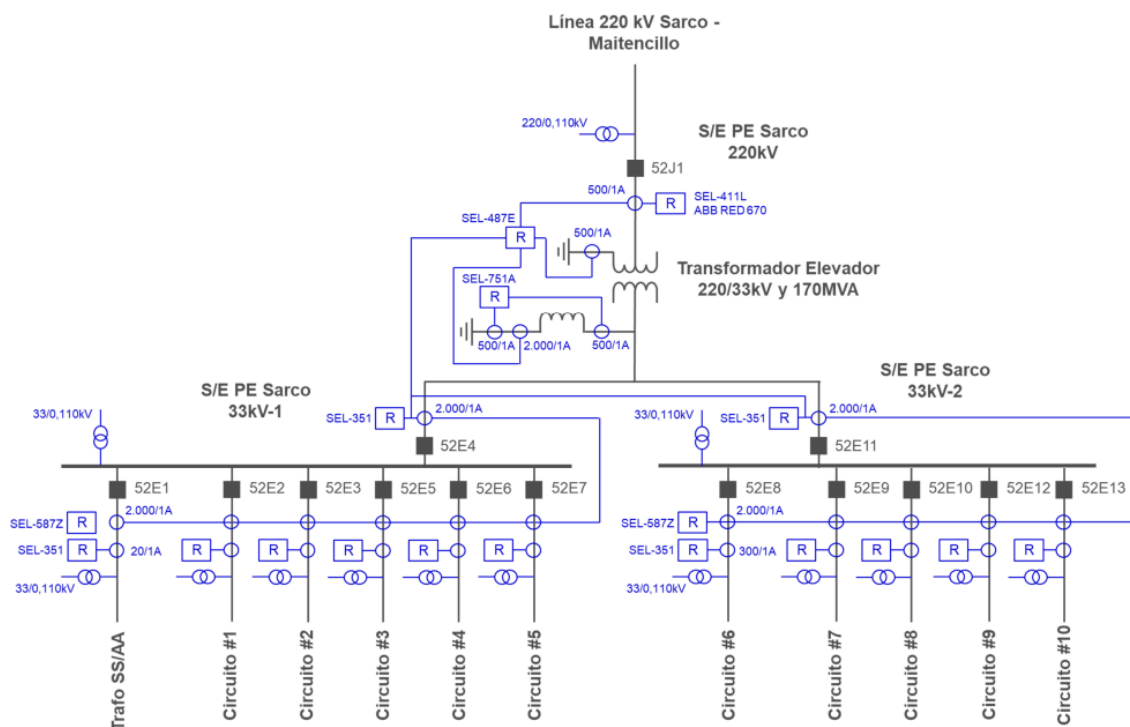


Figura 3.1: Ubicación de relés de protección y TTCC en PE Sarco. [10]

En la Tabla 3.1, se enlista cada tramo o elemento protegido, junto con el paño al que se conectan, el modelo de relé utilizado y sus respectivas funciones de protección.

Como fue mencionado en el capítulo 2.4, al momento de ocurrir una falla, estas deberían de actuar de forma secuencial. O sea, deben operar en primer lugar las protecciones principales de la zona en la que ocurre la falla, y luego las protecciones ubicadas aguas arriba de la zona fallada a modo de respaldo si es que las principales fallaran. Así, se da un tiempo para despejar la falla de manera local, rápida y selectiva, y se asegura el despeje de la falla mediante protecciones secundarias fuera de la zona donde esta ocurre en caso de que las funciones principales no operen.

Tabla 3.1: Resumen de relés de protección en un PE.

Tramo protegido	Paño de conexión	Modelo	Funciones de protección
Transformador elevador 220/33 kV	52J1, 52E4, 52E11, Y_trafo, Y_zigzag	SEL487E	87T, 50/51, 50N/51N, 50G/51G
	52E4,52E11	SEL351	50N/51N, 67/67N, 50BF, 27/59, 81, 50/51
Barras 33 kV (1 y 2)	52E1-52E7/52E8-52E13	SEL587Z	87B
Reactor zigzag	Ambos lados del reactor	SEL751A	50/51, 50N/51N, 50G/51G
Líneas colectoras	52E2-52E13 (Paño de cada circuito)	SEL351	50N/51N, 67/67N, 50BF, 27/59, 81, 50/51

Para comprender el comportamiento secuencial y selectivo de las protecciones, nos apoyamos en la imagen mostrada en la Figura 3.2, donde podemos observar el diagrama unilíneal de un SEP de ejemplo. Cada uno de los elementos están marcados con un color en particular, y estos cuentan con sus propios sistemas de protección principal, los cuales deben despejar una falla que se presente en ellos de forma instantánea. De esta forma las barras (verde), líneas (azul), transformadores de poder (rojo), generadores (morado) y circuitos de carga (amarillo) deben contar con sus propios esquemas de protección que deberían despejar instantáneamente cualquier falla ocurriente en estos. Sin embargo, a su vez, deben prestar respaldo a fallas ocurridas en puntos que se les encuentren cercanos.

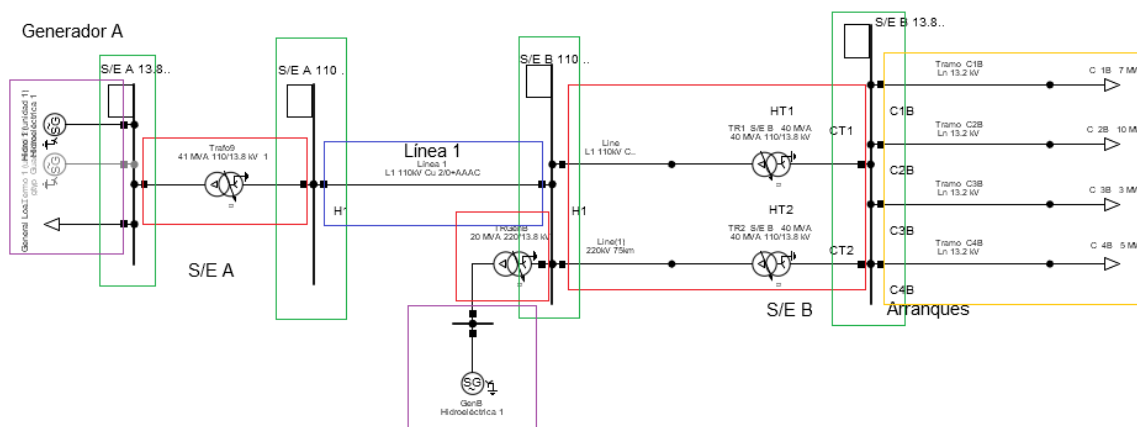


Figura 3.2: Ejemplo de zonas de protección en un sistema eléctrico.

De esta forma, se asegura un despeje selectivo y rápido de una falla ocurrida en cualquier punto del sistema. Pero esto no es suficiente, ya que las protecciones, al igual que cualquier dispositivo eléctrico, pueden presentar problemas fortuitos en su funcionamiento. Por lo tanto, las zonas de protección también deben prestar respaldo a las zonas adyacentes. De esta forma, se asegura que, ante un problema de operación de las protecciones principales en la zona fallada, otras zonas puedan cumplir la función de despejar una falla. Esto siempre debe ocurrir respetando un tiempo de paso entre zonas de protección, asegurando que el principio de selectividad siga vigente.

La Figura 3.3 muestra la operación secuencial de las protecciones para el sistema de ejemplo, donde la falla es despejada en primera instancia por las protecciones de sobrecorriente del circuito fallado en 0,015 segundos. De no operar, recibiría el respaldo de las protecciones de la barra de 13,8 kV del lado de baja tensión del transformador en 0,4 segundos, y en tercera instancia las protecciones de la barra de alta tensión del transformador en 0,82 segundos. De esta forma, se asegura el despeje de la falla en el menor tiempo posible y dejando disponible la mayor porción del sistema en operación, aun cuando ocurriesen malfuncionamientos en los relés de protección principal.

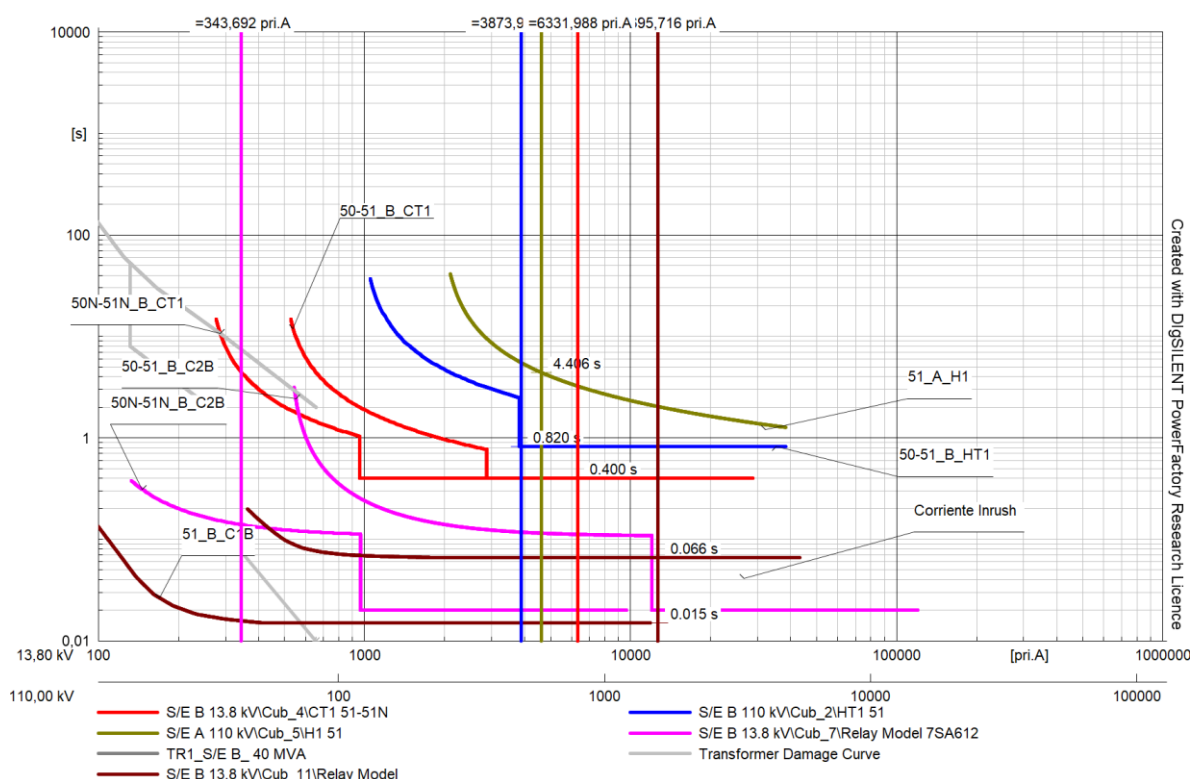


Figura 3.3: *Tiempos de operación para falla en los circuitos de carga del sistema de ejemplo.*

Llevando esto al funcionamiento de un PE, para una falla ocurrida en el sistema colector, por ejemplo, esta debe ser despejada por las protecciones principales asociadas a esa zona en el menor tiempo posible. En este caso, las encargadas de hacerlo serían las funciones de

sobrecorriente asociadas al circuito del sistema colector que sufre la falla. Las protecciones que se encuentran aguas arriba de esta zona funcionan como respaldo y deben operar en un tiempo posterior, o sea, las protecciones de sobrecorriente del transformador de poder.

El desafío de la coordinación de protecciones es lograr un ajuste tal que permita el despeje rápido y selectivo de una falla por las protecciones de la zona en que ocurre, pero que, al mismo tiempo, estos ajustes no provoquen que las protecciones externas a la zona de falla operen antes que las protecciones locales. Es importante que las protecciones no solo operen cuando deben hacerlo, sino que también que no operen cuando no deben.

Las problemáticas respecto a las protecciones en PE son principalmente dos: la **sensibilidad** de las corrientes de falla, asociada al bajo nivel de corriente de cortocircuito monofásico producto de la condición de sistema aislado que presentan los parques; y la **direccionalidad** de las corrientes de falla, asociado a la capacitancia del sistema colector y cómo esta afecta a la dirección con que las protecciones perciben las corrientes de falla.

3.2. PROBLEMÁTICAS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN SISTEMAS AISLADOS DE TIERRA

Si bien los PE y PFV presentan varios problemas en su funcionamiento a partir de su condición de sistemas aislados de tierra, junto con la presencia de corrientes capacitivas desde el sistema colector, que tienen consecuencias en distintos aspectos de los sistemas de protecciones. Sin embargo, estos pueden reducirse a dos problemas principales, la **sensibilidad** y la **direccionalidad** de las corrientes de falla monofásica.

3.2.1 PROBLEMÁTICA 1: SENSIBILIDAD DE LAS CORRIENTES DE FALLA

El primer problema presente en las protecciones de los PE está relacionado con la sensibilidad de sus corrientes de falla monofásica. Es sabido que, para una falla monofásica, la corriente de la fase fallada es igual a la corriente residual, o tres veces la corriente de secuencia cero, de la falla.

Como ya se explicó, los sistemas aislados no presentan un aterrizamiento, por lo que su corriente residual tiende a ser muy cercana a cero. Sin embargo, en los PE sí existe cierto nivel de corriente residual de tipo capacitiva, proveniente de los cables subterráneos que componen el sistema colector, como se explica con mayor profundidad en la Sección siguiente.

Esta corriente capacitiva, que en un sistema convencional sería de una magnitud prácticamente despreciable, en un PE toma un valor suficientemente elevado como para influir en la corriente de falla del sistema. De esta forma, el valor de la corriente de falla

monofásica, que se esperaría fuera aproximadamente igual a la corriente de falla del reactor, es en realidad un valor más pequeño. Si un Parque tiene un zigzag subdimensionado, y un sistema colector con un cableado muy extenso, la corriente de falla podría resultar muy pequeña y perjudicar la operación de las protecciones.

La Figura 3.4 muestra los equivalentes de cada malla de secuencia del PE interconectados para una falla monofásica en un punto aleatorio del sistema colector en MT. Esto es, observando nuevamente la Figura 3.1, cualquier punto aguas abajo del devanado delta del transformador elevador que esté en 33 kV. Se observa que la impedancia de secuencia cero está determinada por un componente inductivo asociado al reactor zigzag, y un componente capacitivo asociado a la impedancia del cableado subterráneo de la red colectora.

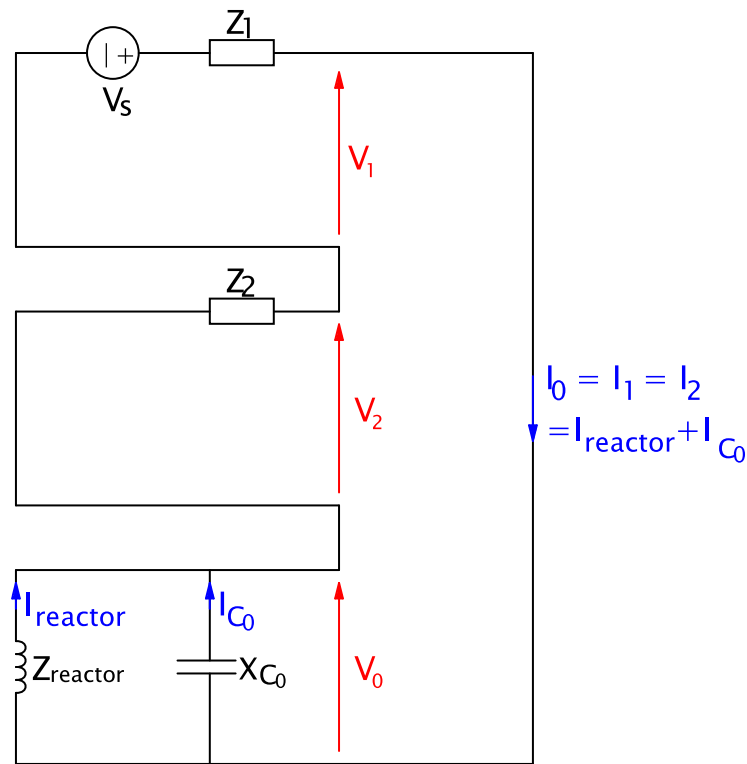


Figura 3.4: Mallas de secuencia para una falla monofásica, incluyendo el reactor zigzag.

Entonces, se aprecia que el problema de la sensibilidad de la corriente de falla monofásica puede ser abordado y solucionado satisfactoriamente mediante un buen dimensionamiento del reactor zigzag, que tenga en consideración la presencia de estas corrientes capacitivas, que podrían disminuir significativamente la corriente de falla monofásica. Sin embargo, éste no soluciona directamente el problema de la direccionalidad de corriente, como se explicará en la próxima Sección.

3.2.2 PROBLEMÁTICA 2: DIRECCIONALIDAD DE LAS CORRIENTES DE FALLA

La segunda problemática principal que afecta a los PE y su sistema de protecciones tiene que ver con la direccionalidad de las funciones de protección. Esta se define como la dirección en que una protección percibe la falla. Existen ciertas funciones de protección que, acorde a su principio de funcionamiento, detectan la dirección de la corriente de falla y operan solamente si es que esta tiene cierta dirección determinada.

De esta forma, puede ajustarse dicha función para que proteja una zona específica, cumpliendo con el principio de selectividad de operación de las protecciones, operando con el único propósito de proteger la zona a la que otorga protección principal y no interviniendo en fallas que ocurren en otras zonas de protección dentro del sistema. Las funciones 67/67N, por ejemplo, son protecciones de sobrecorriente con ajuste direccional, permitiendo a los relés detectar fallas por sobrecorriente solamente en la dirección en la que son ajustadas.

Sin embargo, existe un fenómeno poco estudiado en los PE que obstruye el funcionamiento de la direccionalidad de las protecciones. En la Figura 3.5, podemos observar dos fallas dentro del PE simuladas en DIGSILENT. La imagen de la izquierda corresponde a una falla fuera de la zona del transformador de poder, mientras que la derecha corresponde a una falla interna. Los cuadros contienen la información de las corrientes de fase (magnitud y ángulo) saliendo de la barra hacia el transformador de poder, que es el punto de medición de la protección en MT.

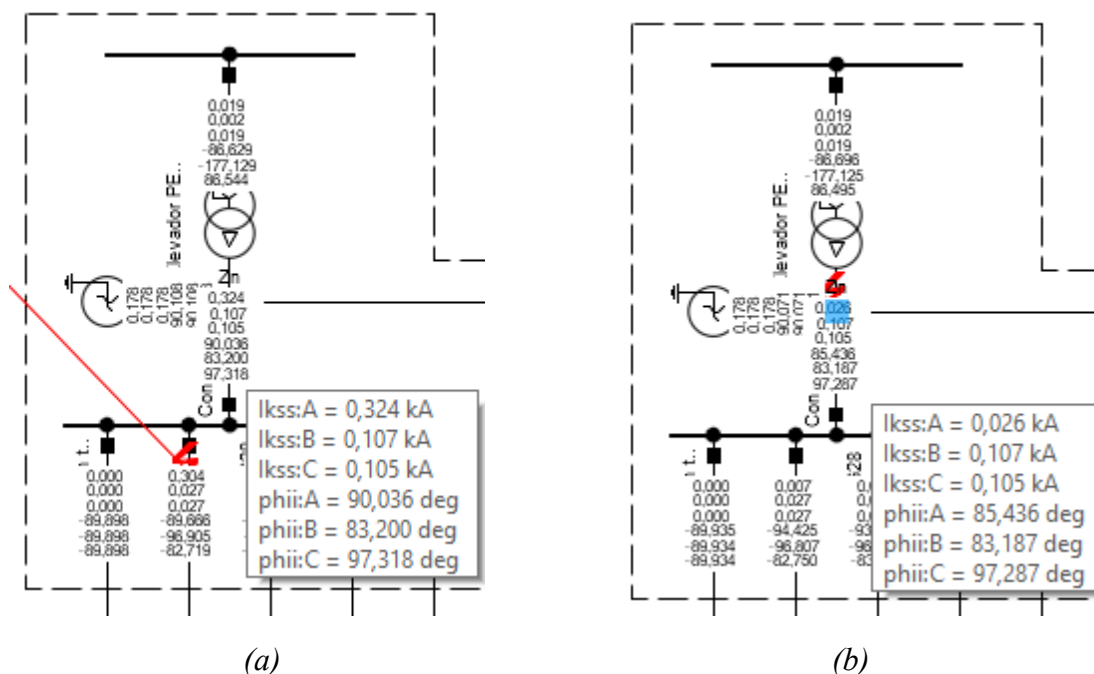


Figura 3.5: Simulación en DS PF para falla externa e interna a la zona del transformador.

(a) Falla externa (b) Falla interna

Al ocurrir una falla externa, la corriente debiese cambiar de dirección, lo cual es fundamental para que la protección logre identificar que la falla está ocurriendo dentro de su zona de operación. Lo esperable sería que, al ocurrir la falla interna, la corriente medida se invierta respecto a la falla externa, cambiando su ángulo de signo. No obstante, esto no ocurre. Podemos observar que la variación de los ángulos es mínima, y está lejos de cambiar de signo e invertir su dirección. Este tipo de problemas direccionales ya tiene antecedentes para distintos tipos de protecciones en la literatura. [11]

¿Por qué ocurre esto? La razón es que ocurre una **doble inversión de la corriente** percibida por los transformadores de medida asociados a la protección diferencial del transformador. La contraposición entre la naturaleza capacitiva del sistema colector e inductiva del reactor zigzag producen que la corriente en ese punto, aparentemente, no cambie de dirección. La realidad es que sí cambia, pero junto con cambiar de dirección, la corriente ya no es capacitiva sino inductiva, o sea, su ángulo cambia en casi 180° .

Para comprenderlo mejor, observamos la Figura 3.6, donde debemos fijarnos en la dirección que tiene la corriente que fluye por la barra debajo del transformador. Podemos ver que, en funcionamiento normal, la corriente que fluye es del tipo inductiva (flecha azul) hacia aguas abajo del parque. De la misma forma, una falla externa a la zona del transformador tiene una corriente en la misma dirección. Al ocurrir una falla interna, la dirección de la corriente cambia. En un sistema normal, esto debería bastar para que las protecciones percibieran la falla como interna, cambiando la dirección de su corriente.

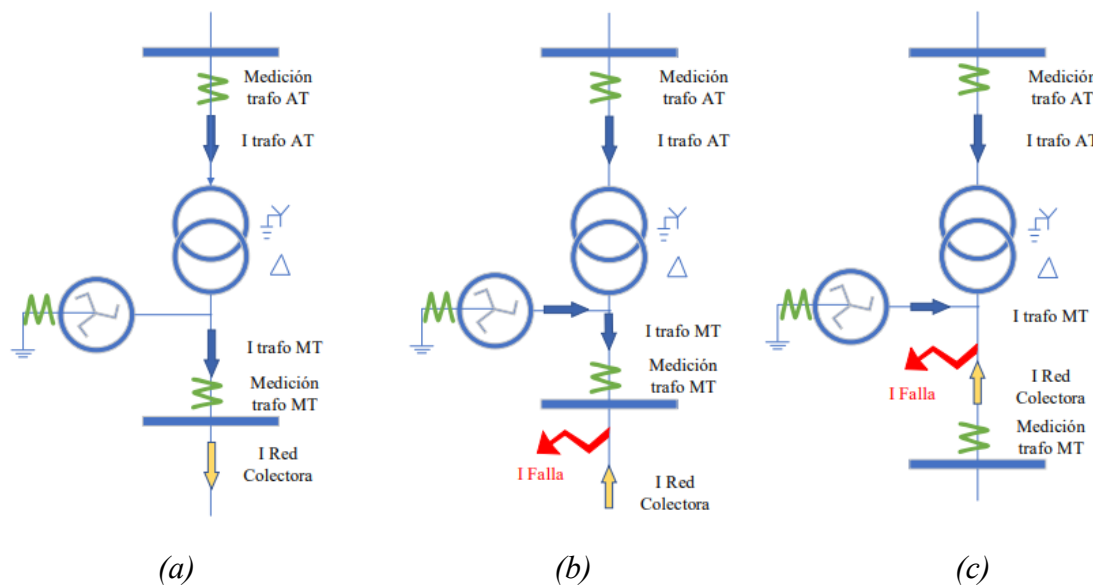


Figura 3.6: Comportamiento de las corrientes en la zona del transformador de poder (incluyendo reactor zigzag) para: (a) Operación normal. (b) Falla externa. (c) Falla interna.

Sin embargo, la corriente que fluye por ese punto ya no es inductiva, sino que capacitiva (flecha amarilla), producto de que provienen desde el sistema colector, el cual es de alto

componente capacitivo debido a que está compuesto por varios kilómetros de cable subterráneo. Entonces, la corriente, cuyo fasor de corriente cambió su ángulo en 180° producto del cambio de dirección, sufre otro cambio de aproximadamente 180° producto de que la corriente ahora es casi puramente capacitiva. En resumen, la corriente invierte su dirección en dos ocasiones, teniendo ángulos muy similares sea falla interna o externa a la zona del transformador.

Es necesario aclarar que, si bien se considera el aporte de corriente del reactor como puramente inductivo tanto para los cálculos y estimaciones como las simulaciones incluidas en este trabajo, en la realidad estos presentan cierto componente resistivo. Se puede asumir que un reactor tiene un factor de calidad cercano al 10%, osea, su relación R/X tiene aproximadamente dicho valor.

En general, los reactores zigzag presentes en las BD de DS PF de ECAP para PE reales poseen solamente un componente inductivo, sin considerar el factor mencionado. Tales casos se presentan en los parques Sarco, Aurora, Tchamma y Cerro Tigre, por nombrar algunos. Se realiza una falla monofásica en la BD del PE Sarco, añadiendo un valor de resistencia en base a la proporción mencionada. La diferencia entre los valores de cortocircuito monofásico con y sin considerar este factor es de 15,2 [A], equivalente a un 6% de la corriente puramente inductiva. Por simplicidad de cálculos y conceptos, este factor es considerado 0 en este trabajo.

La principal función afectada por la pérdida direccional es la protección diferencial (87). Estas se ajustan para proteger una zona en específico, sin dar respaldo al resto de las zonas de protección. De esta forma, distinguen entre fallas externas e internas, y operan solo para estas últimas. Revisan las corrientes de fase circulantes y, mediante la obtención de corrientes diferenciales y de restricción, calculan un punto de operación que, de caer en la zona de operación ajustada, provocan la operación del relé y el despeje de la falla.

Para observar la operación de las protecciones diferenciales, se crea un código en MATLAB que la simula. Este recibe corrientes desde los puntos de medición de ambos lados de un transformador, calcula compensaciones y corrientes diferenciales y de restricción, y grafica los puntos en los que caen los *loops* de operación, junto con su curva característica.

La Figura 3.7 muestra la operación de una protección 87T que protege el transformador de un sistema convencional, el cual no se encuentra aislado de tierra. Ante una falla dentro de la zona del transformador, algunos de los *trips* calculados por la protección caen dentro de la zona de operación de la protección. Esto provoca la apertura instantánea de los interruptores a cada lado del transformador.

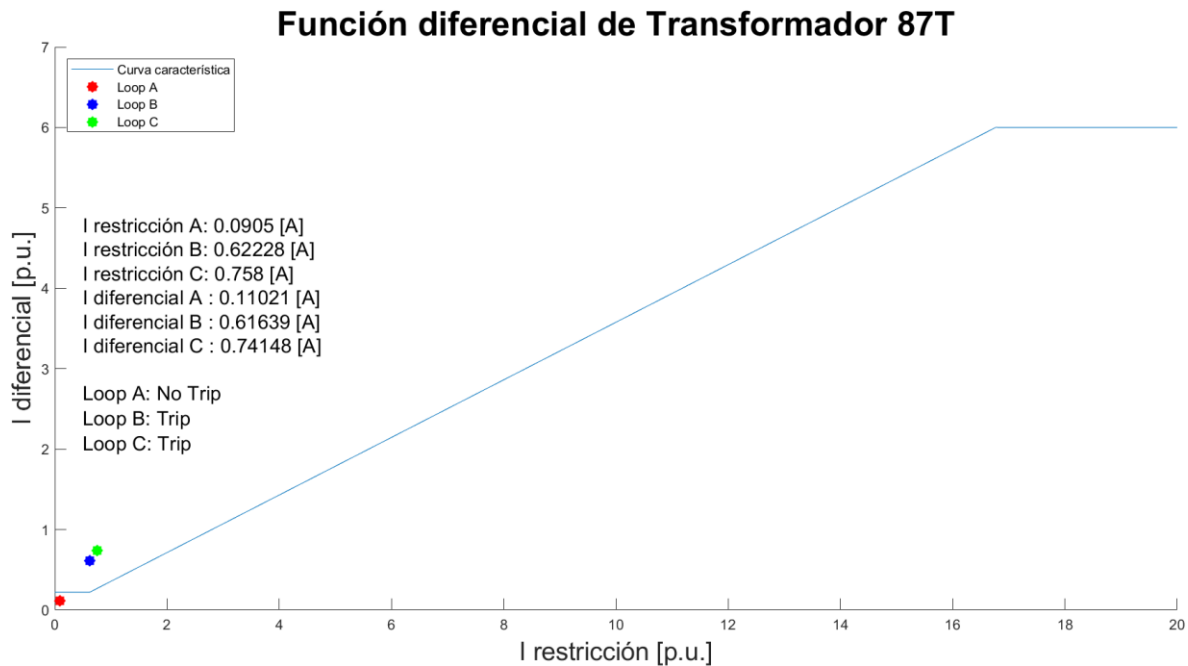


Figura 3.7: Operación de una protección 87T para falla monofásica interna a la zona del transformador en un sistema convencional no aislado.

Para observar el efecto de este problema en la protección 87T de un PE, se realiza una falla monofásica en la zona del transformador del PE SARCO. En la Figura 3.8, puede observarse que los *loops* caen bajo la curva de operación, por lo que la protección no despejaría la falla.

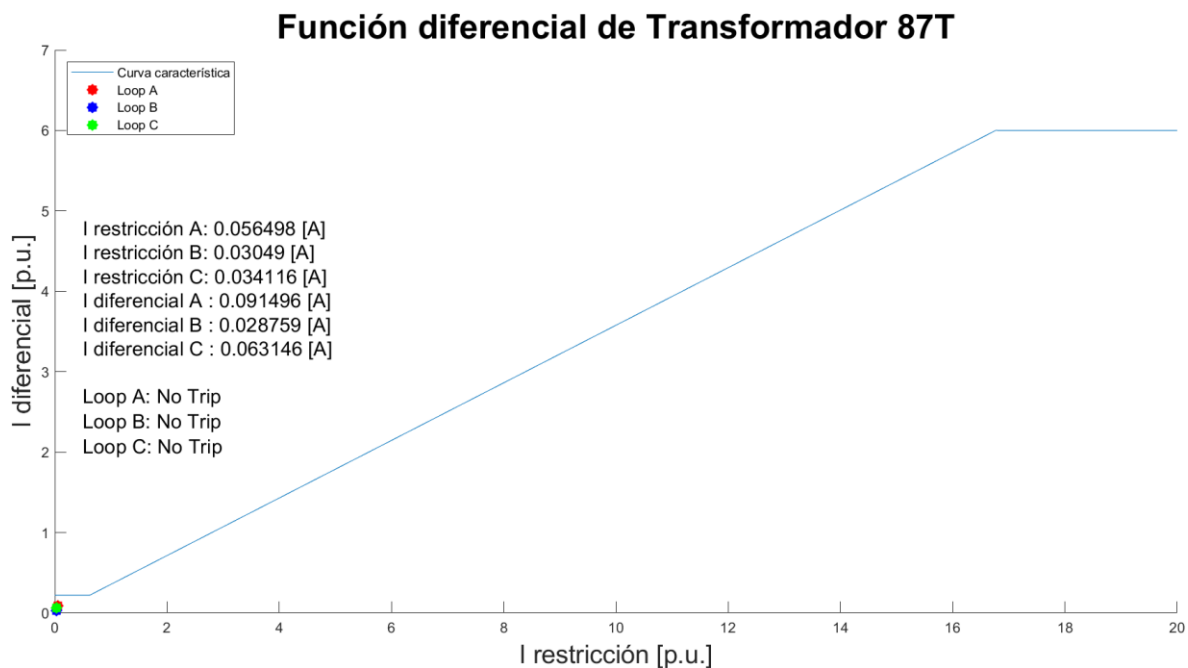


Figura 3.8: Operación de la protección 87T para falla monofásica interna a la zona del transformador elevador del PE SARCO.

Junto con la pérdida de la direccionalidad, hay varias razones que influyen en esta situación. La baja corriente de falla monofásica de la que se habló en el punto 3.1 provoca que los valores de corriente sean muy bajos. Además, la condición aislada de tierra de la zona de MT del PE evita que las corrientes de falla pasen al lado de AT del transformador. Como la corriente de fase para una falla monofásica es igual a tres veces su corriente de secuencia cero, su paso es bloqueado por el devanado delta del transformador elevador.

Esto provoca que los sistemas de protecciones de los PE, en general, tengan altas posibilidades de no contar con la protección principal de su transformador de poder. Esto ocasionaría que las fallas en esta zona tengan que ser despejadas por sus protecciones de respaldo, por lo que podría incurrirse en faltas a la NT respecto a las exigencias de tiempos mínimos de despeje de fallas o al tiempo mínimo de paso de coordinación, como se expresó en la sección 2.4.

CAPÍTULO 4: ANÁLISIS TEÓRICO DE FALLAS A TIERRA

Junto con la evaluación de un esquema de protecciones real, este trabajo busca realizar un análisis de los eventos de falla dentro de un PE desde una perspectiva teórica. Para esto, se analizan sus mallas de secuencia y su interconexión en el punto de falla al ocurrir un evento de falla a tierra.

Se incluye para complementar el resultado práctico, compuesto por el dimensionamiento del zigzag, implementación de funciones de protección adicionales, etc., con una perspectiva teórica del análisis de la ocurrencia de fallas a tierra en PE. De esta forma, se da una base para analizar la existencia de problemas en la operación de sus protecciones debido a su condición de sistema aislado, y sus consecuencias en el comportamiento de un PE en condición de falla a tierra.

Este análisis se lleva a cabo confeccionando y analizando un modelo de Mallas de Secuencia (MS) para el PE, y realizando un análisis de sensibilidad sobre las corrientes y tensiones de falla respecto a la variación de parámetros del parque. De esta forma, podemos adentrarnos en el por qué los PE, en su condición de sistemas aislados, presentan los problemas ya mencionados en la sección anterior, y como podemos verlos reflejados en las variables de falla monofásica.

4.1. MALLAS DE SECUENCIA

Para obtener las variables de falla de un sistema (tensiones y corrientes), se utilizan las MS. Estas son una forma de resolver problemas de sistemas desbalanceados en un SEP, como lo son los cortocircuitos no trifásicos, mediante componentes simétricas.

Las componentes simétricas son una forma de descomponer un sistema trifásico asimétrico en tres sistemas simétricos, utilizando el teorema de Fortescue. Estas son: las componentes de secuencia positiva, que consta de tres fasores de igual magnitud desfasados en 120° entre sí con secuencia positiva; las componentes de secuencia negativa, que consta de tres fasores de igual magnitud desfasados en 120° entre sí con secuencia negativa; y las componentes de secuencia cero, que consiste en tres fasores de igual magnitud y fase.

Asimismo, un SEP puede descomponerse en MS de secuencias positiva, negativa y cero. En operación normal tenemos un sistema balanceado, donde las mallas no se conectan entre sí y solo influyen los componentes de la malla positiva. Sin embargo, al ocurrir una falla, estas se interconectan entre sí en el punto de falla. La forma en que se conectan dependerá del tipo de falla que se presente.

Un PE contiene distintos componentes, incluyendo un gran número de secciones de cable, aerogeneradores y sus respectivos transformadores de MT a BT, como puede apreciarse en la Figura 4.1. También se observa que los aerogeneradores se encuentran agrupados en circuitos (en este caso 10), donde cada uno de estos está protegido por un relé de protección.

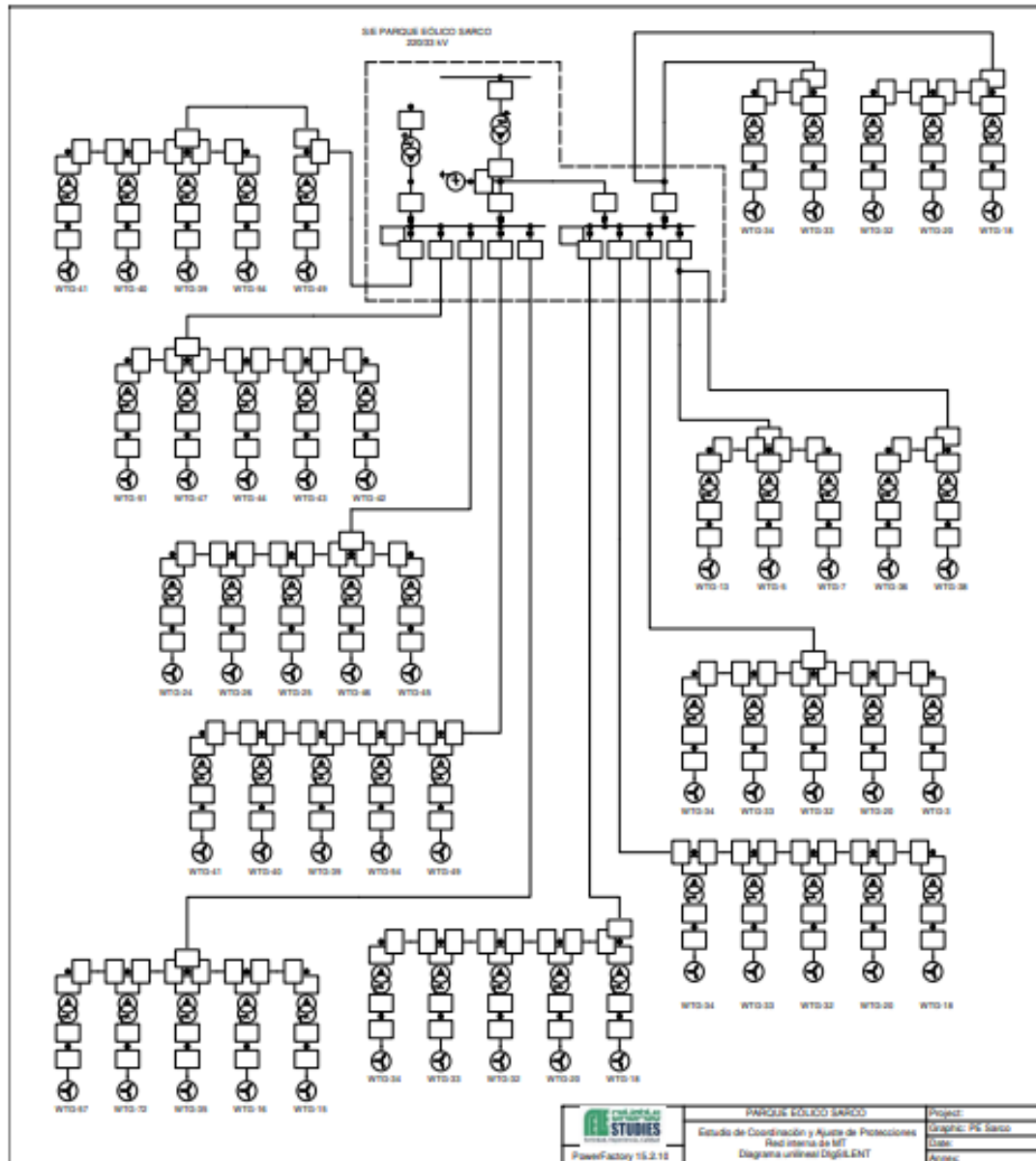


Figura 4.1: Ejemplo de red interna de un PE, obtenida del ECAP del PE SARCO. [10]

Como se puede ver, un PE, específicamente en su sistema colector, está compuesto por un complejo entramado de cable subterráneo, transformadores y aerogeneradores. Por esto, es difícil visualizar un modelo de MS completo para un parque. Sin embargo, no es realmente necesario hacerlo, ya que las corrientes solo son medidas desde donde el circuito está conectado, en las barras de la subestación del parque. O sea, podemos ver cada circuito por

separado como un simple equivalente Thevenin que lo representa, como se observa en la Figura 4.2.

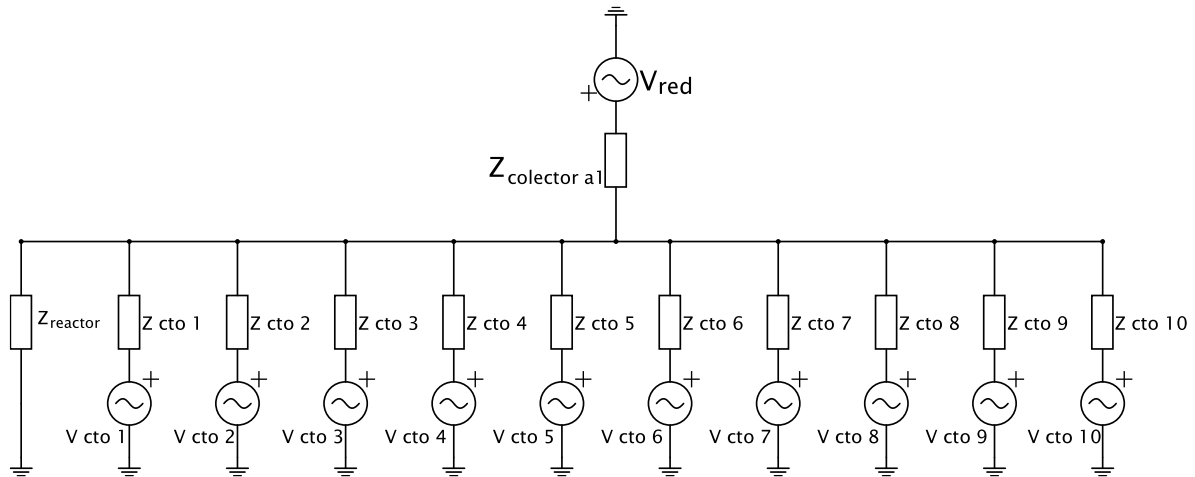


Figura 4.2: Modelo equivalente para el PE

A partir de este modelo equivalente, las mallas de secuencia para una falla en el circuito colector pueden verse como indica la Figura 4.3, acompañado de una representación resumida de las partes de un PE, ubicado para coincidir con cada elemento en las MS. Aquí, la impedancia del circuito fallado es dividida en 2 (a y b) dependiendo de la ubicación en la que ocurra la falla. Los circuitos no fallados, al estar en paralelo al circuito fallado, pueden condensarse en un único equivalente paralelo. Las capacitancias paralelas son despreciables en las mallas positiva y negativa, tal como se explica en el marco teórico (Sección 2.1). Se aprecia la desconexión en los extremos de la rama serie en el circuito de secuencia cero, producto de los devanados delta de los transformadores presentes en cada extremo del sistema colector.

Al ocurrir la falla en un circuito específico, el resto de los circuitos pueden simplificarse, por lo que en la Figura 4.3 aparecen los elementos “ $Z_{ctos_paralelo}$ ” y “ $Z_{cto_falla_gen}$ ”, que representan el equivalente paralelo de los elementos de impedancia del sistema colector y de los elementos de impedancia de transformadores en bloque y generadores, respectivamente. A su vez, en la MSP aparece el equivalente paralelo a los aerogeneradores de los circuitos no fallados.

Al analizar una falla monofásica, que serán nuestro foco principal durante este trabajo, realmente serán solo 2 de los elementos de las mallas de secuencia los que determinarán el valor de su corriente de falla: la capacitancia paralela equivalente de los circuitos, y la impedancia del reactor zigzag. Los elementos serie son de menor valor de impedancia y, como se podrá ver en la próxima Sección, no tienen mayor influencia en los valores de corriente.

Cada una de las mallas puede simplificarse mediante un equivalente Thevenin, obteniendo un valor de tensión para la MSP, y valores de impedancia para las tres mallas. Estas se interconectan de distinta forma dependiendo del tipo de falla ocurrente.

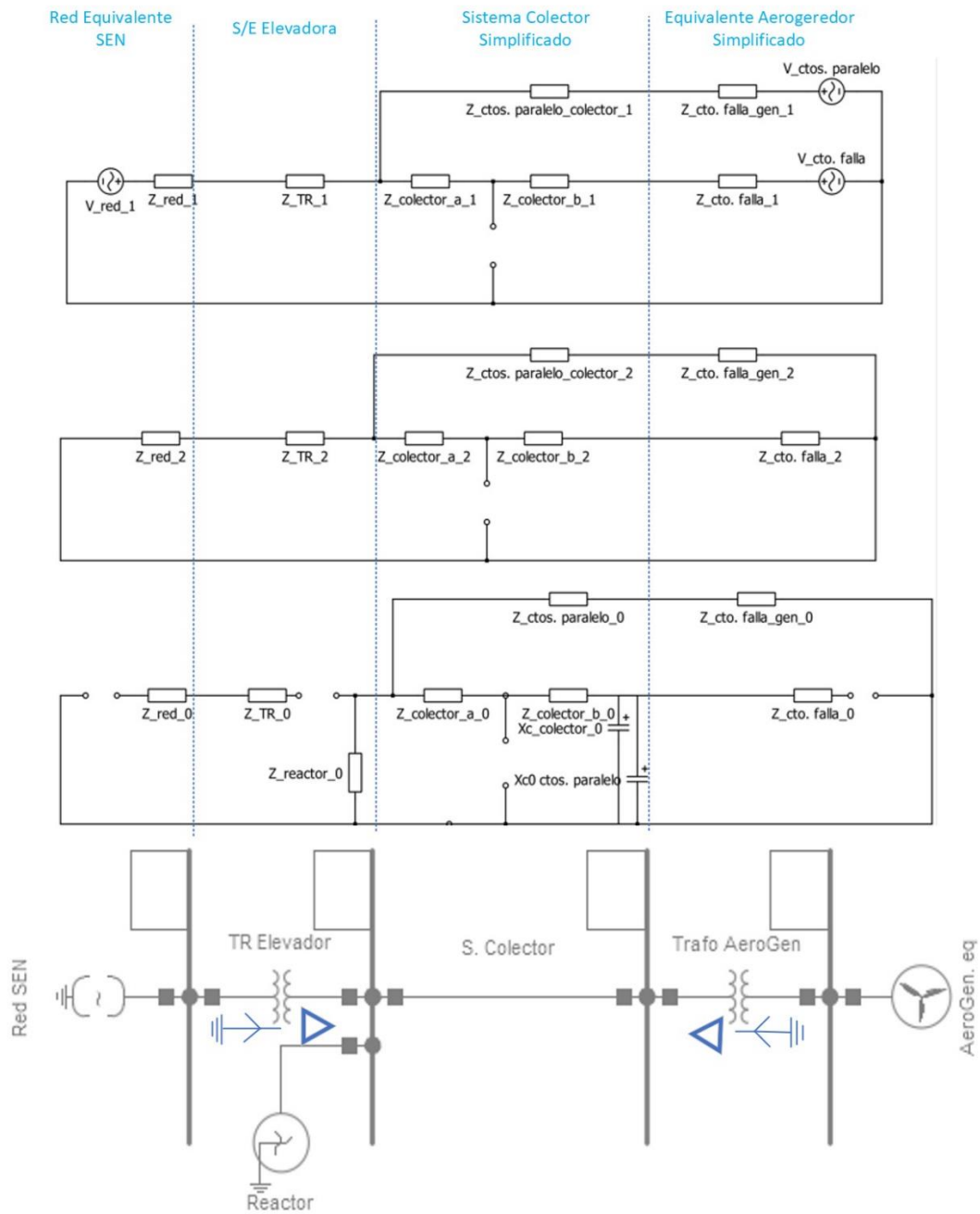


Figura 4.3: Mallas de secuencia del Parque Eólico.

4.2. ANÁLISIS DE VARIABLES DE FALLA

Al ocurrir una falla de una fase a tierra, las MS del sistema se interconectan en serie en el punto de falla, como se muestra en la Figura 4.4. De esta forma, las tres mallas tendrán la misma corriente y distintas tensiones.

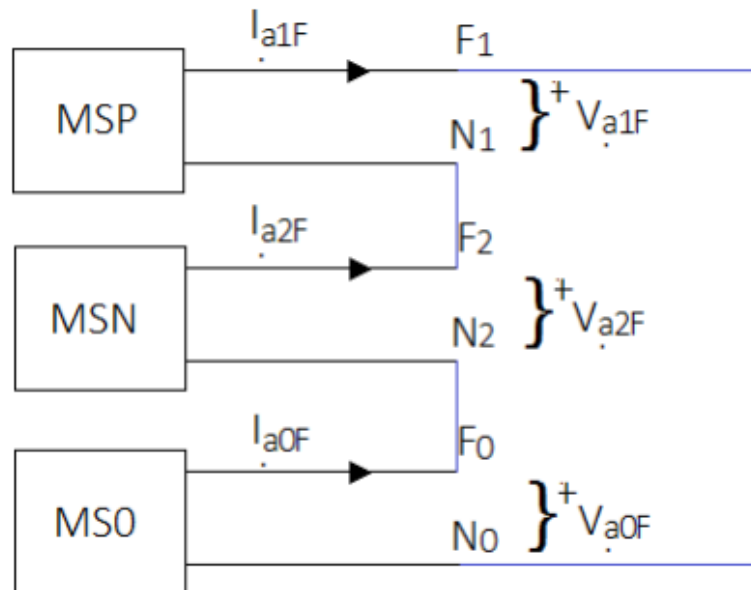


Figura 4.4: Conexión de las MS para una falla monofásica a tierra, fase A. [3]

Para comprobar y analizar el comportamiento de tensiones y corrientes de secuencia, y las tensiones de fase obtenidas a partir de estas, se elaboran diagramas de variables versus tiempo. La Figura 4.5 nos muestra el comportamiento de tensiones y corrientes de fase y secuencia para una falla monofásica a tierra en un PE de prueba, simulado en MATLAB a partir de parámetros obtenidos de bases de datos reales de DS PF.

Se puede observar que las tensiones de secuencia positiva y cero son prácticamente inversas entre sí, mientras que la negativa tiene una magnitud muy cercana a cero. Esto se debe a que la impedancia de secuencia cero es bastante mayor que las impedancias positiva y negativa. Como la corriente es la misma para las tres mallas, la tensión de la secuencia cero es mucho mayor que las de las otras impedancias. Por lo tanto, la tensión de secuencia cero está dada por dicho producto de corriente por impedancia, mientras que la de secuencia positiva está dada por la fuente de tensión asociada a dicha malla.

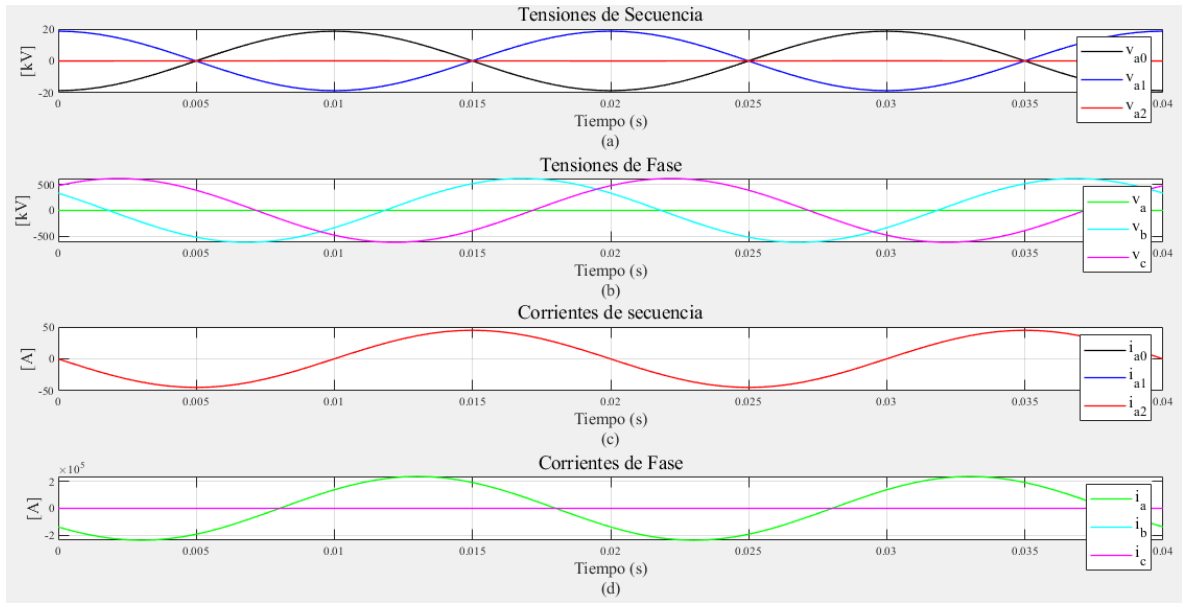


Figura 4.5: Comportamiento de variables de fase y secuencia versus tiempo para una falla monofásica a tierra, fase A, en el PE de prueba.

También se aprecia que las tres secuencias presentan la misma corriente, debido a su conexión en serie. De la misma forma, las tensiones de la fase fallada, o sea, la fase A, es igual a cero, mientras que esta es la única fase que presenta corriente, como se espera de una falla monofásica a tierra.

Al ocurrir una falla bifásica a tierra, las mallas de secuencia del sistema se interconectan en paralelo en el punto de falla, como se muestra en la Figura 4.6. De esta forma, las tres mallas tendrán la misma tensión y distintas corrientes.

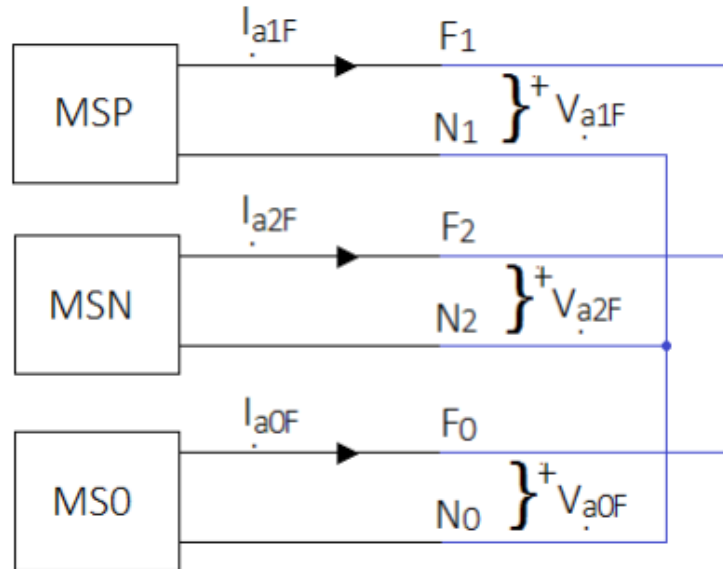


Figura 4.6: Conexión de las MS para una falla bifásica a tierra, fases B y C. [3]

Para comprobar y analizar el comportamiento de tensiones y corrientes de secuencia, y las tensiones y corrientes de fase obtenidas a partir de estas, se elaboran diagramas de variables versus tiempo. La Figura 4.7 nos muestra el comportamiento de tensiones y corrientes de fase y secuencia para una falla bifásica a tierra en el mismo PE de prueba.

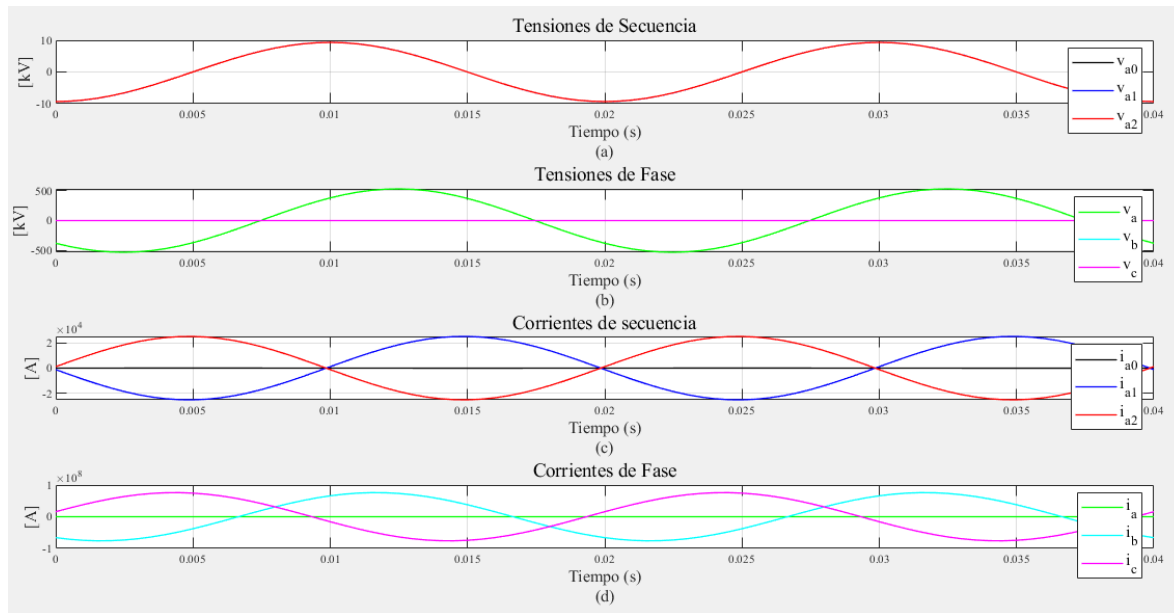


Figura 4.7: Comportamiento de variables de fase y secuencia versus tiempo para una falla bifásica a tierra en el PE de prueba.

Se puede observar que las tensiones son iguales en magnitud, siendo solamente la tensión de secuencia positiva la que tiene distinto ángulo debido a la referencia tomada. Esto debido a que las mallas están conectadas en paralelo entre sí.

Por otro lado, la corriente de secuencia cero es muy baja, debido a su alta impedancia. De esta forma, las corrientes predominantes son la de secuencia positiva y negativa, las cuales tienen magnitudes mucho mayores. Producto de esto, la corriente residual de las fallas bifásicas es muy baja. Esto se contrapone a las fallas monofásicas a tierra, donde la corriente de la fase fallada es idéntica a la corriente residual.

Esto significa que los principales problemas de las protecciones en PE no estarían relacionadas con las fallas bifásicas a tierra, ya que están asociados a la corriente residual del parque. Por lo tanto, podemos fijarnos principalmente en las fallas monofásicas a tierra dentro del dimensionamiento del reactor zigzag y en el análisis del sistema de protecciones en general. Hay que recordar que un reactor zigzag modifica solo la corriente residual del sistema. En una falla monofásica a tierra la corriente de falla es igual a la corriente residual. En cambio, en una falla bifásica a tierra la corriente de falla está determinada principalmente por las corrientes de secuencia positiva y negativa, siendo la corriente residual innecesaria para la detección y despeje mediante la operación de las protecciones.

4.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD: INFLUENCIA DE UBICACIÓN DE FALLA, DEL REACTOR ZIGZAG Y DE CORRIENTES CAPACITIVAS EN SISTEMAS AISLADOS DE TIERRA ANTE FALLAS A TIERRA

A continuación, se analizará la variación de algunos parámetros de un PE y su efecto en las corrientes de falla del sistema. En primer lugar, la ubicación de la falla. Si volvemos a observar la Figura 4.1, notamos que no es tan sencillo analizar la variación en la ubicación de falla, ya que el sistema colector se encuentra ramificado de forma irregular. O sea, contamos con varios circuitos, donde los cables y nodos no están conectados de una forma regular, sino que varían de circuito a circuito.

Entonces, tomaremos un circuito en particular y obtendremos, mediante simulación en DS PF, los valores de corriente para fallas monofásicas en distintos puntos: a lo largo del cable principal del circuito (el que lo une a la barra), luego del punto de conexión del primer aerogenerador, y antes del punto de conexión del último aerogenerador. La Tabla 4.1 muestra la corriente medida por la protección en la barra ($I - \text{barra}$) y la corriente en el punto de falla.

Tabla 4.1: Corriente de falla monofásica residual para variación en la ubicación de la falla.

Ubicación	$I - \text{punto de falla [A]}$	$I - \text{barra [A]}$
5% línea	263 $\angle -89,5^\circ$	263 $\angle -89,3^\circ$
25% línea	262 $\angle -89,3^\circ$	262 $\angle -88,3^\circ$
50% línea	261 $\angle -88,9^\circ$	261 $\angle -89,3^\circ$
75% línea	260 $\angle -88,6^\circ$	260 $\angle -87,9^\circ$
95% línea	259 $\angle -88,4^\circ$	259 $\angle -87,6^\circ$
Primer Aerogenerador	222 $\angle -87,6^\circ$	259 $\angle -88,3^\circ$
Último Aerogenerador	221 $\angle -87,3^\circ$	258 $\angle -87,9^\circ$

Si bien la corriente en el punto de falla baja a medida que este se aleja del punto de medición de las protecciones de la barra, la corriente en dicho punto de medición sufre variaciones mínimas. Como esta última es la corriente que las protecciones miden para detectar fallas, se puede decir que la ubicación para una falla dentro de un mismo circuito es irrelevante para el funcionamiento de las protecciones. Solo importará en qué circuito ocurre, o si ocurre dentro o fuera de la zona del transformador elevador.

Para observar el efecto de la capacitancia del sistema colector nos fijamos en la Figura 4.8, generada a partir de código en MATLAB utilizando datos reales de un PE, que cuenta con un reactor zigzag de 116,2 $[\Omega]$. Se utiliza un rango razonable para el valor de la capacitancia

equivalente, de 100 a 300 [Ω], lo cual se condice con datos de parques reales mostrados en el próximo Capítulo.

Como se ha comentado, la corriente de falla monofásica está dada principalmente por el aporte de corriente residual del reactor (inductiva) y de los aportes de corriente homopolar del sistema colector (capacitiva). La corriente es prácticamente una resta entre estos valores, por lo que su signo dependerá de cuál de ambas sea mayor, se asocia un signo positivo a una corriente predominantemente inductiva y uno negativo a una capacitiva. En cualquier PE que cuente con un reactor zigzag y un sistema colector extenso, la corriente de falla debería ser inductiva.e falla.De no ser así, o sea, si la corriente de falla monofásica fuera capacitiva, significaría que el aporte de corriente inductiva del reactor solo está haciendo que la corriente de falla disminuya respecto al valor de aporte capacitivo de corriente total del sistema colector.

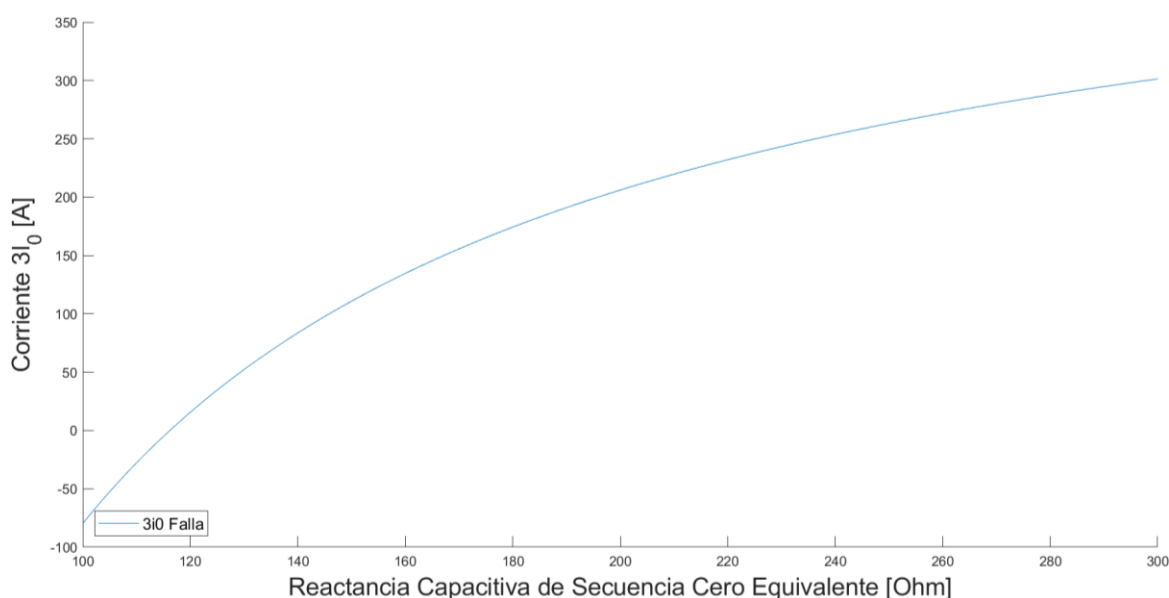


Figura 4.8: Variación de la corriente de falla monofásica respecto a la capacitancia equivalente del sistema colector.

Luego, observamos la variación en la corriente de falla monofásica según la impedancia del reactor zigzag, como se observa en la Figura 4.9. Se puede observar que a una menor impedancia la corriente de falla aumenta considerablemente, mientras que al aumentar la impedancia la corriente baja.

Como se comentó en el capítulo anterior, uno de los problemas presentes en los PE es la sensibilidad de las corrientes de falla, donde el valor de corriente de falla monofásica suele ser muy bajo. El uso de un reactor, como se observa en la Figura 4.9, permite modificar este valor hasta un nivel que sea conveniente para el funcionamiento del sistema de protecciones. En el próximo capítulo, correspondiente al dimensionamiento del reactor zigzag, se busca establecer un rango para este valor conveniente.

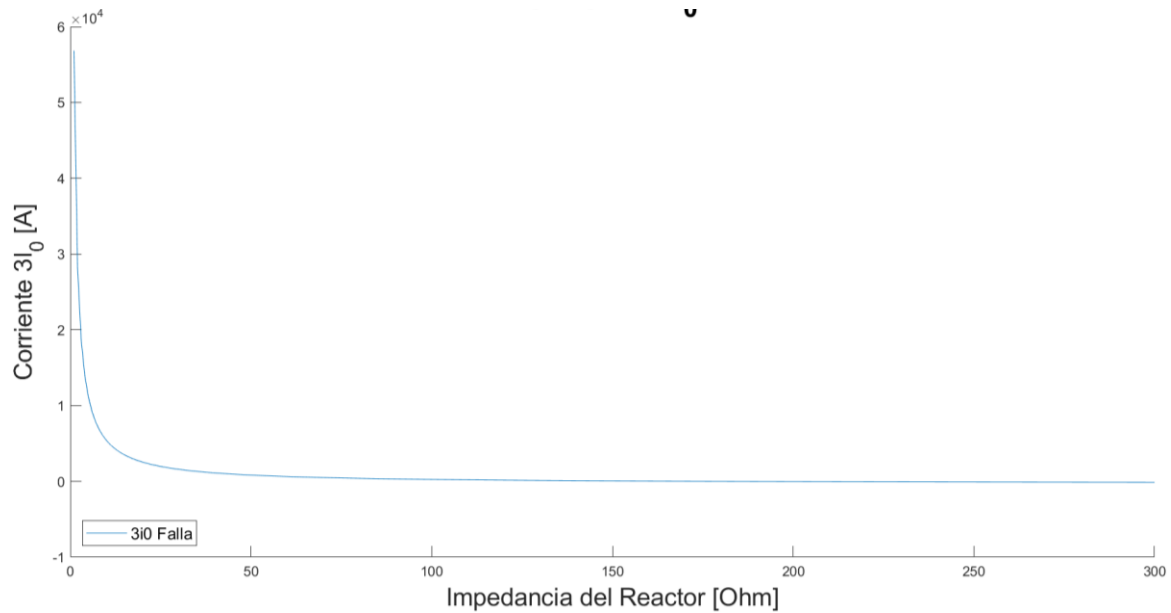


Figura 4.9: Variación de la corriente de falla monofásica según la impedancia del reactor zigzag.

Adicionalmente al análisis de sensibilidad, es necesario hacer una revisión de los flujos de corriente por el sistema colector al momento de ocurrir una falla monofásica a tierra. Como se ha explicado previamente, ante una falla monofásica, la corriente de falla está determinada por la corriente inductiva que aporta el reactor zigzag, y la corriente capacitiva que aportan los cables del sistema colector. El bloqueo de las corrientes de secuencia cero desde el lado de AT impide que la corriente de falla monofásica, que es igual a la corriente residual $3I_0$, reciba aportes desde ese lado del transformador.

Como se observó en la Sección anterior, desde el punto de vista de las protecciones, la distancia a la que ocurra una falla es irrelevante para su detección. La corriente medida por los TTCC no varía significativamente si es que la falla ocurre más lejos o más cerca. Pero si va a variar dependiendo de en qué circuito ocurra la falla, o si esta es interna o externa a la zona del transformador.

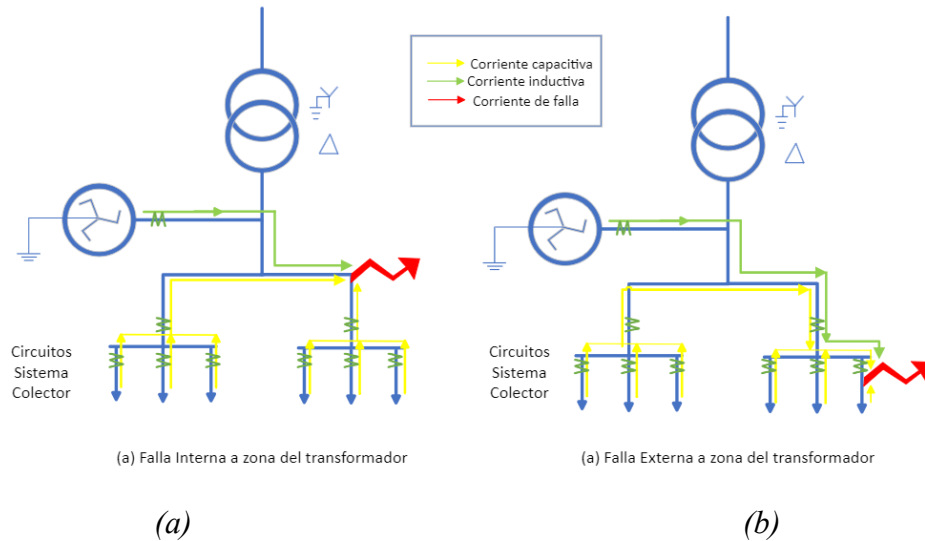


Figura 4.10: Flujos de las corrientes al ocurrir una falla monofásica dentro del PE.

(a) Falla interna, (b) Falla externa.

Para comprender cómo ocurre esa variación, es necesario prestar atención a los flujos que toman las corrientes inductivas y capacitivas por separado, desde el reactor y cada circuito del sistema colector, hasta el punto de falla. La Figura 4.10 muestra el camino que toman las corrientes que aporta cada circuito del sistema colector (en amarillo) y la que aporta el reactor zigzag (en verde). Como estas son capacitivas e inductivas, respectivamente, sus ángulos son contrarios entre sí. El valor de corriente de falla que mida cada TTCC dependerá de si por él pasa solo una corriente inductiva, solo corrientes capacitivas, o ambas a la vez. Los puntos donde pasa solo corriente inductiva serán los con mayor magnitud de corriente, mientras que por donde pasan ambas esta será menor, ya que se restarán entre sí.

Finalmente, es relevante comentar respecto a la verdadera necesidad de incluir un reactor zigzag en un PE. Como se ha observado, sin la presencia de este, de todas formas se tiene un nivel de corriente de falla monofásica debido a los aportes capacitivos del sistema colector. Este podría por sí solo permitir el ajuste de protecciones que detecten fallas monofásicas en tiempos razonables.

Sin embargo, la presencia de un reactor otorga al sistema un punto de medición que será fundamental para la implementación de una protección diferencial de tierra restringida (87N). Esta función de protección permitirá corregir el problema de direccionalidad de las corrientes de falla monofásica, logrando además el despeje instantáneo de fallas en la zona del transformador elevador. Además, esto permitirá conocer la ubicación en la cual ocurrió una falla fácilmente, acortando los tiempos de reencendido del parque en caso de falla.

CAPÍTULO 5: DIMENSIONAMIENTO DEL REACTOR ZIGZAG

Como se ha podido ver hasta ahora, el dimensionamiento de un reactor zigzag no es un tema trivial. El tamaño que se escoja para este transformador será determinante para el nivel de corriente residual que atraviese el sistema ante una falla a tierra, lo cual no puede dejarse al azar.

Sin embargo, la realidad de los PE nacionales no se condice con esto. En general, la elección del reactor zigzag no es fundamentada meticulosamente. Si bien su implementación es funcional de todas formas, ya que el sistema de protecciones puede ajustarse al nivel de corriente que permita el reactor, no se tienen en cuenta los parámetros del sistema que reamente determinan cual será ese nivel de corriente.

Por lo tanto, se busca desarrollar una metodología que permita obtener un rango de valores óptimo para el tamaño del reactor, según parámetros fundamentales del sistema, tales como su impedancia de secuencia cero, los límites térmicos de sus instalaciones y la potencia total del PE.

5.1. ANÁLISIS DEL PROBLEMA: REACTOR ZIGZAG EN PE NACIONALES

Como hemos visto hasta ahora, el nivel de corriente residual de cortocircuito depende directamente de la impedancia de secuencia cero en un PE.

Al revisar distintos PE nacionales y sus características, podemos notar que no hay una tendencia para el tamaño del reactor. No existe una relación notoria entre su valor de impedancia con características fundamentales del Parque, como la impedancia de secuencia cero o su potencia. Esto se evidencia en la Tabla 5.1, con datos obtenidos de los respectivos ECAP [4] [10] [7] [12].

Tabla 5.1: Características de PE nacionales.

Parque Eólico	Potencia [MW]	X0 Equivalente [Ω]	Z0 Reactor [Ω]	3I0 Falla monofásica [A]
Sarco	170	140,65	166,67	373
Aurora	129	177,22	116,2	263
Cerro Tigre	184,8	320,75	95,26	568
Tchamma	157,5	173,98	47,63	251

En esta tabla, se muestran varios PE nacionales junto con sus niveles de potencia, valor aproximado de su impedancia capacitiva de secuencia cero, y la impedancia de su reactor zigzag. El valor aproximado de impedancia de secuencia cero representa la alta capacitancia del sistema colector, y es calculado utilizando fórmulas de [13], las cuales serán explicadas con mayor detalle al ser usadas en la metodología para dimensionamiento del reactor zigzag presentada en la próxima Sección.

Llama la atención que no exista una tendencia clara del tamaño de reactor escogido. Como se ha explicado previamente, la corriente de falla monofásica depende directamente de la impedancia de secuencia cero del sistema. Existe un aporte de corriente capacitiva desde el sistema colector, el cual se contrapone a la naturaleza inductiva del reactor zigzag. Como consecuencia, la corriente de falla resultante tiende a ser bastante baja.

Según [14], un criterio ampliamente utilizado para escoger un reactor zigzag es guiarse por:

$$Z_0 \leq X_0 \quad (0.1)$$

Tiene sentido, si consideramos que el reactor zigzag tiene por objetivo otorgar un mayor valor de corriente residual a un sistema aislado, y este debe ser mayor al proporcionado por la corriente residual proveniente del sistema colector, considerando que son de ángulo opuesto. Como la corriente aportada debe ser mayor, su impedancia debe ser menor, ya que son inversamente proporcionales.

Observando nuevamente la Tabla 5.1, podemos observar que varios Parques ni siquiera cumplen con este criterio. Como se explicará en la sección siguiente, un reactor zigzag debería dimensionarse cuidadosamente para tener un valor de corriente útil para la operación de todas las funciones de protección necesarias, lo cual depende directamente de la corriente homopolar que aporta el sistema colector a la corriente de falla.

La propuesta de dimensionamiento que se presentará a continuación considera el uso de parámetros de equipos del PE y los aportes de corriente de falla del sistema colector para encontrar un valor razonable de corriente ante un cortocircuito monofásico. Se basará también en cumplir los criterios mínimos de un sistema de protecciones para detectar y despejar fallas rápidamente en cualquier punto del parque. Así, se llegará a un rango de valores ideal para la impedancia del reactor zigzag y su corriente de cortocircuito

5.2. PROPUESTA DE DIMENSIONAMIENTO

Como se ha podido observar a lo largo de este trabajo, el nivel de corriente de cortocircuito dentro de un PE está determinado directamente por el valor de su impedancia de secuencia cero, el cual a su vez proviene del valor de capacitancia de secuencia cero del cableado del sistema colector.

Esta capacitancia de secuencia cero determinará el aporte de corriente capacitiva homopolar que entregará el sistema colector ante un cortocircuito monofásico. Generalmente, tanto en generadores convencionales como en transmisión, este aporte de corriente homopolar es despreciable en comparación con la corriente residual del sistema. Sin embargo, la condición de sistema aislado de los PE provoca que este determine el nivel de corriente de falla monofásica.

La presencia del reactor de aterrizamiento permite el flujo de corriente residual, generando un flujo de corriente homopolar de tipo inductiva. Como se revisó en capítulos anteriores, esta se contrapone con la mencionada corriente homopolar de tipo capacitiva aportada por el sistema colector. De esta forma, serán estas corrientes de ángulo opuesto las que determinarán el nivel de cortocircuito monofásico del PE.

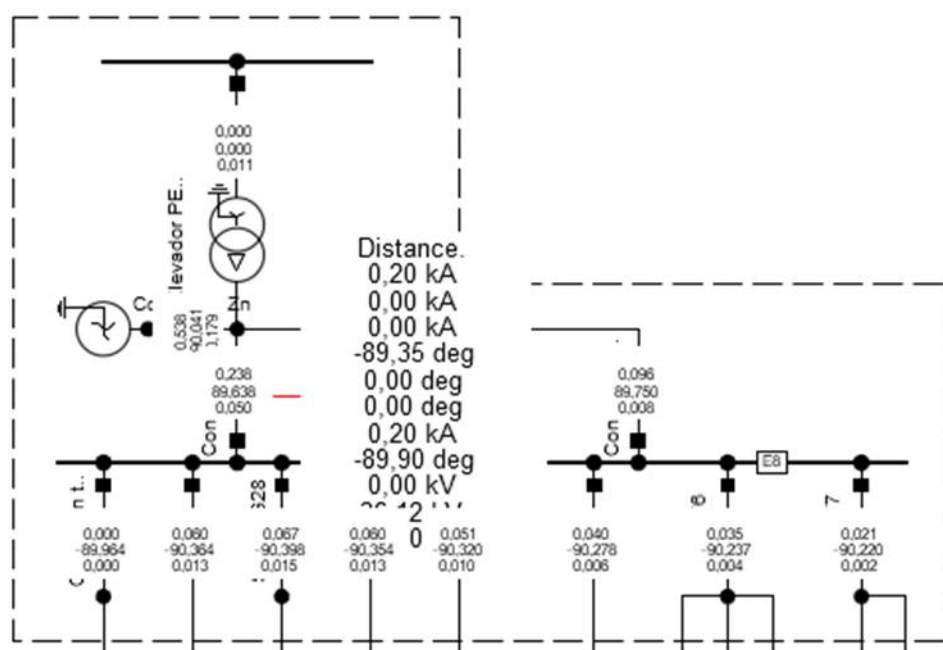


Figura 5.1: Falla monofásica en PE.

Por lo tanto, al proponer una expresión de dimensionamiento para el reactor zigzag, se deben considerar estas dos corrientes: la corriente inductiva que fluye por el reactor, y la corriente capacitiva proveniente del sistema colector, ambas de tipo homopolar. Podemos comprobar que estas son las que determinan la corriente de falla observando una simulación de falla monofásica en el PE de estudio, como se observa en la Figura 5.1.

Tabla 5.2: Valores por paño para falla monofásica en PE.

Paño	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	Total ctos.	Reactor	Punto de falla
310 [A]	60	67	60	51	40	35	21	334	538	200

Como se puede observar en la Tabla 5.2, con valores obtenidos de la simulación mostrada en la Figura 5.1, la diferencia entre la suma de los aportes de corriente homopolar y la corriente que fluye por el reactor da como resultado la corriente de falla monofásica del sistema, aproximadamente. Entonces, se comprueba que la corriente de falla monofásica en un PE está determinada por la expresión:

$$3I_{0\text{ Falla}} = 3I_{0\text{ Reactor}} - 3I_{0\text{ C0}} \quad (0.2)$$

La propuesta de dimensionamiento para el reactor zigzag buscará equilibrar ambas corrientes de manera que la resultante, la corriente de falla residual, tenga un valor óptimo para el funcionamiento del sistema de protecciones. Esta propuesta no buscará dar un valor específico, sino que presentar un rango de valores de impedancia del zigzag dentro del cuál el ajuste de protecciones pueda ser realizado de forma óptima, basado en los parámetros constructivos del sistema.

La corriente $3I_{0\text{ C0}}$ es intrínseca del PE y está dada por la susceptancia de secuencia cero de los cables. Según [14], se puede obtener dicha corriente con la siguiente expresión:

$$3I_{0\text{ C0}} = 3 * \frac{V_{L-L}}{\sqrt{3} * X_{C0}} \quad (0.3)$$

Donde V_{L-L} es la corriente línea a línea de servicio en el sistema de MT, y X_{C0} es la impedancia capacitiva equivalente del sistema. Este equivalente será calculado a partir de la susceptancia de los cables ya mencionada. Las susceptancias en paralelo pueden reducirse a una única susceptancia equivalente mediante suma simple. Así se indica en [13], donde la susceptancia total se obtiene mediante la expresión:

$$B_{0\text{ Total}} = \sum_{i=1}^n B_i \quad (0.4)$$

De esta forma, se obtiene un equivalente para la susceptancia de secuencia cero de cualquier PE, que nos permitirá obtener la corriente $3I_{0\text{ C0}}$ utilizada en el dimensionamiento.

La corriente $3I_{0\text{ Reactor}}$ puede obtenerse a partir de la impedancia trifásica del reactor ($Z_{R-3\phi}$) y la tensión de servicio línea a línea del sistema en MT.

$$3I_{0\text{ Reactor}} = 3 * \frac{V_{L-L}}{\sqrt{3} * Z_{R-3\phi}} \quad (0.5)$$

Estas expresiones nos permitirán obtener un valor estimado de las corrientes necesarias para determinar el tamaño del reactor zigzag. Podemos contrastar los valores obtenidos mediante estas fórmulas con simulación en DIgSILENT para el PE de estudio. La comparación se observa en la Tabla 5.3, arrojando un error cercano al 17% entre ambas, lo cual indica un valor estimado razonable para la corriente de falla monofásica residual en el PE.

Tabla 5.3: Valores por paño para falla monofásica en PE.

	Resultado DIgSILENT	Cálculo Manual	Error
$3I_{0\ CO}$	334 [A]	323 [A]	3,3 %
$3I_{0\ Reactor}$	538 [A]	492 [A]	8,5 %
$3I_{0\ Falla}$	200 [A]	169 [A]	17,2 %

Como se explicó en la Sección 3.2, el transformador de poder debe ser protegido mediante una protección diferencial de tierra restringida 87TN. Esta protección funciona en base a un punto de operación dado por corrientes diferencial y de restricción. La primera de estas se obtiene tal como la corriente de falla, ya que debe conectarse en el neutro del zigzag y en el paño MT del transformador, obteniéndose la corriente de restricción como la suma de estas.

El criterio escogido se basa en utilizar el mínimo ajuste que permite un típico relé de protección diferencial. Se considera un ajuste mínimo de 0,05 p.u. para su corriente pickup, por lo que se buscará un valor mayor que este. Dicho ajuste mínimo se obtiene usualmente de la razón del TTCC, pero, considerando que el reactor debiera dimensionarse en una fase previa al ajuste del sistema de protecciones, se opta por usar el valor de algún equipo principal del sistema.

Se opta por utilizar la corriente nominal del transformador de poder, coincidiendo también con que esta es la zona a proteger por la protección 87TN, asociada al criterio de dimensionamiento del reactor. Además, para dar un margen de operación a esta protección, y considerando que este es un valor mínimo, se da un margen mayor al mínimo ajuste. Entonces, se considera un margen de 4 veces el mínimo, o sea, 0,2 p.u.

Entonces, la corriente residual deseada para una falla monofásica en la zona de MT estaría dada por:

$$3I_{0\ Falla} = 0,2 * I_{N-TR} \quad (0.6)$$

Si despejamos la expresión 5.2 en formato de inequación, considerando que esta corriente de falla deseada es la mínima corriente de falla monofásica que permita un buen funcionamiento del sistema de protecciones, e incluyendo la ecuación 5.6, obtenemos la siguiente expresión para el dimensionamiento:

$$0,2 * I_{N-TR} + 3I_{0\ CO} \leq 3I_{0\ Reactor} \quad (0.7)$$

Mediante esta, se puede escoger un valor conveniente para la corriente que aporta el reactor, y mediante la ecuación 5.5, podemos obtener el valor de su impedancia.

En el caso de tener un PE ya en funcionamiento, y se requiera instalar una protección 87TN para asegurar la protección en la zona del transformador de poder, podría reajustarse la

corriente de falla monofásica hasta un nivel aceptable para su funcionamiento. De esta forma, se puede implementar dicha protección sin necesidad de reemplazar el reactor zigzag. Esto puede lograrse implementando una resistencia de neutro en el reactor, como se explicará en la sección siguiente, o simplemente ajustándola al nivel de corriente que permita el reactor instalado, de cumplir con el criterio mínimo que se presentará a continuación.

El criterio aceptable en este caso se define reformulando la fórmula 5.6, pero dándole un margen menor. Se toma como referencia un criterio ampliamente usado para el pickup en funciones de sobrecorriente, que consideran el 10% del ajuste del TTCC correspondiente. En este caso, se tomará como referencia un 10% de la corriente nominal del transformador de poder:

$$3I_{0\text{ Falla}} = 0,1 * I_{N-TR} \quad (0.8)$$

De esta forma, un PE ya en funcionamiento podría adaptarse mediante una resistencia de neutro para alcanzar un nivel de corriente aceptable para permitir el funcionamiento de la 87TN. Sin embargo, esto dependerá de las características de cada parque, por lo que de todas formas se recomienda un análisis más exhaustivo para el PE en particular en el cual se requiera implementar esta protección, asegurando que la protección efectivamente operará para una falla monofásica a tierra en la zona del transformador.

Otro factor por considerar en el dimensionamiento es la sobretensión presente en los sistemas aislados al ocurrir una falla monofásica. Al ocurrir una falla de este tipo, la corriente reflejada al lado delta toma la tensión de dos devanados a la vez, por lo que la tensión de fase de las fases no falladas pasa a tomar un valor similar a la tensión de línea a línea del sistema. Esto puede observarse en la Figura 5.2, donde se ven las tensiones de cada fase para una falla monofásica a tierra aplicada a un PE, simulada mediante DIGSILENT, cuando su reactor se encuentra desconectado.

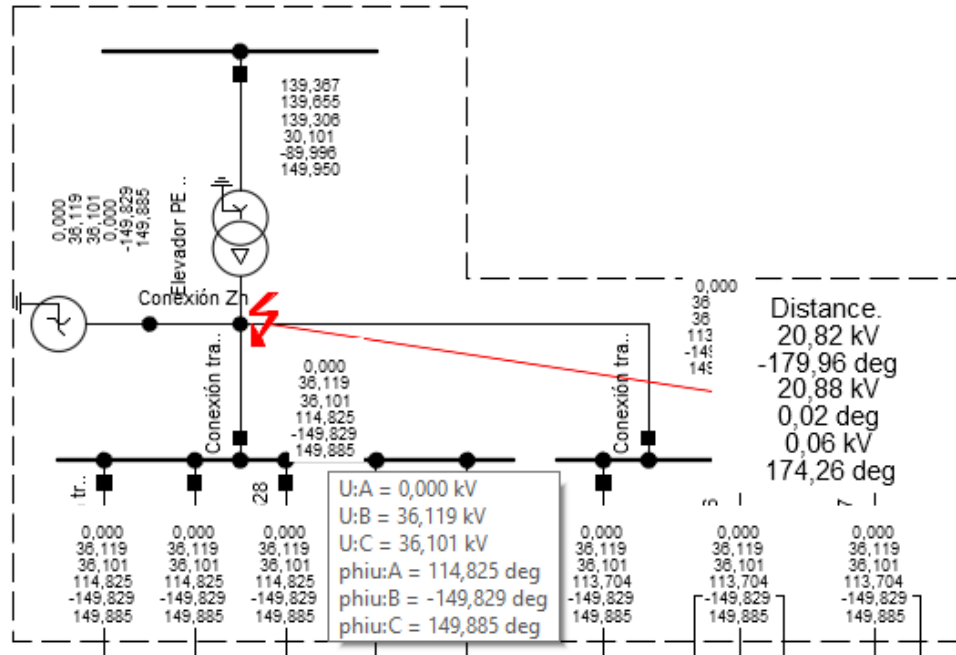


Figura 5.2: Tensiones de fase para una falla en un PE.

La inclusión del reactor zigzag contribuye a la disminución de esta sobretensión. Para observar esto, se revisa la Norma IEEE C62925-2009 [15] para aplicaciones de aterrizamiento neutral. La norma proporciona las siguientes fórmulas para el cálculo de la tensión de fase en las fases no falladas ante una falla monofásica, en este caso en la fase A:

$$V_B = V_f * (a^2 * \frac{Z_0 - Z_1}{2 * Z_1 + Z_0 + 3 * R_f}) \quad (0.9)$$

$$V_C = V_f * (a * \frac{Z_0 - Z_1}{2 * Z_1 + Z_0 + 3 * R_f}) \quad (0.10)$$

Donde:

V_f : Tensión equivalente del sistema.

a : Operador fasorial, $1 \angle 120^\circ$.

Z_1 : Impedancia de secuencia positiva equivalente del PE.

Z_0 : Impedancia de secuencia negativa equivalente del PE.

R_f : Resistencia de falla.

A partir de estas fórmulas, se puede obtener un estimativo del impacto que tendrá la variación del zigzag. Hay que recordar que la impedancia Z_0 es modificada al conectar el reactor

zigzag, obteniendo una nueva impedancia, cuyo valor se obtiene al calcular el paralelo entre la impedancia del zigzag y la de la impedancia de secuencia cero sin el reactor aún conectado.

Un código en MATLAB puede mostrarnos, en un rango más amplio, el aumento de la sobretensión al aumentar también la impedancia del reactor zigzag. La Figura 5.3 nos muestra cómo aumenta la tensión de las fases no falladas al aumentar la impedancia del zigzag, donde su valor tiende aproximadamente a 1,8 p.u.

Con todo lo anterior, podemos ver que tener un reactor de impedancia baja no solo ayuda a tener mayores corrientes de falla monofásica, lo cual es útil para mejorar el desempeño del sistema de protecciones, sino que además disminuye considerablemente la sobretensión presente en el sistema ante este tipo de fallas.

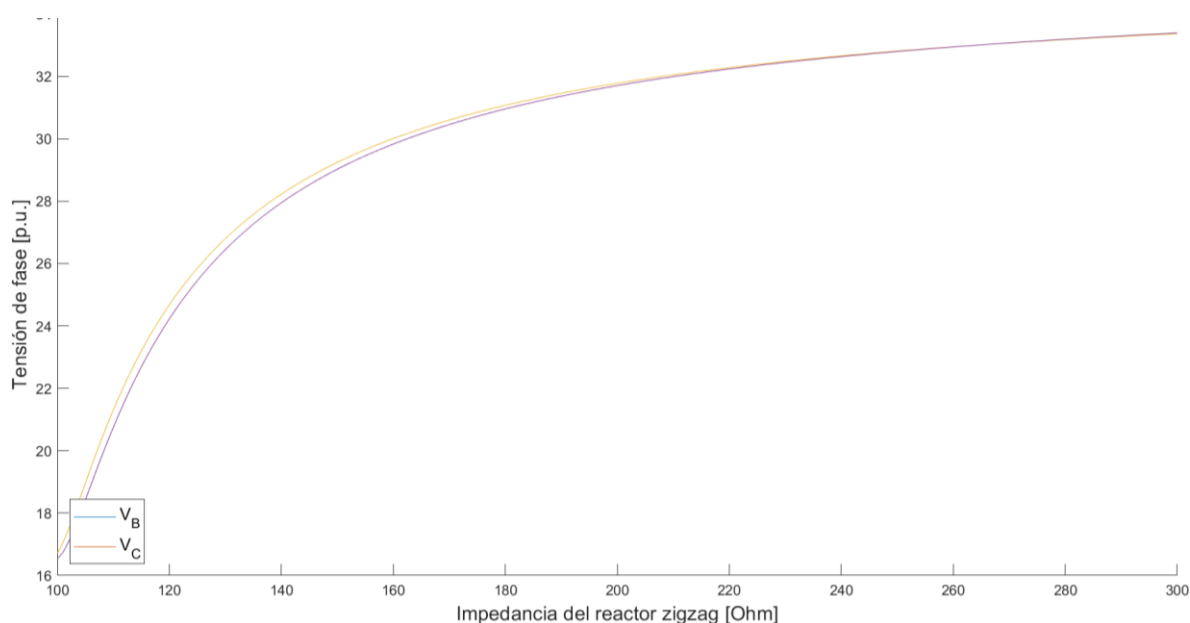


Figura 5.3: Sobretensión según la impedancia del reactor simulado en MATLAB.

Las ecuaciones 5.9 y 5.10 recién expuestas pueden dar un valor aproximado de la sobretensión que presentará el PE ante una falla monofásica. Estas pueden aplicarse en la fase constructiva del Parque, y así ser consideradas dentro del dimensionamiento. Lo más probable es que de todas formas exista una sobretensión considerable, pero esta puede ser disminuida con un reactor bien dimensionado.

Como puede observarse en el gráfico, la tensión de falla monofásica aumenta con una pendiente bastante elevada, hasta que la curva llega a un codo, en este caso alrededor de los 50 Ω . Posterior a eso, para cualquier valor de impedancia, la tensión tendrá un valor bastante cercano al máximo. Dicho máximo corresponde al valor de sobretensión presente ante la ausencia del reactor zigzag, el cual es cercano a los 2 p.u. en base a la tensión de fase nominal.

Para asegurar una disminución considerable de la sobretensión ante falla monofásica de un PE, dentro de lo posible, se recomienda que la tensión de falla monofásica no supere los 1,6-

1,7 p.u., dependiendo del caso. De esta forma, se disminuye la solicitud de tensión ante fallas para los equipos frente a una falla monofásica.

Hay otras consideraciones a tener en cuenta. Desde un punto de vista económico, un reactor de mayor potencia sería más costoso, y a tensión constante esta es inversamente proporcional a la impedancia. Por lo tanto, sería conveniente que la impedancia no sea tan pequeña, siempre y cuando sea menor al valor necesario para cumplir con el nivel de corriente recomendado por esta propuesta de dimensionamiento.

Respecto a la corriente que puede llegar a alcanzar el sistema si el reactor es de una impedancia muy baja, esta no debería ser un problema para los equipos e instalaciones. Hay que considerar que el sistema está preparado para soportar tanto fallas bifásicas como trifásicas, las cuales tienen una corriente considerablemente mayor. Tomando como ejemplo el PE Sarco, al disminuir considerablemente la impedancia del reactor de 166 a 20 Ω , la corriente de falla monofásica alcanza los 2,85 kA, lo cual no llega a ser ni un 20% de la corriente de fallas bifásica y trifásica.

No obstante lo anterior, un aumento considerable a la corriente de falla monofásica puede conllevar otras consecuencias menores, al tratarse de corrientes que son prácticamente solo de secuencia cero. Pueden verse afectadas: la puesta a tierra del sistema, y por consecuencia las tensiones de paso y contacto; los sistemas de medición de secuencia cero, como TTCC ubicados en neutros de transformadores; y la tensión de recuperación posterior a una falla. Por esto, si la corriente de falla monofásica fuese muy alta, dígame superior a 2 kA para un PE convencional, cabe revisar estos factores.

5.3. OPCIONES ADICIONALES DE ATERRIZAMIENTO

Existen otras opciones, menos convencionales o prácticas para el caso de los PE, que de igual forma se han visto utilizadas o podrían utilizarse para mitigar los problemas de sensibilidad y direccionalidad de las fallas a tierra.

5.3.1. RESISTENCIA DE NEUTRO

Una resistencia en el neutro del reactor zigzag tiene una aplicación práctica cuando se busca contrarrestar la falta de direccionalidad de las fallas ocurridas en la zona del transformador de poder. Como se observó en el capítulo 3, al ocurrir una falla en este sector se tiene la contraposición de las corrientes inductivas y capacitivas. Esto produce que la corriente de falla monofásica sea simplemente una resta entre la corriente residual del reactor zigzag y del aporte capacitivo del sistema colector.

Añadir una resistencia de neutro al reactor proporciona una componente real a la corriente que fluye por él al existir una falla monofásica. De esta forma se disminuye el ángulo entre vectores y la corriente resultante, o sea, la corriente de falla pueda aumentar. Esto se ilustra en la Figura 5.4,

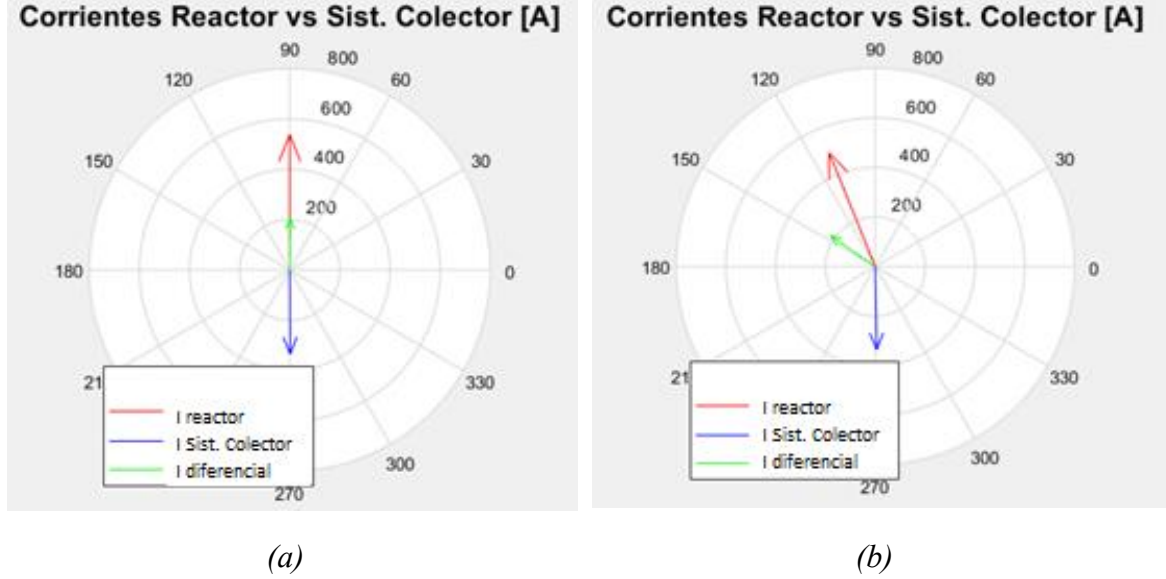


Figura 5.4: Corriente diferencial de falla monofásica.

(a) sin resistencia de neutro, (b) con resistencia de neutro.

DS PF entrega el siguiente modelo para el reactor zigzag (Figura 5.5), donde R_E corresponde a la resistencia de neutro y X_0 a la impedancia trifásica del reactor. Los otros 2 elementos no son utilizados en las formuladas desarrolladas a continuación.

La fórmula para la corriente del reactor zigzag ante una falla monofásica, y en consecuencia, el cálculo de la corriente de falla, ahora deberán ser tratados con números complejos. La fórmula 5.5 ahora quedará de esta forma:

$$3I_{0 \text{ Reactor}} = 3 * \frac{V_{L-L}}{\sqrt{3} * (j * X_{R-3\phi} + 3 * R_N)} \quad (0.12)$$

Donde R_N corresponde a la resistencia de neutro y $X_{R-3\phi}$ la reactancia trifásica del reactor.

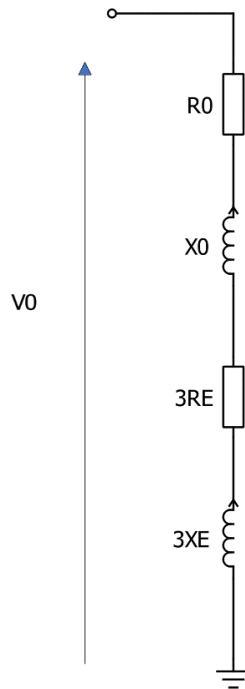


Figura 5.5: Modelo del reactor zigzag utilizado en DIgSILENT PF. [16]

Sin embargo, junto con el aumento de la resistencia de neutro, no solo aumenta el ángulo entre corriente inductiva y capacitiva, sino que también la magnitud de la impedancia total del reactor. Por lo tanto, no siempre se tendrá como consecuencia un aumento en la corriente de falla al incorporar la resistencia al zigzag.

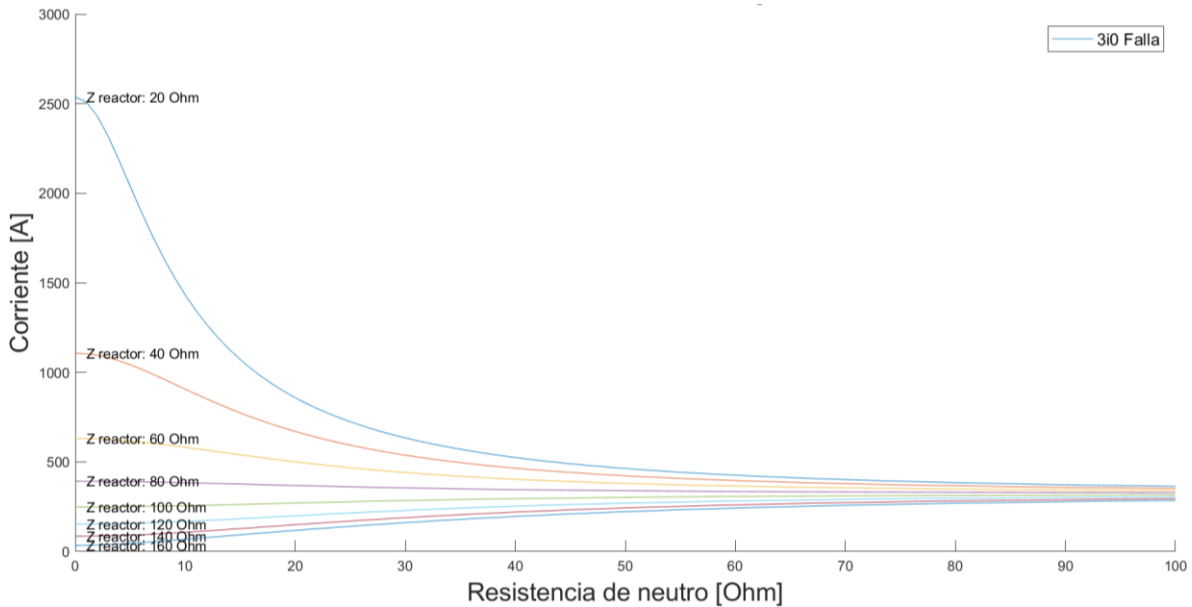


Figura 5.6: Variación de la corriente de falla monofásica según la resistencia de neutro, para varios valores de reactancia del reactor.

La Figura 5.6 muestra curvas para la corriente de falla vs aumento en la resistencia de neutro, para reactancias del zigzag cada vez mayores de arriba hacia abajo. La curva de más arriba es para una reactancia de $20\ \Omega$, y la de más debajo de $160\ \Omega$. Se tomó como referencia la base de datos del PE Aurora.

En conclusión, una resistencia de neutro ayudará a aumentar la corriente de falla solo para ciertos valores de reactancia del zigzag. Un zigzag con un valor de reactancia bajo no producirá mayor corriente de falla al añadir una resistencia de neutro, debido al aumento de su impedancia en magnitud, pero un zigzag con alta reactancia sí podría ver aumentada su corriente de falla monofásica de esta forma.

5.3.2. ATERORIZAMIENTO MEDIANTE TRANSFORMADOR DE SSAA

Una opción práctica es aterrizar el sistema mediante el transformador de SSAA. Generalmente, en los PE que utilizan reactor zigzag, este es un transformador trifásico Dyn de baja potencia. Sin embargo, la modificación del grupo de conexión de su lado conectado a media tensión por una conexión Yn permite el flujo de corriente de secuencia cero, de la misma forma que lo hace un reactor de aterrizamiento.

Esto tiene el beneficio de que no se necesita un lugar físico adicional para la conexión del reactor, permitiendo utilizar los espacios ya presentes en el sistema para aterrizarlo. El factor a considerar sería el precio del transformador, ya que un reactor es más barato que un transformador trifásico de una misma potencia. Sin embargo, el adquirir solo un equipo en lugar de un transformador de SSAA y además un reactor podría ser más económico de todas formas, dependiendo de las necesidades del Parque.

La conexión a utilizar puede ser YnD o YnYna, con el lado MT aterrizado. Ambas permiten modificar el valor de las corrientes de falla monofásica para lograr la detección de fallas en la zona del transformador de poder. De esta forma, permite solucionar el problema de direccionalidad de las corrientes de falla, junto con el de su sensibilidad.

La opción dependerá de las necesidades constructivas y prácticas del parque, pero una simple prueba en DS PF nos muestra que, para un transformador de la misma potencia, el aumento en la magnitud de la corriente de falla monofásica total es mucho mayor al considerar la contribución del transformador YnD, como se aprecia en la Figura 5.7. Los recuadros marcados corresponden a las corrientes de fase y residual en el transformador de SSAA.

Esta simulación es solo referencial, con el objetivo de apreciar que efectivamente el aterrizamiento permite modificar las corrientes de falla monofásica en ambos casos. Sin embargo, se observa fácilmente que el transformador YnD modifica las corrientes en un valor muchísimo mayor al YnYn para un transformador de la misma potencia.

Es importante considerar que utilizar un transformador con su lado Delta en la conexión de SSAA no es recomendable sin utilizar alguna otra forma alternativa de aterrizamiento para esa sección del sistema. Sin aterrizamiento, esta zona se volvería peligrosa para cualquier usuario directo, considerando que los SSAA generalmente están en contacto con personas.



Este trabajo no cubre la profundización de esta alternativa, pero se considera una posible solución de alta practicidad, recomendándose su análisis en trabajos posteriores.

5.3.3. PE CON SISTEMA COLECTOR ATERRIZADO

Una forma adicional de contar con un aterrizamiento que permita el flujo de corriente residual ante una falla monofásica dentro de la zona de MT de un PE, es simplemente considerar alguno de los transformadores, ya sea el transformador de poder o los transformadores en bloque asociados a los aerogeneradores, con su devanado estrella (y correspondiente puesta a tierra) hacia el lado de MT. De esta forma, se tiene un sistema colector que no está aislado de tierra, lo cual podría permitir el flujo de corrientes de secuencia cero al ocurrir una falla monofásica al interior del sistema colector. Las Figuras 5.8 y 5.9 muestran ejemplos de configuraciones de PE que no presentan devanados deltas a ambos lados de la red de MT.

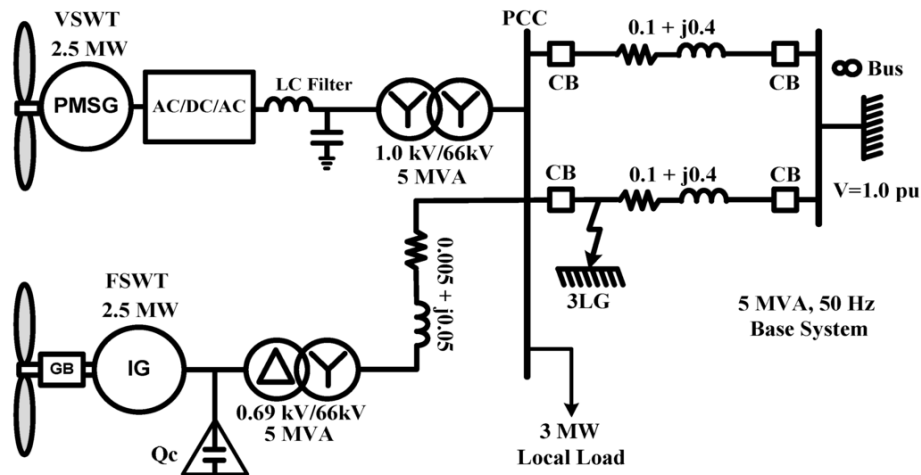


Figura 5.8: Ejemplo 1 de PE con devanado Y en el Sistema Colector. [17]

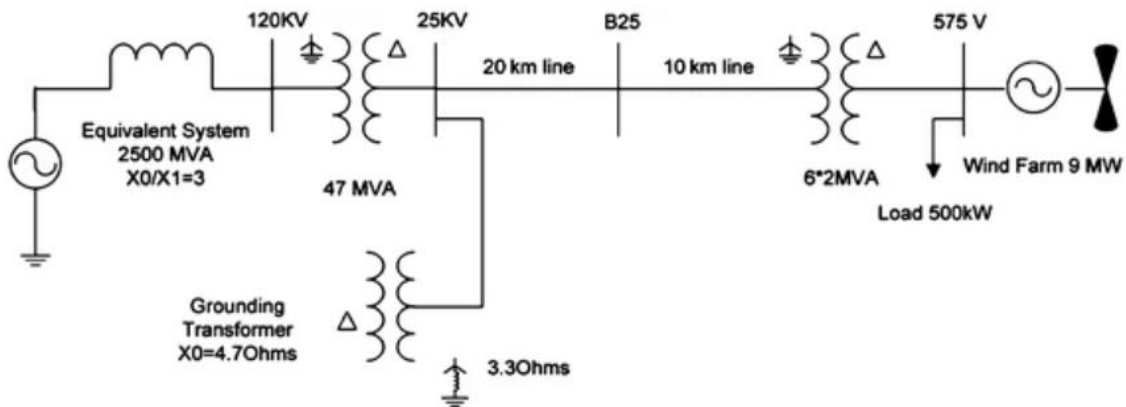


Figura 5.9: Ejemplo 2 de PE con devanado Y en el Sistema Colector. [18]

Es relevante señalar que, si bien por recomendaciones del fabricante y disposiciones de la NT, los PE chilenos en su gran mayoría cuentan con un sistema colector aislado, es posible encontrar otras configuraciones para la red de MT de un parque eólico. Si bien este trabajo no profundiza en el tema, ya que el objetivo es realizar un análisis del aterrizamiento en PE nacionales, sí se evidencia la existencia de otras disposiciones de los transformadores. Un trabajo a futuro podría considerar el estudio de esta alternativa, incluyendo un catastro de configuraciones de aterrizamiento en otros países, efectos en el comportamiento de las protecciones ante fallas monofásicas, implicancias normativas, etc.

CAPÍTULO 6: EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES PARA FALLAS EN EL SISTEMA AISLADO DE TIERRA DE UN PARQUE EÓLICO

Para evidenciar los problemas encontrados en los sistemas de protecciones de un PE de manera práctica, se realiza una evaluación del sistema de protecciones del Parque. Ésta incluye la revisión de registros oscilográficos reales y simulación de protecciones en la base de datos DS PF de un PE real.

El material asociado a la evaluación contendrá tablas de niveles de cortocircuito, tablas de tiempos de operación de las protecciones, simulación de la operación de protecciones diferenciales, gráficas de tiempo versus corriente para la operación de protecciones de sobrecorriente y el análisis del efecto de la variación del reactor zigzag en las corrientes de falla y operación de protecciones.

Los registros y simulaciones corresponden a un PE real, el cual se mantendrá anónimo, ya que los registros oscilográficos utilizados no son públicos. De ahora en adelante, nos referiremos a dicho parque como “PE de Estudio”.

Tabla 6.1: Resumen de ajustes del sistema de protecciones del PE de estudio.

Equipo	Paños	Relé	Razón TC	Función	I_{pkp} [pu]	Time Dial
Transformador Elevador 220/33 [kV]	J1 E4 E8	SEL-487E	2000/1 A	51	1,64	0,14
				51N	0,05	0,21
				51G	0,05	0,25
		SEL-351	2000/1 A	51	1,64	0,14
				51N (E4)	0,05	0,21
				51N (E8)	0,05	0,16
Reactor Zigzag	J1 E4 E8	SEL-751	500/1 A	51	0,20	0,05
				50	6,00	5,00
				51N	0,20	0,25
				51G	0,20	0,25
Red colectora 33 [kV]	E2, E3, E5, E6, E7, E9, E10	SEL-351	600/1 A	51	0,71	0,97
				50	13,26	15,00
				51 (E10)	0,82	0,82
				50 (E10)	13,26	15,00
				51N	0,15	0,09

La Tabla 6.1 muestra un resumen completo de las protecciones de sobrecorriente asociadas al PE de Estudio, comprendidas desde su transformador elevador hasta los circuitos que componen su sistema colector.

La Figura 6.1 muestra el diagrama unilineal y la ubicación de TTCC y relés del PE de Estudio. El análisis está centrado en la zona aislada del PE, o sea, toda la zona MT, incluyendo el transformador elevador 220/33 kV, el reactor zigzag, los Incomers 1 y 2 (encerrados en verde) y los cables de la red colectora.

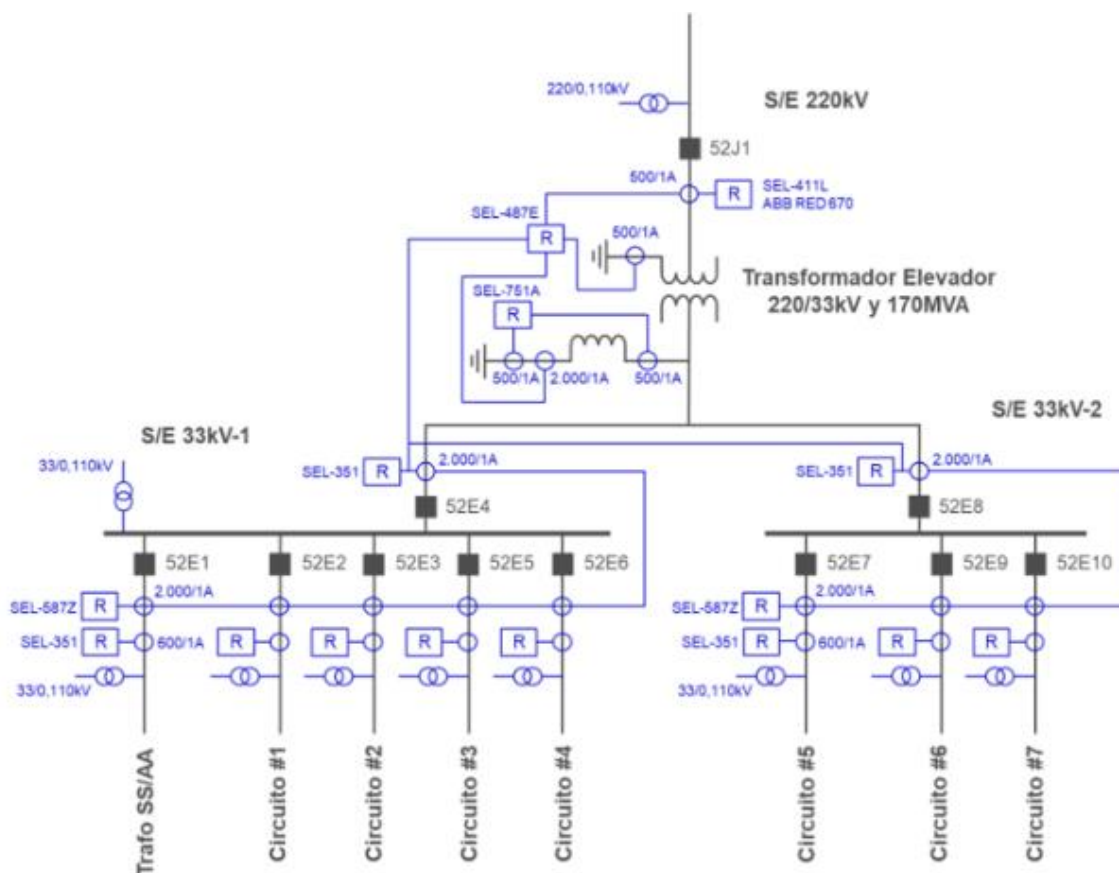


Figura 6.1: Sistema de protecciones del PE de estudio.

6.1. REVISIÓN Y ANÁLISIS DE REGISTROS OSOIOGRÁFICOS REALES

Se analiza una falla ocurrida en el PE de Estudio. Primero, se revisan los registros captados por el relé SEL-351 ubicado en el Circuito 4. Sus registros de corriente de fase se muestran en la Figura 6.2.

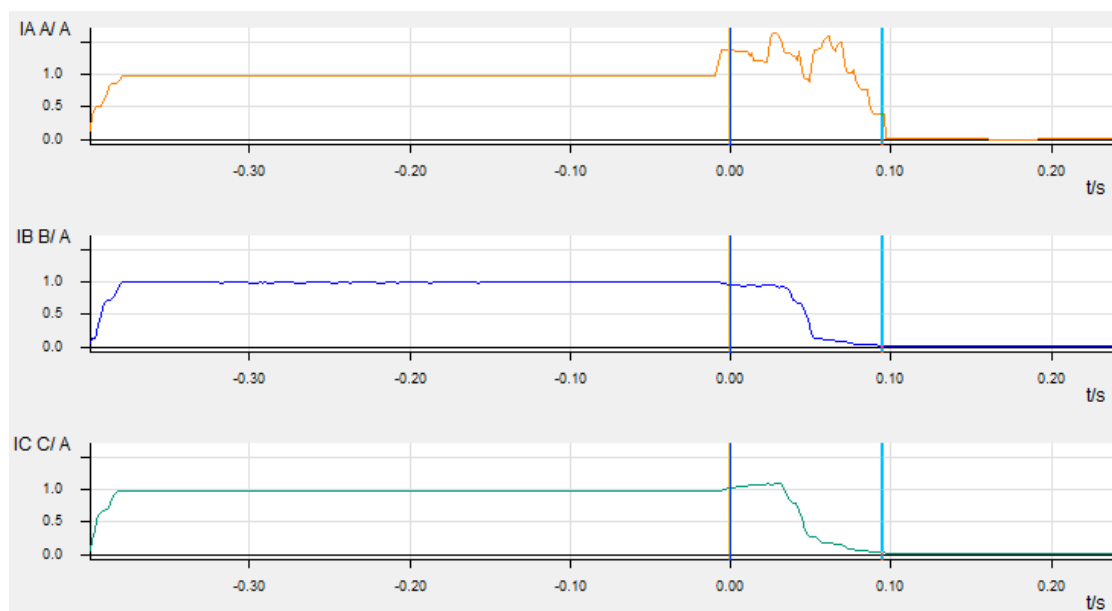


Figura 6.2: Registro de corrientes de fase del relé SEL-351 del Circuito 4.

Se aprecia un aumento de la corriente en la fase A, mientras que en las fases B y C, luego de un momento, bajan a cero. Por lo tanto, se está frente a una falla monofásica en la Fase A. Esto se confirma debido a que la corriente de tierra, I_G , presenta un aumento simultáneo con la fase A, como se observa en la Figura 6.3.

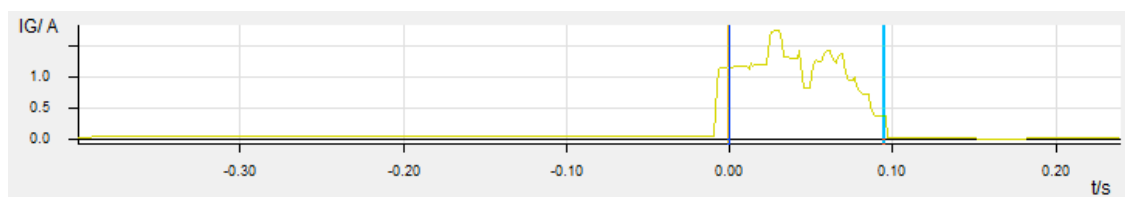


Figura 6.3: Registro de corriente de tierra del relé SEL-351 del Circuito 4.

Por lo anterior, pareciera que la falla es precisamente en el circuito 4. Esto puede comprobarse al comparar los vectores de corriente y tensión de secuencia 0. Una falla monofásica provoca la contraposición entre la corriente inductiva que fluye desde el reactor zigzag hasta el punto de falla, y los aportes de corriente capacitiva, provenientes del sistema colector, donde ambas corrientes son homopolares. Por lo tanto, los lugares por donde fluya corriente de falla tendrán una corriente residual cuyo ángulo es producto de la suma vectorial de dichas

corrientes. Recordar que, en su operación real, la corriente del reactor tiene un porcentaje de componente resistiva, el cual es bastante bajo, pero causará que el desfase entre I_0 y V_0 sea distinto de 90° .

En cambio, los puntos que no se encuentren conectados entre el reactor y la falla tendrán un ángulo dado simplemente por la naturaleza puramente capacitiva del sistema colector, o sea, tendrán un desfase de 90° casi exactos entre su tensión y corriente.

Entonces, al ocurrir una falla en un punto del sistema, en este caso un circuito específico, al existir componentes capacitivas e inductivas, el fasor de corriente debiese ser distinto de 90° , como pasaría si solo fluyera corriente capacitiva por el punto de medición. En la Figura 6.4, podemos observar cómo el ángulo entre tensión y corriente de secuencia cero es mayor a 90° en la medición del relé del circuito 4.

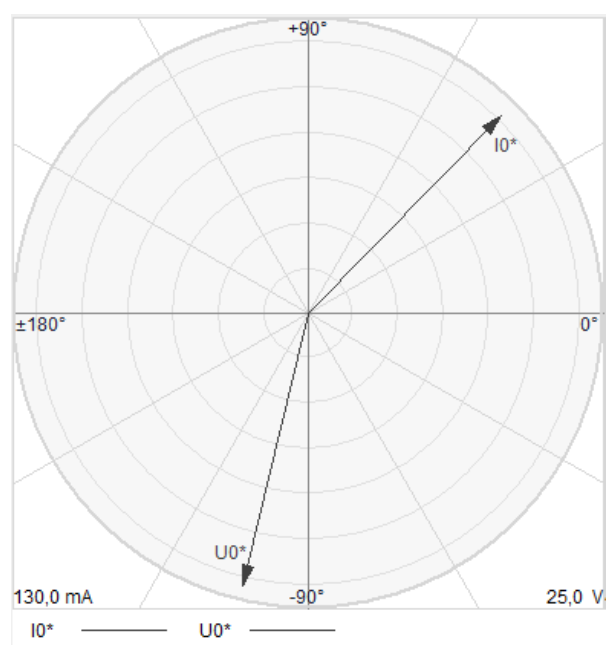


Figura 6.4: Relación V_0 - I_0 en la medición de SEL-351 en el Circuito 4.

Si el circuito 4 es efectivamente donde ocurre la falla, las mediciones del Incomer 1 (paño E4), asociado a la Barra 1 (ver Figura 6.1), debería presentar también un desfase distinto de 90° para esta falla, y eso es precisamente lo que se observa en la Figura 6.5.

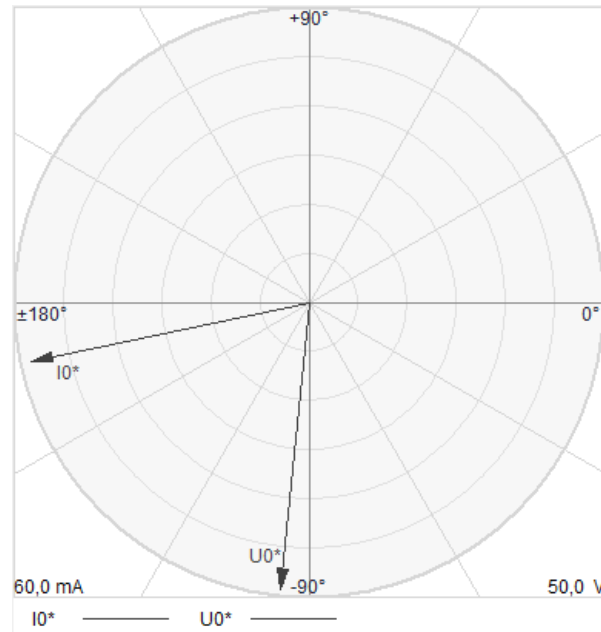


Figura 6.5: Relación V_0 - I_0 en la medición de SEL-351 en el Incomer 1.

Como la falla está en un circuito asociado a la Barra 1, el Incomer 2 (pañó E4) (ver Figura 6.1) debería presentar un desfase entre su corriente y tensión de secuencia cero de casi exactamente 90°, ya que las corrientes que fluyen por el relé son solo los aportes capacitivos desde sus circuitos asociados en el sistema colector. Esto se comprueba al ver la Figura 6.6, que muestra dicha relación en el Incomer 2. Efectivamente, la tensión y la corriente están desfasados en 90°.

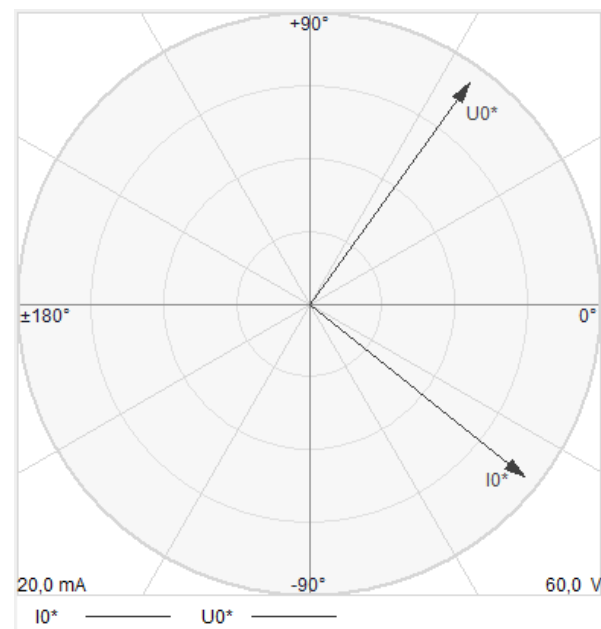


Figura 6.6: Relación V_0 - I_0 en la medición de SEL-351 en el Incomer 2.

Entonces, se demuestra que la falla ocurrió en el Circuito 4. Sin embargo, al observar las mediciones asociadas al relé SEL-487E asociado al transformador elevador, podemos ver que sus interruptores también fueron abiertos producto de esta falla, revelando la existencia de una descoordinación en su sistema de protecciones.

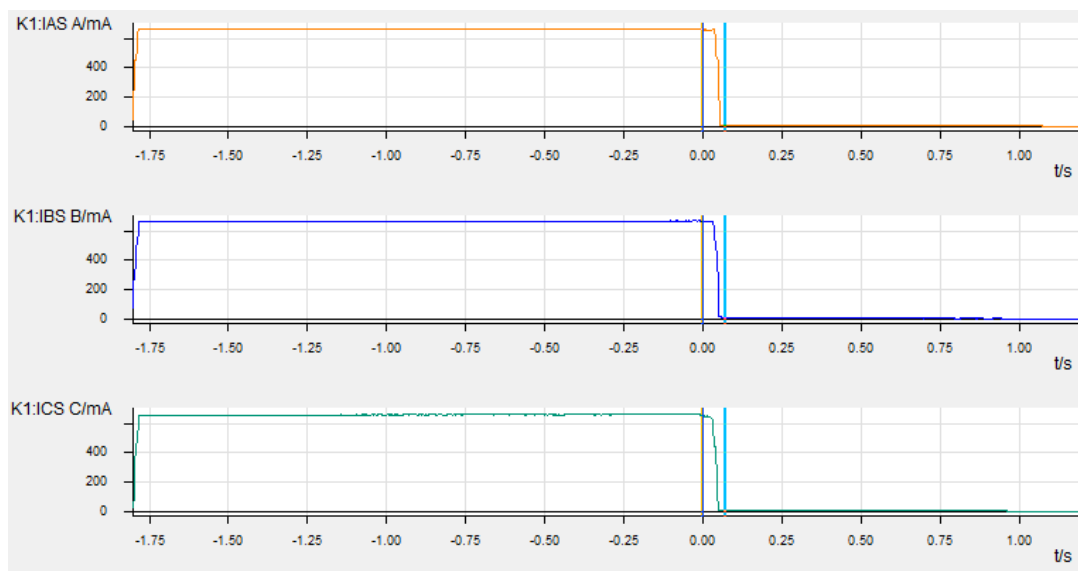


Figura 6.7: Registro de corrientes de fase del relé SEL-487E del transformador elevador.

Un sistema de protecciones bien coordinado habría despejado la falla desconectando solamente el Circuito 4, dejando en operación el resto del PE. Este tipo de descoordinaciones serán analizadas con mayor profundidad en la próxima sección.

Junto con este análisis, llama la atención que los tiempos de operación de las protecciones sean tan cortos. El PE resulta desconectado en su totalidad en aproximadamente 50 ms desde que ocurrió la falla, pero, como se revisará en la próxima sección, ninguna de las protecciones de sobrecorriente opera en ese tiempo según el modelo de DS PF. Según información adicional en los registros de la protección del transformador, se observa que éste no activo su protección diferencial y la falla fue despejada por la protección de sobrecorriente de tierra del relé SEL-351 conectado a las barras de MT que otorgan respaldo al transformador elevador (pañes E4 y E8).

Tabla 6.2: Comparación entre corrientes de oscilografías y de simulaciones en DigSILENT en circuito 4

Corriente observada	Valor real [A-pri]	Proporción vs $3I_0$	Valor simulado [A-pri]	Proporción respecto a $3I_0$	Error
$3I_0$	750	1	243	1	- 67,6 %
I_1	480	0,640	62	0,255	- 87,1%
I_2	180	0,240	60	0,247	- 66,7%
I_0	240	0,320	81	0,333	- 66,3%

Para contrastar esta información con simulaciones en DS PF, se comparan los valores observados con resultados de falla monofásica en el circuito 4 del modelo del PE. La Tabla 6.2 muestra estos valores. Los valores reales son estimados desde los registros oscilográficos (en A-sec), considerando la señal de corriente de la fase fallada (fase A) instantes después de que ocurre el cortocircuito, mientras que los valores de secuencia son obtenidos mediante el registro de corrientes de secuencia existente en el programa SIGRA. Estos valores son transformados mediante la razón de los TTCC a valores primarios. Se contrastan los valores de la corriente residual y las corrientes de secuencia.

Se observa que la diferencia es bastante amplia, siendo el valor real aproximadamente el triple que los valores simulados para la mayoría de las corrientes. Sin embargo, la proporción entre la corriente de secuencia positiva y cero es particularmente grande utilizando el registro oscilográfico. El comportamiento esperado sería de corrientes muy similares entre las tres secuencias, como correspondería a una falla monofásica. Por las magnitudes de los corrientes, ésta no podría ser otro tipo de falla, ya que tanto la bifásica como trifásica tienen valores de cortocircuito mayores a los 10 [kA] en las simulaciones.

Además, podemos comparar los valores de potencia entregada por el parque según las oscilografías con lo estipulado en el propio ECAP. Los momentos previos al registro de falla indican que la corriente por cada fase del circuito 4 es cercana a los 600 [A]. Estimando una entrega de potencia similar por cada uno de los 7 circuitos del PE, se calcula un aproximado de la potencia que está generando el parque antes de la falla:

$$\begin{aligned}
 S \text{ [MVA]} &= N^{\circ}_{\text{circuitos}} * \sqrt{3} * V_{L-L} * I_F \\
 &= 7 * \sqrt{3} * 33 \text{ [kV]} * 0.6 \text{ [kA]} \\
 &= 240 \text{ [MVA]}
 \end{aligned}
 \tag{0.1}$$

Este valor de potencia dista mucho del indicado en el ECAP del PE de Estudio, el cual es de 142 MVA. Entonces, se puede aseverar que el modelo publicado del PE no es del todo fiel al comportamiento real del parque. Es posible que el parque haya sufrido modificaciones o cambios desde su publicación, alterando sus niveles de cortocircuito con respecto al modelo original, o cambiando las razones de sus TTCC a partir de los cuales se obtienen los estimados de corriente previa a la falla. Los registros de falla corresponden al 2021 y, según información de las plataformas del Coordinador, el PE está en operación desde el 2018.

Si bien el contraste de los resultados reales con la simulación no arroja que sean equivalentes, el análisis de esta sección comprueba efectivamente la existencia de errores en la operación de sus protecciones, asociados a una coordinación de éstas que no considera minuciosamente los flujos de corriente residual por los circuitos y los paños de medida ante una falla monofásica.

Finalmente, el análisis de la próxima Sección, a pesar de estar basado en un modelo que no es totalmente representativo de las fallas revisadas, sigue siendo un estudio que investiga profundamente los problemas de los PE desarrollados durante este trabajo. La evaluación, los problemas identificados en el sistema de protecciones y las propuestas de solución que

serán desarrolladas conforman un análisis completo de un PE bajo un modelo que representa a los Parques en general, y que permite observar las problemáticas planteadas y solucionarlas en base a reajustes bien fundamentados. Esto, habiendo estudiado los relés utilizados en el PE mediante sus manuales de usuario [19] [20].

6.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD, SELECTIVIDAD Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES: PROBLEMAS IDENTIFICADOS

Existen dos zonas fundamentales para realizar fallas y observar la coordinación de las protecciones del sistema: dentro y fuera de la zona de protección del transformador. Para la primera zona, se realizará una falla en el tramo entre el transformador elevador y las barras que lo conectan a los circuitos, Barra 1 y Barra 2. Para la segunda zona, se simularán dos fallas, cada una en uno de los circuitos aguas debajo de cada barra, ya que posteriormente se revisará la coordinación de las protecciones de sobrecorriente comprendidas entre el transformador elevador y los circuitos. La Figura 6.8 muestra las respectivas ubicaciones de falla, marcadas con una flecha roja.

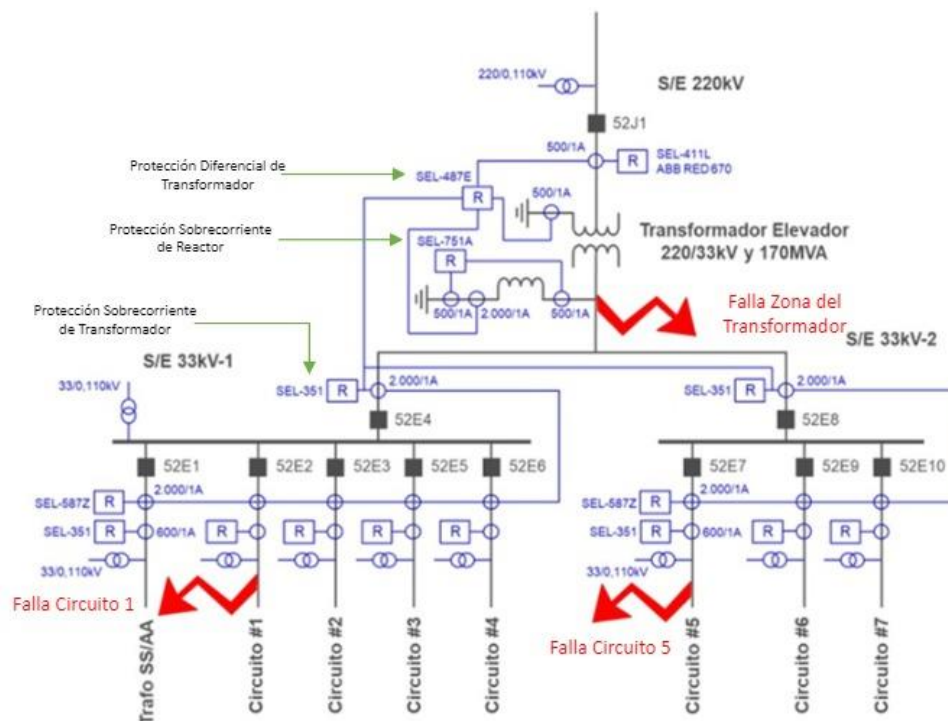


Figura 6.8: Ubicación de las fallas simuladas en la evaluación.

En la Tabla 6.3, se muestran los niveles de cortocircuito para falla monofásica a tierra con y sin resistencia de falla. Las fallas fueron simuladas mediante DS PF utilizando una base de datos asociada a su ECAP, obtenida desde la Plataforma de Gestión de Proyectos del

Coordinador Eléctrico Nacional [21]. Las simulaciones de cortocircuito se realizaron utilizando el método completo.

Tabla 6.3: Niveles de cortocircuito para el PE de estudio.

Ubicación Falla	3I0 [A]									
	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	Incomer 1	Incomer 2	Reactor
Zona TR elevador	60∠- 90°	67∠- 90°	60∠- 90°	51∠- 90°	40∠- 90°	35∠- 90°	21∠- 90°	238 ∠ 90°	96∠ 90°	537∠ 90°
Circuito 1	261∠- 89°	66∠- 90°	59∠- 90°	51∠- 90°	39∠- 90°	35∠- 90°	21∠- 90°	438∠ 91°	96∠ 90°	534∠ 91°
Circuito 5	60∠- 90°	67∠- 90°	59∠- 90°	51∠- 90°	241∠- 89°	35∠- 90°	21∠- 90°	237∠ 90°	298∠ 91°	535∠ 90°

Al tratarse de fallas monofásicas, la corriente de la fase fallada en el punto de falla será igual a la corriente residual, por lo que solamente se considera esa corriente como relevante. La corriente residual en el punto de falla tiene un valor cercano a 200 A, por lo que se confirma lo expuesto en la sección anterior según la Ecuación 5.2.

$$3I_{0\text{ Falla}} = 3I_{0\text{ Reactor}} - 3I_{0\text{ C0}} = 537 - 336 = 201 \text{ [A]}$$

Donde la corriente $3I_{0\text{ C0}}$ se ha obtenido sumando los aportes capacitivos de cada uno de los circuitos para el primer caso de la Tabla 6.3.

En la Tabla 6.4 se presentan los tiempos de operación para las protecciones del PE de Estudio. Se puede notar que, para las fallas monofásicas a tierra, los tiempos de operación son extensos y superan lo establecido en la NT. No se ha presentado el comportamiento de todos los circuitos, pero se ha dejado en forma representativa un circuito por barra, los mismos dónde se evalúan las fallas. Éste y otros problemas serán abordados en una evaluación profunda de los problemas particulares que presenta el parque, apoyado en gráficas de corriente versus tiempo simuladas en DS PF.

Para poder evaluar la coordinación de las protecciones y los tiempos de operación, es necesario revisar sobre qué interruptor opera cada protección. Los relés asociados a los circuitos del sistema colector están asociados al interruptor que conecta dicho circuito con la barra, circuitos 1-7 asociados a los paños E2, E3, E5, E6, E7, E9 y E10 respectivamente. Los relés asociados al transformador de poder que abren los interruptores de las barras (o Incomers) operan sobre el interruptor E4 para el Incomer 1, y E8 para el Incomer 2, teniendo la función de respaldar la operación de las funciones de sobrecorriente de los circuitos. El relé asociado al reactor zigzag opera sobre los interruptores E4 y E8 simultáneamente.

Las gráficas de corriente versus tiempo nos permiten observar el comportamiento de las funciones de sobrecorriente de un relé y sus tiempos de operación para fallas determinadas. De esta forma, se puede evaluar tanto su rapidez como la secuencialidad en la operación de las protecciones de distintos paños. Si bien los tiempos que establece la NT no aplican al interior de un PE, son una buena referencia para los tiempos de despeje de falla

recomendados. Estos son: tiempo máximo de despeje de 400 [ms] y un tiempo de paso mínimo de coordinación de 300 [ms].

Tabla 6.4: Tiempos de operación de las protecciones de sobrecorriente del PE de estudio.

Ubicación de la falla	Tipo de falla	Tiempo de operación [s] ¹				
		Circuito 1	Circuito 5	Incomer 1	Incomer 2	Reactor
Zona TR elevador	1F-T Rf=0 Ω	N.O.	N.O.	1,023 (51N)	N.O.	0,853 (51)
	1F-T Rf=30 Ω	N.O.	N.O.	1,051 (51N)	N.O.	0,944 (51)
	2F-T Rf= 0 Ω	10,472 (51)	10,237 (51)	0 (87T)	0 (87T)	2,064 (51N)
Circuito 1	1F-T Rf=0 Ω	0,586 (51N)	N.O.	0,981 (51N)	N.O.	0,865 (51)
	1F-T Rf=30 Ω	0,612 (51N)	N.O.	1,014 (51N)	N.O.	0,967 (51)
	2F-T Rf= 0 Ω	0,300 (50)	17,116 (51)	0,936 (51)	N.O.	2,015 (51G)
Circuito 5	1F-T Rf=0 Ω	N.O.	0,633 (51N)	1,026 (51N)	1,015 (51N)	0,862 (51)
	1F-T Rf=30 Ω	N.O.	0,663 (51N)	1,056 (51N)	1,059 (51N)	0,958 (51)
	2F-T Rf= 0 Ω	14,659 (51)	0,300 (50)	0,955 (51)	0,840 (51)	2,028 (51G)

A continuación, se presentan los problemas encontrados en la operación de las protecciones del PE de estudio a través de simulaciones en su base de datos oficial en DS PF. Estas se presentan en un formato Problema/Solución, donde se muestra el problema detectado mediante recursos gráficos y se propone una solución mediante el reajuste de sus protecciones.

Problema 1: Largo tiempo de operación para fallas en circuitos del PE de Estudio

Como se observa en la Figura 6.9, los tiempos de operación para una falla monofásica ocurrida aguas debajo de un circuito, en este caso el Circuito 1, son bastante elevados y superiores a los 400 [ms] usados como referencia desde la NT.

Esto se repite en todos los circuitos del sistema colector, presentando tiempos de operación similares, con pequeñas variaciones dependiendo de la impedancia del circuito equivalente.

¹ N.O.= No Opera

Bajo el tiempo de operación se encuentra la función de protección que operó y que está asociada al tiempo de operación indicado.

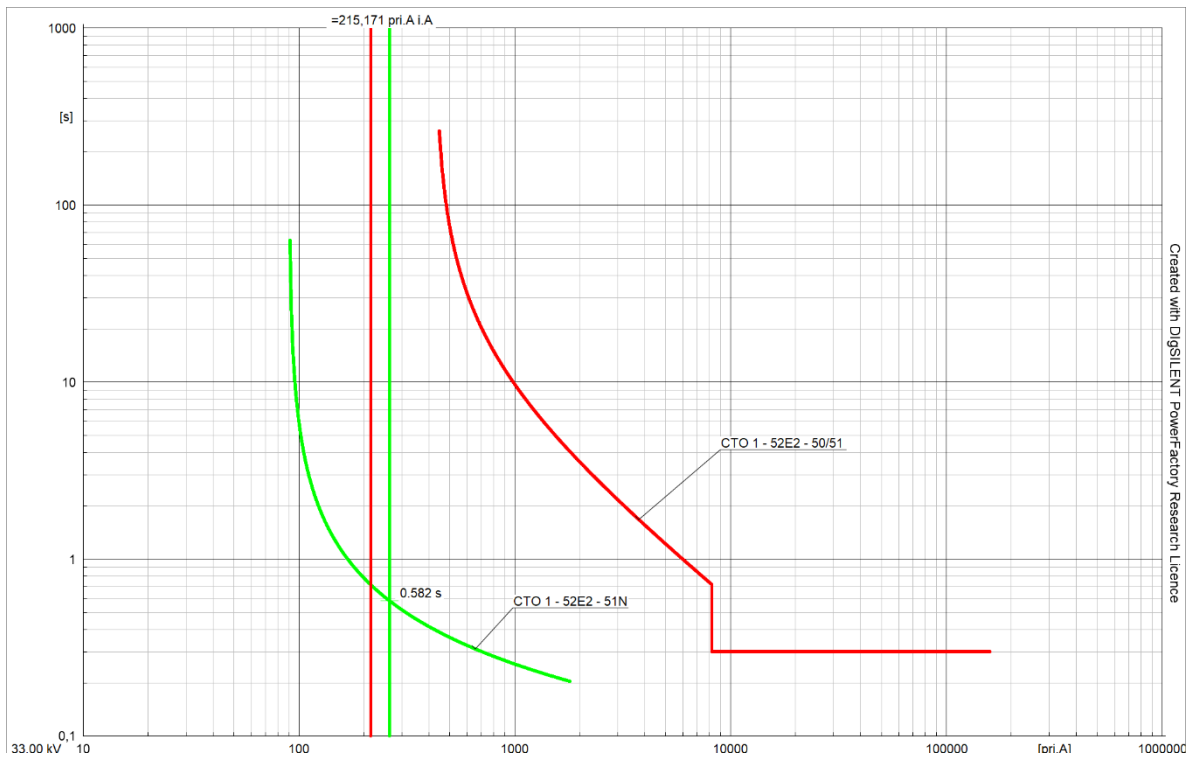


Figura 6.9: Tiempos de operación del Circuito 1 ante falla monofásica a tierra aguas debajo de éste.

Este problema está asociado a la *sensibilidad* de las corrientes de falla monofásica. Como los niveles de corriente son bajos, se debe ajustar cuidadosamente las protecciones de sobrecorriente residual para que éstas despejen las fallas a tierra rápidamente.

Problema 2: Descoordinación entre protecciones del transformador elevador y del reactor zigzag

Las protecciones asociadas al reactor, que abren simultáneamente los interruptores de ambas barras, operan antes que las que despejan cada incomer por separado, como se observa en la Figura 6.10, que muestra la operación de dichas protecciones ante una falla en la barra 1. Para cumplir con el principio de selectividad, ante cualquier falla en los circuitos, deberían abrirse primero el interruptor de dicho circuito, luego el del *incomer* de la barra asociada y en última instancia todos los interruptores asociados al transformador elevador, desconectando así el PE en su totalidad.

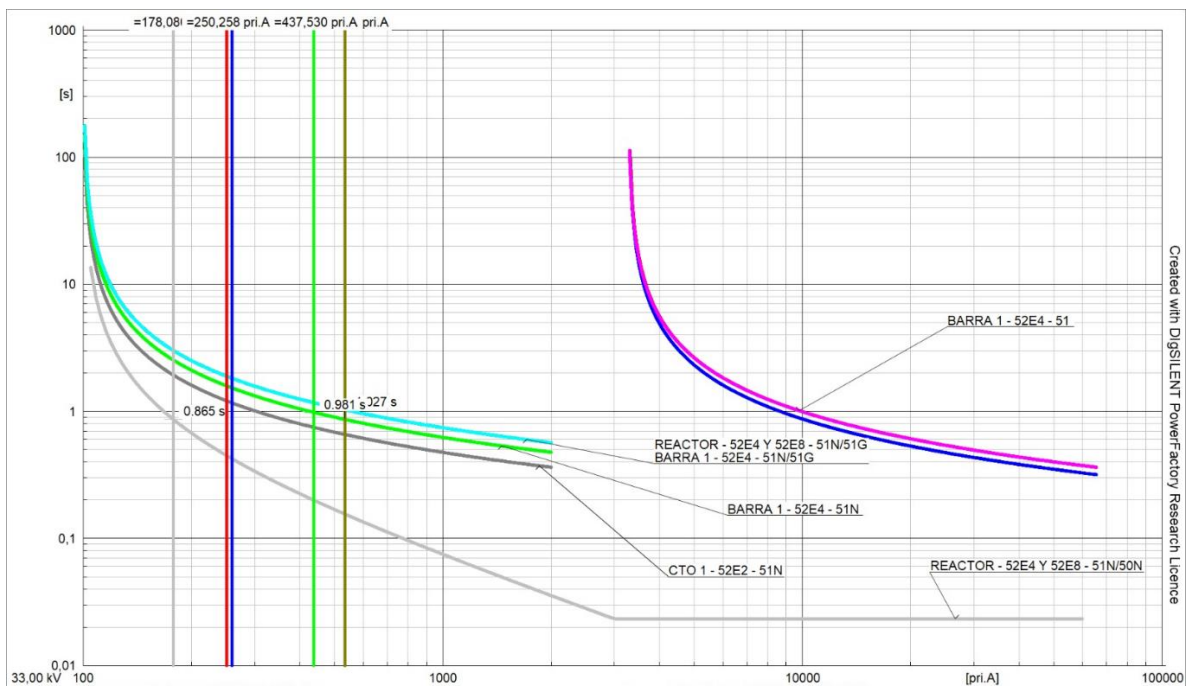


Figura 6.10: Tiempos de operación del Incomer 1 y Reactor ante falla monofásica a tierra aguas abajo del Incomer 1.

Se puede ver que la protección residual asociada al reactor opera en 0,865 segundos, antes que las protecciones del Incomer 1, que operan en 0,961 segundos. Esto produce descoordinación del sistema de protecciones ante una falla monofásica, desconectando el reactor innecesariamente.

Este problema puede deberse a una elección de ajustes poco cuidadosa para las protecciones de sobrecorriente del reactor zigzag. Hay que considerar que, ante una falla monofásica, la corriente de falla es prácticamente una resta entre la corriente que aporta el zigzag y los aportes de corriente capacitiva del sistema colector. Por lo tanto, a menos que el reactor tenga un aporte muy bajo o que la corriente homopolar del sistema colector sea anormalmente alta, el punto donde la corriente residual es más alta estará precisamente en el neutro del reactor zigzag, donde sus protecciones toman medición de la corriente.

Problema 3: Descoordinación entre Incomer 1 y 2

Las protecciones asociadas al transformador elevador que supervisan las corrientes en los Incomer 1 y 2, entregan respaldo a las fallas en los circuitos no cumplen un tiempo de paso razonable cuando ocurre una falla aguas debajo del Incomer 2. En la Figura 6.11, se observa que la protección de sobrecorriente residual asociada a la Incomer 2 opera en 1,015 segundos, mientras que la de la Incomer 1 opera a los 1,026 segundos, o sea, sólo 11 ms después. Esto para una falla en la Barra 2, evidenciando esta descoordinación entre estas protecciones de respaldo, lo cual se repetirá también para una falla en cualquier circuito aguas debajo de esta barra.

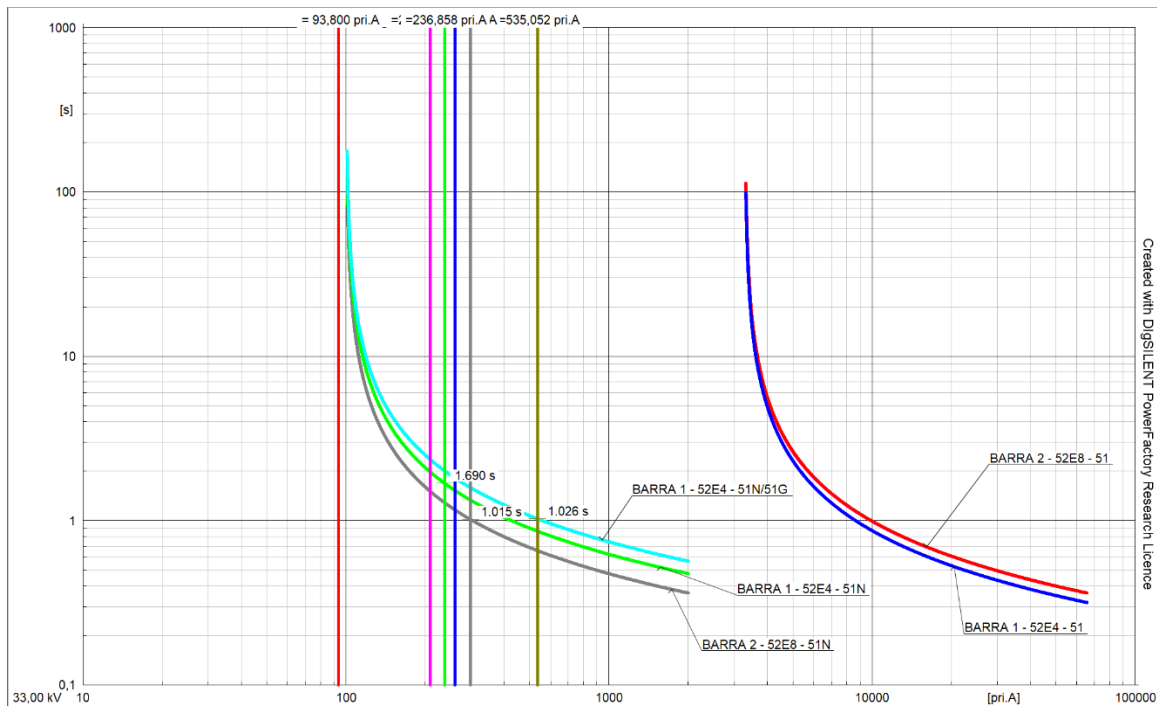


Figura 6.11: Tiempos de operación de Incomers 1 y 2 ante falla monofásica a tierra aguas abajo del Incomer 2.

Esto puede producir descoordinación entre las funciones de protección, dejando fuera de servicio a todos los aerogeneradores ante una falla a tierra cuando sólo era necesario desconectar la mitad de ellos. Hay que considerar que un tiempo de paso tan corto es insuficiente para para que las mediciones se den cuenta que la falla ya ha sido despejada, operando cuando no deben hacerlo.

Este problema se debe a la poca atención que se coloca a los niveles de corriente residual que aportan los circuitos del sistema colector frente a una falla monofásica a tierra. Como la corriente de falla monofásica no es muy alta, se vuelve comparable con los niveles de corriente homopolar que fluyen por el sistema colector. Como la corriente medida en el Incomer 1 es una sumatoria de los aportes de todos los circuitos, acumula suficiente corriente residual como para hacer operar sus protecciones de sobrecorriente residual. Un reactor zigzag de mayor tamaño permitiría arreglar este tipo de problemas fácilmente, ya que logra una mayor diferencia entre la corriente de falla y las corrientes provenientes desde los circuitos no fallados del sistema colector.

Problema 4: Función diferencial del transformador no opera para falla monofásica interna.

El último problema es el más crítico para el sistema, ya que guarda relación con la protección principal del transformador elevador: su protección diferencial (87T). Ésta es la encargada de despejar instantáneamente cualquier falla que ocurra entre la barra de AT y las de MT a las que está conectado el equipo.

Como se explicó en el Capítulo 3, los PE enfrentan principalmente dos problemas, asociados a la sensibilidad y direccionalidad de sus corrientes. Ambos problemas influyen en la detección de fallas mediante la 87T cuando ocurren fallas monofásicas en la zona protegida por esa protección. Por un lado, la baja amplitud de la corriente de falla monofásica produce que las corrientes diferenciales sean muy bajas. Por otro lado, la naturaleza del origen de las corrientes que contribuyen a la falla monofásica, por tratarse de un sistema aislado, producen que el relé no distinga correctamente cuando una falla es interna o externa a partir de medidas angulares.

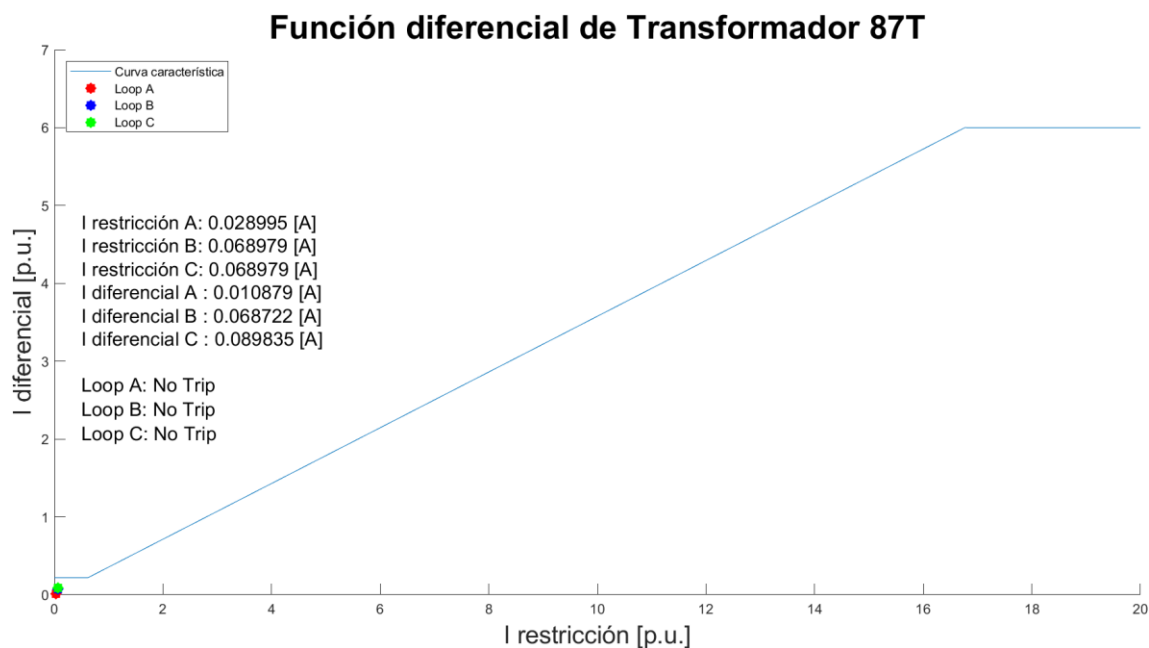


Figura 6.12: Operación de la 87T para una falla monofásica interna a la zona del transformador elevador.

Por ejemplo, si ocurre una falla interna, la corriente en el punto de falla será una resultante entre la corriente del reactor y la proveniente del sistema colector. Sin embargo, las mediciones tomadas en el lado de AT serán siempre muy bajas (prácticamente nulas), ya que la corriente residual es bloqueada por el devanado delta. Las corrientes medidas en la conexión del transformador a cada barra de MT, en este caso serán solo las correspondientes a los aportes capacitivos del sistema colector correspondiente. En cambio, para una falla externa, la corriente que fluye por los TTCC de los *incomer* 1 y 2 será mayor que para una falla interna, ya que se mide la corriente que fluye desde la zona del transformador hacia el circuito fallado, pasando por estos transformadores de corriente. En ambos casos, el ángulo es prácticamente el mismo, debido a la doble inversión de corriente explicada en la Sección 3.2.

La Figura 6.12 muestra la operación de la protección diferencial ante una falla monofásica dentro de la zona del transformador. Se comprueba lo dicho previamente, donde los *loop* de cada fase caen por debajo de la línea que demarca la zona de operación de la protección. Esta

gráfica fue creada mediante un código de MATLAB, y se utilizaron datos de corriente de cortocircuito obtenidos de simulación en DS PF para el PE de Estudio.

Si observamos la operación para una falla externa a la zona del transformador, podemos observar que su comportamiento es muy parecido, cayendo los *loop* casi en el mismo lugar, como se aprecia en la Figura 6.13. De hecho, se observa que para la falla externa los *loop* caen ligeramente más cerca de la zona de operación, debido al camino que toma la corriente de falla, como acaba de explicarse, ya que esta no pasa por los TTCC del lado de AT del transformador, como se esperaría en un sistema normal (no aislado). En cambio, la corriente de falla se desvía por el reactor, haciendo que esta no sea medida por la protección diferencial.

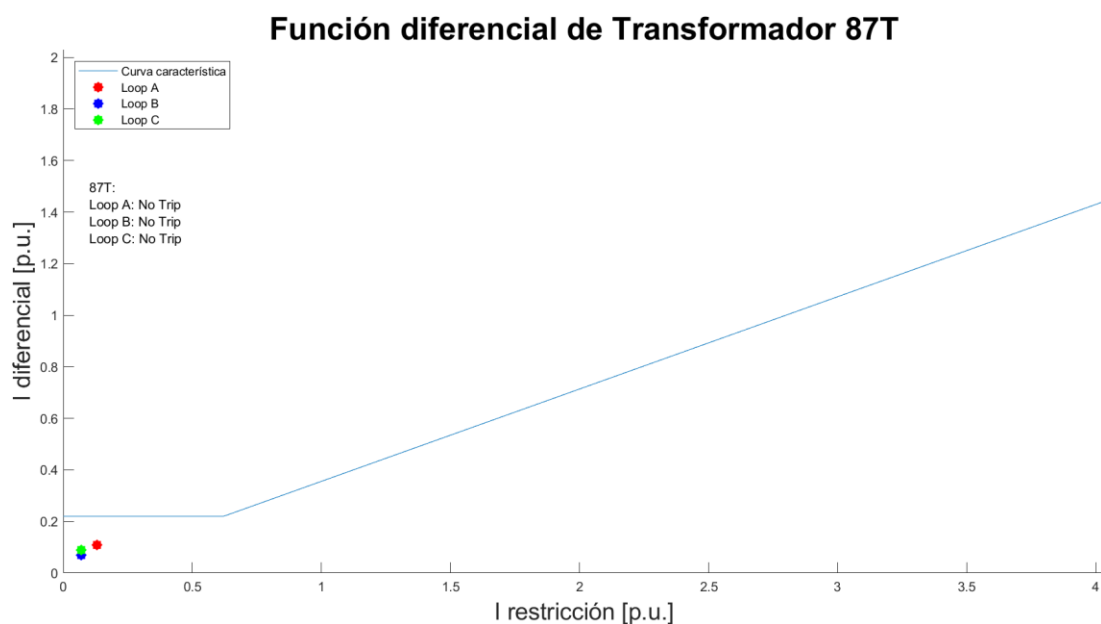


Figura 6.13: Operación de la 87T para una falla monofásica externa a la zona del transformador elevador.

Este problema implica que el transformador no cuenta con su protección principal frente a fallas monofásicas, por lo que cualquier falla de este tipo en dicha zona será despejada por sus protecciones de respaldo en un tiempo posterior.

6.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD, SELECTIVIDAD Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES: SOLUCIONES Y RECOMENDACIONES

Se estudian 2 soluciones distintas, cuya elección debiera considerar estudios operativos y económicos que están fuera de los alcances de este trabajo. La primera opción considera un reajuste de las protecciones de sobrecorriente, y la segunda considera un cambio del reactor zigzag según la metodología propuesta. Este reactor tendría una impedancia de $62,3 \Omega$, aportando una corriente de falla monofásica de aproximadamente 920 A. Para cualquiera de estas opciones, se considera la inclusión de una protección diferencial de tierra restringida (87N).

Se consideró la implementación de una resistencia de neutro de 80Ω , que permite modificar el valor de la corriente de falla sin un costo económico tan elevado como un cambio de reactor, siendo ese valor la el que logra alcanzar la máxima magnitud de corriente de falla para el reactor existente, según su nivel de impedancia (ver Figura 5.6 como referencia). Sin embargo, una simulación mediante MATLAB arrojó que esto no contribuía a un mejor funcionamiento de la protección 87N que se busca implementar, para este PE en particular. En base a las simulaciones de dicha protección, no se evidenciaba un aumento en considerable en la distancia entre los *loop* de falla interna y externa, como sí lo hace el cambio de reactor, como se explicará a continuación. Por lo tanto, esta opción fue descartada.

Como se explicará en la Solución 4, se recomienda fuertemente la elección de la Propuesta 2, considerando un cambio de zigzag, ya que, si bien tiene un costo económico mayor e implica mayores modificaciones al PE, el reajuste de las protecciones de sobrecorriente sin considerar un cambio de reactor no ofrece márgenes de operación recomendables para las protecciones. Esto en especial para la 87N, cuyos *loop* de falla interna y externa caen bastante cercanos entre sí, por lo que un error o diferencia considerable entre la simulación y una falla real podrían ocasionar que no opere cuando debe hacerlo, manteniéndose el problema que se busca solucionar mediante la implementación de esta nueva función de protección.

Solución al problema 1: Largo tiempo de operación para fallas en circuitos del PE de Estudio

Se disminuyen los tiempos de operación modificando los ajustes de corriente *pickup* y el ajuste temporal (Time Dial) de las protecciones de sobrecorriente residual de todos los circuitos. La Tabla 6.5 muestra estos reajustes, que se muestran en las nuevas curvas de sobrecorriente con sus respectivos tiempos de operación más adelante en las Figuras 6.17, 6.18 y 6.19.

Tabla 6.5: Propuesta de reajuste para funciones de sobrecorriente de los circuitos 1-7.

Ubicación relé	Tipo de Relé	Interrup-tor asociado	Función de protección	Ajuste Original		Propuesta de reajuste sin reactor zigzag		Propuesta de reajuste con reactor de 62,3 Ω	
				I _{pkp}	TD	I _{pkp}	TD	I _{pkp}	TD
Circuitos del sistema colector	SEL-351	52E2-52E3 52E5-52E7 52E9-52E10	51N	0,15	0,09	0,10	0,05	0,10	0,05

Solución a los problemas 2 y 3: Descoordinación entre protecciones del transformador elevador y del reactor zigzag, y Descoordinación entre Incomer 1 y 2

Se reajustan las protecciones de sobrecorriente residual asociadas a los Incomer, aumentando su corriente *pickup* y Time Dial para la Barra 1, disminuyendo su Time Dial para el Incomer 2, y aumentando su Time Dial para el reactor zigzag. Cabe mencionar que la función modificada en el reactor es la única que no es de sobrecorriente residual (51N), sino que de fase (51). Esto debido a que en este equipo se utiliza como protección principal. En el reactor las corrientes de fase siempre serán iguales entre sí, y con un valor de un tercio de la corriente residual, ya que son corrientes homopolares. La Tabla 6.6 muestra estos reajustes, que se muestran en las nuevas curvas de sobrecorriente con sus respectivos tiempos de operación más adelante en las Figuras 6.17, 6.18 y 6.19.

Tabla 6.6: Propuesta de reajuste para funciones de sobrecorriente del transformador en barras de MT.

Ubicación relé	Tipo de Relé	Interruptor asociado	Función de protección	Ajuste Original		Propuesta de reajuste sin cambio de reactor		Propuesta de reajuste con reactor de 62,3 Ω	
				I _{pkp}	TD	I _{pkp}	TD	I _{pkp}	TD
Transformador elevador (Incomer 1)	SEL-351	52E4	51N/51G	0,05	0,21	0,10	0,22	0,08	0,23
	SEL-487E	52E4	51N/51G	0,05	0,21	0,10	0,28	0,08	0,23
Transformador elevador (Incomer 2)	SEL-351	52E8	51N	0,05	0,16	0,05	0,09	0,05	0,16
Reactor	SEL-751	52E4 y 52E8	51	0,20	0,05	0,20	0,06	0,20	0,15
			51N/51G	0,20	0,25	0,20	0,25	0,20	0,28

Solución al Problema 4

Este problema se produce debido a que los TTCC asociados a la función 87T del transformador elevador toman como medición a corrientes que no tienen como compararse entre sí ante una falla monofásica: la corriente en la barra de AT y las corrientes de las barras en MT. Debido al bloqueo de corrientes de secuencia cero por parte del devanado delta del transformador, la corriente en el lado de AT será muy cercano a cero. El lado de MT sufrirá la doble inversión de corriente ya mencionada, imposibilitando que se detecte mediante medidas angulares si la falla es interna o externa.

En cuanto a sus magnitudes, debido a que la corriente fluye desde el reactor y el sistema colector al punto de falla, una falla interna presentará menores corrientes que las fallas externas. Entonces, será imposible que los *loop* de la 87T caigan dentro de la zona de operación de la protección.

La solución es utilizar una protección diferente, que sí considere medidas de corriente comparables. En este caso, se utilizará una protección diferencial de tierra restringida, 87N. Ésta compara las medidas de corriente de las barras en MT con el neutro del reactor zigzag.

The diagram shows a three-phase system with three horizontal lines labeled A, B, and C. Each line has a series inductor with a dot on its left end. Line A has a current I_a flowing to the left. Line B has a current I_b flowing to the left. Line C has a current I_c flowing to the left. A transformer with three vertical legs is connected to these lines. The primary windings are connected between lines A and B, B and C, and C and A. The secondary windings are connected between lines A and B, B and C, and C and A. The transformer has a center tap on the bottom leg, which is connected to a ground symbol. A current I_{NP} is shown flowing downwards from the center tap. A box labeled REF is connected to the center tap and the ground symbol. The equation $3I_0 C_{al} = I'_c + I'_b + I'_a$ is written next to the transformer.

Empleando este esquema, para una falla externa, la corriente diferencial será muy baja, ya que la corriente que pasa por la barra cuyo circuito sufrió la falla es simplemente la resta entre la corriente del reactor y la otra barra, dando una corriente diferencial muy baja. Se observa su operación en la Figura 6.15.

Para la parametrización de la 87N, se consideran los ajustes mínimos recomendables para la curva característica de la protección. Un criterio razonable para su corriente *pickup mínima* es de 0,10 p.u., considerado generalmente como un valor de ajuste mínimo para algunas funciones de protección. Por otro lado, la pendiente de la curva se configurará en 35%, ya que éste es el valor calculado en el ECAP para la función 87T, teniendo en cuenta que el problema de dicha protección ante fallas monofásicas tiene que ver con la naturaleza del PE y su zona aislada de tierra, y no con los ajustes escogidos para esta. El ajuste de pendiente considera todas las fuentes de error que podrían afectar a la protección diferencial. Este cálculo indica:

81

Para asegurar un funcionamiento seguro, junto con los *loop* calculados para falla interna y externa, se añade un cálculo que considera errores máximos en sus TTCC. Se considera un error máximo del 5%. Con esto, se puede observar los *loop* mencionados junto con su margen de error de medición, como aparece en la Figura 6.15.

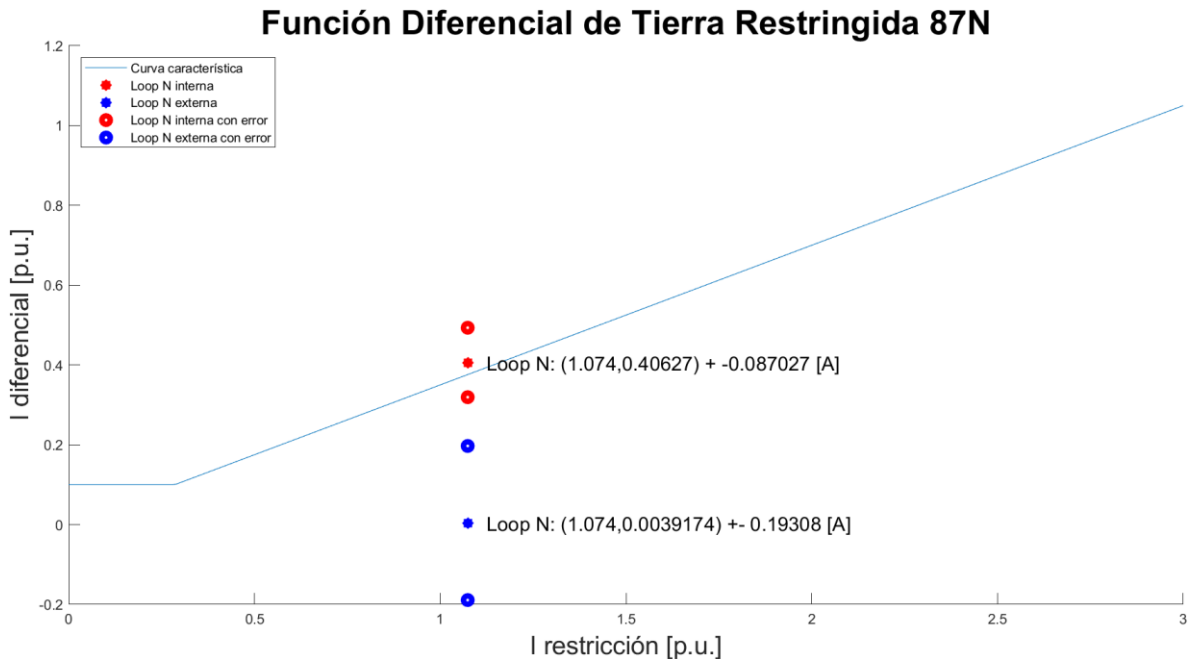


Figura 6.15: Operación de la 87N para falla monofásicas dentro y fuera de la zona del transformador elevador considerando el reactor original.

Aun cuando el *loop* cae dentro de la zona de operación para una falla monofásica, tiene un margen muy pequeño con la zona de no operación. Por lo tanto, el *loop* que considera errores máximos cae por debajo de la curva. Con esto se concluye que, ante variaciones del valor de corriente medido respecto al esperado, la protección podría no operar correctamente. Para que la protección cubriera errores de hasta un 5% en sus TTCC, la pendiente de la curva característica tendría que ser menor a 28%.

Incluso, si fuese considerado un error de 10% para los TTCC, como en el ajuste considerado en el ECAP, la curva tendría que bajar su pendiente hasta 21% para asegurar su operación. Esto está muy por debajo de lo recomendado como ajuste mínimo para las protecciones diferenciales del sistema.

Se concluye que, si bien es posible la implementación de esta protección sin un cambio de reactor zigzag, ésta queda por debajo de los márgenes mínimos recomendados por este trabajo para asegurar su buen funcionamiento. Por tanto, se recomienda fuertemente realizar un cambio de reactor zigzag, dimensionado según la metodología propuesta, para permitir que la 87N pueda ser implementada sin ningún problema.

La Figura 6.16 muestra el mismo análisis, pero ahora para los *loop* calculados para las corrientes de falla monofásica al considerar un nuevo reactor zigzag de 62,3 Ω . Incluso considerando ajustes más holgados para la curva característica, con una corriente *pickup* de

0,20 p.u. y una pendiente de 40%, según lo recomendado por el fabricante. Los *loops* que consideran error máximo de los TTCC están lejos de caer dentro de la zona de operación.

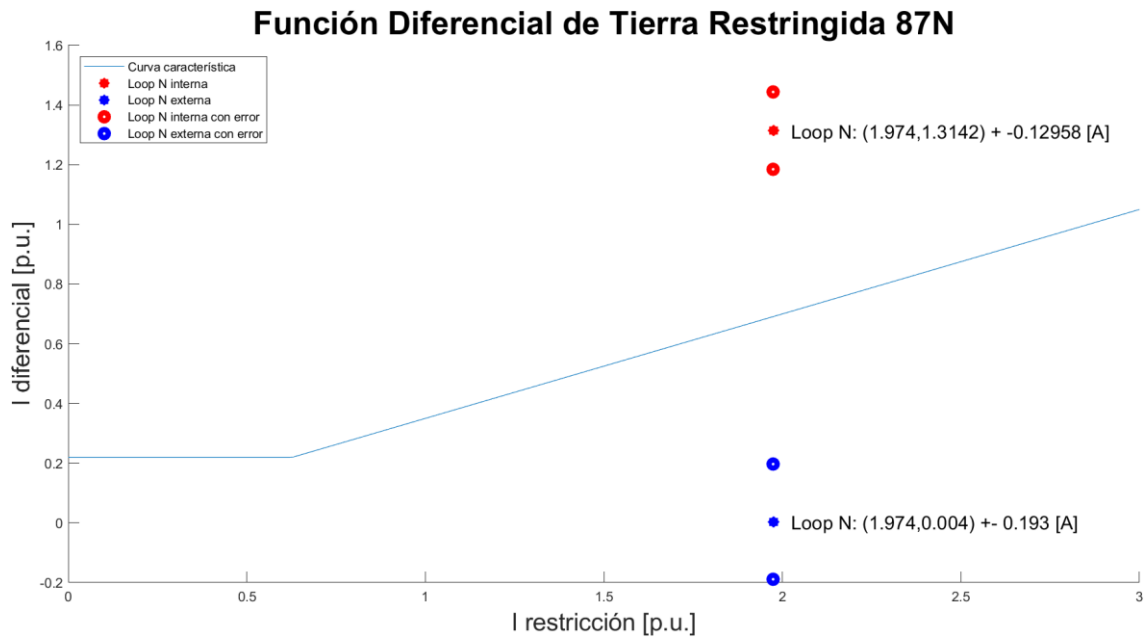


Figura 6.16: Operación de la 87N para falla monofásicas dentro y fuera de la zona del transformador elevador considerando un cambio de reactor por uno de 62,3 Ω .

No obstante lo anterior, la elección de una de las dos opciones tienen distintas aristas que analizar desde lo operativo y lo económico. Un cambio de reactor implica costos de compra e instalación de un equipo de varios MVA de potencia. A su vez, verificar el funcionamiento de un ajuste de 87N sin cambio de reactor implica estudios que conllevan un gasto en estudios y honorarios de sus expertos responsables. Esto último se suma a que dicha opción es peor en términos operativos, en comparación a realizar un cambio de reactor.

En ese sentido, el cambio de reactor aporta también a evitar más fallas generales que puedan dejar al PE fuera de servicio, interrumpiendo su generación. Es decir, el parque podría salir de servicio por una operación equivocada cuando solo podía dejarse fuera de servicio una porción de este. Además, facilita encontrar la ubicación de la falla, ya que una 87N bien ajustada permite el despeje instantáneo de fallas internas monofásicas en la zona del transformados. Esto reduciría considerablemente los tiempos de reconexión de la central ante una falla de este tipo, lo cual económicamente es conveniente para sus operadores.

Es importante señalar que no todos los relés diferenciales cuentan con esta función de protección. De hecho, la SEL-487E ya implementada no la posee, por lo que habría que usar un nuevo relé. La Tabla 6.7 compara distintos modelos de relé, y especifica si es que poseen o no esta protección. Además, se especifica si la función tiene algún tipo de bloqueo direccional. Como ya se ha explicado, en los PE las protecciones no distinguen la dirección de las corrientes de falla monofásica, debido a sus problemas de direccionalidad. Por lo tanto, una función con bloqueo direccional sería inservible para este caso, si es que no puede desactivarse esta característica.

Tabla 6.7: Comparación de distintos modelos de relé con funciones diferenciales. [20] [23] [24] [25] [22]

Marca de Protección	Modelo de Protección	¿Posee 87N?	¿Posee bloqueo direccional?	¿Es útil para PE?
Schweitzer	SEL-487E	No	-	No
ABB	RET670	Sí	Sí	No
Siemens	7UT86	Sí	Sí	No
General Electric	GE T60	Sí	No	Sí
NR	PCS978S	Sí	Desactivable	Sí

Como resultado del reajuste de funciones de sobrecorriente, se obtiene una correcta coordinación de las zonas de protección del PE, tal como se muestra en las gráficas de corriente versus tiempo de las Figuras 6.17, 6.18 y 6.19. Junto con esto, se aprecian los nuevos tiempos de operación en la Tabla 6.8, considerando ahora la implementación de una protección 87N. Todo esto considerando el cambio del reactor zigzag actual por uno de 62,3 Ω .

El mejoramiento del comportamiento de las protecciones se observa en que los tiempos de operación son mucho más reducidos para fallas aguas abajo de las barras, y que ya no existen descoordinaciones en la operación de las protecciones de sobrecorriente asociadas a las barras. Las protecciones asociadas al reactor debiesen abrir los circuitos en última instancia, dando el tiempo suficiente para que cualquiera de las barras sea desconectada previo a su operación, fortaleciendo la selectividad del sistema de protecciones. Además, se respeta el tiempo mínimo de paso entre el Incomer 2 y cualquier protección que abra el Incomer 1 como respaldo a éste.

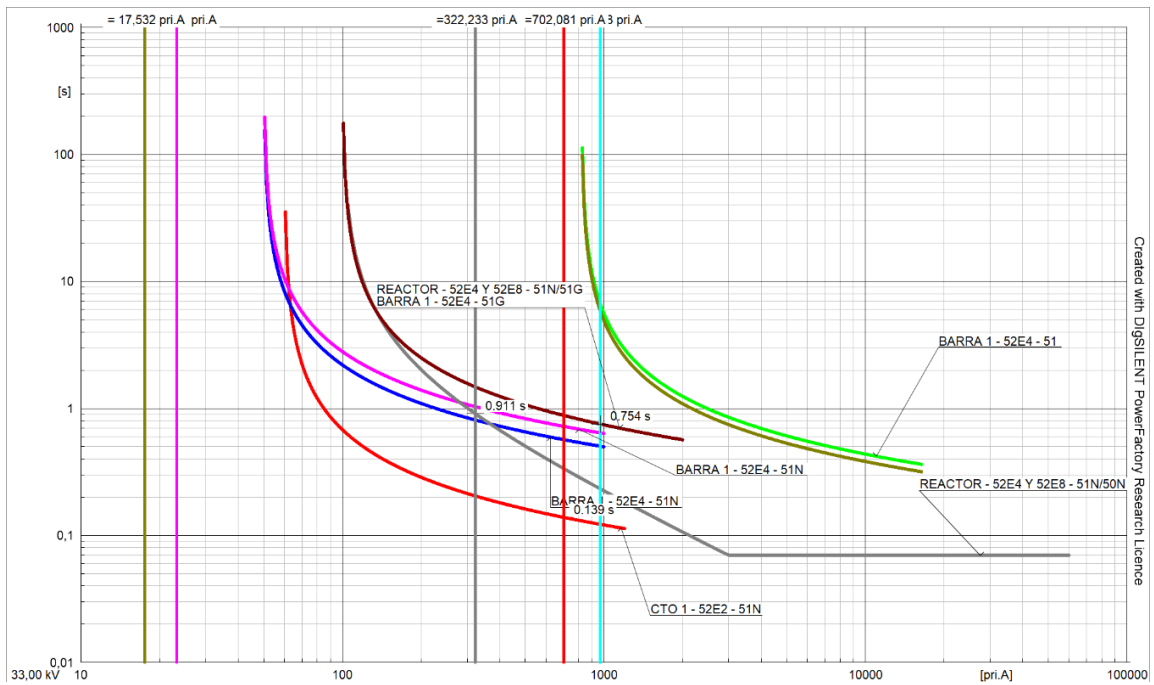


Figura 6.17: Tiempos de operación para el Circuito 1 y aguas arriba de este considerando un reajuste de protecciones con un reactor de 62,3 Ω .

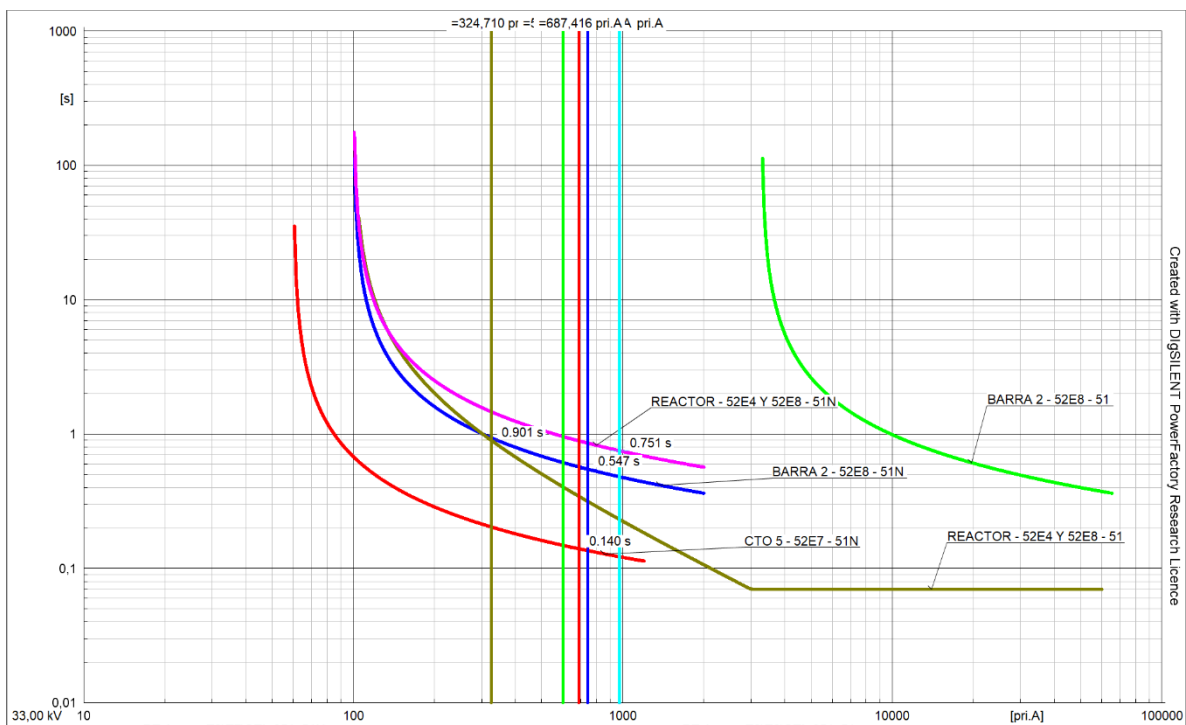


Figura 6.18: Tiempos de operación para el Circuito 5 y aguas arriba de este considerando un reajuste de protecciones con un reactor de 62,3 Ω .

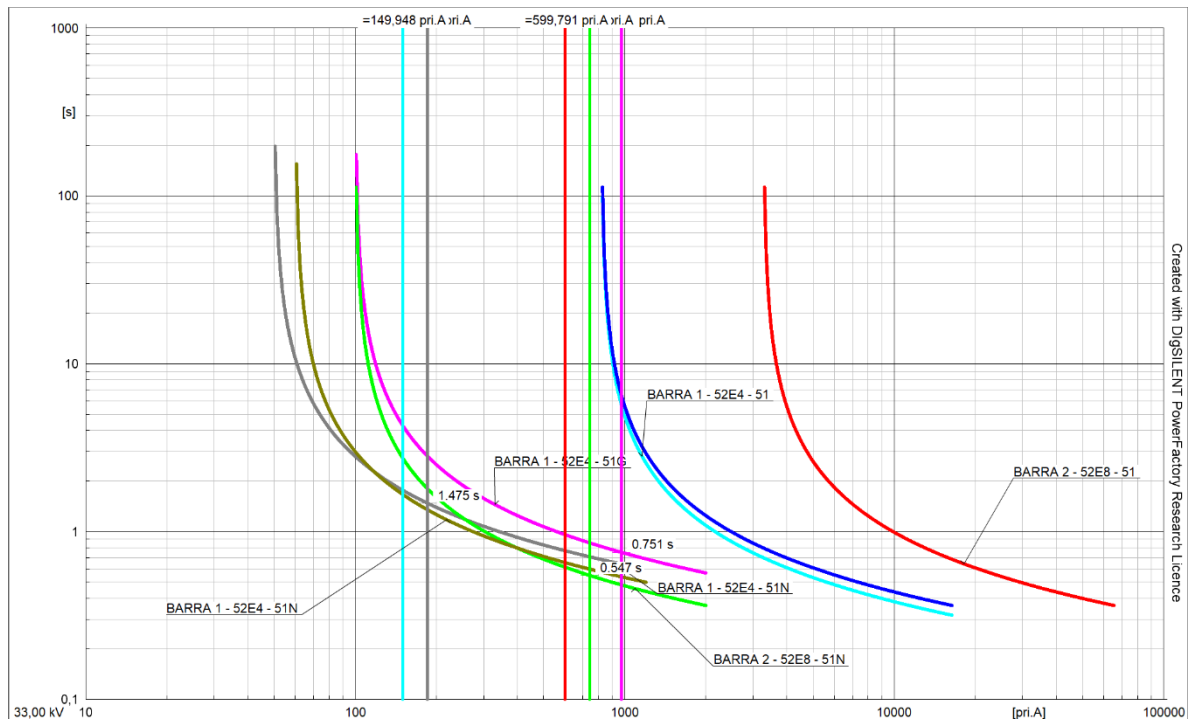


Figura 6.19: Tiempos de operación para los Incomers 1 y 2 considerando un reajuste de protecciones con un reactor de 62,3 Ω .

Tabla 6.8: Tiempos de operación de las protecciones de sobrecorriente del PE de estudio luego del reajuste con reactor de 62,3 Ω .

Ubicación falla	Tipo de falla	t operación [s] ²				
		Circuito 1	Circuito 5	Incomer 1	Incomer 2	Reactor
Zona TR elevador	1F-T Rf=0 Ω	N.O.	N.O.	0 (87N)	0 (87N)	0 (87N)
	1F-T Rf=30 Ω	N.O.	N.O.	0 (87N)	0 (87N)	0 (87N)
	2F-T Rf= 0 Ω	10,469 (51)	10,230 (51)	0 (87T)	0 (87T)	0 (87N)
Cicuito 1	1F-T Rf=0 Ω	0,139 (51N)	N.O.	0,754 (51N)	N.O.	0,911 (51)
	1F-T Rf=30 Ω	0,161 (51N)	N.O.	8,883 (51N)	N.O.	1,527 (51)
	2F-T Rf= 0 Ω	0,300 (50)	17,116 (51)	0,936 (51)	N.O.	1,174 (51G)
Circuito 5	1F-T Rf=0 Ω	N.O.	0,140 (51N)	0,751 (51G)	0,547(51N)	0,842 (51)
	1F-T Rf=30 Ω	N.O.	0,162 (51N)	0,876(51N)	0,655(51N)	0,984 (51)
	2F-T Rf= 0 Ω	14,655(51)	0,300 (50)	0,736 (51N)	0,839(51N)	1,175(51G)

² N.O.= No Opera

Bajo el tiempo de operación se encuentra la función de protección que operó.

CONCLUSIONES Y CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS

Luego de finalizar este trabajo, se puede llegar a una serie de conclusiones asociadas al ajuste y coordinación de protecciones en PE, basadas en el análisis teórico y práctico ya desarrollado. Aunque son aplicadas a un Parque en específico, pueden ser útiles para cualquier Parque que cuente con una zona aislada de tierra y se aterrice mediante un reactor zigzag. Las principales conclusiones son las siguientes:

- **La corriente residual de falla monofásica de un PE está determinada únicamente por la capacitancia del sistema colector y el tamaño de su reactor zigzag.** La magnitud de dicha corriente será simplemente una resta entre los aportes de ambas. Al ser corrientes de sentido opuesto, una capacitiva y otra principalmente inductiva, la resultante será del ángulo de la mayor corriente, o sea, la que aporta el reactor, y por tanto, de naturaleza inductiva.
- El problema de la sensibilidad de corrientes de falla monofásica, o sea, el bajo nivel de corriente ante este tipo de fallas puede compensarse con un correcto dimensionamiento del reactor zigzag. **Este debe considerar la presencia de corrientes capacitivas, que disminuirán el valor de corriente establecido por el reactor.** Esto permite que la corriente residual tenga una magnitud suficiente para asegurar el funcionamiento óptimo de su sistema de protecciones. Junto con esto, se recomienda un bajo ajuste para la corriente *pickup* en las protecciones de sobrecorriente residual, ya que solo se encargan de despejar fallas monofásicas en los circuitos del sistema colector. Un ajuste bajo en su *pickup* no debería provocar descoordinación con otras protecciones, siempre que esté por sobre los límites recomendados.
- A pesar de lo anterior, un correcto dimensionamiento del reactor no soluciona el problema de direccionalidad de la corriente, por lo que la protección 87T aún tendrá problemas para despejar fallas en la zona del transformador de forma instantánea. Por lo tanto, **un PE debe contar con una protección diferencial de tierra restringida** que compare las corrientes del neutro del reactor con las que aporta el sistema colector, puesto que éstas son las determinantes de la corriente resultante de falla monofásica dentro del Parque. Solo de esta forma, se tendrá un mecanismo para distinguir entre fallas internas y externas en la zona del transformador, detectando así las fallas internas y despejándolas en un tiempo cercano a cero.
- Se puede concluir que **un reactor zigzag es necesario para tener un sistema de protecciones adecuado en un PE**, ya que este otorga el punto de medición de corrientes a tierra necesario para implementar la protección 87N.
- **Los problemas del sistema de protecciones de un PE son únicamente asociados a fallas del tipo monofásica.** Como se explicó en el análisis teórico, la falla bifásica a tierra conecta las mallas de secuencia en paralelo, por lo que la capacitancia de

secuencia cero no tiene la misma influencia que en la falla monofásica. Como sus corrientes de fase son elevadas, las protecciones de sobrecorriente de fase no tienen problemas para detectar y despejar fallas bifásicas a tierra.

- Los PE, por ser sistemas aislados y de alta capacitancia, **presentan una serie de comportamientos anormales para un sistema eléctrico, exigiendo que se tengan consideraciones especiales para sus sistemas de protección durante fallas a tierra.** Por ejemplo, no es esperable que, ante una falla interna en un transformador elevador, la corriente medida en sus TTCC de AT y MT sea menor que para una falla externa. Los aportes de corriente capacitiva provocan este tipo de situaciones poco intuitivas, obligando a tomar las consideraciones especiales ya mencionadas.
- Si bien se evidenciaron diferencias notables entre los registros oscilográficos reales y el modelo de DS PF utilizado, las cuales fueron debidamente analizadas y teorizadas, fue posible **identificar falencias en el sistema de protecciones del PE ante un evento de falla real**, logrando reflejar lo analizado de manera teórica durante este trabajo en la operación real de una central eólica.
- La implementación de una protección diferencial de tierra restringida 87N, con un ajuste y margen de operación adecuado, permite el **despeje instantáneo de fallas monofásicas en la zona del transformador de poder.** Esto robustece el desempeño del sistema de protecciones de los PE, el cual no solo mejora sus tiempos de operación, sino que **facilita encontrar la ubicación de una falla dentro del parque, minimizando los tiempos de reconexión de la central**, generando beneficios económicos y operativos. Junto con esto, impide desconectar el parque completo por una operación indebida de la protección 87T, y garantizando que este opere de forma **segura.**

La Tabla 7.1 muestra un resumen del cumplimiento de los objetivos específicos de este trabajo, presentados en la sección 1.2. Junto con esto, se especifica la sección donde éste se cumplió.

Tabla 7.1: Cumplimiento de objetivos del trabajo.

Cumplimiento de objetivos		
Objetivo	Cumplimiento	Ubicación
Recopilar los esquemas de protección habituales de parques eólicos y solares e identificar los problemas en su operación ante condiciones de cortocircuito a tierra, usando la información de registros oscilográficos.	- Se revisaron los ECAP de diversos PE y se comparan sus esquemas de protección. Análisis se extiende a PFV. - Se comprobó la presencia de problemas en protecciones mediante simulación en DIgSILENT y registros oscilográficos	- Capítulo 3, sección 1 - Capítulo 6, secciones 1 y 2
Estudiar la influencia del transformador zigzag utilizando las mallas de secuencia, evaluando su influencia en el nivel de la corriente residual, para realizar un correcto dimensionamiento de éste y mejorar la operación de las protecciones del sistema.	- Se analizó su influencia en corriente de falla mediante simulación y cálculo con MS. - Se estudió la fórmula para corriente de falla monofásica y se comprueba mediante simulación. - Se creó un dimensionamiento para el reactor a partir de esta fórmula y supuestos razonables, mejorando el desempeño del sistema de protecciones.	- Capítulo 4, sección 3 - Capítulo 5, sección 2 - Capítulo 5, sección 2
Examinar la influencia de los aportes de corriente capacitiva del cableado de la red colectora del parque en el comportamiento de sus funciones de protección	- Se analizó teóricamente su influencia en problemas de sensibilidad y direccionalidad de corrientes de falla. - Se comprobó dicha influencia mediante simulación. - Se obtuvo una fórmula para calcular el aporte de corriente en una falla monofásica, utilizada para el dimensionamiento del reactor.	- Capítulo 3, sección 2 - Capítulo 4, sección 3 - Capítulo 5, sección 2
Simular un parque eólico real y sus esquemas de protección con el fin de proponer soluciones que mejoren su desempeño en los problemas identificados.	- Se simuló un PE real en DIgSILENT, evidenciando problemáticas presentes en sus protecciones. - Se elaborón una serie de recomendaciones para mejorar el desempeño de las protecciones en dicho parque.	- Capítulo 6, sección 2 - Capítulo 6, sección 3

Posibles trabajos futuros:

El comportamiento de las protecciones en un PE es un tema que no se ha estudiado en profundidad, dejando la posibilidad de que múltiples aristas abordadas en este documento, con mayor o menor desarrollo, puedan tratarse en trabajos más exhaustivos a futuro.

Si bien en este trabajo se analizó la configuración más habitual de los PE, el comparar el comportamiento de los sistemas de protección en distintas configuraciones de parque es un tema interesante a tratar. Una investigación más centrada en la recopilación de distintas configuraciones, con o sin un aterrizamiento mediante reactor zigzag, podría aportar otras perspectivas y posibles soluciones al problema de las protecciones en sistemas aislados. De la misma forma, esta recopilación podría considerar también distintas configuraciones de PFV. También podría considerarse analizarlo en centrales renovables de distintos tamaños, a diferencia de este trabajo, donde solo se trabajó con parques de gran tamaño.

Otra temática que queda pendiente por investigar son las distintas alternativas de aterrizamiento a un PE, distintas al reactor zigzag. Un trabajo podría enfocarse sólo en esta variedad de posibilidades, tanto las tratadas en este documento, como el uso del reactor de SSAA para aterrizar, como otras configuraciones de transformador, o incluso la posibilidad de un incluir un equipo de aterrizamiento.

Finalmente, se propone la creación de un diseño de PE que no sea aislado de tierra y, por tanto, no presente los problemas trabajados en este documento ni la necesidad de un reactor zigzag u otro método de aterrizamiento. Se tienen leves evidencias de que en otros países se han desarrollado modelos de este tipo, pero no se alcanzó a recopilar suficiente información para incluirla en este trabajo.

En general, las problemáticas presentes en los sistemas de protección de los PE ha sido poco estudiado, por lo cual es amplio el margen de casos de estudio que pueden surgir relacionados con esta temática. Estas propuestas son solo las que han surgido como inquietudes a lo largo del desarrollo de este documento.

REFERENCIAS

- [1] Ministerio de Energía, “Energía 2050, Política Energética de Chile”. 2017.
- [2] T. J. D. J. Lewis Blackburn, *Protective Relaying Principles and Applications, Fourth Edition*, 4ta Edición. Boca Raton: CRC Press, 2014.
- [3] Nelson Leiva Blanco, “Análisis de Sistemas de Potencia II - Apunte de la Asignatura”. 2017.
- [4] Estudios Eléctricos, “Estudios de Coordinación y Ajuste de Protecciones ‘PE CERRO TIGRE’”. 2020.
- [5] Comisión Nacional de Energía, Chile, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio”. septiembre de 2020.
- [6] Estudios Eléctricos, “Estudios de Coordinación y Ajuste de Protecciones ‘PFV SOL DE LOS ANDES’”. 2021.
- [7] Aela Energía, “Estudios de Coordinación y Ajuste de Protecciones ‘PE AURORA’”. 2018.
- [8] M. Shen, L. Ingratta, y G. Roberts, “Grounding transformer application, modeling, and simulation”, en *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, jul. 2008, pp. 1–8. doi: 10.1109/PES.2008.4595995.
- [9] Comisión Nacional de Energía, Chile, “Anexo Técnico: Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión”. septiembre de 2020.
- [10] Aela Energía, “Estudios de Coordinación y Ajuste de Protecciones ‘PE SARCO’”. 2018.
- [11] Z. Gajić y M. Kockott, “Restricted Earth-Fault (REF) Protection Challenges due to Extensive Use of Cables: A Case Study”, en *2021 74th Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)*, mar. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/CPRE48231.2021.9429845.
- [12] Reich Ingeniería, “Estudios de Coordinación y Ajuste de Protecciones ‘PE TCHAMMA’”. 2022.
- [13] E. Muljadi *et al.*, “Equivalencing the collector system of a large wind power plant”, en *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, jun. 2006, p. 9 pp. doi: 10.1109/PES.2006.1708945.
- [14] G. Eduful y G. Mensah, “Sizing and selection of grounding transformers-decision criteria”, en *2011 World Congress on Sustainable Technologies (WCST)*, nov. 2011, pp. 45–49. doi: 10.1109/WCST19361.2011.6114236.
- [15] “IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems--Part V: Transmission Systems and Subtransmission Systems”, *IEEE Std C62925-2020 Revis. IEEE Std C62925-2009*, pp. 1–49, dic. 2020, doi: 10.1109/IEEESTD.2020.9303506.
- [16] F. Gonzalez-Longatt, *Manual de usuario de DIgSILENT PowerFactory 12.0 en Español*. 2004.
- [17] M. Rosyadi, S. M. Muyeen, R. Takahashi, y J. Tamura, “A Design Fuzzy Logic Controller for a Permanent Magnet Wind Generator to Enhance the Dynamic Stability of Wind Farms”, *Appl. Sci.*, vol. 2, n° 4, pp. 780–800, 2012, doi: 10.3390/app2040780.

- [18] Z. Meng, F. Xue, y X. Li, “Wind speed equalization-based incoming wind classification by aggregating DFIGs”, *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 1, n° 1, pp. 42–48, jun. 2013, doi: 10.1007/s40565-013-0007-1.
- [19] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., “Manual de instrucciones SEL-351S”. 2017.
- [20] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., “Manual de instrucciones SEL-487E-3, -4”. 2017.
- [21] Coordinador Eléctrico Nacional, “Plataforma de Gestión de Proyectos”. [En línea]. Disponible en: <https://pgp.coordinador.cl/welcome>
- [22] NE Electric Co., Ltd., “Manual de instrucciones PCS-978S”. 2022.
- [23] ABB, “Manual de instrucciones RET670”. 2016.
- [24] Siemens AG, “Manual de instrucciones 7UT85, 7UT86, 7UT87”. 2017.
- [25] GE Industrial Systems, “Manual de instrucciones GE T60”. 2005.