



UNIVERSIDAD DE CUENCA



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería

Escuela de Ingeniería Eléctrica

“Análisis en Estado Estacionario y Verificación del Sistema de Protecciones en las Líneas de Transmisión de las Subestaciones Adyacentes ante la Incorporación del Parque Eólico Minas de Huascachaca al Sistema Nacional de Transmisión”

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

Autores:

Christian Israel Merchán Muñoz

CI:0104311006

Correo electrónico: christianmerchan30@yahoo.com

Pablo Andrés Vintimilla Zhingre

CI: 0106079254

Correo electrónico: pablo199510@hotmail.com

Director:

Ing. Patricio Alcides Astudillo Salinas, MSc

CI: 1400588628

Cuenca, Ecuador

13-septiembre-2021



Resumen: En este trabajo de titulación se realiza un análisis del impacto eléctrico ante la incorporación del parque eólico Minas de Huasachaca (PEMH) en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) de 138 kV.

Se inicia con una breve descripción de los elementos del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) y sus métodos de análisis en estado estacionario equilibrado y desequilibrado. Se prosigue con la descripción técnica de los aerogeneradores y equipos asociados; luego, se realiza un estudio estadístico de la velocidad del viento en el emplazamiento del PEMH, con el objetivo de determinar las velocidades medias y así poder estimar la potencia de salida de los aerogeneradores al momento de la producción de energía eléctrica; la potencia de generación estimada y los datos técnicos del PEMH permiten realizar el análisis en estado estacionario del SEP asociado al PEMH antes y después de la incorporación del mismo para demanda mínima, media y máxima en los periodos secos y lluviosos; para luego realizar el análisis de contingencias N – 1 después de la incorporación PEMH.

El trabajo continúa con un estudio de cortocircuitos de las barras asociadas al PEMH; así como la verificación del sistema de protecciones de las líneas adyacentes a la subestación La Paz. Finalizando con las conclusiones y recomendaciones. Todos los cálculos y simulaciones se realizaron a través del software DIgSILENT PowerFactory.

Palabras claves: Flujo de potencias. Contingencias. Cortocircuitos. Transmisión. Sistema de protecciones. PEMH. DIgSILENT Powerfactory.



Abstract: In this degree work, an analysis of the electrical impact of the incorporation of the Minas de Huascachaca Wind Farm (MHWF) in the 138 kV National Transmission System (NTS) is carried out.

The work begins with a brief description of the elements of the Electrical Power System (EPS) and its balanced and unbalanced steady state analysis methods. It continues with the technical description of the wind turbines and associated equipment; then, a statistical study of the wind speed at the MHWF site is carried out, with the objective of determining the average speeds and thus being able to estimate the output power of the wind turbines at the time of electric energy production; The estimated generation power and the technical data of the MHWF allow performing the steady state analysis of the EPS associated to the MHWF before and after the incorporation of the MHWF for minimum, average and maximum demand in dry and rainy periods; to then perform the analysis of contingencies N – 1 after the incorporation of the MHWF.

The work continues with a study of short circuits of the bars associated to the MHWF; as well as the verification of the protection system of the lines adjacent to the La Paz substation. It ends with conclusions and recommendations. All calculations and simulations were performed using DIgSILENT PowerFactory software.

Keywords: Power flow. Contingencies. Short circuits. Transmission. Protection's system. PEMH. DIgSILENT Powerfactory.



ÍNDICE DEL TRABAJO

Capítulo 1	23
1 GENERALIDADES.....	23
1.1 Introducción.....	23
1.2 Antecedentes.	24
1.3 Justificación.....	24
1.4 Alcance.	24
1.5 Objetivos.	25
1.5.1 Objetivo general.....	25
1.5.2 Objetivos específicos.....	25
1.6 Contenido.....	25
Capítulo 2.....	27
2 MODELAMIENTO DE LOS ELEMENTOS Y ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA, Y SISTEMA DE PROTECCIONES.	27
2.1 Modelo de la máquina sincrónica.....	27
2.1.1 Modelo en régimen permanente.....	27
2.2 Modelo del transformador.	29
2.2.1 Transformadores trifásicos.	29
2.3 Modelamiento de una línea de transmisión.....	31
2.3.1 Líneas cortas.	32
2.3.2 Líneas medias.	33
2.3.3 Líneas largas.	34
2.4 Flujo de potencias.	35
2.4.1 Modelo de la red.	35
2.4.2 Ecuaciones del problema de flujo de potencias.....	37
2.4.3 Tipos de barras.....	38
2.4.4 Formulación precisa.	39
2.5 Corrientes de cortocircuito.	40
2.5.1 Cortocircuitos trifásicos equilibrados.	41
2.5.2 Cortocircuitos desequilibrados.....	42
2.6 Sistema de protecciones eléctricas.....	49



2.6.1	Conceptos generales.....	49
2.6.2	Protecciones utilizadas en las líneas de transmisión.....	52
Capítulo 3.....		70
3	MODELACIÓN DEL PEMH, ANÁLISIS EN ESTADO ESTACIONARIO Y DE CONTINGENCIAS N-1.....	70
3.1	Características técnicas del parque eólico Minas de Huascachaca... ..	70
3.1.1	Ubicación geográfica.....	70
3.1.2	Configuración interna del PEMH.....	71
3.1.3	Punto de conexión del PEMH con el sistema nacional de transmisión (SNT).	72
3.1.4	Zona de Influencia.....	72
3.1.5	Características técnicas de los equipos eléctricos del PEMH.	74
3.2	Estudio estadístico del viento en el emplazamiento del PEMH.....	81
3.2.1	Ubicación de las estaciones de medición del viento.....	81
3.2.2	Análisis descriptivo de los datos recopilados por las estaciones meteorológicas.....	82
3.2.3	Determinación de la potencia media de generación del PEMH para cada subcircuito.....	93
3.3	Análisis en estado estacionario.....	94
3.3.1	Variaciones en los elementos del SEP en los periodos seco y lluvioso.....	94
3.3.2	Análisis de resultados.....	99
3.4	Análisis de contingencias N-1.....	100
Capítulo 4.....		108
4	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS Y VERIFICACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	108
4.1	Cálculo de las corrientes de cortocircuito.....	108
4.1.1	Variaciones de las corrientes y potencias subtransitorias de cortocircuito en los periodos seco y lluvioso.....	109
4.1.2	Análisis de resultados.....	114
4.2	Verificación del sistema de protecciones de las líneas de transmisión.....	114



4.2.1	Cálculo de la relación de transformación de los transformadores de corriente (TC) y potencial (TP).....	116
4.2.2	Ajustes de los relés de protección.....	119
4.2.3	Validación de los ajustes de los relés de protección.....	131
4.2.4	Validación del sistema de protecciones ante la incorporación del PEMH.....	149
Capítulo 5	167
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	167
5.1	Conclusiones.....	167
5.2	Recomendaciones.....	169
BIBLIOGRAFÍA	170
ANEXOS	173
Anexo I	174
Anexo II	175
Anexo III	177
Anexo IV	190
Anexo V	196
Anexo VI	202
Anexo VII	230
Anexo VIII	238
Anexo IX	241
Anexo X	253
Anexo XI	264
Anexo XII	272

**ÍNDICE DE FIGURAS**

Figura 2.1 Tipos de rotores: (a) Máquina de polos salientes. (b) Máquina de polos lisos. [3].....	27
Figura 2.2 Diagrama resumido de una maquina sincrónica de dos polos. [Elaboración propia]	27
Figura 2.3 Circuito equivalente de una maquina sincrónica. [Elaboración propia]	28
Figura 2.4 Diagrama fasorial por fase de un generador de rotor de polos de salientes. [Elaboración propia, tomado de [3]].....	28
Figura 2.5 Tipos de conexión de los transformadores trifásicos: a) Estrella. b) Triángulo. [Elaboración propia]	29
Figura 2.6 Circuito equivalente fase-neutro del transformador trifásico. [Elaboración propia]	30
Figura 2.7 Circuito equivalente fase-neutro referido al primario del transformador. [Elaboración propia]	31
Figura 2.8 Representación de una línea de transmisión. [Elaboración propia]	32
Figura 2.9 Circuito equivalente monofásico de un circuito equilibrado. [Elaboración propia]	32
Figura 2.10 Diagrama fasorial para una línea corta. [Elaboración propia].....	33
Figura 2.11 Circuito equivalente π para una línea de transmisión media. [Elaboración propia, tomado de [4]].....	33
Figura 2.12 Diagrama vectorial del circuito equivalente π . [Elaboración propia, tomado de [4]]	34
Figura 2.13 Circuito equivalente π para una línea larga. [Elaboración propia] .	35
Figura 2.14 Diagrama unifilar de un sistema eléctrico de potencia. [Elaboración propia]	35
Figura 2.15 Diagrama fase-neutro del sistema eléctrico de potencia de la Figura 2.14. [Elaboración propia]	36
Figura 2.16 Representación de la potencia aparente inyectada desde cualquier barra i al SEP. [Elaboración propia]	37
Figura 2.17 Interconexión entre la Barra i y la Barra k . [Elaboración propia]...	40
Figura 2.18 Tipos de fallas que ocurren dentro de un sep. [Elaboración propia]	41
Figura 2.19 Circuito equivalente de Thévenin para una falla trifásica en: (a) régimen subtransitorio, (b) régimen transitorio y (c) régimen estable. [Elaboración propia]	42
Figura 2.20 Falla trifásica en la barra q . [Elaboración propia]	43
Figura 2.21 Interconexión de las redes de secuencia para la falla trifásica. [Elaboración propia]	44
Figura 2.22 Falla fase-tierra en la barra q . [Elaboración propia]	45



Figura 2.23 Interconexión de las redes de secuencia para la falla fase-tierra. [Elaboración propia] 45

Figura 2.24 Falla fase-fase entre las fases *b* y *c* en la barra *q*. [Elaboración propia] 46

Figura 2.25 Interconexión de las redes de secuencia para la falla fase-fase. [Elaboración propia] 47

Figura 2.26 Falla fase-fase-tierra entre las fases *b*, *c* y tierra. [Elaboración propia] 47

Figura 2.27 Interconexión de las redes de secuencia para la falla fase-fase-tierra. [Elaboración propia] 49

Figura 2.28 Figura. Diferentes zonas de protección en un SEP. [Elaboración propia] 51

Figura 2.29 Tipos de relés de sobrecorriente. [Elaboración propia] 53

Figura 2.30 Cálculo del lazo de impedancia para fallas fase-fase. [Elaboración propia] 55

Figura 2.31 Circuito para secuencia positiva. [Elaboración propia] 56

Figura 2.32 Circuito para secuencia cero. [Elaboración propia] 57

Figura 2.33 Protección diferencial para una fase de la línea de transmisión. [Elaboración propia] 58

Figura 2.34 Protección de porcentaje diferencial. [Elaboración propia]..... 59

Figura 2.35 Curva característica de operación del relé de porcentaje diferencial. [Elaboración propia] 60

Figura 2.36 Sistema radial general. [Elaboración propia]..... 61

Figura 2.37 Principio de coordinación de los relés. [Elaboración propia] 64

Figura 2.38 Protección de distancia de tres zonas. [Elaboración propia] 65

Figura 2.39 Efecto Infeed en la protección de distancia. [Elaboración propia] . 67

Figura 2.40 Curva característica de operación del relé de diferencial de Schneider (MICOM P54x). [Elaboración propia, tomado de [29]]..... 68

Figura 3.1 Ubicación geográfica del PEMH. [Google Earth]..... 71

Figura 3.2 Circuito colector del PEMH. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.] 71

Figura 3.3 Punto de conexión con el SNT. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.] 72

Figura 3.4 Zona de influencia del PEMH en el sistema eléctrico nacional. [Elaboración propia, tomado de DlgSILENT PowerFactory 73

Figura 3.5 Curva de potencia del aerogenerador para una densidad del aire de 1,044 kg/m³. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.] 75

Figura 3.6 Disposición gráfica de los conductores en la torre de simple circuito para la transmisión aérea de los subcircuitos del circuito colector. [Elaboración propia] 79

Figura 3.7 Disposición gráfica de los conductores en la torre de doble circuito para la transmisión aérea de los subcircuitos del circuito colector. [Elaboración propia] 80



Figura 3.8 Disposición gráfica de los conductores en la torre de simple circuito para la línea de transmisión entre las subestaciones Uchucay y La Paz. [Elaboración propia] 81

Figura 3.9 Posición geográfica de las estaciones meteorológicas. [Google Earth]..... 82

Figura 3.10 Histograma de frecuencias anual de las medias diezminutales. [Elaboración propia] 85

Figura 3.11 Histograma de frecuencias de las medias diezminutales para el periodo seco. [Elaboración propia] 86

Figura 3.12 Histograma de frecuencias de las medias diezminutales para el periodo lluvioso. [Elaboración propia]..... 87

Figura 3.13 Comportamiento de la velocidad del viento en el día 8 de enero del 2012 de la estación meteorológica Uchucay 40m. [Elaboración propia] 89

Figura 3.14 Comportamiento diario promedio mensual (Julio 2009) de la velocidad del viento de la estación meteorológica Uchucay 40m. [Elaboración propia] 90

Figura 3.15 Comportamiento diario promedio anual (2010) de la velocidad del viento de la estación meteorológica Uchucay 40m. [Elaboración propia]... 90

Figura 3.16 Probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor o igual a la velocidad de corte del aerogenerador (2,5 m/s) para el periodo seco de la estación Uchucay 40m. [Elaboración propia] 91

Figura 3.17 Probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor o igual a la velocidad de corte del aerogenerador (2,5 m/s) para el periodo lluvioso de la estación Uchucay 40m. [Elaboración propia]..... 91

Figura 3.18 Probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor o igual a la velocidad de máxima potencia del aerogenerador (14 m/s) para el periodo seco de la estación Uchucay 40m. [Elaboración propia] 92

Figura 3.19 Probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor o igual a la velocidad de máxima potencia del aerogenerador (14 m/s) para el periodo seco de la estación Uchucay 40m. [Elaboración propia] 92

Figura 3.20 Línea pendiente para la interpolación lineal. [Elaboración propia] 93

Figura 3.21 Desconexión de la L/T Cuenca – La Paz 138 kV. [Elaboración propia] 101

Figura 3.22 Desconexión de la L/T La Paz – Yanacocha 138 kV. [Elaboración propia] 101

Figura 3.23 Desconexión de la L/T Cuenca – Yanacocha 138 kV. [Elaboración propia] 102

Figura 4.1 Líneas de transmisión y relés considerados para la verificación del sistema de protecciones. [Elaboración propia] 115

Figura 4.2 Ángulos de operación y direccionalidad de la característica poligonal de la protección de distancia. [Elaboración propia] 123

Figura 4.3 Dirección de las corrientes de cortocircuito. [Elaboración propia] . 125



Figura 4.4 Curvas de operación de la norma IEC 255-3. [Elaboración propia, [12]] 126

Figura 4.5 Simulación de una falla franca trifásica al 15% de la línea Cuenca – La Paz 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]..... 132

Figura 4.6 Diagrama diferencial de comparación de corrientes. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory] 132

Figura 4.7 Simulación de una falla franca trifásica al 85% de la línea Cuenca – La Paz 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]..... 133

Figura 4.8 Diagrama diferencial de comparación de corrientes al 85% de la línea de transmisión. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory] 133

Figura 4.9 Simulación de una falla trifásica para máximas corrientes en la barra Cuenca 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory] 134

Figura 4.10 Diagrama diferencial de comparación de corrientes para una falla en la barra Cuenca 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]..... 134

Figura 4.11 Simulación de una falla monofásica para mínimas corrientes al 15% de la línea Cuenca – La Paz 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory] 135

Figura 4.12 Diagrama diferencial de comparación de corrientes al 15 % de la línea de transmisión. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory] 135

Figura 4.13 Simulación de una falla monofásica para mínimas al 85% de la línea Cuenca – La Paz 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]..... 136

Figura 4.14 Diagrama diferencial de comparación de corrientes al 85% de la línea de transmisión. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory] 136

Figura 4.15 Simulación de una falla monofásica para mínimas corrientes en la barra Cuenca 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]..... 137

Figura 4.16 Diagrama diferencial de comparación de corrientes para una falla en la barra Cuenca 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]..... 137

Figura 4.17 Rutas definidas: sentido horario (color morado) y sentido anti horario (color naranja) [Elaboración propia] 138

Figura 4.18 Diagrama Distancia vs Tiempo de la protección de distancia de fase (21) para la ruta 1 – sentido antihorario. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory] 138

Figura 4.19 Diagrama Distancia vs Tiempo de la protección de distancia de tierra (21N) para la ruta 1 – sentido antihorario. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory] 139

Figura 4.20 Diagrama Distancia vs Tiempo de la protección de distancia de fase (21) para la ruta 2 – sentido horario. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory] 139

Figura 4.21 Diagrama Distancia vs Tiempo de la protección de distancia de tierra (21N) para la ruta 2 – sentido horario. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory] 140

Figura 4.22 Falla trifásica al 15 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV (R₁). [Tomado de DlgSILENT PowerFactory] 140



Figura 4.23 Falla trifásica al 85 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV (R₁). [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 141

Figura 4.24 Falla monofásica al 15 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV (R₁). [Tomado de DIgSILENT PowerFactory]..... 141

Figura 4.25 Falla monofásica al 85 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV (R₁). [Tomado de DIgSILENT PowerFactory]..... 142

Figura 4.26 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₁ y R₅. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 143

Figura 4.27 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₂ y R₄. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 144

Figura 4.28 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₁ y R₅. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 145

Figura 4.29 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₂ y R₄. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 145

Figura 4.30 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₁ y R₅. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 146

Figura 4.31 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₂ y R₄. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 147

Figura 4.32 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₁ y R₅. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 148

Figura 4.33 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₂ y R₄. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 148

Figura 4.34 Diagrama diferencial de comparación de corrientes. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 150

Figura 4.35 Diagrama diferencial de comparación de corrientes al 85% de la línea de transmisión. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 150

Figura 4.36 Diagrama diferencial de comparación de corrientes para una falla en la barra Cuenca 138 kV. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory]..... 151

Figura 4.37 Diagrama diferencial de comparación de corrientes al 15 % de la línea de transmisión. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 151

Figura 4.38 Diagrama diferencial de comparación de corrientes al 85% de la línea de transmisión. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 152

Figura 4.39 Diagrama diferencial de comparación de corrientes para una falla en la barra Cuenca 138 kV. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory]..... 152

Figura 4.40 Falla trifásica al 56 % de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV: a) Ubicación de la falla b) Diagrama R – X. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 154

Figura 4.41 Falla trifásica al 56 % de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV: a) Ubicación de la falla b) Diagrama R – X. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 155

Figura 4.42 Falla trifásica al 56 % de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV: a) Ubicación de la falla b) Diagrama R – X. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 156



Figura 4.43 Falla trifásica al 56 % de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV:
a) Ubicación de la falla b) Diagrama R – X. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 158

Figura 4.44 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₁ y R₅. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 161

Figura 4.45 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₂ y R₄. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 161

Figura 4.46 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₁ y R₅. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 162

Figura 4.47 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₂ y R₄. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 163

Figura 4.48 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₁ y R₅. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 164

Figura 4.49 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₂ y R₄. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 164

Figura 4.50 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₁ y R₅. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 165

Figura 4.51 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₂ y R₄. [Tomado de DIgSILENT PowerFactory] 166



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Rangos de variación en por unidad de los parámetros de las máquinas síncronas. [3]	29
Tabla 2.2 Clasificación de una línea de transmisión. [Elaboración propia].....	32
Tabla 2.3 Valores del voltaje de Thévenin recomendado para el cálculo de las corrientes de cortocircuito según la norma IEC-909. [3]	42
Tabla 2.4 Constantes de las curvas características según la Norma IEC 255. [20]	63
Tabla 2.5 Constantes de las curvas características según la Norma ANSI/IEEE. [20].....	63
Tabla 2.6 Valores recomendados por Schneider para el ajuste de las variables del relé MiCOM P54x para la protección diferencial. [Elaboración propia, tomado de [29]]	69
Tabla 3.1 Datos técnicos del aerogenerador. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]	74
Tabla 3.2 Distancia y el tipo de cable entre cada par de aerogeneradores para las instalaciones subterráneas. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]	76
Tabla 3.3 Distancia y el tipo de cable desde cada subcircuito hasta la transición aérea. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]	76
Tabla 3.4 Distancia y el tipo de conductor de cada tramo aéreo de los subcircuitos hasta la transición subterránea. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]	77
Tabla 3.5 Distancia y el tipo cable de cada tramo subterráneo de los subcircuitos hasta la barra de 34,5 kV de la S/E Uchucay. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]	77
Tabla 3.6 Cables equivalentes para la modelación de las interconexiones subterráneas. [Elaboración propia, tomado de [31]].....	77
Tabla 3.7 Datos técnicos del transformador de la subestación Uchucay. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.].....	78
Tabla 3.8 Datos técnicos de la línea de transmisión entre las Subestaciones Uchucay y La Paz. [Elaboración propia, tomado [32]].....	78
Tabla 3.9 Disposición geométrica (en metros) de los conductores en la torre de simple circuito para la transmisión aérea de los subcircuitos del circuito colector. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]	79
Tabla 3.10 Disposición geométrica (en metros) de los conductores en la torre de doble circuito para la transmisión aérea de los subcircuitos del circuito colector. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]	79
Tabla 3.11 Disposición geométrica (en metros) de los conductores en la torre de simple circuito para la línea de transmisión entre las subestaciones Uchucay y La Paz. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.].....	80



Tabla 3.12 Posición de las estaciones meteorológicas en coordenadas UTM. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.].....	81
Tabla 3.13 Años de registro de la velocidad del viento. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]	82
Tabla 3.14 Clase de rugosidad y longitudes de rugosidad de los terrenos. [33]	84
Tabla 3.15 Parámetros estadísticos anuales de las estaciones meteorológicas. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]	85
Tabla 3.16 Parámetros estadísticos periodo seco (octubre-marzo) de las estaciones meteorológicas. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]	86
Tabla 3.17 Parámetros estadísticos periodo lluvioso (abril-septiembre) de las estaciones meteorológicas. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]	87
Tabla 3.18 Producción media de los aerogeneradores de cada subcircuito para los periodos secos y lluvioso. [Elaboración propia]	94
Tabla 3.19 Variación de los niveles de voltaje (en p.u.) en las barras de la zona de influencia – periodo seco. [Elaboración propia]	95
Tabla 3.20 Variación de los niveles de voltaje (en p.u.) en las barras de la zona de influencia - periodo lluvioso. [Elaboración propia].....	96
Tabla 3.21 Variaciones de la potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia – periodo seco. [Elaboración propia]	96
Tabla 3.22 Variaciones de la potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia – periodo lluvioso. [Elaboración propia]..	97
Tabla 3.23 Variaciones de la potencia reactiva (en MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia – periodo seco. [Elaboración propia]	97
Tabla 3.24 Variaciones de la potencia reactiva (en MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia – periodo lluvioso. [Elaboración propia]..	98
Tabla 3.25 Variaciones de las pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia – periodo seco. [Elaboración propia]	98
Tabla 3.26 Variaciones de las pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia – periodo lluvioso. [Elaboración propia]	99
Tabla 3.27 Rangos aceptables de variación de voltaje para condiciones normales de operación. [1].....	100
Tabla 3.28 Rangos aceptables de variación de voltaje para condiciones de emergencia. [1].....	103
Tabla 3.29 Sobrecarga permitida en las líneas de transmisión para condiciones de emergencia. [1].....	103
Tabla 3.30 Salida de la línea de transmisión Cuenca – La Paz 138 kV. [Elaboración propia]	103



Tabla 3.31 Salida de la línea de transmisión Yanacocha – La Paz 138 kV. [Elaboración propia]	104
Tabla 3.32 Salida de la línea de transmisión Cuenca – Yanacocha 138 kV. [Elaboración propia]	105
Tabla 3.33 Salida de la central hidroeléctrica Delsitanisagua. [Elaboración propia]	107
Tabla 4.1 Parámetros de cada aerogenerador para el cálculo de las corrientes de cortocircuito mediante el método completo. [ELECAUSTRO S.A.]	109
Tabla 4.2 Variaciones de las corrientes de cortocircuito para una falla trifásica – periodos seco y lluvioso. [Elaboración propia].....	110
Tabla 4.3 Variaciones de las potencias de cortocircuito para una falla trifásica – periodos seco y lluvioso. [Elaboración propia].....	110
Tabla 4.4 Variaciones de las corrientes de cortocircuito para una falla bifásica – periodos seco y lluvioso. [Elaboración propia].....	111
Tabla 4.5 Variaciones de las potencias de cortocircuito para una falla bifásica – periodos seco y lluvioso. [Elaboración propia].....	111
Tabla 4.6 Variaciones de las corrientes de cortocircuito para una falla bifásica s a tierra – periodos seco y lluvioso. [Elaboración propia].....	112
Tabla 4.7 Variaciones de las potencias de cortocircuito para una falla bifásica a tierra – periodos seco y lluvioso. [Elaboración propia]	112
Tabla 4.8 Variaciones de las corrientes de cortocircuito para una falla monofásica – periodos seco y lluvioso. [Elaboración propia]	113
Tabla 4.9 Variaciones de las potencias de cortocircuito para una falla monofásica – periodos seco y lluvioso. [Elaboración propia]	113
Tabla 4.10 Parámetros eléctricos de las líneas de transmisión. [Elaboración propia, tomado de DlgSILENT PowerFactory]	115
Tabla 4.11 Corrientes pico de cortocircuito máximas. [Elaboración propia] ...	116
Tabla 4.12 Relación de transformación establecidas por la norma IEEE Std C57.13 (2008). [Elaboración propia, [22]].....	117
Tabla 4.13 Relación de transformación para los transformadores de corriente ideales. [Elaboración propia]	118
Tabla 4.14 Relación de transformación para los transformadores de corriente. [Elaboración propia]	118
Tabla 4.15 Corrientes máximas de operación en las líneas de transmisión. [Elaboración propia]	118
Tabla 4.16 Relación de transformación para los transformadores de potencial. [Elaboración propia, ELEAUSTRO S.A.]	119
Tabla 4.17 Límites para ajuste del I_{s1} de la protección diferencial 87L. [Elaboración propia]	120
Tabla 4.18 Ajustes seleccionados para I_{s1} . [Elaboración propia].....	120
Tabla 4.19 Ajustes para la protección de distancia. [Elaboración propia]	124



Tabla 4.20 Protección de respaldo local y remoto para el sistema en anillo de la Figura 4.3. [Elaboración propia].....	125
Tabla 4.21 Corriente nominal del primario del transformador de corriente y el límite inferior de la corriente de arranque. [Elaboración propia]	127
Tabla 4.22 Corriente mínima de desbalance y el límite superior de la corriente de arranque. [Elaboración propia]	127
Tabla 4.23 Corrientes de arranque para cada relé. [Elaboración propia]	128
Tabla 4.24 Corriente máxima de desbalance vista por el relé de respaldo local y remoto (respaldo) – dirección horaria. [Elaboración propia].....	129
Tabla 4.25 Corriente máxima de desbalance vista por el relé de respaldo local y remoto (respaldo) – dirección anti horaria. [Elaboración propia].....	129
Tabla 4.26 Dial de operación de cada relé. [Elaboración propia]	131
Tabla 4.27 Parámetros de ajuste para la configuración de la protección de sobrecorriente direccional a tierra 67N. [Elaboración propia].....	131
Tabla 4.28 Porcentaje de línea protegida por la zona 2 de R_1 para diferentes fallas. [Elaboración propia]	156
Tabla 4.29 Corrientes de cortocircuito que aporta el PEHM para las distintas fallas y las corrientes que mide el relé R_1 para el cálculo del factor k. [Elaboración propia]	157
Tabla 4.30 Porcentaje de línea protegida por la zona 2 de R_4 para diferentes fallas. [Elaboración propia]	159
Tabla 4.31 Corrientes de cortocircuito que aporta el PEHM para las distintas fallas y las corrientes que mide el relé R_4 para el cálculo del factor k. [Elaboración propia]	160



Cláusula de Propiedad Intelectual

Christian Israel Merchán Muñoz, autor del trabajo de titulación "Análisis en Estado Estacionario y Verificación del Sistema de Protecciones en las Líneas de Transmisión de las Subestaciones Adyacentes ante la Incorporación del Parque Eólico Minas de Huascachaca al Sistema Nacional de Transmisión", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 13 de septiembre del 2021

Christian Israel Merchán Muñoz

C.I: 0104311006



Cláusula de Propiedad Intelectual

Pablo Andrés Vintimilla Zhingre, autor del trabajo de titulación "Análisis en Estado Estacionario y Verificación del Sistema de Protecciones en las Líneas de Transmisión de las Subestaciones Adyacentes ante la Incorporación del Parque Eólico Minas de Huascachaca al Sistema Nacional de Transmisión", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 13 de septiembre del 2021

Pablo Andrés Vintimilla Zhingre

C.I: 0106079254



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Christian Israel Merchán Muñoz, en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Análisis en Estado Estacionario y Verificación del Sistema de Protecciones en las Líneas de Transmisión de las Subestaciones Adyacentes ante la Incorporación del Parque Eólico Minas de Huascachaca al Sistema Nacional de Transmisión", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 13 de septiembre del 2021

Christian Israel Merchán Muñoz

C.I: 0104311006



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Pablo Andrés Vintimilla Zhingre en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Análisis en Estado Estacionario y Verificación del Sistema de Protecciones en las Líneas de Transmisión de las Subestaciones Adyacentes ante la Incorporación del Parque Eólico Minas de Huascachaca al Sistema Nacional de Transmisión", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 13 de septiembre del 2021

Pablo Andrés Vintimilla Zhingre

C.I: 0106079254



**ESTE TRABAJO DE TITULACIÓN ES DESARROLLADO DENTRO DEL
CONVENIO ENTRE LA UNIVERSIDAD DE CUENCA Y LA EMPRESA
ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO ELECAUTRO S.A.**



AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a nuestras familias, especialmente a nuestros padres quienes supieron brindarnos su apoyo y paciencia en este largo camino.

A los docentes de la Universidad de Cuenca por los conocimientos adquiridos, en especial al Ing. Patricio Astudillo por la guía, paciencia y comprensión que nos ha tenido durante el desarrollo de este trabajo.

Además, agradecemos a la empresa ELECASUTRO S.A. por habernos brindado la oportunidad de realizar este trabajo, en especial a los ingenieros Antonio Borrero y Carlos Durán por la confianza brindada, de igual manera a todos los miembros de la Unidad de Supervisión de Proyectos (USUP).

Se agradece la generosidad de la empresa DIgSILENT GmbH por habernos proporcionado una licencia de tesis del software DIgSILENT PowerFactory.

Los Autores.



DEDICATORIA

A mi familia.

Christian Israel Merchán Muñoz.

A mis padres, hermanos y amigos.

Pablo Andrés Vintimilla Zhingre.



Capítulo 1

GENERALIDADES.

1.1 Introducción.

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) está constituido por: generación, transmisión, distribución y consumo; debiendo ofrecer un servicio con altos niveles de calidad y seguridad, para que se cumpla con estas exigencias es necesario implementar sistemas de control y protección; el sistema de protección tiene como objetivo principal detectar y mitigar en el menor tiempo posibles disturbios que se pueden presentar en las diferentes condiciones de operación del SEP.

La Empresa Electro Generadora del Austro ELECAUTRO S.A. se encuentra desarrollando nuevos proyectos amigables con el medio ambiente entre ellos el Parque Eólico Minas de Huascachaca (PEMH) el cual impulsará el cambio hacia energías limpias de la matriz energética del país.

El parque eólico Minas de Huascachaca se encontrará ubicado al sur – este de la ciudad de Cuenca, en el límite entre las provincias de Loja y Azuay, concretamente dentro del cantón Saraguro. El parque eólico tendrá una capacidad instalada de 50 MW, constituido por 16 aerogeneradores con una potencia nominal en el orden de 3,2 MW cada uno. Los 16 generadores se conectan al Sistema Nacional de Transmisión (SNT) de energía eléctrica a través de un circuito de media tensión (34,5 kV) al interior del parque, una subestación de elevación (34,5/138 kV) ubicada en las cercanías a la población de Uchucay, perteneciente al cantón Saraguro, provincia de Loja y llevará el nombre la mencionada población, una línea de transmisión de 20,5 km a 138 kV entre la subestación colectora en Uchucay y la subestación de seccionamiento a 138 kV ubicada en el sector de La Paz, la misma que se encontrará entre la subestación Cuenca y Yanacocha; la línea de transmisión entre la subestación Cuenca y Yanacocha cuenta con una configuración de doble circuito, y la interconexión del PEMH al SNT se realizará a través del seccionamiento de uno de estos circuitos que servirá para la interconexión eléctrica con la línea de 138 kV Cuenca – Yanacocha existente.

Este trabajo inicia con el estudio estadístico de la velocidad del viento en el emplazamiento del PEMH, para luego continuar con el análisis en estado estacionario antes y después de la incorporación del PEMH y, se finaliza con la verificación del sistema de protecciones en las líneas de transmisión de las subestaciones adyacentes ante la incorporación del PEMH al SNT.



1.2 Antecedentes.

En estos últimos años, las empresas de generación de energía eléctrica en el Ecuador han buscado emplear distintas fuentes de energía primaria en la generación de energía eléctrica, es por eso que, el Plan Maestro de Electricidad (2018-2027) contempla el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables no convencionales; desde el 2018 cuenta con un portafolio de 39 proyectos de generación de energía eléctrica de los cuales 21 son de energías renovables no convencionales [1]. Dentro de estos 21 proyectos se encuentra el Parque Eólico Minas de Huascachaca de la empresa ELECAUTRO S.A., la cual tiene como objetivo principal la producción de energía eléctrica para contribuir al desarrollo del país, haciendo uso de fuentes renovables para la producción de energía eléctrica, de manera que ésta sea confiable, continua, y con costos competitivos.

De esta manera, el sector eléctrico ha incrementado su capacidad de generación, hasta el 2019 era 8685,01 MW, de los cuales 5276,74 MW provienen de generación del tipo renovable y 3408,27 del tipo no renovable [2].

1.3 Justificación.

Debido a que el proyecto se encuentra en construcción es indispensable contar con un análisis actualizado del impacto eléctrico ante la incorporación del PEMH en el sistema nacional de transmisión de 138 kV, con el fin de asegurar un correcto funcionamiento de los elementos eléctricos (líneas de transmisión) que se encuentran cercanos al proyecto, además, es necesario verificar que los niveles de voltaje en las barras cercanas al punto de interconexión del PEMH se encuentren dentro de los límites permitidos, aprobados por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) descritos en la Plan Maestro de Electricidad (2018 – 2027); así como comprobar el funcionamiento del SEP ante una contingencia N – 1.

La incorporación del PEMH al SNT aportará corrientes de cortocircuito al SEP, de manera que, es indispensable verificar si el sistema de protecciones de las líneas adyacentes a la subestación La Paz (punto de interconexión) va a seguir operando correctamente.

1.4 Alcance.

El análisis partirá desde la revisión de la documentación técnica relevante disponible, que incluye a los aerogeneradores y equipos asociados actuales; se requiere la modelación de los sistemas eléctricos de potencia asociados a las subestaciones de Yanacocha y Cuenca, con el fin de garantizar resultados que se acerquen al comportamiento real del sistema eléctrico de potencia.

Se utilizará el software DIGSILENT PowerFactory en la simulación de los flujos de potencias, en el cálculo de las corrientes de cortocircuito y en la verificación



del sistema de protecciones en las líneas de transmisión adyacentes a la subestación La Paz ante la incorporación del PEMH.

A partir de los resultados obtenidos del análisis en estado estacionario y de la verificación del sistema de protecciones en las líneas de transmisión, se indicarán cuáles son los efectos de la incorporación del PEMH al SNT, y en base a ellos se sugerirán posibles soluciones para corregir el funcionamiento del SEP y del sistema de protecciones.

1.5 Objetivos.

1.5.1 Objetivo general.

Realizar un estudio de la incorporación del parque eólico Minas de Huascachaca al sistema nacional de transmisión (SNT), considerando como límite de análisis las subestaciones adyacentes a la subestación de seccionamiento La Paz, con el fin de saber si los elementos eléctricos existentes se encuentran dentro de los rangos tolerables para su correcta operación.

1.5.2 Objetivos específicos.

- Realizar el estudio de estado estacionario del SEP antes y después de la incorporación del PEMH.
- Analizar las posibles contingencias N – 1 de las líneas adyacentes a la subestación La Paz.
- Estudio de cortocircuitos antes y después de la incorporación del PEMH en las barras asociadas.
- Verificar si la configuración previa del sistema de protecciones de las líneas adyacentes a la subestación La Paz van a seguir trabajando correctamente ante la incorporación del PEMH.

1.6 Contenido.

El presente trabajo está compuesto por 5 capítulos, desglosados de la siguiente forma:

El capítulo 1 está constituido por la introducción del proyecto, la descripción y planteamiento de los objetivos generales y específicos, el alcance y la justificación del proyecto.

El capítulo 2 se relaciona al sistema eléctrico de potencia como los modelos de los elementos y descripción de los métodos de análisis del SEP.

El capítulo 3 inicia con el estudio estadístico de la velocidad del viento en el emplazamiento del PEMH, después se analizará el comportamiento en estado estacionario del SEP asociado al PEMH antes y después de la incorporación del mismo para demanda mínima, media y máxima tomando en cuenta la producción media y máxima del PEMH en periodos secos y lluviosos, este análisis se



centrará en las subestaciones adyacentes de Cuenca y Yanacocha; finalizando el capítulo con el análisis de las contingencias N – 1 para periodos secos y lluviosos, así como la salida de la generación que llega a la subestación Yanacocha proveniente de la central Delsitanisagua.

El capítulo 4 está dedicado al cálculo de cortocircuitos de las barras asociadas al PEMH; así como la verificación del sistema de protecciones de las líneas adyacentes a la subestación La Paz, con el fin de comprobar si las protecciones actuales van a seguir operando correctamente ante la incorporación del PEMH.

Finalmente, el capítulo 5 contempla las conclusiones y recomendaciones.

Capítulo 2

MODELAMIENTO DE LOS ELEMENTOS Y ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA, Y SISTEMA DE PROTECCIONES.

2.1 Modelo de la máquina síncrona.

Los generadores síncronos trifásicos son utilizados en la generación de cantidades significativas de energía eléctrica [3]. Estas máquinas constan de dos estructuras ferromagnéticas: una rotatoria denominada “rotor” y una estática denominada “estator” [4]. El rotor tiene dos formas constructivas: polos salientes y polos lisos o cilíndricos (ver Figura 2.1).

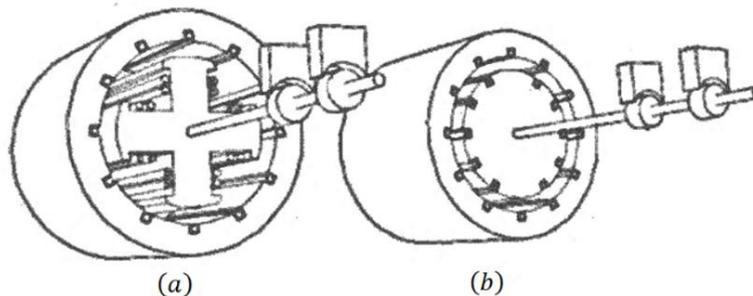


Figura 2.1 Tipos de rotores: (a) Máquina de polos salientes. (b) Máquina de polos lisos. [3]

El rotor de polos salientes tiene sus devanados concentrados, por lo que el entrehierro entre el rotor y el estator no es uniforme. El rotor de polos lisos tiene sus devanados distribuidos, por lo que, el entrehierro entre el rotor y el estator es uniforme [5].

2.1.1 Modelo en régimen permanente.

En la Figura 2.2 se indica el diagrama reducido de la máquina síncrona de dos polos; el rotor de polos salientes se encuentra dibujado en línea continua, mientras que el de polos lisos por líneas discontinuas.

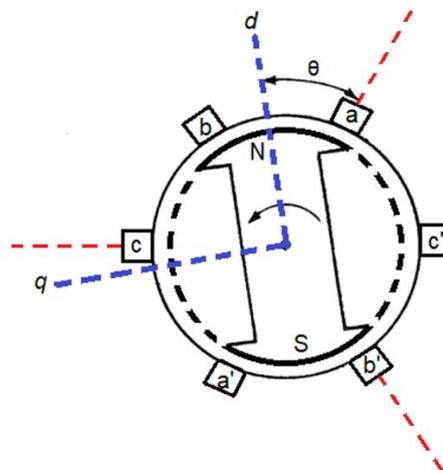


Figura 2.2 Diagrama resumido de una maquina síncrona de dos polos. [Elaboración propia]

Los tres devanados del estator pueden conectarse en triángulo o estrella, siendo esta última la manera más utilizada, permitiendo formar el neutro de la estrella entre los extremos a', b', c' , formando así el sistema de fuerza electromotrices (FEM) inducidas $\vec{E}_a, \vec{E}_b, \vec{E}_c$ [3].

2.1.1.1 Modelo de la máquina síncrona de rotor cilíndrico.

El modelo simple de una máquina síncrona se basa en la ecuación (2.1), la que se muestra a continuación:

$$\vec{E}_a = V_a + jX_s I_a \tag{2.1}$$

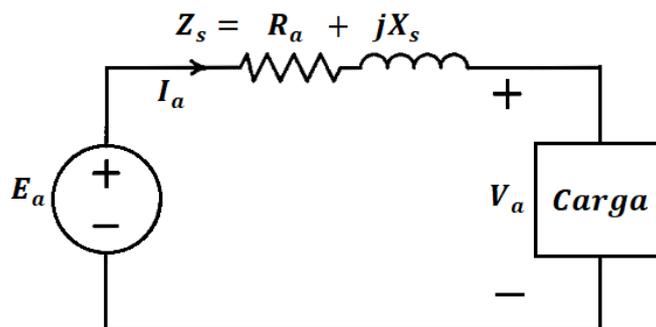


Figura 2.3 Circuito equivalente de una máquina síncrona. [Elaboración propia]

En donde $X_s = X_\sigma + X_{ar}$ es la reactancia síncrona, R_a es la resistencia de los devanados de la armadura y \vec{E}_a es la FEM generada sin carga en cada fase.

Para análisis en estado estacionario, se utiliza un valor constante conocido como “valor saturado de la reactancia síncrona” correspondiente al voltaje nominal.

2.1.1.2 Modelo de la máquina con rotor de polos salientes.

No es posible representar un circuito equivalente para la máquina con rotor de polos salientes, pero se puede representar por el diagrama fasorial de la Figura 2.4.

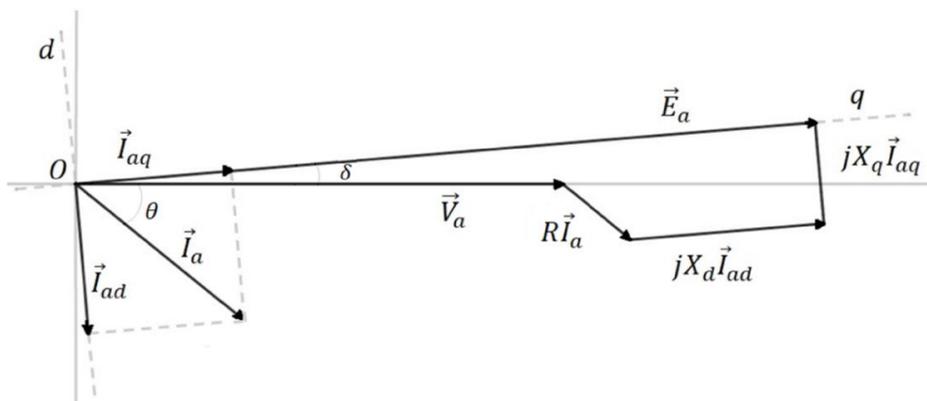


Figura 2.4 Diagrama fasorial por fase de un generador de rotor de polos de salientes. [Elaboración propia, tomado de [3]]

Del diagrama fasorial de la Figura 2.4 se deduce la ecuación (2.2).

$$\vec{V}_a = \vec{E}_a - R\vec{I}_a - jX_d\vec{I}_{ad} - jX_q\vec{I}_{aq} \quad (2.2)$$

En la Tabla 2.1 se muestran los rangos de variación en por unidad (p.u.) de los parámetros de las máquinas síncronas.

Tabla 2.1 Rangos de variación en por unidad de los parámetros de las máquinas síncronas. [3]

	Rotor	
	Polos salientes	Liso
X_s	-	0,95 a 1,45
X_d	0,6 a 1,5	-
X_q	0,4 a 0,8	-
R	0,003 a 0,015	0,001 a 0,007

2.2 Modelo del transformador.

El modelamiento que se da al transformador en esta sección se centra en el análisis de los sistemas eléctricos de potencia; también se presenta el sistema por unidad que permite reducir al circuito equivalente del transformador a un circuito conductivo (sin acoplamiento magnético).

2.2.1 Transformadores trifásicos.

El transformador dentro de un sistema eléctrico de potencia es utilizado como medio de conexión entre los diferentes niveles de voltaje. Los transformadores trifásicos normalmente son utilizados en los sistemas eléctricos de potencia, se encuentran formados por dos o más ternas de devanados enrollados alrededor de un núcleo ferromagnético común. Existen dos formas de conectar cada devanado de un transformador trifásico, estas son: estrella y triángulo (ver Figura 2.5). El devanado conectado al lado de alto voltaje se denomina “primario del transformador” y el devanado conectado al lado de bajo voltaje se denomina “secundario del transformador” [6].

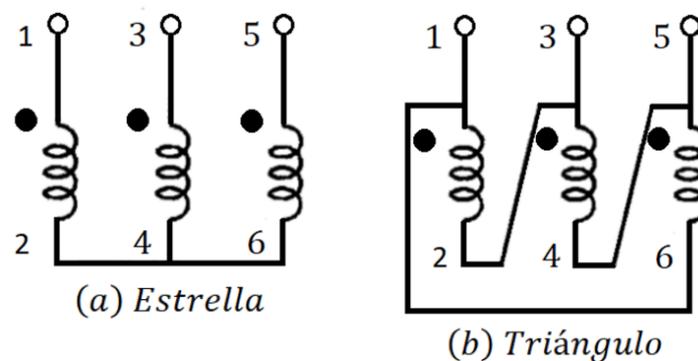


Figura 2.5 Tipos de conexión de los transformadores trifásicos: a) Estrella. b) Triángulo. [Elaboración propia]

2.2.1.1 Circuito equivalente.

Un circuito trifásico está compuesto por fuentes de generación trifásicas equilibradas que son iguales en módulo de voltaje y se encuentran desfasadas 120° entre sí, a un grupo de las fuentes están conectadas impedancias en conexión en estrella, \vec{Z}_Y , o triángulo, \vec{Z}_Δ ; en caso de que las impedancias sean simétricas y se encuentren conectadas en triángulo, se puede tener impedancias equivalentes en estrella mediante la relación $\vec{Z}_Y = \vec{Z}_\Delta/3$. Considerando lo anterior y con las impedancias con conexión en \vec{Z}_Y , se puede realizar el análisis del circuito trifásico mediante la utilización de una de las fases y el neutro.

Independientemente del tipo de conexión del transformador trifásico se obtiene el circuito equivalente fase-neutro (monofásico) aproximado (ver Figura 2.6), el cual se utiliza para realizar el análisis en estado estacionario y equilibrado.

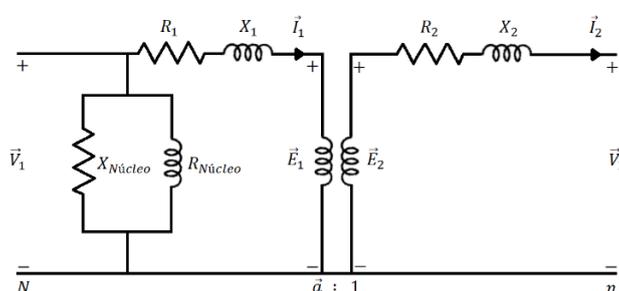


Figura 2.6 Circuito equivalente fase-neutro del transformador trifásico. [Elaboración propia]

El circuito equivalente de la Figura 2.6 incluye: las pérdidas por calentamiento en el cobre (R_1 y R_2) y las pérdidas debido a los flujo magnéticos de dispersión en los devanados 1 y 2 (X_1 y X_2), además se observa la rama de magnetización que hace referencia a las pérdidas por calentamiento en el núcleo del transformador debido a corrientes parásitas ($R_{Núcleo}$) y pérdidas por histéresis (efectos de magnetización) ($X_{Núcleo}$), por último se indica la relación de transformación (a) y el desfase (α) que existe entre primario y secundario, viene dado por \vec{a} , y se expresa en la ecuación (2.3):

$$\frac{\vec{E}_1}{\vec{E}_2} = \vec{a} = a \angle \alpha \quad (2.3)$$

$$\frac{\vec{I}_2}{\vec{I}_1} = \frac{1}{\vec{a}^*} = \frac{1}{a} \angle -\alpha$$

Además

$$a = \frac{N_1}{N_2}$$

donde, N_1 y N_2 representan el número de vueltas de los devanados 1 y 2.

El módulo de la relación de transformación a se debe cumplir sin importar el tipo de conexión del transformador.

En base a la ecuación (2.3), se concluye que cualquier impedancia \vec{Z}_s en el secundario del transformador se puede referir al primario del transformador o viceversa.

$$R_p + jX_p = \vec{Z}_p = a^2 \vec{Z}_s = R_s + jX_s \quad (2.4)$$

Los elementos del bobinado secundario del transformador en el circuito equivalente de la Figura 2.6 son referidos al bobinado primario del transformador, obteniendo el circuito de la Figura 2.7 [4].

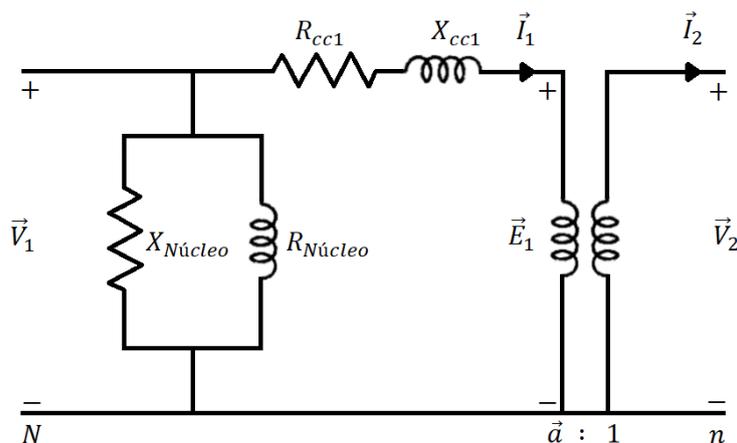


Figura 2.7 Circuito equivalente fase-neutro referido al primario del transformador. [Elaboración propia]

La impedancia $\vec{Z}_{cc1} = R_{cc1} + jX_{cc1}$ de la Figura 2.7 se denomina impedancia de cortocircuito. La impedancia de cortocircuito y la de magnetización ($R_{Núcleo}$ y $X_{Núcleo}$) se obtienen a través de las pruebas de cortocircuito y circuito abierto, respectivamente.

2.3 Modelamiento de una línea de transmisión.

En esta sección se determinarán las ecuaciones que modelan a las líneas de transmisión, así como, analizar los efectos de los parámetros en los voltajes de las mismas.

Generalmente en una línea de transmisión los parámetros resistencia, inductancia y capacitancia se encuentran distribuidos uniformemente a lo largo de la línea, la línea se puede representar por elementos de longitud infinitesimales como se muestra en la Figura 2.8; en donde r es la resistencia efectiva, x_L una reactancia inductiva en serie, r_a resistencia de aislamiento y x_C una reactancia capacitiva en paralelo todas por unidad de longitud. En líneas aéreas la resistencia de aislamiento se considera infinita [4].

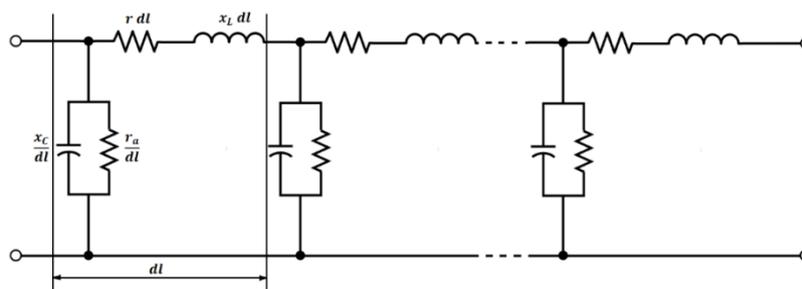


Figura 2.8 Representación de una línea de transmisión. [Elaboración propia]

En la literatura existen diferentes consideraciones que toman varios autores para clasificar a una línea de transmisión, esta se muestra en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2 Clasificación de una línea de transmisión. [Elaboración propia]

Autor	Líneas Cortas	Líneas Medias	Líneas Largas
Jhon J. Grainger y William D. Stevenson Turan Gönen [7]	$l \leq 80 \text{ km}$	$80 \text{ km} < l \leq 240 \text{ km}$	$l > 240 \text{ km}$
Hadi Saadat [8]	$l \leq 80 \text{ km}$	$80 \text{ km} < l \leq 250 \text{ km}$	$l > 250 \text{ km}$
Jacinto Viqueira Landa [4]	$l \leq 60 \text{ km}$	$60 \text{ km} < l \leq 250 \text{ km}$	$l > 250 \text{ km}$

Como se puede observar en la Tabla 2.2 los autores concuerdan con otros difiriendo en unos cuantos kilómetros.

2.3.1 Líneas cortas.

En líneas cortas (ver Tabla 2.2), la capacitancia generalmente se desprecia, la línea de transmisión se representa mediante una impedancia en serie.

Como se dijo anteriormente un sistema trifásico balanceado puede representarse por un circuito monofásico como se observa en la Figura 2.9.

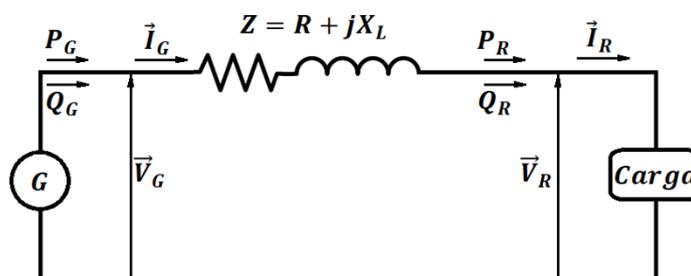


Figura 2.9 Circuito equivalente monofásico de un circuito equilibrado. [Elaboración propia]

En la Figura 2.9, R es la resistencia efectiva total de la línea, X_L la reactancia en serie total de la línea, $\vec{I}_G = \vec{I}_R = \vec{I}$ es la corriente que circula por una fase con dirección de la flecha que se indica en la Figura 2.9, \vec{V}_G es el voltaje al neutro en el lado del generador y \vec{V}_R es el voltaje al neutro en el lado de la carga. El neutro

no tiene impedancia. Del circuito de la Figura 2.9 se deducen las siguientes expresiones:

$$\vec{I}_G = \vec{I}_R = \vec{I} \quad (2.5)$$

$$\vec{V}_G = \vec{V}_R + (R + jX_L)\vec{I} \quad (2.6)$$

$$\vec{V}_G = \vec{V}_R + R\vec{I} + jX_L\vec{I} \quad (2.7)$$

La ecuación (2.7) se representa mediante el diagrama fasorial de la Figura 2.10.

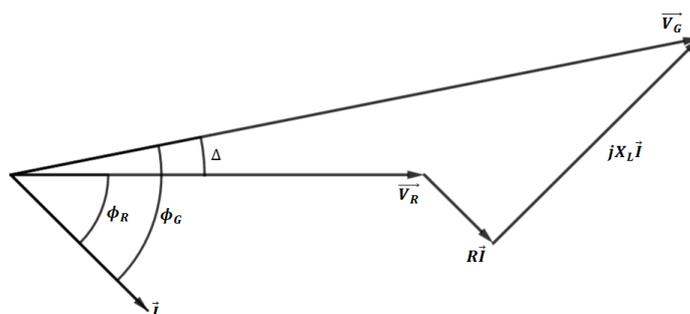


Figura 2.10 Diagrama fasorial para una línea corta. [Elaboración propia]

2.3.2 Líneas medias.

Cuando la longitud de la línea aumenta se tienen este tipo de líneas (ver Tabla 2.2), aquí es necesario considerar la capacitancia; una buena aproximación se obtiene al representar el modelo de la línea con la mitad de la capacitancia en cada extremo de la misma. Esto se le conoce generalmente como circuito equivalente π mostrado en la Figura 2.11.

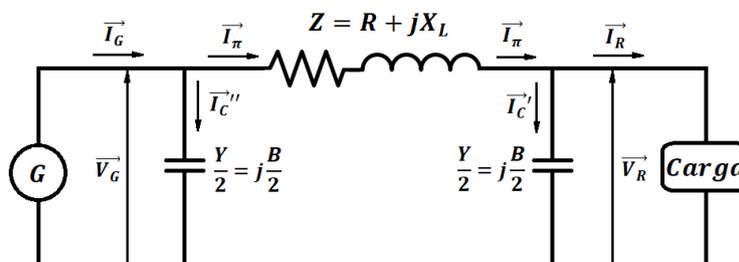


Figura 2.11 Circuito equivalente π para una línea de transmisión media. [Elaboración propia, tomado de [4]]

En la Figura 2.11 se tiene a Z como la impedancia total de la línea y Y es la admitancia total en derivación formulada por la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} Y &= (g + j\omega C)l \\ Y &= (g + jb)l \\ Y &= G + jB \quad [\text{S}] \end{aligned} \quad (2.8)$$

Donde:

g : conductancia en derivación por unidad de longitud.

C : capacitancia al neutro por unidad de longitud de la línea de transmisión.

b : susceptancia capacitiva por unidad de longitud

l : longitud de la línea.

Del circuito equivalente se deducen las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} \vec{V}_G &= \left(\frac{ZY}{2} + 1\right) \vec{V}_R + Z\vec{I}_R \\ \vec{I}_G &= \left(\frac{ZY}{4} + 1\right) Y\vec{V}_R + \left(\frac{ZY}{2} + 1\right) \vec{I}_R \end{aligned} \quad (2.9)$$

El diagrama vectorial del circuito equivalente se muestra en la Figura 2.12.

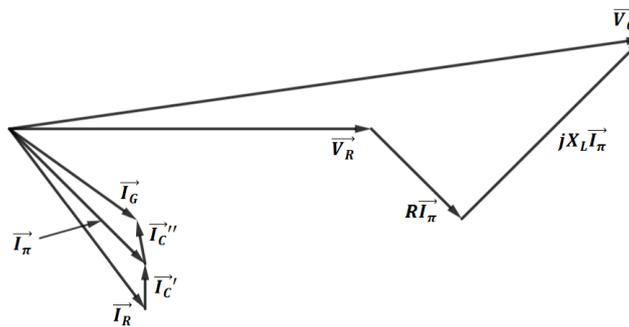


Figura 2.12 Diagrama vectorial del circuito equivalente π . [Elaboración propia, tomado de [4]]

2.3.3 Líneas largas.

Cuando se tiene este tipo de líneas (ver Tabla 2.2), se debe utilizar un método más elaborado, con el fin de obtener un cierto grado de precisión a la hora de encontrar los valores de voltaje y corriente en varios puntos de la línea [4].

A continuación, se presentan las ecuaciones que gobiernan el comportamiento de las líneas largas:

$$\begin{aligned} \vec{V}_G &= \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) \vec{V}_R + \left\{Z \left(1 + \frac{ZY}{6}\right)\right\} \vec{I}_R \\ \vec{I}_G &= \left\{Y \left(1 + \frac{ZY}{6}\right)\right\} \vec{V}_R + \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) \vec{I}_R \end{aligned} \quad (2.10)$$

Cuando se tienen estas expresiones es posible realizar un circuito equivalente π haciendo una comparación con las ecuaciones (2.9) que corresponden al circuito equivalente π de la Figura 2.13 como sigue:

$$\begin{aligned} \vec{V}_G &= \left(\frac{Z'Y'}{2} + 1\right) \vec{V}_R + Z'\vec{I}_R \\ \vec{I}_G &= \left(\frac{Z'Y'}{4} + 1\right) Y'\vec{V}_R + \left(\frac{Z'Y'}{2} + 1\right) \vec{I}_R \end{aligned} \quad (2.11)$$

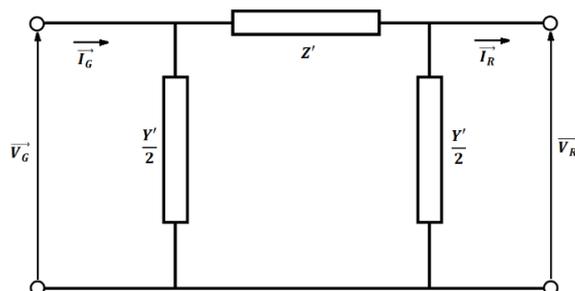


Figura 2.13 Circuito equivalente π para una línea larga. [Elaboración propia]

Donde:

$$\begin{aligned} Z' &= Z \left(1 + \frac{ZY}{6} \right) \\ \frac{Y'}{2} &= \frac{Y}{2} \left(1 - \frac{ZY}{12} \right) \end{aligned} \quad (2.12)$$

Como se observa, para obtener el circuito equivalente π utilizado en líneas medias y acoplarlo a líneas largas se debe multiplicar a la impedancia y admitancia por un factor de corrección.

2.4 Flujo de potencias.

El análisis en estado estacionario y equilibrado del sistema eléctrico de potencia se basa en la resolución del problema de flujo de potencias, esto permite tomar medidas correctivas y evaluar la integración de fuentes nuevas de generación o de carga en el sistema eléctrico de potencia.

La resolución del problema de flujo de potencias en régimen permanente trata de encontrar los voltajes en módulo y ángulo de los nodos o barras que conforman el sistema de potencia; para hallar la solución se utilizan métodos de resolución iterativa.

2.4.1 Modelo de la red.

Considerando el diagrama unifilar del SEP de la Figura 2.14. Los sistemas reales suelen estar constituidos por miles de barras y de líneas de transmisión.

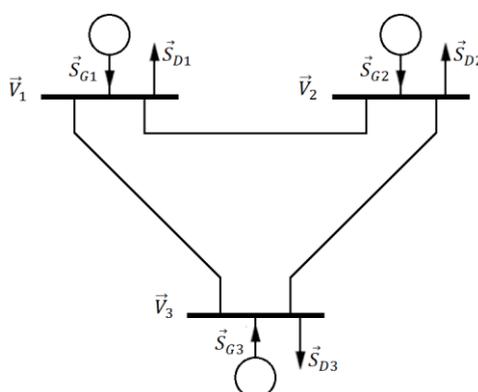


Figura 2.14 Diagrama unifilar de un sistema eléctrico de potencia. [Elaboración propia]

Según el SEP de la Figura 2.14, la potencia aparente y la corriente inyectadas desde la barra i con $i = 1, 2$ y 3 se definen como:

$$\begin{aligned}\vec{S}_i &= \vec{S}_{Gi} - \vec{S}_{Di} = P_i + jQ_i \\ \vec{I}_i &= \vec{I}_{Gi} - \vec{I}_{Di}\end{aligned}\quad (2.13)$$

\vec{S}_i y \vec{I}_i representan el residuo entre: la potencia aparente y corriente suministradas por la fuente de generación en la barra i y la demandada por la carga en la misma barra, por lo tanto, \vec{S}_i y \vec{I}_i son la potencia aparente y corriente inyectadas desde la barra i al sistema eléctrico de potencia, respectivamente.

La Figura 2.15 indica el diagrama fase-neutro del SEP de la Figura 2.14. Estableciendo el neutro como referencia, se aplica la ley de corrientes de Kirchhoff, obteniendo la ecuación matricial (2.14),

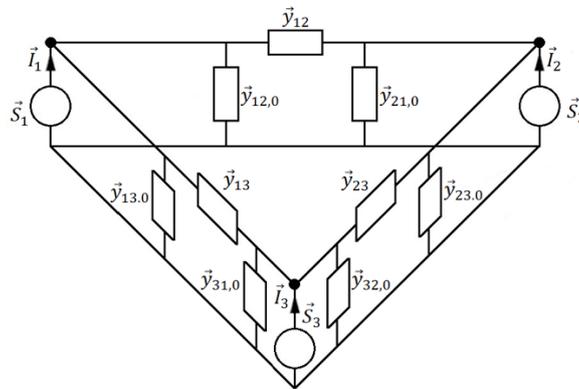


Figura 2.15 Diagrama fase-neutro del sistema eléctrico de potencia de la Figura 2.14. [Elaboración propia]

$$\begin{bmatrix} \vec{I}_1 \\ \vec{I}_2 \\ \vec{I}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vec{Y}_{11} & \vec{Y}_{12} & \vec{Y}_{13} \\ \vec{Y}_{21} & \vec{Y}_{22} & \vec{Y}_{23} \\ \vec{Y}_{31} & \vec{Y}_{32} & \vec{Y}_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{V}_1 \\ \vec{V}_2 \\ \vec{V}_3 \end{bmatrix}\quad (2.14)$$

donde:

$$\vec{Y}_{11} = \vec{y}_{12} + \vec{y}_{13} + \vec{y}_{12,0} + \vec{y}_{13,0}$$

$$\vec{Y}_{22} = \vec{y}_{21} + \vec{y}_{23} + \vec{y}_{21,0} + \vec{y}_{23,0}$$

$$\vec{Y}_{33} = \vec{y}_{31} + \vec{y}_{32} + \vec{y}_{31,0} + \vec{y}_{32,0}$$

$$\vec{Y}_{12} = \vec{Y}_{21} = -\vec{y}_{12}$$

$$\vec{Y}_{13} = \vec{Y}_{31} = -\vec{y}_{13}$$

$$\vec{Y}_{23} = \vec{Y}_{32} = -\vec{y}_{23}$$

El término \vec{Y}_{ii} se denomina admitancia propia o puntual, y es igual a la suma de todas las admitancias que se unen a la barra i ; el término \vec{Y}_{ik} se denomina

admitancia de transferencia o mutua, y es igual a la suma de las admitancias con signo negativo que hay entre las barras i y j , además en caso de que no haya transformadores desfasadores se tiene que $\vec{Y}_{ik} = \vec{Y}_{ki}$ [3].

En base a la ecuación matricial (2.14), se obtiene la ecuación (2.15) que representa la corriente suministrada desde la barra i al resto del SEP de n barras,

$$\vec{I}_i = \sum_{k=1}^n \vec{Y}_{ik} \vec{V}_k \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.15)$$

o en forma matricial compacta,

$$[\vec{I}] = [\vec{Y}][\vec{V}] \quad (2.16)$$

donde $[\vec{Y}]$ se denomina matriz admitancia de barra. La matriz tiene una dimensión de $n \times n$, siendo n el número de barras que conforman el sistema. El número total de nodos es $n + 1$, incluyendo la referencia (neutro).

2.4.2 Ecuaciones del problema de flujo de potencias.

Considere la barra i de la Figura 2.16, la cual representa cualquier barra dentro de un SEP; la barra i inyecta una potencia aparente \vec{S}_i y una corriente \vec{I}_i al resto del sistema; además, \vec{V}_i es el voltaje en la barra i .

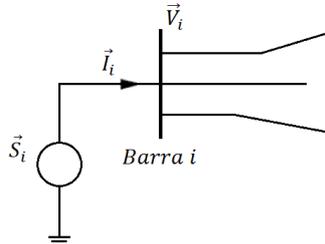


Figura 2.16 Representación de la potencia aparente inyectada desde cualquier barra i al SEP. [Elaboración propia]

La potencia compleja inyectada desde la barra i por fase, viene dada por,

$$\vec{S}_i = \vec{V}_i \vec{I}_i^* \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.17)$$

donde n es el número de barras del SEP sin incluir el nodo de referencia (neutro).

Sustituyendo la ecuación (2.15) en (2.17), resulta

$$\vec{S}_i = \vec{V}_i \left(\sum_{k=1}^n \vec{Y}_{ik} \vec{V}_k \right)^* \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.18)$$

utilizando la notación,

$$\vec{V}_i = V_i e^{j\delta_i} \quad ; \quad \vec{Y}_{ik} = Y_{ik} e^{j\gamma_{ik}} \quad ; \quad \delta_{ik} = \delta_i - \delta_k \quad (2.19)$$

resulta,

$$\vec{S}_i = V_i \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k e^{j(\delta_{ik} - \gamma_{ik})} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.20)$$

además, teniendo en cuenta que,

$$\vec{S}_i = P_i + jQ_i$$

se obtiene el siguiente sistema de $2n$ ecuaciones no lineales:

$$\begin{aligned} P_i &= V_i \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \cos(\delta_{ik} - \gamma_{ik}) & i = 1, 2, \dots, n \\ Q_i &= V_i \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \sen(\delta_{ik} - \gamma_{ik}) & i = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \quad (2.21)$$

2.4.3 Tipos de barras.

2.4.3.1 Barra de generación o barra PV.

En una barra de generación, el módulo de voltaje V_i y la potencia activa generada P_{Gi} se toman como datos del problema, debido a que la barra se encuentra conectada a una fuente de generación con la capacidad de regular la potencia activa inyectada y el módulo de voltaje. Además, en todas las barras del SEP se conoce la potencia aparente demandada por las cargas $\vec{S}_{Di} = P_{Di} + jQ_{Di}$, por lo que se conoce la potencia activa inyectada $P_i = P_{Gi} - P_{Di}$ [9].

2.4.3.2 Barra de carga o barra PQ.

En una barra de carga se conoce la potencia aparente demandada por carga, o bien, la barra no se encuentra conectada a una fuente de generación, o la fuente de generación no tiene la capacidad de regular el módulo de voltaje (la potencia reactiva generada, Q_{Gi} , es constante). Se conoce la potencia activa inyectada $P_i = P_{Gi} - P_{Di}$ y la potencia reactiva inyectada $Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di}$ al SEP. Alrededor del 80% del total de las barras que conforman dicho sistema son barras de carga o barras PQ [3].

2.4.3.3 Barra oscilante o barra slack.

Si todas las barras de un sistema eléctrico de potencia fuesen barras PV o PQ, todos los valores de la potencia activa inyectada P_i al SEP serían datos, lo cual no es congruente con el balance de potencia activa, ecuación (2.22).

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} - \sum_{i=1}^n P_{Di} = \sum_{i=1}^n P_i = P_{pérdidas} \quad (2.22)$$



Las pérdidas de potencia activa, $P_{pérdidas}$, no se puede conocer sin resolver el problema de flujos de potencias, debido a que están en función de la solución; por lo tanto, en una de las barras conectadas a una fuente de generación no se debe especificar la potencia activa suministrada, esta barra se denomina oscilante o slack. Para la resolución del problema de flujo de potencias en cada barra se especifican como datos dos de las cuatro magnitudes eléctricas de la ecuaciones (2.21), dado que en la barra slack no se puede especificar la potencia activa suministrada, se especifican como datos el módulo del voltaje y el ángulo del voltaje $\delta_1 = 0^\circ$, por consiguiente, se toma δ_1 como el ángulo de referencia para el resto de las barras del SEP. La fuente de generación de la barra slack corresponde a un generador importante dentro del SEP, o bien es la barra que une al sistema eléctrico de potencia en estudio con la red externa [10].

2.4.4 Formulación precisa.

Las barras del SEP se enumeran con el objetivo de diferenciar, simplificar y organizar las barras, de tal manera que la barra slack es la barra 1, las barras *PV* son las barras $2, 3, \dots, m$ y las barras *PQ* son las barras $m + 1, \dots, n$; considerando lo anterior la resolución del problema de flujos de potencia se resumen en:

$$\begin{array}{l} \text{Datos} \quad \vec{V}_1, (P_2, V_2), \dots, (P_m, V_m), \vec{S}_{m+1}, \dots, \vec{S}_n \\ \text{Hallar} \quad \vec{S}_1, (Q_2, \delta_2), \dots, (Q_m, \delta_m), \vec{V}_{m+1}, \dots, \vec{V}_n \end{array}$$

Por lo tanto, se necesita resolver un problema de $2n$ incógnitas; para hallar las incógnitas se resuelve el sistema de ecuaciones de la ecuación (2.21).

A continuación, el proceso de la resolución del problema de flujos de potencias se divide en dos fases.

2.4.4.1 Primera fase.

La primera fase consiste en revolver el sistema de $2n$ ecuaciones no lineales de la ecuación (2.21) por medio de métodos iterativos, y así encontrar los voltajes en módulo y ángulo de las barras que conforman el sistema de potencia. Dado que la barra slack tiene como datos del problema el módulo y ángulo del voltaje, por lo tanto, la barra slack no se considera en la resolución del problema, por ende, el sistema de ecuaciones a resolver es un sistema de $2n - 2$ ecuaciones no lineales.

La ecuación (2.21), proporciona de manera explícita las potencias reactivas inyectadas desde las barras *PV* ($i = 2, \dots, m$), las cuales son incógnitas en las barras *PV*.

2.4.4.2 Segunda fase.

Una vez que se ha resuelto el sistema de ecuaciones no lineales de la ecuación (2.21), y se han encontrado los voltajes en módulo y ángulo de todas las barras

que conforman el SEP. La segunda fase de la resolución del problema es calcular lo siguiente:

1. La potencia aparente inyectada desde la barra slack (1) al SEP.

$$\vec{S}_1 = \vec{V}_1 \sum_{k=1}^n \vec{Y}_{1k}^* \vec{V}_k^* \quad (2.23)$$

2. Los flujos de potencia activa y reactiva través de las líneas de transmisión (modelo equivalente π) que unen a las barras del SEP ver Figura 2.17, mediante

$$\begin{aligned} \vec{S}_{ik} &= \vec{V}_i \vec{I}_{ik}^* = \vec{V}_i [(\vec{V}_i - \vec{V}_k) \vec{y}_{ik} + \vec{V}_i \vec{y}_{ik,0}]^* \\ \vec{S}_{ki} &= \vec{V}_k \vec{I}_{ki}^* = \vec{V}_k [(\vec{V}_k - \vec{V}_i) \vec{y}_{ik} + \vec{V}_i \vec{y}_{ki,0}]^* \end{aligned} \quad (2.24)$$

donde \vec{S}_{ik} es el flujo de potencia aparente que va desde la barra i hacia la barra k , para \vec{S}_{ki} el flujo va desde la barra k hacia la barra i ; \vec{y}_{ik} e $\vec{y}_{ik,0}$ son las admitancias serie y paralelo de la línea de transmisión entre las barras i y k (ver Figura 2.17).

3. Las pérdidas de potencia activa son igual a la suma de las potencias activas inyectadas desde las barras del sistema eléctrico de potencia, esto es

$$P_{p\acute{e}rdidas} = \sum_{i=1}^n P_i \quad (2.25)$$

para calcular las pérdidas de potencia aparente en una sección determinada (línea de transmisión o transformador) entre las barras i y k , se utiliza la ecuación (2.26).

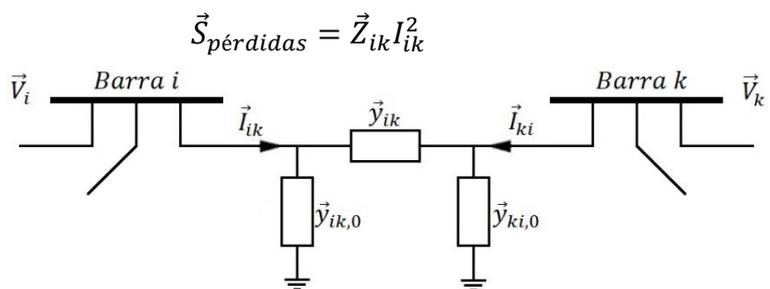
$$\vec{S}_{p\acute{e}rdidas} = \vec{Z}_{ik} I_{ik}^2 \quad (2.26)$$


Figura 2.17 Interconexión entre la Barra i y la Barra k . [Elaboración propia]

2.5 Corrientes de cortocircuito.

Las corrientes de cortocircuito se producen cuando: de forma voluntaria o accidental, dos o más conductores que se encuentran a un diferente nivel de voltaje entran en contacto directo o cuando un conductor energizado, en un SEP que tiene el neutro conectado a un sistema de puesta a tierra, entra en contacto con un conductor que se encuentra unido a tierra o directamente toca el suelo [3].

En la Figura 2.18 se muestran los diferentes tipos de cortocircuitos que se producen en un SEP. Para un cortocircuito trifásico, las tres fases se ven involucradas en la falla o cortocircuito, por ende, se tienen un cortocircuito equilibrado, lo que provoca que las corrientes se encuentren desfasadas entre sí 120° . Además, debido a que se trata de un cortocircuito equilibrado, para el cálculo de la corriente de cortocircuito trifásico se utiliza el circuito equivalente fase-neutro.

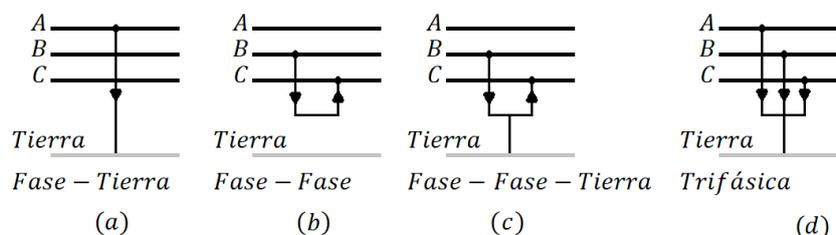


Figura 2.18 Tipos de fallas que ocurren dentro de un sep. [Elaboración propia]

El cortocircuito fase-tierra es la falla más frecuente, seguido de la falla fase-fase, la fase-fase-tierra y, finalizando con la falla trifásica [11].

2.5.1 Cortocircuitos trifásicos equilibrados.

El análisis de los cortocircuitos trifásicos equilibrados se reduce en calcular las magnitudes eléctricas del voltaje y corriente, para lo cual se utilizan modelos simplificados de los elementos. A continuación, se indican las consideraciones que se deben realizar a los modelos.

- Los transformadores se representan por medio de la reactancia de cortocircuito, además se desprecian las pérdidas en el cobre de los devanados y la impedancia de magnetización.
- Las líneas de transmisión se representan por medio de su reactancia en serie, además se desprecian las pérdidas eléctricas debido al calentamiento de los conductores y la capacitancia en paralelo.
- Los generadores sincrónicos se representan por medio de una fuente de voltaje y su reactancia transitoria, subtransitoria o síncrona, además se desprecian las pérdidas en el cobre de los devanados y los efectos de los rotores con polos salientes.
- Las impedancias de las cargas eléctricas se desprecian.

En base a los modelos de los elementos eléctricos indicados anteriormente, el cálculo de las corrientes de cortocircuito requiere resolver el circuito en estado estacionario y equilibrado. El uso del teorema de Thévenin brinda la posibilidad de calcular la corriente de cortocircuito en el punto de fallo, para lo cual se requiere: el voltaje en el punto de falla antes del cortocircuito y el circuito equivalente, fase-neutro, del punto de falla con respecto a neutro. Según el régimen (subtransitorio, transitorio y estable) en estudio se obtendrán resultados diferentes, debido a que los generadores tienen diferentes valores de reactancia

para cada tipo de régimen; sin embargo, los valores de los elementos pasivos se consideran constantes independientemente del régimen de estudio [11].

La impedancia equivalente de Thévenin se puede considerar por: la impedancia correspondiente a los generadores ($\vec{Z}_G'' = R_G + jX_G''$, $\vec{Z}_G' = R_G + jX_G'$, $\vec{Z}_G = R_G + jX_G$, según el régimen en estudio) en serie con la impedancia correspondiente al resto del sistema ($\vec{Z}_r = R_r + jX_r$). El voltaje en el punto de falla antes del cortocircuito se puede obtener de las siguientes formas: resolviendo el problema de flujos de potencia o despreciando las cargas del sistema, por lo que el voltaje se considera $1 \pm 0^\circ p.u.$, la Tabla 2.3 indica los voltajes de Thévenin recomendados para el cálculo de las corrientes de cortocircuito según la norma IEC-909.

Tabla 2.3 Valores del voltaje de Thévenin recomendado para el cálculo de las corrientes de cortocircuito según la norma IEC-909. [3]

Voltaje nominal	Para corrientes de cortocircuito máxima	Para corrientes de cortocircuito mínima
Medio voltaje (<35 kV)	1,10	1,00
Alto voltaje	1,10	1,00

La Figura 2.19 muestra los circuitos equivalentes de Thévenin para el cálculo de las corrientes de cortocircuito para una falla trifásica en cada régimen de estudio. Las corrientes de cortocircuito para cada régimen se calculan utilizando las ecuaciones (2.27).

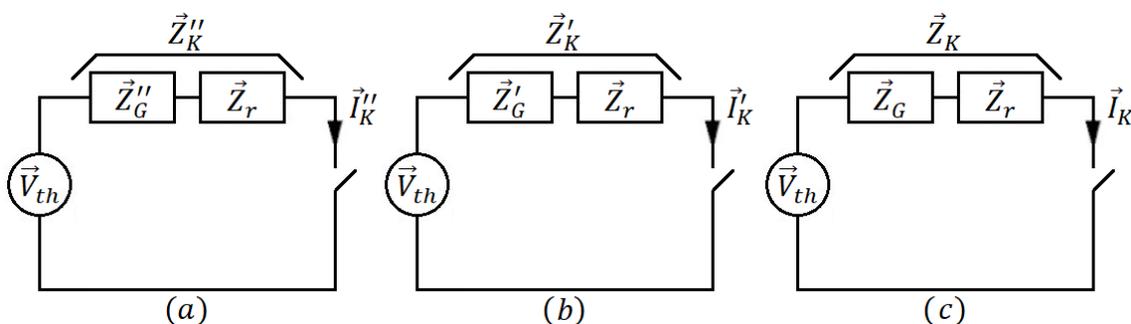


Figura 2.19 Circuito equivalente de Thévenin para una falla trifásica en: (a) régimen subtransitorio, (b) régimen transitorio y (c) régimen estable. [Elaboración propia]

$$\vec{I}_K'' = \frac{\vec{V}_{th}}{\vec{Z}_K''} \quad ; \quad \vec{I}_K' = \frac{\vec{V}_{th}}{\vec{Z}_K'} \quad ; \quad \vec{I}_K = \frac{\vec{V}_{th}}{\vec{Z}_K} \quad (2.27)$$

2.5.2 Cortocircuitos desequilibrados.

Como se explicó en la sección 2.5.1, el estudio de los cortocircuitos trifásicos equilibrados se realiza a través de un circuito equivalente fase-neutro de Thévenin desde el punto de falla. Dado que se trata de un cortocircuito

equilibrado, los voltajes y las corrientes de las fases restantes se hallan a partir de la solución del circuito de Thévenin. El estudio de los cortocircuitos desequilibrados (fallas fase-tierra, fase-fase y fase-fase-tierra) se debe realizar para cada fase de forma individual; para una mejor comprensión y facilidad de cálculo se utiliza el método de las componentes simétricas [3].

2.5.2.1 Interconexión de las redes de secuencia.

El método que se utiliza para realizar el estudio de cortocircuitos, se basa en la interconexión de las redes de secuencia entre sí según el tipo de falla; las redes de secuencia deben estar simplificadas a sus equivalentes de Thévenin vistas desde el punto de falla, lo que permite, calcular las corrientes de cortocircuito de secuencia y, a través del método de componentes simétricas, hallar los voltajes y corrientes de fase de cortocircuito [3].

- **Falla trifásica equilibrada.**

Considere la falla trifásica en la barra q de la Figura 2.20. El sistema de potencia se encuentra totalmente equilibrado, por tanto, solamente existe circulación de corrientes de secuencia positiva.

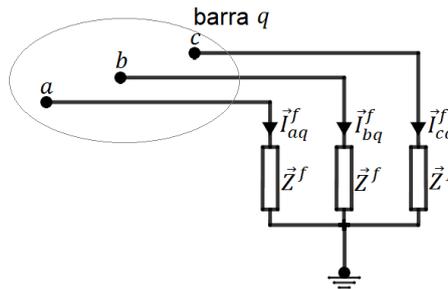


Figura 2.20 Falla trifásica en la barra q . [Elaboración propia]

De la Figura 2.20 se deducen las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned} \vec{I}_{bq}^f &= \vec{a}^2 \vec{I}_{aq}^f & \vec{I}_{cq}^f &= \vec{a} \vec{I}_{aq}^f \\ \vec{V}_{aq}^f &= \vec{Z}^f \vec{I}_{aq}^f & \vec{V}_{bq}^f &= \vec{Z}^f \vec{I}_{bq}^f & \vec{V}_{cq}^f &= \vec{Z}^f \vec{I}_{cq}^f \end{aligned} \quad (2.28)$$

Aplicando la transformación de las componentes simétricas a los elementos (componentes de fase) de la ecuación (2.28), se obtiene:

$$\begin{bmatrix} \vec{I}_{aq}^{f0} \\ \vec{I}_{aq}^{f+} \\ \vec{I}_{aq}^{f-} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \vec{a} & \vec{a}^2 \\ 1 & \vec{a}^2 & \vec{a} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{I}_{aq}^f \\ \vec{a}^2 \vec{I}_{aq}^f \\ \vec{a} \vec{I}_{aq}^f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \vec{I}_{aq}^f \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_{aq}^{f0} \\ \vec{V}_{aq}^{f+} \\ \vec{V}_{aq}^{f-} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \vec{a} & \vec{a}^2 \\ 1 & \vec{a}^2 & \vec{a} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{Z}^f \vec{I}_{aq}^f \\ \vec{Z}^f \vec{a}^2 \vec{I}_{aq}^f \\ \vec{Z}^f \vec{a} \vec{I}_{aq}^f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \vec{Z}^f \vec{I}_{aq}^f \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Las ecuaciones matriciales de redes de secuencia (2.29) y (2.30) se satisfacen cerrando el circuito equivalente de Thévenin (desde el punto de falla) de secuencia positiva sobre sí mismo a través de una impedancia \vec{Z}^f , los circuitos equivalentes de Thévenin de secuencia negativa y cero se deben cerrar sobre sí mismos. Lo anterior se refleja en la Figura 2.21.

Aplicando la ley de voltaje de Kirchhoff a los circuitos de secuencia de la Figura 2.21, se obtienen las corrientes de secuencia de cortocircuito, ecuación (2.31):

$$\vec{I}_{aq}^{f0} = 0 \quad ; \quad \vec{I}_{aq}^{f+} = \frac{\vec{V}_{aq}^{pf}}{\vec{Z}_{qq}^+ + \vec{Z}^f} \quad ; \quad \vec{I}_{aq}^{f-} = 0 \quad (2.31)$$

Aplicando la transformación de corrientes de secuencia a corrientes de fase, se obtienen las corrientes de fase de cortocircuito.

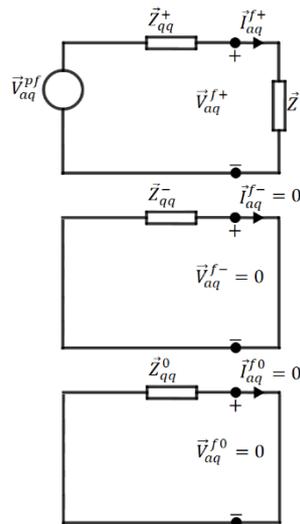


Figura 2.21 Interconexión de las redes de secuencia para la falla trifásica. [Elaboración propia]

- **Falla fase-tierra.**

Considere la falla fase-tierra en la barra q de la Figura 2.22. La falla puede ocurrir en cualquiera de las tres fases, en este caso, el análisis se generaliza para la fase a .

De la Figura 2.22 se deducen las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned} \vec{I}_{bq}^f &= \vec{I}_{cq}^f = 0 \\ \vec{V}_{aq}^f &= \vec{Z}_t^f \vec{I}_{aq}^f \end{aligned} \quad (2.32)$$

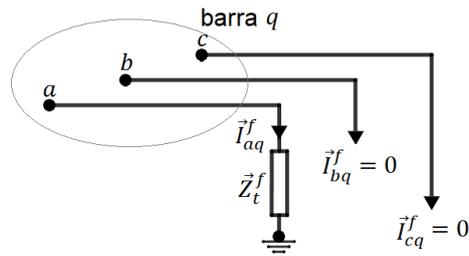


Figura 2.22 Falla fase-tierra en la barra q . [Elaboración propia]

Aplicando la transformación de las componentes simétricas a las corrientes de fase de la ecuación (2.32), se obtiene:

$$\begin{bmatrix} \vec{I}_{aq}^{f0} \\ \vec{I}_{aq}^{f+} \\ \vec{I}_{aq}^{f-} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \vec{a} & \vec{a}^2 \\ 1 & \vec{a}^2 & \vec{a} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{I}_{aq}^f \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} \vec{I}_{aq}^f \\ \vec{I}_{aq}^f \\ \vec{I}_{aq}^f \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

Además, de los voltajes de fase se tiene que:

$$\vec{V}_{aq}^{f0} + \vec{V}_{aq}^{f+} + \vec{V}_{aq}^{f-} = \vec{Z}^f (\vec{I}_{aq}^{f0} + \vec{I}_{aq}^{f+} + \vec{I}_{aq}^{f-}) \quad (2.34)$$

De las ecuaciones (2.33) y (2.34) se concluye lo siguiente:

$$\begin{aligned} \vec{I}_{aq}^{f0} &= \vec{I}_{aq}^{f+} = \vec{I}_{aq}^{f-} \\ \vec{V}_{aq}^{f0} + \vec{V}_{aq}^{f+} + \vec{V}_{aq}^{f-} &= 3\vec{Z}_t^f \vec{I}_{aq}^{f+} \end{aligned} \quad (2.35)$$

Las relaciones de redes de secuencia de la ecuación (2.35) se satisfacen interconectando los circuitos equivalentes de Thévenin (desde el punto de falla) de secuencias en serie a través de una impedancia $3\vec{Z}_t^f$. Lo anterior se refleja en la Figura 2.23.

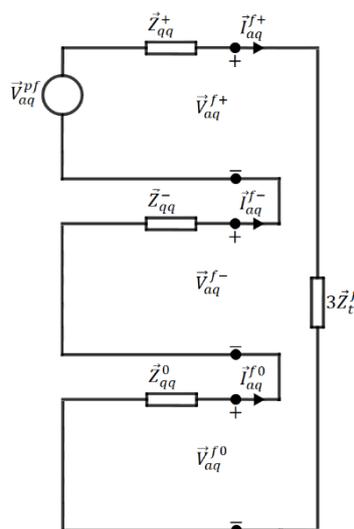


Figura 2.23 Interconexión de las redes de secuencia para la falla fase-tierra. [Elaboración propia]

Aplicando la ley de voltaje de Kirchhoff al circuito de secuencia de la Figura 2.23, se obtienen las corrientes de secuencia de cortocircuito, ecuación (2.36):

$$\vec{I}_{aa}^{f0} = \vec{I}_{aa}^{f+} = \vec{I}_{aa}^{f-} = \frac{\vec{V}_{aa}^{pf}}{\vec{Z}_{qq}^0 + \vec{Z}_{qq}^+ + \vec{Z}_{qq}^- + 3\vec{Z}_t^f} \quad (2.36)$$

Aplicando la transformación de corrientes de secuencia a corrientes de fase, se obtienen las corrientes de fase de cortocircuito.

- **Falla fase-fase.**

Considere la falla fase-fase entre las fases b y c en la barra q de la Figura 2.24. Al igual que en la falla fase-tierra, los resultados del análisis se generalizan para las fases b y c .

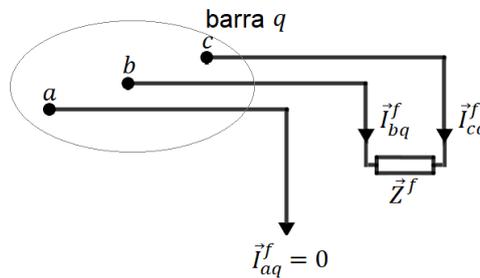


Figura 2.24 Falla fase-fase entre las fases b y c en la barra q . [Elaboración propia]

De la Figura 2.24 se deducen las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned} \vec{I}_{aa}^f &= 0 \quad ; \quad \vec{I}_{bq}^f = -\vec{I}_{cq}^f \\ \vec{V}_{bq}^f - \vec{V}_{cq}^f &= \vec{Z}^f \vec{I}_{bq}^f \end{aligned} \quad (2.37)$$

Aplicando la transformación de las componentes simétricas a las corrientes de fase de la ecuación (2.37), se obtiene:

$$\begin{bmatrix} \vec{I}_{aa}^{f0} \\ \vec{I}_{aa}^{f+} \\ \vec{I}_{aa}^{f-} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \vec{a} & \vec{a}^2 \\ 1 & \vec{a}^2 & \vec{a} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vec{I}_{bq}^f \\ -\vec{I}_{bq}^f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{1}{3}(\vec{a} - \vec{a}^2)\vec{I}_{bq}^f \\ \frac{1}{3}(\vec{a}^2 - \vec{a})\vec{I}_{bq}^f \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

Además, de los voltajes de fase se tiene que:

$$\begin{aligned} (\vec{V}_{aa}^{f0} + \vec{a}^2\vec{V}_{aa}^{f+} + \vec{a}\vec{V}_{aa}^{f-}) - (\vec{V}_{aa}^{f0} + \vec{a}\vec{V}_{aa}^{f+} + \vec{a}^2\vec{V}_{aa}^{f-}) &= \\ = \vec{Z}^f (\vec{I}_{aa}^{f0} + \vec{a}^2\vec{I}_{aa}^{f+} + \vec{a}\vec{I}_{aa}^{f-}) \end{aligned} \quad (2.39)$$

De la ecuación (2.38) se concluye que,

$$\vec{I}_{aa}^{f0} = 0 \quad ; \quad \vec{I}_{aa}^{f+} = -\vec{I}_{aa}^{f-} \quad (2.40)$$

por tanto, la ecuación (2.39) se resumen en:

$$\vec{V}_{aq}^{f+} - \vec{V}_{aq}^{f-} = \vec{Z}^f \vec{I}_{aq}^{f+} \quad (2.41)$$

Las ecuaciones de redes de secuencia de las ecuaciones (2.40) y (2.41) se satisfacen interconectando los circuitos equivalentes de Thévenin (desde el punto de falla) de secuencia positiva y negativa en paralelo en serie a través de una impedancia \vec{Z}^f . Lo anterior se refleja en la Figura 2.25.

Aplicando la ley de voltaje de Kirchhoff a los circuitos de secuencias de la Figura 2.25, se obtienen las corrientes de secuencia de cortocircuito, dada por la ecuación (2.42):

$$\vec{I}_{aq}^{f0} = 0 \quad ; \quad \vec{I}_{aq}^{f+} = -\vec{I}_{aq}^{f-} = \frac{\vec{V}_{aq}^{pf}}{\vec{Z}_{qq}^+ + \vec{Z}_{qq}^- + \vec{Z}^f} \quad (2.42)$$

Aplicando la transformación de corrientes de secuencia a corrientes de fase, se obtienen las corrientes de fase de cortocircuito.

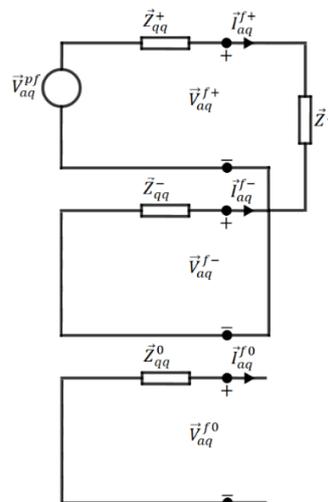


Figura 2.25 Interconexión de las redes de secuencia para la falla fase-fase. [Elaboración propia]

- **Falla fase-fase-tierra.**

Considere la falla entre las fases b , c y tierra en la barra q de la Figura 2.26. Al igual que en los casos anteriores, los resultados del análisis son generales.

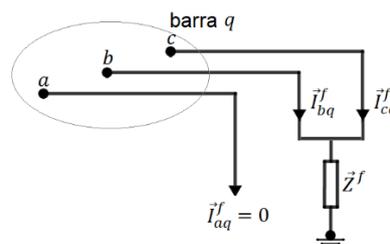


Figura 2.26 Falla fase-fase-tierra entre las fases b , c y tierra. [Elaboración propia]



De la Figura 2.26 se deducen las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned} \vec{I}_{aq}^f &= 0 \quad ; \quad \vec{V}_{bq}^f = \vec{V}_{cq}^f \\ \vec{V}_{bq}^f &= \vec{Z}^f (\vec{I}_{bq}^f + \vec{I}_{cq}^f) \end{aligned} \quad (2.43)$$

Aplicando la transformación a redes de secuencia de las relaciones de la ecuación (2.43), la primera relación queda,

$$\vec{I}_{aq}^{f0} + \vec{I}_{aq}^{f+} + \vec{I}_{aq}^{f-} = 0 \quad (2.44)$$

La segunda relación queda,

$$(\vec{V}_{aq}^{f0} + \vec{a}^2 \vec{V}_{aq}^{f+} + \vec{a} \vec{V}_{aq}^{f-}) = (\vec{V}_{aq}^{f0} + \vec{a} \vec{V}_{aq}^{f+} + \vec{a}^2 \vec{V}_{aq}^{f-}) \quad (2.45)$$

simplificando:

$$\vec{V}_{aq}^{f+} = \vec{V}_{aq}^{f-} \quad (2.46)$$

La tercera relación queda,

$$(\vec{V}_{aq}^{f0} + \vec{a}^2 \vec{V}_{aq}^{f+} + \vec{a} \vec{V}_{aq}^{f-}) = \vec{Z}^f (\vec{I}_{aq}^{f0} + \vec{a}^2 \vec{I}_{aq}^{f+} + \vec{a} \vec{I}_{aq}^{f-} + \vec{I}_{aq}^{f0} + \vec{a} \vec{I}_{aq}^{f+} + \vec{a}^2 \vec{I}_{aq}^{f-}) \quad (2.47)$$

simplificando

$$\vec{V}_{aq}^{f0} - \vec{V}_{aq}^{f+} = \vec{Z}^f (\vec{I}_{aq}^{f0} + \vec{a}^2 \vec{I}_{aq}^{f+} + \vec{a} \vec{I}_{aq}^{f-} + \vec{I}_{aq}^{f0} + \vec{a} \vec{I}_{aq}^{f+} + \vec{a}^2 \vec{I}_{aq}^{f-}) \quad (2.48)$$

reemplazando la ecuación (2.44) en (2.48), se obtiene:

$$\vec{V}_{aq}^{f0} - \vec{V}_{aq}^{f+} = 3\vec{Z}^f \vec{I}_{aq}^{f0} \quad (2.49)$$

Las ecuaciones de redes de secuencia de las ecuaciones (2.44), (2.46) y (2.49) se satisfacen interconectando los circuitos equivalentes de Thévenin (desde el punto de falla) de secuencia positiva, negativa y cero en paralelo, además, existe una impedancia $3\vec{Z}^f$ en serie entre la conexión de la secuencia negativa y cero. Lo anterior se refleja en la Figura 2.27.

Aplicando la ley de voltaje de Kirchhoff al circuito de secuencia de la Figura 2.27, se obtiene la corriente de secuencia positiva de cortocircuito, dada por la ecuación (2.50):

$$\vec{I}_{aq}^{f+} = \frac{\vec{V}_{aq}^{pf}}{\vec{Z}_{qq}^+ + \left[\frac{\vec{Z}_{qq}^- (\vec{Z}_{qq}^0 + 3\vec{Z}^f)}{\vec{Z}_{qq}^- + \vec{Z}_{qq}^0 + 3\vec{Z}^f} \right]} \quad (2.50)$$

Aplicando el teorema de divisor de corriente al circuito de secuencia de la Figura 2.27, se obtienen las corrientes de secuencias negativa y cero de cortocircuito, dada por las ecuaciones (2.51) y (2.52):

$$\vec{I}_{aa}^{f-} = (-\vec{I}_{aa}^{f+}) \frac{\vec{Z}_{qq}^0 + 3\vec{Z}^f}{\vec{Z}_{qq}^- + \vec{Z}_{qq}^0 + 3\vec{Z}^f} \quad (2.51)$$

$$\vec{I}_{aa}^{f0} = (-\vec{I}_{aa}^{f+}) \frac{\vec{Z}_{qq}^-}{\vec{Z}_{qq}^- + \vec{Z}_{qq}^0 + 3\vec{Z}^f} \quad (2.52)$$

Aplicando la transformación de corrientes de secuencia a corrientes de fase, se obtienen las corrientes de fase de cortocircuito.

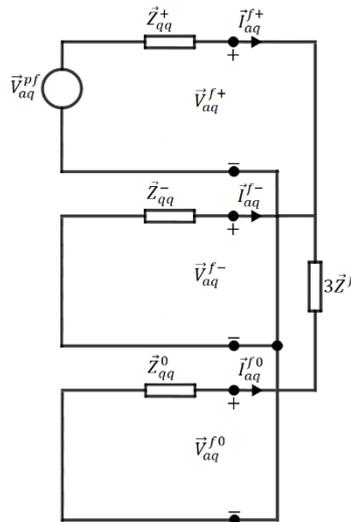


Figura 2.27 Interconexión de las redes de secuencia para la falla fase-fase-tierra. [Elaboración propia]

2.6 Sistema de protecciones eléctricas.

Los SEP siempre quedan expuestos a una o múltiples fallas que en muchas ocasiones son impredecibles. Estas fallas pueden provocar daños en los distintos elementos, por esta razón es necesario dotarles de un sistema que minimice el efecto de la falla de tal manera que proteja al elemento en cuestión, tal sistema se le conoce como sistema de protecciones.

El sistema de protecciones debe estar correctamente diseñado de tal manera que su coordinación haga operar al SEP dentro de los requerimientos establecidos. Este sistema de protección debe actuar lo más rápido posible cuando detecta una falla y aislar la sección que se ve afectada, limitando así el posible daño de otros equipos.

En esta sección se dará a conocer conceptos generales de un sistema de protecciones y se centrará en la protección de líneas de transmisión.

2.6.1 Conceptos generales.

2.6.1.1 Objetivos y funciones del sistema de protecciones.

El sistema de protecciones debe: proteger a los equipos y personas; reducir el efecto de las fallas; monitorear continuamente todas las variables del SEP, determinando alguna anomalía en sus valores provocada por un cortocircuito u



otro fenómeno, desconectando al elemento afectado y a las secciones expuestas por la corriente de falla [12], [13].

2.6.1.2 Elementos utilizados en un sistema de protecciones.

Dentro del sistema de protecciones existen elementos que son indispensables para su correcto funcionamiento, entre los principales están: los relés, los disyuntores y la fuente de alimentación; también hay otros dispositivos de entrada o traductores que necesita el sistema de protecciones: los transformadores de corriente (TC) y transformadores de tensión (TP).

- **Relés.**

Los relés comenzaron siendo dispositivos electromecánicos, que luego pasaron a relés de estado sólido (1950) y últimamente se implementaron los relés con microprocesadores. Estos relés son utilizados para evaluar una variedad de parámetros (voltaje, corriente, frecuencia, ángulos de fase, etc.) del SEP y su principio de funcionamiento se basa en la detección de los cambios de estos parámetros dentro de su zona de protección. Además, deben ser capaces de distinguir entre una operación normal de una anormal para poder tomar una acción correctiva. Existen diferentes tipos de relés en función de la entrada entre los cuales se tiene: detección de nivel, comparación de magnitudes, comparación diferencial, comparación de ángulo de fase, medida de distancia, telemando, contenido armónico, detección de frecuencia, etc. [14].

- **Disyuntores.**

El Disyuntor o Circuit Breaker (CB) es un dispositivo capaz de interrumpir la corriente de falla con la ayuda del relé, la correcta coordinación de estos dos dispositivos hace posible aislar la falla con éxito. Actualmente existen disyuntores capaces de interrumpir corrientes de falla en el orden de 10^5 A con voltajes de hasta 800 kV, estos pueden tener varios diseños y principios operativos [15], [16]. Generalmente para apagar el arco eléctrico se utilizan materiales aislantes como el aceite o gases, el más común es el hexafluoruro de azufre (SF) [14].

- **Fuente de alimentación de corriente continua.**

Una fuente de alimentación de corriente continua es indispensable en un sistema de protecciones, ya que provee el voltaje necesario cuando el voltaje del sistema no es suficiente debido a una falla (por ejemplo, una falla trifásica) provocando que la potencia de disparo y la potencia requerida por los relés no sea la suficiente, por esta razón existen bancos de baterías capaces de proporcionar la energía necesaria para dichos relés [14].

- **Transformadores de corriente (TC).**

Los transformadores de corriente (TC) además de proporcionar un aislamiento galvánico contra la alta tensión del SEP también cumplen la función de reducir las magnitudes de corriente del devanado primario de manera que en el devanado secundario se puedan conectar los relés y otros instrumentos. Las magnitudes en el devanado secundario se han estandarizado pudiendo ser de 5 A (Estados Unidos y otros países) y 1 A (Europa). Una de las características de los relés es que pueden soportar corrientes de falla (hasta 50 veces la corriente de carga) durante varios segundos. Además, tienen que ser lo más precisos posibles para evitar afectar el desempeño de los relés de protección [14].

- **Transformadores de tensión o potencial (TP).**

Los transformadores de voltaje o potencial (TP) también proporcionan aislamiento galvánico y reducen las magnitudes de voltaje del devanado primario teniendo voltajes estandarizados en el devanado secundario de 120 V (fase-fase) y 69.3 V (fase-neutro). Una de las características de estos transformadores es que soportan sobretensiones dinámicas del SEP (del 20% por encima de su valor nominal) casi siempre [17].

2.6.1.3 Zonas de protección.

Generalmente cuando se usan relés se puede dividir el sistema en diferentes zonas, las cuales protegen y se desconectan individualmente cuando ocurra una falla, permitiendo que el resto del sistema siga funcionando. Estas zonas de protección se pueden dividir de acuerdo al elemento a proteger como: generadores, transformadores, barras colectoras y líneas de transmisión.

En la Figura 2.28 se puede observar las diferentes zonas típicas de protección. Además, se puede ver zonas superpuestas en algunos puntos, esto quiere decir que, si ocurre una falla en una de estas áreas, más de un conjunto de relés de protección deberán operar [18].

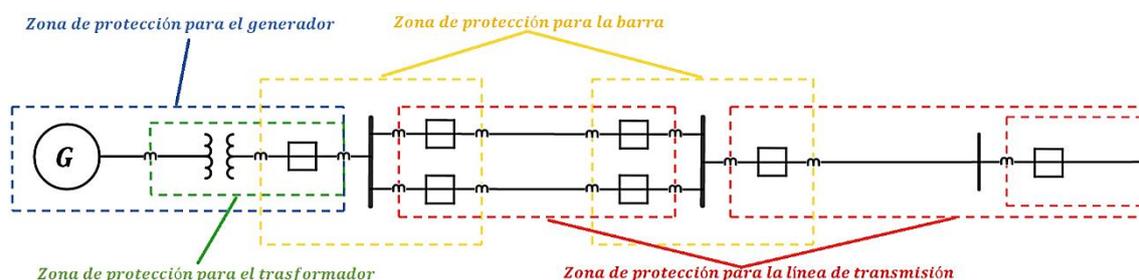


Figura 2.28 Figura. Diferentes zonas de protección en un SEP. [Elaboración propia]

Estas zonas de protección también pueden estar cerradas o abiertas, la zona cerrada se conoce como “unitaria”, “diferencial” o “absolutamente selectiva” mientras que la zona de protección abierta se le conoce como “no unitaria”, “no



restringida” o *“relativamente selectiva”*. Generalmente la protección sin piloto de las líneas de transmisión utiliza este tipo de zonas abiertas.

2.6.1.4 Clasificación de protecciones.

Todos los elementos del SEP deben estar protegidos y coordinados de manera que los relés operen cuando se detecta una falla. Estos relés están calibrados para proteger una zona específica dentro del sistema, pero existen otros relés que se designan como una protección adicional los cuales detectan fallas dentro y fuera de su zona de protección, es decir, actúa como una segunda línea de defensa, por esta razón se los puede clasificar como protección primaria (principal) y protección de respaldo.

- **Protección primaria o principal.**

Esta protección es la primera en operar cuando se detecta una falla en una zona específica, protegiendo al elemento o a los demás componentes, como pueden ser: máquinas eléctricas, líneas de transmisión, barras colectoras, etc. Un elemento del SEP puede o no tener varios dispositivos de protección primaria, la misma puede estar instalada dentro del elemento o en un lugar diferente [18].

- **Protección de respaldo.**

Para este tipo de protección se utiliza relés programados para detectar fallas tanto dentro como fuera de su zona de protección, respaldando así a la protección primaria. Para que este relé pueda actuar como respaldo deberá tener una función de retardo de tiempo, para que de esta manera la protección principal actúe primero y, si por alguna razón la protección primaria no funciona dentro de ese tiempo configurado, la protección de respaldo actuará.

2.6.2 Protecciones utilizadas en las líneas de transmisión.

En un SEP las líneas de transmisión son la parte más afectada, por esta razón, el sistema de protecciones de una línea de transmisión es el más importante de todo el SEP. En esta sección, se dará a conocer el principio de operación de los diferentes dispositivos de protección, así como las técnicas utilizadas para la protección de las líneas de transmisión.

2.6.2.1 Principio de operación de los relés utilizados en la protección de líneas de transmisión.

2.6.2.1.1 Relés de sobrecorriente.

Cuando se produce una falla en un SEP se generan niveles elevados de corriente, para determinar este aumento de corriente y operar los dispositivos de protección de la línea se utilizan los relés de sobrecorriente, los cuales se deben configurar principalmente para operar bajo las condiciones de falla, además deben proteger al sistema contra las sobrecargas. Existen tres tipos de relés de sobrecorriente: de corriente definida, de tiempo definido y de tiempo inverso [13].

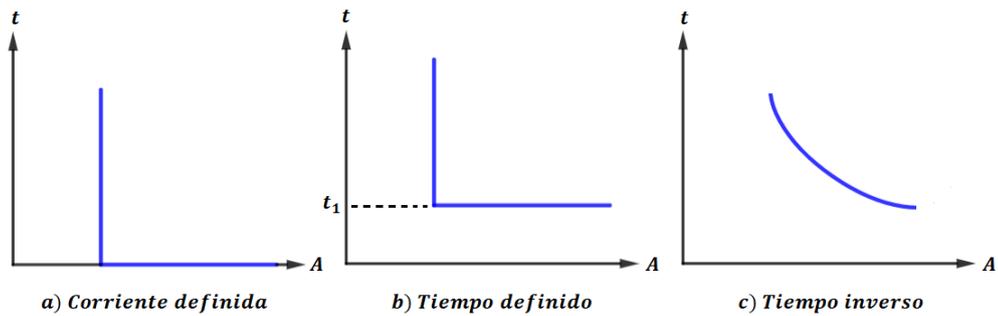


Figura 2.29 Tipos de relés de sobrecorriente. [Elaboración propia]

- **Relé de corriente definida (Unidad 50).**

El relé de corriente definida (unidad 50 según norma ANSI) actúa instantáneamente cuando detecta que la corriente medida alcanza un valor predeterminado (ver Figura 2.29 a)), por esta razón los relés se ajustan de manera que ellos operen desde la subestación más alejada de la fuente con un valor de corriente bajo y vayan aumentando progresivamente este valor con dirección a la fuente. De esta manera el relé ajustado con el menor valor de corriente operará primero, desconectando la carga más cercana a la falla. Estos relés tienen baja selectividad cuando se tienen elevadas corrientes de cortocircuito, no distinguen la corriente de falla entre un punto y otro cuando la impedancia entre estos puntos es pequeña en comparación con la impedancia de la fuente [19].

- **Relé de tiempo definido (Unidad 51).**

Estos relés (unidad 51 según norma ANSI) pueden manejar diferentes niveles de corriente operando en distintos tiempos (ver Figura 2.29 b)). El ajuste se debe hacer de manera que el interruptor más cercano a la falla se dispare con un tiempo mínimo y luego los demás interruptores se vayan disparando sucesivamente hacia la fuente usando tiempos de retardo mayores, este tiempo se le llama “*tiempo de discriminación o coordinación*”. La desventaja de este tiempo es que, si se da una falla cerca de la fuente las corrientes son muy elevadas y para despejarlas se necesitaría un tiempo mayor para que actúe la protección. Estos relés son usados cuando la impedancia de la fuente es mayor que la impedancia del elemento protegido [19].

- **Relé de tiempo inverso (Unidad 51).**

El relé de tiempo inverso tiene la capacidad de operar en un tiempo inversamente proporcional a la corriente de falla (ver Figura 2.29 c)). Estos relés pueden tener familias de curvas características entre las cuales se tienen: inverso, muy inverso, extremadamente inverso e inversa larga (Norma IEC 255 y ANSI/IEEE) [19].



2.6.2.1.2 Relés de sobrecorriente direccionales (Unidad 67).

Estos relés (unidad 67 según norma ANSI) están diseñados para detectar y distinguir la dirección en la cual circula la corriente a través de la línea de transmisión, la capacidad de detectar esto se debe a la selección de dos magnitudes: la polarización y el ángulo de torque máximo (ATM). Estos relés son utilizados para proteger al SEP de corrientes de falla que pueden circular en ambas direcciones y pueden ser usados en sistemas mallados o en anillo. La activación del relé direccional dependerá de la calibración de la dirección de la corriente y no de la magnitud de la corriente [13].

2.6.2.1.3 Relés de distancia (Unidad 21).

Los relés de distancia (unidad 21 según norma ANSI) cumplen con los requerimientos en cuanto a confiabilidad y velocidad de protección; generalmente son utilizados en la protección de líneas de transmisión. Estos relés manejan el voltaje y la corriente en función de la impedancia del elemento a proteger y son capaces de distinguir el lugar en donde se da una falla, es decir, hacen una comparación con la corriente de falla medida por el relé con el voltaje en el punto donde éste se encuentre instalado, lo que permite determinar, la impedancia aguas abajo hasta la falla. La gran ventaja de usar este tipo de relés, es que la zona a proteger depende únicamente de la impedancia del elemento a proteger, siendo está teóricamente constante ya que su valor es independiente de las magnitudes tanto de corriente como de voltaje; es decir, su alcance es fijo.

Existen varios tipos de relés de distancia que se clasifican de acuerdo a sus características en el plano complejo X-R, el número de señales entrantes y los métodos para comparar dichas señales, entre estos se tienen: relés de impedancia (no tienen característica de direccionalidad), relés de reactancia, relés Mho, relés Mho completamente polarizados, relés con características lenticulares, relés con características poligonales y relés con características combinadas [13].

En este trabajo se usan los relés con características poligonales debido a que poseen características únicas en su funcionamiento, como configurar su alcance tanto resistivo (R) como su alcance reactivo (X) de manera separada, pudiendo tomar diferentes características.

- **Lazos de impedancias.**

El principio de operación del relé de distancia se basa en el cálculo de un porcentaje de la impedancia de línea para cada tipo de falla. Esta impedancia se determina con la relación entre el voltaje y la corriente de falla medida por el relé, el valor de esta impedancia será desde la ubicación del relé hasta el punto de falla. A la relación mencionada anteriormente se la conoce como “*lazo de impedancia*” y puede ser determinada para unidades de fase y unidades de tierra [20].

Unidades de fase.

Cuando se tiene fallas entre fases, el relé calcula la impedancia \vec{Z}_R mediante la relación entre el voltaje y la corriente de línea, ecuación (2.53).

$$\vec{Z}_R = \frac{\vec{V}_L}{\vec{I}_L} \quad (2.53)$$

Para el caso de una falla bifásica (fase B y fase C) (ver Figura 2.30).

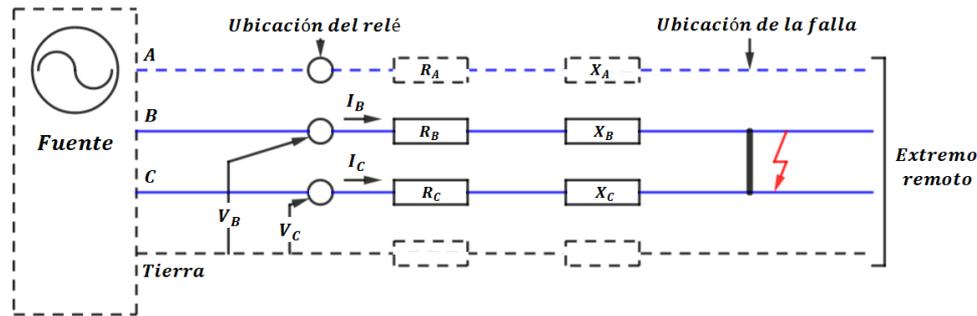


Figura 2.30 Cálculo del lazo de impedancia para fallas fase-fase. [Elaboración propia]

De la Figura 2.30 se tiene:

$$\vec{Z}_R = \frac{\vec{V}_{BC}}{\vec{I}_{BC}} \quad (2.54)$$

Además, se sabe que:

$$\vec{V}_{BC} = \vec{I}_B \cdot \vec{Z}_{LB} - \vec{I}_C \cdot \vec{Z}_{LC} \quad (2.55)$$

Como:

$$\vec{Z}_{LB} = \vec{Z}_{LC} = m\vec{Z}_L^+ \quad m \text{ es un porcentaje de } \vec{Z}_L^+ \quad (2.56)$$

Reemplazando la ecuación (2.56) en (2.55):

$$\begin{aligned} \vec{V}_{BC} &= \vec{I}_B \cdot m\vec{Z}_L^+ - \vec{I}_C \cdot m\vec{Z}_L^+ \\ \vec{V}_{BC} &= m\vec{Z}_L^+ \cdot (\vec{I}_B - \vec{I}_C) \\ \vec{V}_{BC} &= m\vec{Z}_L^+ \cdot \vec{I}_{BC} \end{aligned} \quad (2.57)$$

Despejando la relación entre el voltaje y la corriente de la ecuación (2.57) se encuentra la impedancia que calcula el relé:

$$\vec{Z}_R = \frac{\vec{V}_{BC}}{\vec{I}_{BC}} = m\vec{Z}_L^+$$

Utilizando el mismo procedimiento se determina los lazos de impedancia restantes para una falla bifásica.

Para fallas bifásicas (fase A y fase B):

$$\vec{Z}_{R-AB} = \frac{\vec{V}_{AB}}{\vec{I}_{AB}}$$

Para fallas bifásicas (fase B y fase C):

$$\vec{Z}_{R-BC} = \frac{\vec{V}_{BC}}{\vec{I}_{BC}}$$

Para fallas bifásicas (fase A y fase C):

$$\vec{Z}_{R-AC} = \frac{\vec{V}_{AC}}{\vec{I}_{AC}}$$

Unidades de tierra.

Cuando se tiene fallas monofásicas, el relé de distancia calcula la impedancia \vec{Z}_R mediante la relación entre el voltaje y la corriente de fase, y se debe corregir dicha impedancia mediante un factor de compensación de corriente residual (k_0) o también “coeficiente de impedancia de tierra”, este factor considera el efecto de la corriente de falla (\vec{I}_f) que va por tierra [21].

- **Determinación del factor k_0 .**

Este factor de compensación se agrega debido a que se tiene una resistividad de terreno distinta a lo del camino por tierra, está dado de la siguiente manera:

Para la secuencia positiva, en la Figura 2.31 se tiene que la impedancia de la línea es igual a la impedancia de secuencia positiva de la línea [22].

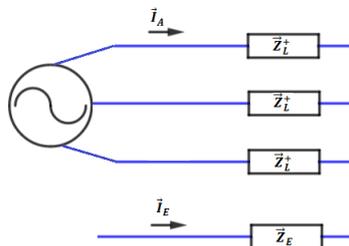


Figura 2.31 Circuito para secuencia positiva. [Elaboración propia]

Según la Figura 2.31 se cumple:

$$\frac{\vec{V}}{\vec{I}_A} = \vec{Z}_L = \vec{Z}_L^+ = R_L + jX_L$$

Para secuencia cero se tiene la Figura 2.32.

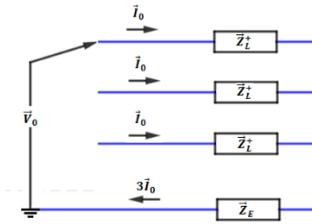


Figura 2.32 Circuito para secuencia cero. [Elaboración propia]

Según la Figura 2.32 se tiene:

$$\vec{V}_0 = \vec{Z}_L^+ \cdot \vec{I}_0 + \vec{Z}_E \cdot 3\vec{I}_0 \quad (2.58)$$

Como $\vec{V}_0 = \vec{I}_0 \cdot (R_0 + jX_0)$, además las ecuaciones $\vec{Z}_L^+ = R_L + jX_L$ y $\vec{Z}_E = R_E + jX_E$, se sustituyen en la ecuación (2.58):

$$\vec{I}_0 \cdot (R_0 + jX_0) = (R_L + jX_L) \cdot \vec{I}_0 + (R_E + jX_E) \cdot 3\vec{I}_0 \quad (2.59)$$

Dividiendo la ecuación (2.59) para \vec{I}_0 se tiene:

$$(R_0 + jX_0) = (R_L + jX_L) + 3 \cdot (R_E + jX_E) \quad (2.60)$$

Si separamos la parte real de la parte imaginaria de la ecuación (2.60) se tiene:

-Parte real:

$$R_0 = R_L + 3R_E$$

Si se despeja R_E se tiene:

$$R_E = \frac{R_0 - R_L}{3}$$

Ahora si se divide toda la ecuación para R_L se obtiene el factor escalar de compensación de la parte real k_r :

$$k_r = \frac{R_E}{R_L} = \frac{R_0 - R_L}{3R_L} = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{R_0}{R_L} - 1 \right) \quad (2.61)$$

-Parte imaginaria:

$$X_0 = X_L + 3X_E$$

Si se despeja X_E se tiene:

$$X_E = \frac{X_0 - X_L}{3}$$

Ahora si se divide toda la ecuación para X_L se obtiene el factor escalar de compensación de la parte real k_x :

$$k_x = \frac{X_E}{X_L} = \frac{X_0 - X_L}{3X_L} = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{X_0}{X_L} - 1 \right) \quad (2.62)$$

Si se quiere hallar el factor k_0 (vector) se parte de la ecuación (2.58):

$$\vec{Z}_L^0 \cdot \vec{I}_0 = \vec{Z}_L^+ \cdot \vec{I}_0 + \vec{Z}_E \cdot 3\vec{I}_0 \quad (2.63)$$

Se divide para \vec{I}_0 a toda la ecuación (2.63):

$$\vec{Z}_L^0 = \vec{Z}_L^+ + 3\vec{Z}_E$$

Se despeja \vec{Z}_E y luego se divide para \vec{Z}_L^+ y se obtiene k_0 :

$$k_0 = \frac{\vec{Z}_E}{\vec{Z}_L^+} = \frac{\vec{Z}_L^0 - \vec{Z}_L^+}{3\vec{Z}_L^+} \quad (2.64)$$

2.6.2.1.4 Relés Diferenciales (Unidad 87).

El principio de funcionamiento de este relé (unidad 87 según norma ANSI) se basa en la diferencia (magnitud, ángulo o ambos) de dos valores (corriente o voltaje) [23] [13].

Una aplicación típica de la protección diferencial se muestra en la Figura 2.33, básicamente consiste en utilizar un conjunto de relés en los extremos de la línea, de manera que, cuando exista un cortocircuito, la corriente I_r tendrá un valor igual a la corriente de cortocircuito referida al secundario.

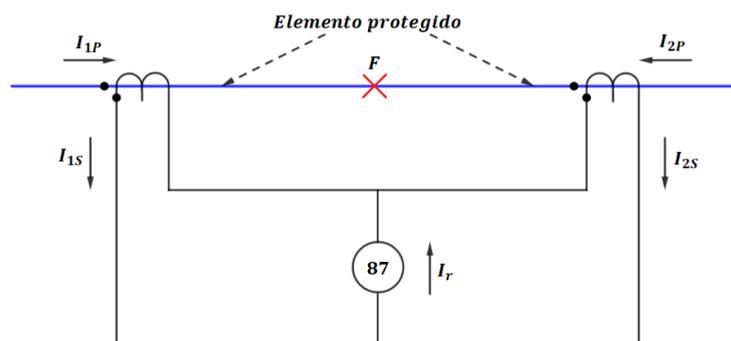


Figura 2.33 Protección diferencial para una fase de la línea de transmisión. [Elaboración propia]

Si se toma como positivos los sentidos de las flechas para las corrientes en la Figura 2.33 se tendrá:

$$I_r = I_{1S} + I_{2S} \quad (2.65)$$

En condiciones normales de operación y cortocircuitos externos, despreciando la admitancia transversal de la línea se tiene:

$$I_{1P} = -I_{2P} \quad (2.66)$$

Y si los TCs no tienen errores:

$$I_{1S} = -I_{2S} \quad (2.67)$$

De manera que la ecuación (2.65) se vuelve:

$$I_r = 0 \quad (2.68)$$

De esta manera la protección no opera, debido a que no hay diferencia entre la corriente que entra y la que sale. En cambio, cuando se da una falla interna (F) las corrientes en los devanados primarios son diferentes, por lo que, la corriente de cortocircuito será:

$$I_{CC} = I_{1P} + I_{2P} \quad (2.69)$$

Refiriendo la ecuación (2.69) al secundario de los TCs se obtiene la corriente de cortocircuito medida por el relé, dada por la ecuación (2.70):

$$I_r = \frac{I_{1P} + I_{2P}}{RTC} = \frac{I_{CC}}{RTC} \quad (2.70)$$

Esta protección diferencial es práctica solo para líneas cortas (menos de 2 millas) por lo que para líneas largas no es adecuada, debido a que sus extremos están demasiado lejos para poder interconectar los secundarios. Sin embargo, gracias al avance tecnológico se tienen relés digitales y esta protección se ha vuelto popular dando paso a la protección piloto [19].

- **Relé de porcentaje diferencial (Unidad 87).**

Los relés de porcentaje diferencial son los más utilizados debido a que integran una unidad de restricción (ver Figura 2.34), esta unidad es útil, ya que, los transformadores de corriente reales tienen errores de medición debido a sus características diferentes de saturación, por lo que esta unidad evita la operación innecesaria del relé [19].

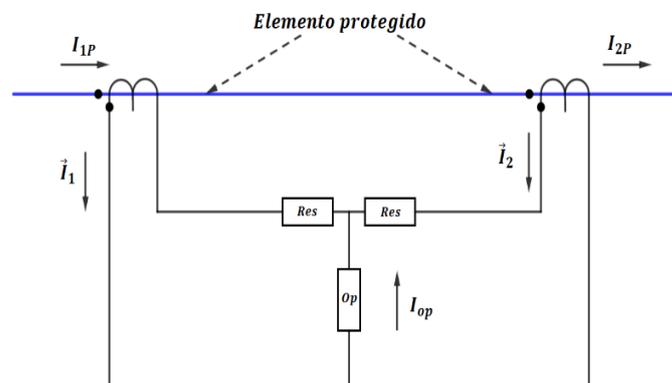


Figura 2.34 Protección de porcentaje diferencial. [Elaboración propia]

En la Figura 2.34 se muestra el esquema de un relé de porcentaje diferencial en condiciones normales de operación (sin falla), en la cual se observan las unidades de operación y de restricción, así como las corrientes en los secundarios de los transformadores de corriente. La corriente (corriente diferencial) que mide la unidad de operación es igual a $|\vec{I}_1 + \vec{I}_2|$ mientras la unidad de restricción mide la corriente $\frac{|\vec{I}_1| + |\vec{I}_2|}{2}$ (corriente de estabilización) [13].

En la Figura 2.35 se indica la curva característica de operación del relé de porcentaje diferencial, en donde se compara las corrientes de operación y restricción; la condición de operación es [19]:

$$|\vec{I}_1 + \vec{I}_2| > k \times \frac{|\vec{I}_1| + |\vec{I}_2|}{2} \quad (2.71)$$

La característica de operación es igual a la recta:

$$I_{Operación} = k \times \frac{|\vec{I}_1| + |\vec{I}_2|}{2} \quad (2.72)$$

Donde:

k : es la pendiente de la curva de la Figura 2.35.

Por lo general la pendiente k es un valor preestablecido y viene dada por los fabricantes de relés.

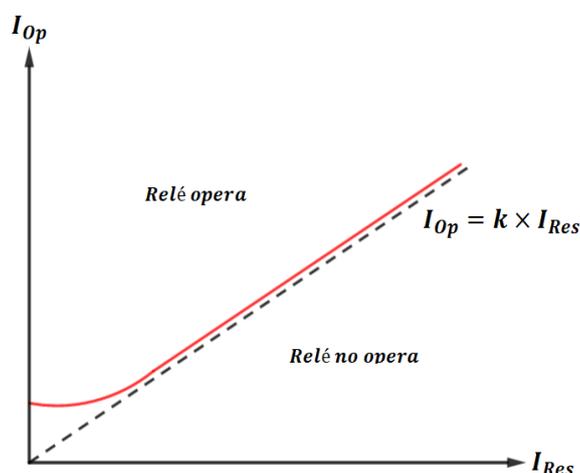


Figura 2.35 Curva característica de operación del relé de porcentaje diferencial. [Elaboración propia]

2.6.2.2 Técnicas utilizadas para la protección de líneas de transmisión.

2.6.2.2.1 Protección de una línea con relés de sobrecorriente.

Los relés de sobrecorriente son utilizados ampliamente en los sistemas radiales debido a que ofrecen protección tanto de fase (fallas trifásicas y bifásicas) como de tierra (fallas monofásicas y bifásicas a tierra). En la Figura 2.36 se muestra

un sistema radial en el cual se explicará de manera general qué consideraciones se deben tomar para realizar la protección con relés de sobrecorriente.

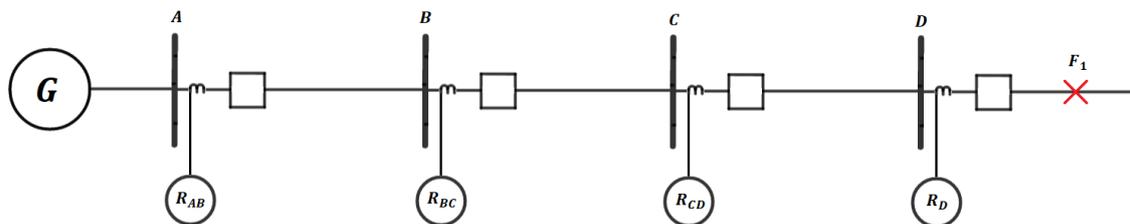


Figura 2.36 Sistema radial general. [Elaboración propia]

Para ajustar el relé de sobrecorriente se necesitan los siguientes datos tanto para fase como para tierra:

- Corrientes de arranque o pickup para las unidades 51.
- Tiempos de retardo de actuación de las unidades.

Antes de explicar cómo se ajustan estos relés se definirán los dos parámetros utilizados:

Corriente de arranque o Pickup: Es el valor de corriente mínima para el cual el relé se activa cuando detecta una falla dentro de un rango de la línea que protege. También se le conoce como TAP.

Retardo de tiempo: Es el tiempo de retraso de actuación del relé. Este parámetro es independiente y se obtiene de varias formas dependiendo del diseño de relé; en relés electromecánicos se proporciona un cuadrante de tiempo que relaciona la posición de restablecimiento del contacto móvil hacia el contacto fijo, también pueden existir otros mecanismos de retardo de tiempo como diafragmas y movimientos de reloj. En relés de estado sólido esto se logra mediante circuitos de temporización RLC. Actualmente en los relés digitales el retardo de tiempo se establece dentro del algoritmo usando relojes internos o externos. También se le conoce como Dial. [13].

- **Ajustes para los relés de sobrecorriente temporizados (Unidad 51).**

El TAP ya sea para los relés de tiempo definido o de tiempo inverso se determina de la siguiente manera:

Para los relés de fase (Unidad 51).

El valor del TAP se calcula usando un margen de sobrecarga superior a la corriente nominal del elemento protegido y está dado por la siguiente ecuación [19]:



$$TAP = \frac{K \times I_{nominal\ del\ circuito}}{RTC} \quad (2.73)$$

Donde:

$I_{nominal\ del\ circuito}$: es la corriente nominal del circuito.

RTC = Relación de transformación del transformador de corriente (TC).

K = Múltiplo que toma en cuenta el límite de sobrecarga permitida (varía entre 1,2 a 1,5 según el componente y el criterio del ingeniero en protecciones).

Actualmente el TAP se ajusta como un múltiplo de la corriente nominal del propio relé ($I_{nominal\ del\ relé}$) como se indica en la siguiente ecuación:

$$Ajuste\ del\ TAP = \frac{(K \times I_{nominal\ del\ circuito})/RTC}{I_{nominal\ del\ relé}} \quad (2.74)$$

Para los relés de tierra (Unidad 51N).

El valor del TAP se determina tomando en cuenta el desbalance mínimo ($3I_o$) que existiría en el SEP bajo las condiciones de operación normal. Un valor típico es el 20% de la corriente nominal ($I_{nominal}$):

$$TAP = \frac{0.2 \times I_{nominal}}{RTC} \quad (2.75)$$

El ajuste del Dial en los relés de sobrecorriente de tiempo definido se realiza dando directamente el valor en segundos. En el caso de los relés de sobrecorriente de tiempo inverso, el Dial se determina por fórmulas dadas por las Normas IEC y ANSI [19].

Según las Normas IEC 255 el tiempo de operación se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$t = \frac{\beta}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^\alpha - 1} * k \quad (2.76)$$

Donde

t : Tiempo de operación del relé en segundos.

k : Ajuste del multiplicador de tiempo o Dial.

I_f : Valor de la corriente de falla.

I_s : Valor de la corriente de arranque o Pickup (TAP).

α y β : Constantes que dependen del tipo de curva (ver Tabla 2.4)

Según las Normas ANSI/IEEE el tiempo de operación se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$t = \left[\frac{\beta}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^\alpha - 1} + \gamma \right] * k \quad (2.77)$$

Donde:

t : Tiempo de operación del relé en segundos.

k : Ajuste del multiplicador de tiempo o Dial.

I_f : Valor de la corriente de falla.

I_s : Valor de la corriente de arranque o Pickup (TAP).

α, β y γ : Constantes que dependen del tipo de curva (ver Tabla 2.5)

En la Tabla 2.4 y la Tabla 2.5 se presentan los valores de las constantes para cada norma.

Tabla 2.4 Constantes de las curvas características según la Norma IEC 255. [19]

Tipos de relé	α	β
Inversa	0,02	0,14
Muy inversa	1	13.5
Extremadamente inversa	2	80
Inversa Larga	1	120

Tabla 2.5 Constantes de las curvas características según la Norma ANSI/IEEE. [19]

Tipos de relé	α	β	γ
Inversa	2,0938	8,9341	0,17966
Inversa corta	1,2969	0,2663	0,03393
Inversa larga	1	5,6143	2,18592
Moderadamente Inversa	0,02	0,0103	0,0228
Muy inversa	2	3,922	0,0982
Extremadamente inversa	2	5,64	0,02434
Inversa definida	1,5625	0,4797	0,21359

En la Figura 2.37 se muestra una coordinación con relés de tiempo inverso, donde se puede observar la diferencia de tiempo de operación del relé R_{CD} aguas arriba con respecto al relé R_D , esta diferencia de tiempo se denomina "intervalo

de coordinación” o “*margen de coordinación*” y se utiliza para mantener la selectividad del sistema de protecciones; este intervalo generalmente tiene un valor de 200 ms – 500 ms [17].

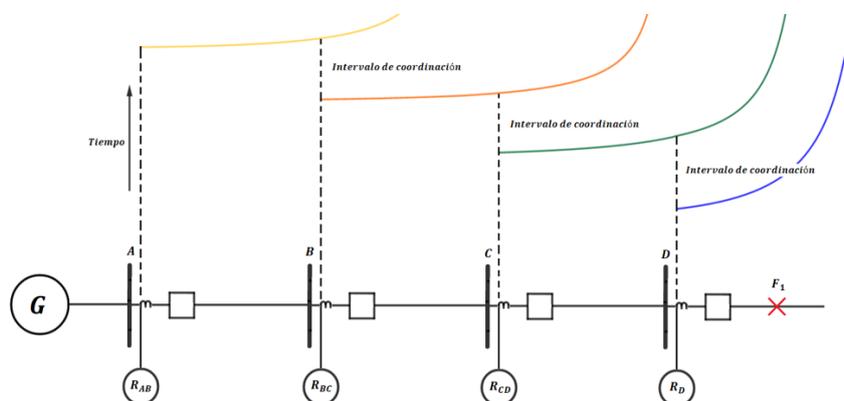


Figura 2.37 Principio de coordinación de los relés. [Elaboración propia]

2.6.2.2.2 Protección de una línea con relés de sobrecorriente direccionales.

Cuando se tiene un sistema mallado o con múltiples fuentes es necesario el uso de relés de sobrecorriente direccionales (unidad de sobrecorriente más una unidad direccional), que como se vio anteriormente estos limitan el disparo por fallas en una dirección establecida.

Para los relés de fase (Unidad 67).

Los criterios de ajuste para los relés de fase que se utilizan en los relés de sobrecorriente direccional son los mismos que para los relés de sobrecorriente (Unidad 51) con la diferencia de que se debe especificar la direccionalidad (flujo de corriente hacia adelante o hacia atrás del relé).

Para los relés de tierra (Unidad 67N).

El procedimiento de ajuste para los relés de tierra es similar al ajuste del relé de sobrecorriente direccional de fase (Unidad de 67), con la diferencia que la corriente de pick up se escoge en base a la corriente mínima de desbalance ($3I_o \text{ mín.}$) y el valor del Dial se ajusta en base a la corriente máxima de desbalance ($3I_o \text{ máx.}$) [24].

Según [25] el ajuste del TAP para el relé de tierra (Unidad 67N) debe mantenerse dentro de rango de la siguiente ecuación:

$$0,1 \times In_{T/C} \leq I_{pick\ up} \leq 0,8 \times 3I_o \text{ mín} \quad (2.78)$$

Donde:

$In_{T/C}$: Corriente nominal del primario del transformador de corriente (TC).

$I_{pick\ up}$: Valor de la corriente de arranque.

$3I_o\ mín$: Corriente mínima de desbalance.

2.6.2.2.3 Protección de una línea con relés de distancia.

- **Ajuste de los relés de distancia.**

El ajuste de estos relés se realiza utilizando la impedancia de secuencia positiva desde la localización del relé hasta el punto a proteger (distancia de la sección de línea). Para obtener esta impedancia se utiliza el voltaje y la corriente medidos en los TP y TC conectados al relé [13].

Generalmente se utilizan tres zonas de protección (ver Figura 2.38) para cubrir la línea a proteger, proporcionando protección de respaldo para las secciones de las siguientes líneas más alejadas. Los extremos de estas zonas se encuentran abiertas, es decir, el punto de alcance lejano de un relé de distancia no se puede determinar con precisión (errores de tensión y corriente inherentes al relé). Por esta razón se acepta una incertidumbre de alcance que suele ser el 5% del ajuste [13].

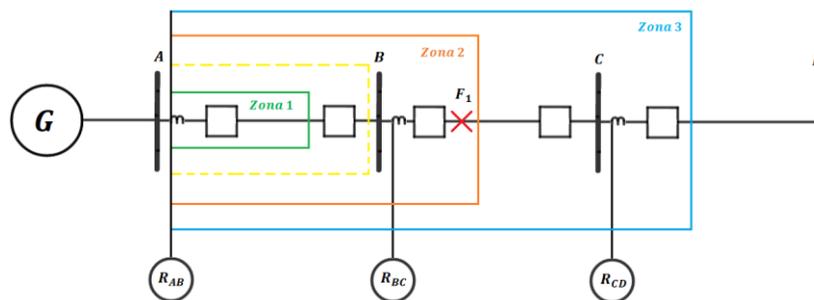


Figura 2.38 Protección de distancia de tres zonas. [Elaboración propia]

Según [26] se pueden considerar hasta cuatro zonas de protección, pero en este trabajo solo se consideran las zonas 1 y 2. A continuación, se indican los ajustes de estas zonas para relés con la característica poligonal.

Para la zona 1.

El alcance reactivo para las unidades de fase (21) y tierra (21N) viene dada por la ecuación (2.79).

$$X_1 = 0,8 \times X_L \quad (2.79)$$

Donde:

X_1 : Es la reactancia parcial de la línea a proteger para la Zona 1.

X_L : Es la reactancia total de la línea.



El alcance resistivo para la unidad de fase (21) viene dada por la ecuación (2.80).

$$0,8 \times X_1 < R_{f-f} < 2,5 \times X_1 \quad (2.80)$$

El alcance resistivo para la unidad de tierra (21N) viene dada por la ecuación (2.81).

$$0,8 \times X_1 < R_{f-t} < \frac{1 + k_x}{1 + k_r} \times 2,5 \times X_1 \quad (2.81)$$

k_x y k_r vienen dadas por las ecuaciones (2.61) y (2.62).

Para la zona 2.

El alcance reactivo para las unidades de fase (21) y tierra (21N) viene dada por la ecuación (2.82).

$$X_2 = 1,5 \times X_L \quad (2.82)$$

Donde:

X_2 : Es la reactancia de la línea a proteger para la Zona 2.

X_L : Es la reactancia total de la línea.

El alcance resistivo para la unidad de fase (21) viene dada por la ecuación (2.83).

$$X_2 < R_{f-f} < 4 \times X_2 \quad (2.83)$$

El alcance resistivo para la unidad de tierra (21N) viene dada por la ecuación (2.84).

$$\frac{1 + k_x}{1 + k_r} \times X_2 < R_{f-t} < \frac{1 + k_x}{1 + k_r} \times 4 \times X_2 \quad (2.84)$$

k_x y k_r vienen dadas por las ecuaciones (2.61) y (2.62).

Efecto de las fuentes de generación dentro de las zonas de protección (Efecto Infeed).

Considerando la falla de la Figura 2.39, el relé de distancia en la barra D para la zona 1 protege el 80% de la línea $D - E$ y para la zona 2 protege la totalidad de la línea $D - E$ más el $m\%$ de la línea $E - G$; aplicando la ley de voltajes de Kirchhoff a la Figura 2.39, se tiene:

$$V_D = I_D Z_D + (I_D + I_E) m Z_E \quad (2.85)$$

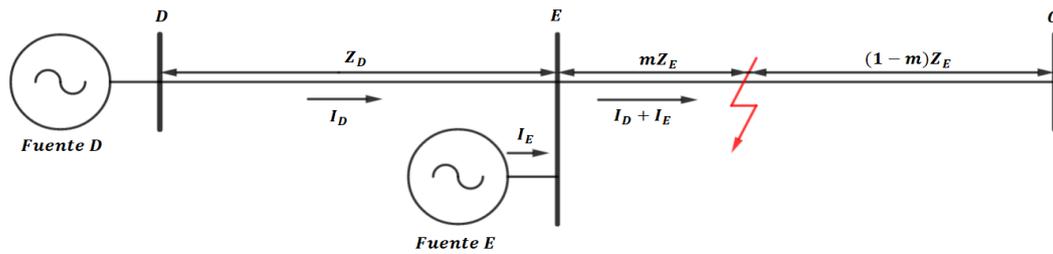


Figura 2.39 Efecto Infeed en la protección de distancia. [Elaboración propia]

Ahora bien, la impedancia vista desde el relé en la barra D es igual a:

$$Z_R = \frac{V_D}{I_D} \quad (2.86)$$

En base a la ecuación (2.86), la ecuación (2.85) queda:

$$Z_R = \frac{V_D}{I_D} = Z_D + \left(1 + \frac{I_E}{I_D}\right)mZ_E \quad (2.87)$$

De la ecuación (2.87) se concluye que la impedancia medida por el relé en la barra D se ve afectada por un factor $\left(1 + \frac{I_E}{I_D}\right)$ (debido a la corriente de cortocircuito que aporta la barra E), lo que incrementa la impedancia medida por el relé, por tanto, es probable que el relé no opere debido a que la impedancia medida es mayor que la impedancia ajustada dentro de la zona 2 de protección. Considerando lo anterior, el ajuste de la zona de protección se debe multiplicar por el factor k de la ecuación (2.88) cuando haya un aporte externo de corriente de cortocircuito.

$$k = 1 + \frac{I_P}{I_R} \quad (2.88)$$

Donde:

I_R : Corriente de falla medida por el relé de distancia.

I_P : Corriente de falla externa.

2.6.2.2.4 Protección diferencial para una línea.

- **Ajuste de los relés diferenciales.**

El ajuste de los relés diferenciales depende de la curva característica de operación (ver Figura 2.35); sin embargo, cada fabricante tiene su propia curva de operación, existen curvas que tiene hasta tres valores de pendiente diferentes, por ejemplo: el relé diferencial de Siemens tiene solamente una pendiente en su curva de operación mientras el relé de Schneider tiene dos pendientes. En este trabajo se realiza el ajuste de la protección diferencial utilizando la curva característica de operación del Relé de Schneider (MiCOM P54x) mostrada en la Figura 2.40.

De la Figura 2.40 se destacan las siguientes magnitudes [27]:

- I_{s1} Corriente diferencial mínima (Valor Pick up).
- k_1 Primera pendiente del relé; compensa pequeños desajustes de los TC, además garantiza sensibilidad para la falla falle-tierra en condiciones de carga pesada.
- I_{s2} Corriente umbral de restricción para la primera pendiente del relé.
- k_2 Segunda pendiente del relé; contribuye a mejorar la estabilidad de los relés debido a las condiciones de falla.

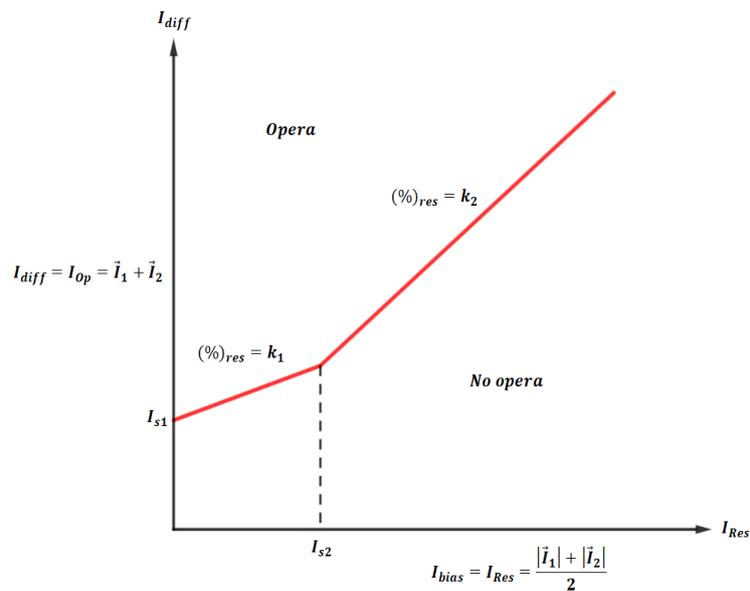


Figura 2.40 Curva característica de operación del relé de diferencial de Schneider (MICOM P54x). [Elaboración propia, tomado de [27]]

Los criterios de disparo son los siguientes [27]:

- Para $|I_{bias}| < I_{s2}$, se debe cumplir que:

$$|I_{diff}| > k_1 \times |I_{bias}| + I_{s1} \quad (2.89)$$

- Para $|I_{bias}| > I_{s2}$, se debe cumplir que:

$$|I_{diff}| > k_2 \times |I_{bias}| - (k_2 - k_1) \times I_{s2} + I_{s1} \quad (2.90)$$

Los cuatro valores iniciales de la Figura 2.40 pueden ser ajustados por el Ingeniero en protecciones. Sin embargo, el fabricante recomienda ajustar al relé con los valores que se indican en la Tabla 2.6.



Tabla 2.6 Valores recomendados por Schneider para el ajuste de las variables del relé MiCOM P54x para la protección diferencial. [Elaboración propia, tomado de [27]]

Variable	Ajuste de Fabrica	Mínimo	Máximo
I_{s1}	$0,2In$	$0,2In$	$2In$
I_{s2}	$2In$	$1In$	$30In$
k_1	30%	30%	150%
k_2	150%	30%	150%

El valor In de la Tabla 2.6 representa la corriente nominal de primario del transformador de corriente.

El fabricante recomienda ajustar el relé con los valores de ajuste de fábrica para las variables I_{s2} , k_1 , y k_2 ; y que variable I_{s1} se ajusta según el criterio del Ingeniero en protecciones [27].

Para el ajuste de la variable I_{s1} se puede considerar el siguiente criterio [25]:

$$3 \times I_{cap} < I_{s1} \leq 0,8 \times I_{falla \text{ mín}} \quad (2.91)$$

Donde:

I_{cap} : Corriente capacitiva de la línea.

$I_{falla \text{ mín}}$: Valor de la corriente de cortocircuito mínima al interior de la línea de transmisión.

La corriente capacitiva de la línea se puede calcular mediante:

$$I_{cap} = 181,5 \times 10^{-6} \times V \times C \times L \quad (2.92)$$

Donde:

V : Voltaje nominal (kV).

C : Capacitancia (nF/km).

L : Longitud de la línea (km).



Capítulo 3

MODELACIÓN DEL PEMH, ANÁLISIS EN ESTADO ESTACIONARIO Y DE CONTINGENCIAS N-1.

En este capítulo se dará a conocer las características técnicas tanto del PEMH como de los equipos eléctricos que lo conforman, los cual se utilizarán para la modelación del PEMH en el software DIgSILENT PowerFactory; además, se realiza un estudio estadístico de la velocidad del viento en el emplazamiento del proyecto para los periodos seco y lluvioso, lo cual es indispensable para la determinación de la potencia de salida (media y máxima) de los aerogeneradores en la producción de energía eléctrica. El capítulo continúa con el análisis de estado estacionario (flujos de potencia) en las barras asociadas al PEMH, antes y después de su incorporación, el cual tiene como objetivo, determinar las variaciones en las variables principales del SEP en los periodos seco y lluvioso para los siguientes niveles de demanda: máxima, media y mínima para el año 2021 (proyectado por el centro nacional de control de energía (CENACE)).

El capítulo finaliza con el análisis de contingencias N-1, el cual sigue un procedimiento similar al análisis en estado estacionario, sin embargo, el análisis considera la desconexión individual de las líneas de transmisión adyacentes del PEMH y, además, la salida de una fuente de generación. De esta manera se determinará las posibles sobrecargas en los elementos del SEP. Para realizar este último análisis, el PEMH está incorporado al sistema nacional de transmisión (SNT).

3.1 Características técnicas del parque eólico Minas de Huascachaca.

3.1.1 Ubicación geográfica.

El Parque Eólico Minas de Huascachaca (PEMH) es un proyecto de generación de energía eléctrica ubicado aproximadamente a 90 km al sur – oeste de la ciudad de Cuenca con coordenadas UTM (Universal Transversal of Mercator) 17M 681540m E 9628156m S; la subestación (S/E) Uchucay se encuentra ubicada en las cercanías de la población de Uchucay, cantón Saraguro, provincia de Loja, las coordenadas UTM de la S/E son 17M 682688.34m E 9641322.32m S; y la S/E La Paz que interconectan el proyecto con el sistema nacional de transmisión se encuentra ubicada en las cercanías de la población de El Progreso, cantón Nabón, provincia del Azuay, las coordenadas UTM de la S/E son 17M 701334.28m E 9629002.67m S (ver Figura 3.1).



Figura 3.1 Ubicación geográfica del PEMH. [Google Earth]

3.1.2 Configuración interna del PEMH.

La configuración interna del PEMH se denomina circuito colector, está constituido por la interconexión de los aerogeneradores a través de conexiones subterráneas y aéreas hasta la barra de 34,5 kV de la subestación Uchucay (ver Figura 3.2).

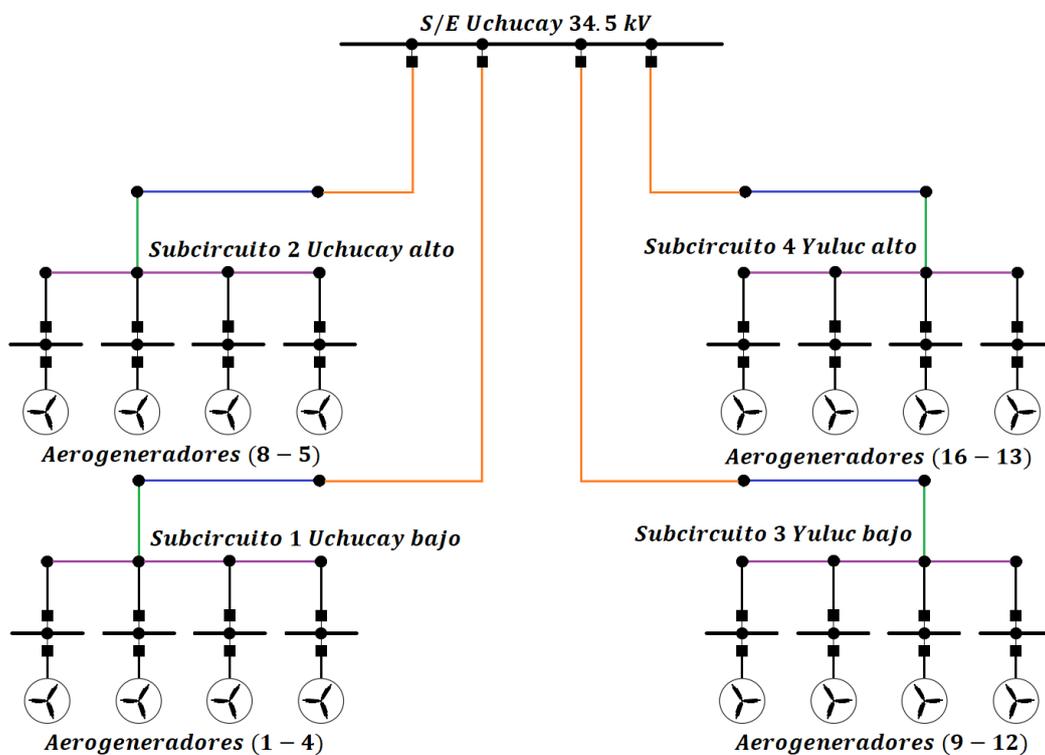


Figura 3.2 Circuito colector del PEMH. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]

En la Figura 3.2 se indican: los 16 generadores; el sistema interno de distribución de los aerogeneradores, el cual está constituido por cuatro subcircuitos: Circuito 1 Uchucay bajo, Circuito 2 Uchucay alto, Circuito 3 Yuluc bajo y Circuito 4 Yuluc bajo, los aerogeneradores de cada subcircuito se encuentran interconectados de forma subterránea (línea de color morado, verde y naranja) y aérea (línea de color azul), los colores mostrados para las interconexiones subterráneas representan los diferentes calibres de los cables utilizados.

3.1.3 Punto de conexión del PEMH con el sistema nacional de transmisión (SNT).

El punto de conexión del PEMH con el SNT se indica en la Figura 3.3, se observa que la S/E Uchucay se conecta a través de una línea de transmisión de 138 kV a la S/E La Paz, la cual, seccionará uno de los circuitos de la línea de transmisión entre las subestaciones Cuenca – Yanacocha.

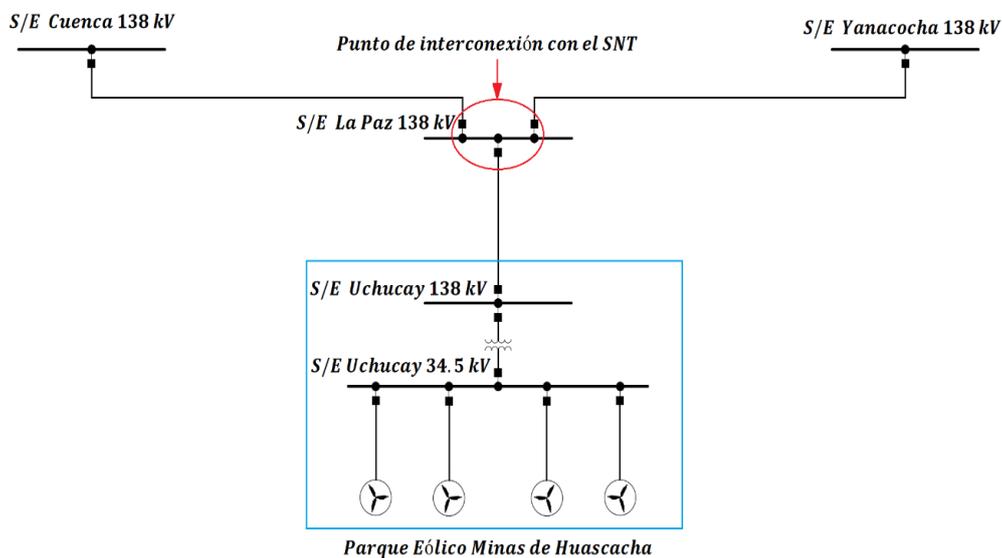


Figura 3.3 Punto de conexión con el SNT. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]

3.1.4 Zona de Influencia.

La zona de influencia del PEMH en el sistema eléctrico nacional se determinó en base a información brindada por ELECAUSTRO S.A., se consideró el alcance que podría tener la potencia generada por el PEMH y los siguientes factores:

- Configuración y características eléctricas de las líneas de transmisión próximas al PEMH, así como su capacidad de transmisión.
- Capacidad (MW) de las centrales de generación que se encuentran operando en el año 2021.

En la Figura 3.4 se muestra un diagrama unifilar de la zona de influencia.

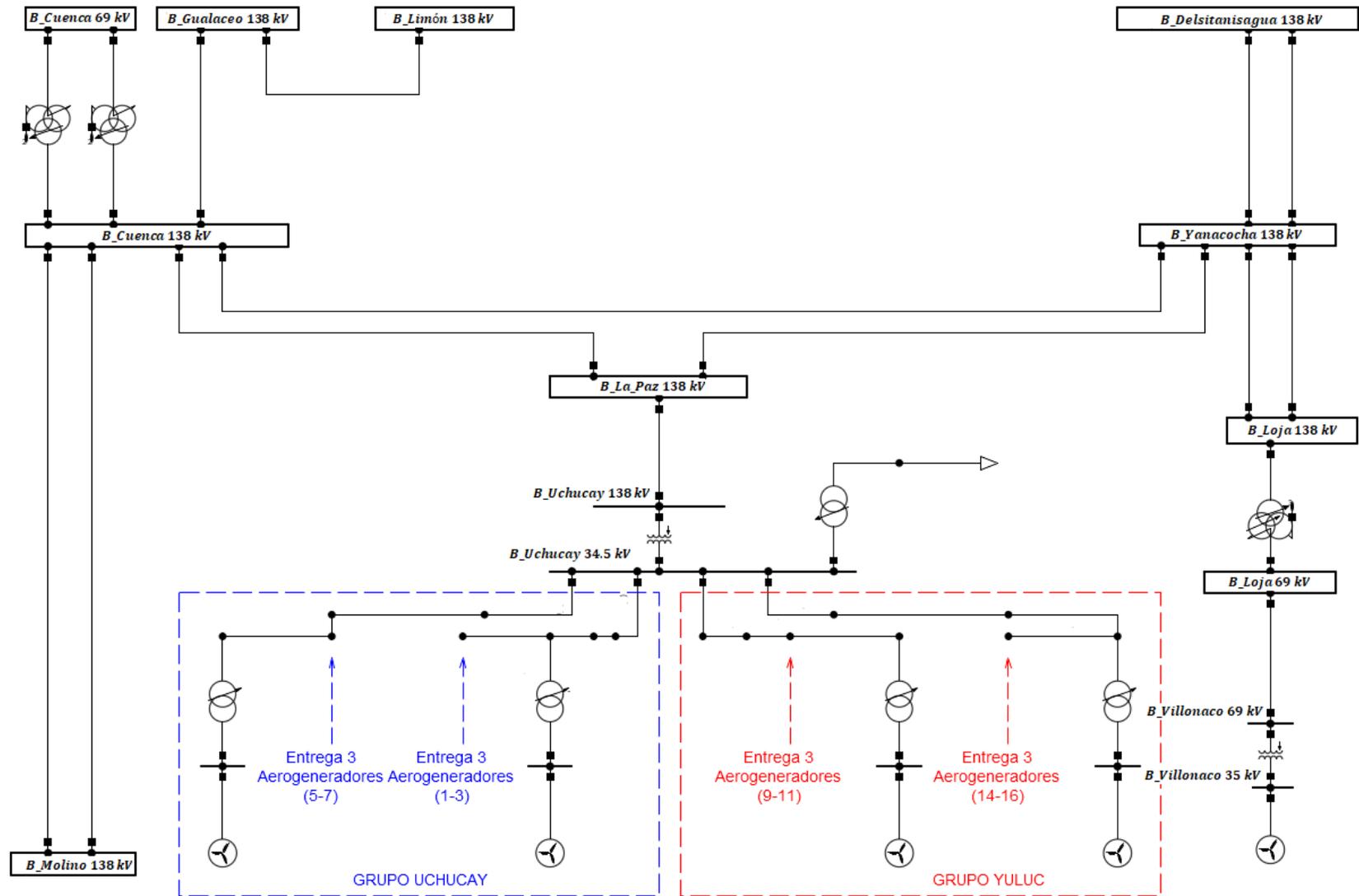


Figura 3.4 Zona de influencia del PEMH en el sistema eléctrico nacional. [Elaboración propia, tomado de DlgSILENT PowerFactory]

3.1.5 Características técnicas de los equipos eléctricos del PEMH.

En esta sección se presentan las características de los equipos eléctricos que conforman el PEMH, como son: los aerogeneradores, las líneas de interconexión del circuito colector, el transformador de la subestación Uchucay y la línea de transmisión que interconecta las Subestaciones Uchucay y La Paz. Toda la documentación técnica que se presenta a continuación fue proporcionada por ELECAUSTRO S.A.

3.1.5.1 El aerogenerador.

Para la elaboración de este trabajo el PEMH está constituido por 16 aerogeneradores de la marca Dongfang Electric Wind Power Cooperation con una potencia nominal individual de 3,2 kW; cada aerogenerador está compuesto por: el generador, el convertidor de potencia y su transformador de unidad. En la Tabla 3.1 se indica los datos que se utilizan para la modelación del PEMH en el software DlgSILENT PowerFactory.

Tabla 3.1 Datos técnicos del aerogenerador. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]

Datos básicos del aerogenerador		
Parámetro	Unidad	Datos
Potencia nominal	<i>kW</i>	3200
Diámetro del rotor	<i>m</i>	155
Altura del buje	<i>m</i>	93,5
Velocidad del viento de corte	<i>m</i>	2,5
Velocidad nominal del viento	<i>m/s</i>	9,5
Velocidad del viento recortada	<i>m/s</i>	2,5 – 17
Longitud de las palas	<i>m</i>	75,9
Área de barrido	<i>m²</i>	18869
Generador		
Parámetro	Unidad	Datos
Tipo		Generador de viento síncrono de imán permanente de accionamiento directo
Potencia nominal	<i>kW</i>	3360
Voltaje	<i>V</i>	690
Factor de potencia		0,9021
Convertidor		
Parámetro	Unidad	Datos
Potencia nominal de salida	<i>kW</i>	3200
Voltaje nominal de salida	<i>V</i>	690
Frecuencia de salida nominal	<i>Hz</i>	60 ± 2,5
Factor de potencia		-0,95~0,95
Potencia Reactiva	<i>MVA_r</i>	-1,05~1,05

Transformador		
Parámetro	Unidad	Datos
Potencia aparente nominal	<i>KVA</i>	3520
Frecuencia nominal	<i>Hz</i>	60
Voltaje nominal (primario y secundario)	<i>V</i>	34,5/0,69
Cambiador de tomas	%	$\pm 2 \times 2,5$
Tipo de conexión del grupo		<i>Dyn5</i>
Pérdidas en el cobre	<i>kW</i>	27
Voltaje de cortocircuito	%	8
Voltaje de cortocircuito (secuencia cero)	%	7
Voltaje de cortocircuito (secuencia cero) (pérdidas en el cobre)	%	0,875

Además de los datos técnicos de la Tabla 3.1, el fabricante proporciona la curva de potencia del aerogenerador para una densidad del aire de $1,044 \text{ kg/m}^3$ (ver Anexo I).

Según Andrade [28] el valor medio de la densidad del aire medido en el emplazamiento del PEMH es igual a $1,02 \text{ kg/m}^3$, debido a que las curvas de potencia de los aerogeneradores vienen dadas para distintos valores de densidad del aire, Andrade recomienda utilizar la curva de potencia con la densidad del aire más próxima a la densidad del aire del emplazamiento del PEMH, considerando lo anterior, es factible seleccionar para este trabajo la curva de potencia brindada por el fabricante para una densidad del aire de $1,044 \text{ kg/m}^3$ (ver Figura 3.5).

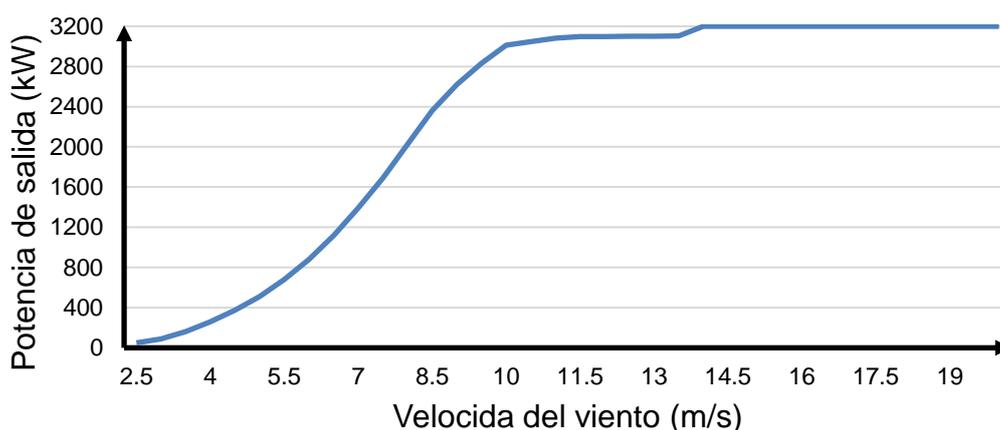


Figura 3.5 Curva de potencia del aerogenerador para una densidad del aire de $1,044 \text{ kg/m}^3$. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]

3.1.5.2 Líneas de interconexión del circuito colector.

En la sección 3.1.2 se indicó que la interconexión del circuito colector se realiza a través de conexiones subterráneas y aéreas para cada subcircuito.

En base a la Figura 3.2 y a la información brindada por ELECAUSTRO S.A. se construyen las siguientes Tablas.

- La Tabla 3.2 indica la distancia y el tipo de cable entre cada par de aerogeneradores para las instalaciones subterráneas (líneas color morado).
- La Tabla 3.3 indica la distancia y el tipo de cable desde cada subcircuito hasta la transición aérea (líneas color verde).
- La Tabla 3.4 indica la distancia y el tipo de conductor de cada tramo aéreo de los subcircuitos hasta la transición subterránea (líneas color azul).
- La Tabla 3.5 indica la distancia y el tipo de cable de cada tramo subterráneo de los subcircuitos hasta la barra de 34,5 kV de la S/E Uchucay (líneas color naranja).

Tabla 3.2 Distancia y el tipo de cable entre cada par de aerogeneradores para las instalaciones subterráneas.

[Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]

Conexión entre los Aerogeneradores	Distancia (m)	Calibre del conductor	Aislamiento
1 – 2	528	AL – 250 MCM	XLPE – TR (Polietileno reticulado retardante de arborescencias)
2 – 3	373		
3 – 4	423		
5 – 6	351		
6 – 7	369		
7 – 8	342		
9 – 10	433		
10 – 11	428		
11 – 12	422		
13 – 14	541		
14 – 15	379		
15 – 16	497		

Tabla 3.3 Distancia y el tipo de cable desde cada subcircuito hasta la transición aérea. [Elaboración propia,

tomado de ELECAUSTRO S.A.]

Subcircuitos	Distancia (m)	Calibre del conductor	Aislamiento
1	133	AL – 350 MCM	XLPE – TR (Polietileno reticulado retardante de arborescencias)
2	247		
3	202		
4	574		



Tabla 3.4 Distancia y el tipo de conductor de cada tramo aéreo de los subcircuitos hasta la transición subterránea. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]

Subcircuitos	Distancia (m)	Calibre del conductor	Tipo de estructura aérea
1	350	ACSR 477 MCM	Simple circuito
2	819		Simple circuito
3	2345		Doble circuito
4	3053		

Tabla 3.5 Distancia y el tipo cable de cada tramo subterráneo de los subcircuitos hasta la barra de 34,5 kV de la S/E Uchucay. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]

Subcircuitos	Distancia (m)	Calibre del conductor	Aislamiento
1	67	CU – 350 MCM	XLPE – TR (Polietileno reticulado retardante de arborescencias)
2	93		
3	68		
4			

En la Tabla 3.6 se indican los cables equivalentes dentro de la librería del software DlgSILENT PowerFactory para los cables de las Tablas: Tabla 3.2, Tabla 3.3, y Tabla 3.5 que se utilizaron para la modelación de las interconexiones subterráneas.

Tabla 3.6 Cables equivalentes para la modelación de las interconexiones subterráneas. [Elaboración propia, tomado de [29]]

Cables subterráneos a utilizar en el PEMH		Cables subterráneos equivalentes para modelación en DlgSILENT PowerFactory	
Conductor	Resistencia máx. a 20 °C. C. Ω/km	Conductor	Resistencia máx. a 20 °C. C. Ω/km
XLPE-TR AL 250 MCM	0.141	NA2XS2Y 1X240RM 18/30kV ir (Al)	0.143
XLPE-TR AL 350 MCM	0.101	NA2XS2Y 1X400RM 18/30kV ir (Al)	0.1
XLPE-TR CU 250 MCM	0.075	NA2XS2Y 1X240RM 18/30kV ir (Cu)	0.0793

3.1.5.3 Transformador de la subestación Uchucay.

Los cuatro subcircuitos provenientes de los aerogeneradores finalmente se conectan a la barra de 34,5 kV de la S/E Uchucay y, mediante el transformador de la subestación, el voltaje se eleva a 138 kV. En la Tabla 3.7 se indican los datos que se utilizan para la modelación del transformador de la subestación Uchucay en el software DlgSILENT PowerFactory.

Tabla 3.7 Datos técnicos del transformador de la subestación Uchucay. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]

Parámetro	Unidad	Datos
Potencia aparente nominal	MVA	50
Voltaje nominal (primario y secundario)	kV	138/34,5
Tipo de conexión del grupo		Yyn0
Pérdidas en el cobre	kW	30,6
Voltaje de cortocircuito	%	10,37

3.1.5.4 Línea de transmisión entre las subestaciones Uchucay y La Paz.

Los datos técnicos que se utilizan para el modelado de la línea de transmisión en el software DlgSILENT PowerFactory se indican en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8 Datos técnicos de la línea de transmisión entre las Subestaciones Uchucay y La Paz. [Elaboración propia, tomado [30]]

Distancia (m)	Tipo y Calibre (MCM)	RMG (mm)	DMG (mm)	Resistencia máx. a 20 °C. C. Ω/km	Capacidad de corriente (A)	Tipo de estructura aérea
20,835	ACSR 447	8.85	21.79	0.117	661	Simple circuito

3.1.5.5 Disposición geométrica de los conductores en las torres de transmisión.

Para el modelado de las torres de transmisión en el software DlgSILENT PowerFactory se tienen los siguientes puntos:

- La disposición geométrica y gráfica de los conductores en las torres de simple circuito para la transmisión aérea de los subcircuitos del circuito colector se indican en la Tabla 3.9, y Figura 3.6, respectivamente.

Tabla 3.9 Disposición geométrica (en metros) de los conductores en la torre de simple circuito para la transmisión aérea de los subcircuitos del circuito colector. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]

	X_1	X_2	X_3	Y_1	Y_2	Y_3
Circuito	1,3	-1,3	1,3	8,8	10,3	11,8
	X			Y		
Conductor de Guarda	0			15,5		

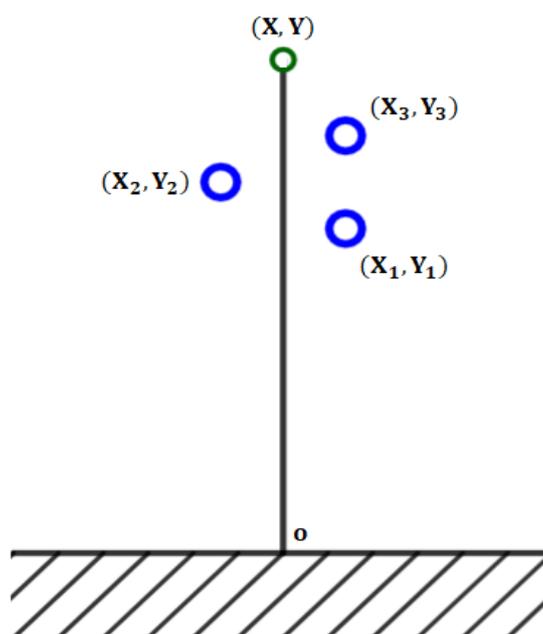


Figura 3.6 Disposición gráfica de los conductores en la torre de simple circuito para la transmisión aérea de los subcircuitos del circuito colector. [Elaboración propia]

- La disposición geométrica y gráfica de los conductores en la torre de doble circuito para la transmisión aérea de los subcircuitos del circuito colector se indican en la Tabla 3.10 y Figura 3.7, respectivamente.

Tabla 3.10 Disposición geométrica (en metros) de los conductores en la torre de doble circuito para la transmisión aérea de los subcircuitos del circuito colector. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]

	X_1	X_2	X_3	Y_1	Y_2	Y_3
Circuito 1	2,65	2,65	2,65	11,8	14,8	17,8
	X			Y		
Conductor de Guarda 1	-1,95			19,5		
	X_1	X_2	X_3	Y_1	Y_2	Y_3
Circuito 2	-2,65	-2,65	-2,65	11,8	14,8	17,8
	X			Y		
Conductor de Guarda 2	1,95			19,5		

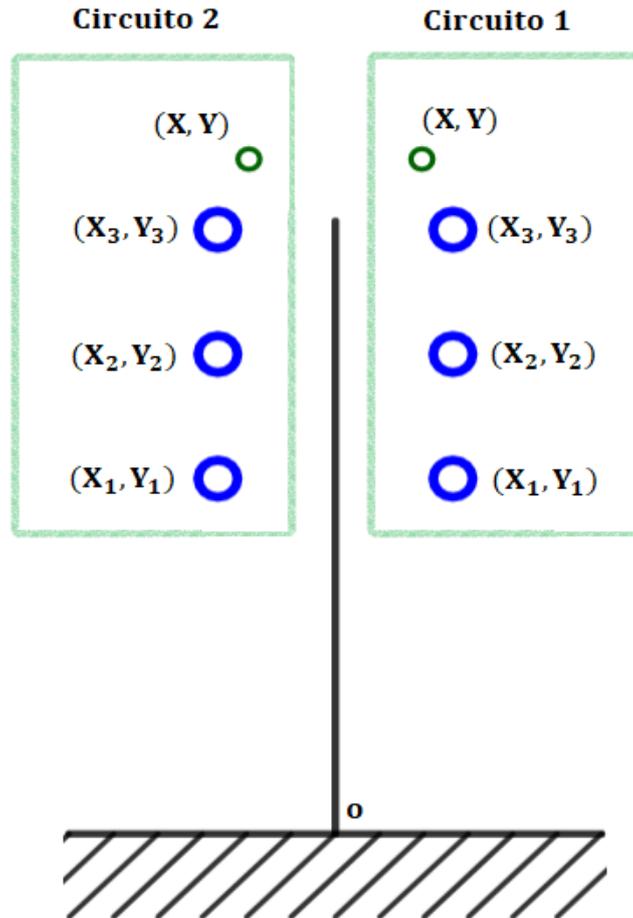


Figura 3.7 Disposición gráfica de los conductores en la torre de doble circuito para la transmisión aérea de los subcircuitos del circuito colector. [Elaboración propia]

La geometría de las torres (estructuras) para simple y doble circuito se indican en el Anexo II.

- La disposición geométrica y gráfica de los conductores en la torre de simple circuito para la línea de transmisión entre las subestaciones Uchucay y La Paz se indica en la Tabla 3.11 y Figura 3.8, respetivamente.

Tabla 3.11 Disposición geométrica (en metros) de los conductores en la torre de simple circuito para la línea de transmisión entre las subestaciones Uchucay y La Paz. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]

	X_1	X_2	X_3	Y_1	Y_2	Y_3
Circuito	-4	4	-4	21,5	18,5	15,6
	X			Y		
Conductor de Guarda	0			26,5		

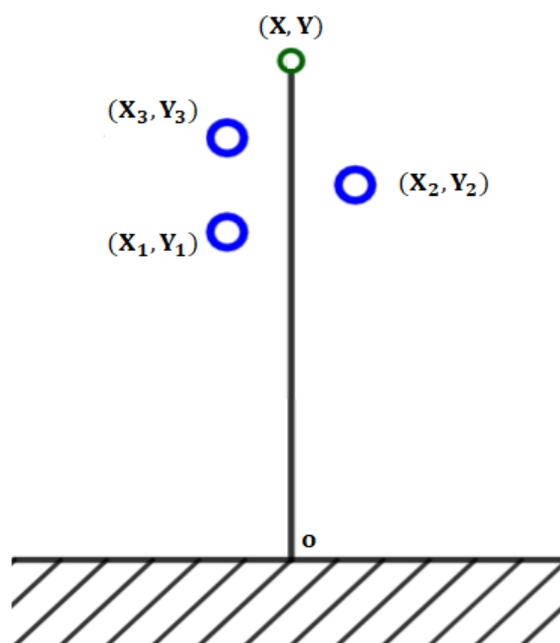


Figura 3.8 Disposición gráfica de los conductores en la torre de simple circuito para la línea de transmisión entre las subestaciones Uchuca y La Paz. [Elaboración propia]

3.2 Estudio estadístico del viento en el emplazamiento del PEMH.

3.2.1 Ubicación de las estaciones de medición del viento.

Para la recopilación de información del viento se instalaron cuatro estaciones meteorológicas de la marca NRG, ubicados de forma estratégica dentro del emplazamiento del PEMH. En la Tabla 3.12 se indican la posición de cada estación meteorológica en coordenadas UTM y la Figura 3.9 muestra su posición geográfica.

Tabla 3.12 Posición de las estaciones meteorológicas en coordenadas UTM. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]

Nombre	Posición
Uchuca 40m (Subcircuito 1)	17M 681386m E 9627651m S
Uchuca 50m (Subcircuito 2)	17M 681260m E 9629221m S
Yuluc 50m (Subcircuito 3)	17M 679441m E 9628671m S
Yuluc 80m (Subcircuito 4)	17M 679440m E 9628573m S

La Figura 3.9 además de indicar la posición geográfica de las estaciones, muestra el origen de cada subcircuito del circuito colector del PEMH y su asociación con la estación correspondiente. Además, en la Tabla 3.12, los nombres de las estaciones, indican la altura en la que fueron instalados los equipos con respecto al suelo.



Figura 3.9 Posición geográfica de las estaciones meteorológicas. [Google Earth]

3.2.2 Análisis descriptivo de los datos recopilados por las estaciones meteorológicas.

En esta sección, se hace un análisis estadístico únicamente al parámetro “velocidad del viento”, debido a que es el único parámetro necesario en la determinación de la potencia de salida de cada aerogenerador. Las estaciones meteorológicas miden la velocidad del viento de manera activa y registran un promedio cada diez minutos (medias diezminutales) en su base de datos. Los años totales de registro de la velocidad del viento se indican en la Tabla 3.13.

Tabla 3.13 Años de registro de la velocidad del viento. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]

	Uchucay 40m	Uchucay 50m	Yuluc 50m	Yuluc 80m
Años de medición	2008			
	2009	2009	2009	
	2010	2010	2010	
	2011	2011	2011	
	2012	2012	2012	2012
			2013	2013
			2014	2014
			2015	2015
			2016	2016
			2017	2017
			2018	2018
			2019	2019
		2020	2020	



Villarrubia [31] recomienda para el análisis descriptivo del viento, realizar dicho análisis en base a un “año promedio” de un periodo mínimo de registros de entre 5 y 10 años con el fin de tener resultados significativos. Para este trabajo se seleccionaron los siguientes años de registro:

- 2010 y 2011 para las estaciones Uchucay 40m y 50m.
- 2013 y 2014 para las estaciones Yuluc 50m y 80m.

Los años anteriormente seleccionados cumplen con los siguientes requerimientos:

- Congruencia de los datos, debido a que, en años posteriores de medición, las estaciones reflejaron mediciones erróneas en comparación con los años anteriores, los cuales presentan un comportamiento típico de la velocidad del viento.
- Disponibilidad completa anual de las mediciones.

3.2.2.1 Procesamiento de registros.

El procesamiento de los registros seleccionados se realiza a través del software SYMPHONIE DATA RETRIEVER de la marca NRG.

En el análisis de los registros de la velocidad del viento se tuvo las siguientes consideraciones:

- Según Villarrubia [31] se debe aplicar un factor de corrección a todos los registros (velocidad media diezminutal) de las estaciones meteorológicas, puesto que, la altura del buje del aerogenerador es superior a la altura de medición de las estaciones (93,5 m, ver Tabla 3.1); a continuación, se expresa el factor de corrección en la siguiente ecuación:

$$v' = v \frac{\ln\left(\frac{z'}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (3.1)$$

Donde:

z, z' : son las alturas (en metros) correspondientes a las estaciones meteorológicas (lugar de medición) y del buje de los aerogeneradores, respectivamente.

v, v' : son las velocidades del viento (en m/s) correspondientes a las alturas z y z' , respectivamente.

z_0 : es la longitud de rugosidad del terreno (en metros).

En la tabla se indican las diferentes longitudes de rugosidad para los diferentes terrenos.

Tabla 3.14 Clase de rugosidad y longitudes de rugosidad de los terrenos. [31]

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad del terreno (m)	Tipo de Terreno
0	0,0002	Superficie de agua. Terreno abierto.
0,5	0,0024	Pistas de hormigón, césped.
1	0,03	Campos abiertos sin cercados ni setos. Colinas suavemente redondeadas.
1,5	0,055	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8m situado como mínimo a 1250m.
2	0,1	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8m situado como mínimo a 500m.
2,5	0,2	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8m situado como mínimo a 250m.
3	0,4	Pueblos, bosques y terreno accidentado y desigual.
3,5	0,8	Ciudades con edificios altos.
4	1,6	Grandes ciudades con edificios muy elevados.

En base a la Tabla 3.14, para este trabajo se utiliza el valor 0,03 para la longitud de rugosidad en el emplazamiento del PEMH.

- El análisis debe ser individual para cada estación meteorológica. El año base “año promedio” de estudio, se obtiene a partir del promedio de los años previamente seleccionados para cada estación meteorológica.
- El análisis se realiza de forma anual, así como para los periodos seco y lluvioso que según el ARCONEL [32] corresponden a los meses octubre-marzo y abril-septiembre, respectivamente.
- **Análisis descriptivo anual.**

En la Tabla 3.15 se indica la velocidad media, la desviación estándar y varianza de los registros de las estaciones meteorológicas; en total se analizaron 52560 medias diezminutales de la velocidad del viento a lo largo del “año promedio” de estudio para cada estación.

Tabla 3.15 Parámetros estadísticos anuales de las estaciones meteorológicas. [Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]

	Uchucay 40m	Uchucay 50m	Yuluc 50m	Yuluc 80m
Velocidad media (m/s)	6,52	5,36	5,51	5,57
Desviación estándar (m/s)	5,11	4,80	4,13	4,25
Varianza	0,78	0,90	0,75	0,76

En base a la Tabla 3.15, se concluye que el mayor potencial eólico se encuentra en los alrededores de la estación meteorológica Uchucay 40m (Subcircuito 1) y, que existe una menor variación de la velocidad del viento con respecto a su media en la estación meteorológica Yuluc 50m (Subcircuito 3).

En la Figura 3.10 se indica el histograma de frecuencias de las medias diezminutales de la velocidad del viento a lo largo del año promedio de las estaciones meteorológicas.

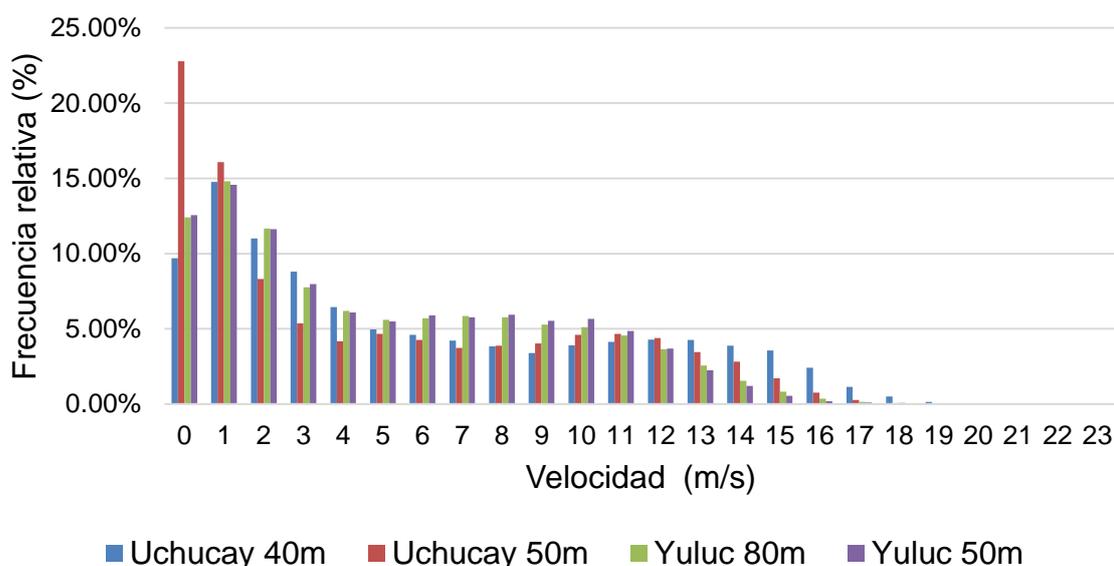


Figura 3.10 Histograma de frecuencias anual de las medias diezminutales. [Elaboración propia]

La velocidad del viento que genera la potencia nominal de los aerogeneradores del PEMH se observa en la Figura 3.5, la cual es 14 m/s, por tanto, se puede concluir que la frecuencia relativa para esta velocidad o superior es menor al 5% en todas las estaciones (ver Figura 3.10).

- **Análisis descriptivo periodo seco (octubre – marzo).**

En la Tabla 3.16 se indica la velocidad media, la desviación estándar y varianza de los registros de las estaciones meteorológicas; en total se analizaron 26208 medias diezminutales de la velocidad del viento de cada estación para este periodo.

Tabla 3.16 Parámetros estadísticos periodo seco (octubre-marzo) de las estaciones meteorológicas.

[Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]

	Uchucay 40m	Uchucay 50m	Yuluc 50m	Yuluc 80m
Velocidad media (m/s)	6,28	5,13	4,96	4,84
Desviación estándar (m/s)	5,07	4,87	3,93	3,95
Varianza	0,81	0,95	0,79	0,82

En base a la Tabla 3.16, se concluye que el mayor potencial eólico del periodo seco se encuentra en los alrededores de la estación meteorológica Uchucay 40m (Subcircuito 1) y, que existe una menor variación de la velocidad del viento con respecto a su media en la estación meteorológica Yuluc 50m (Subcircuito 3).

En la Figura 3.11 se indica el histograma de frecuencias de las medias diezminutales de la velocidad del viento a lo largo del año promedio de las estaciones meteorológicas.

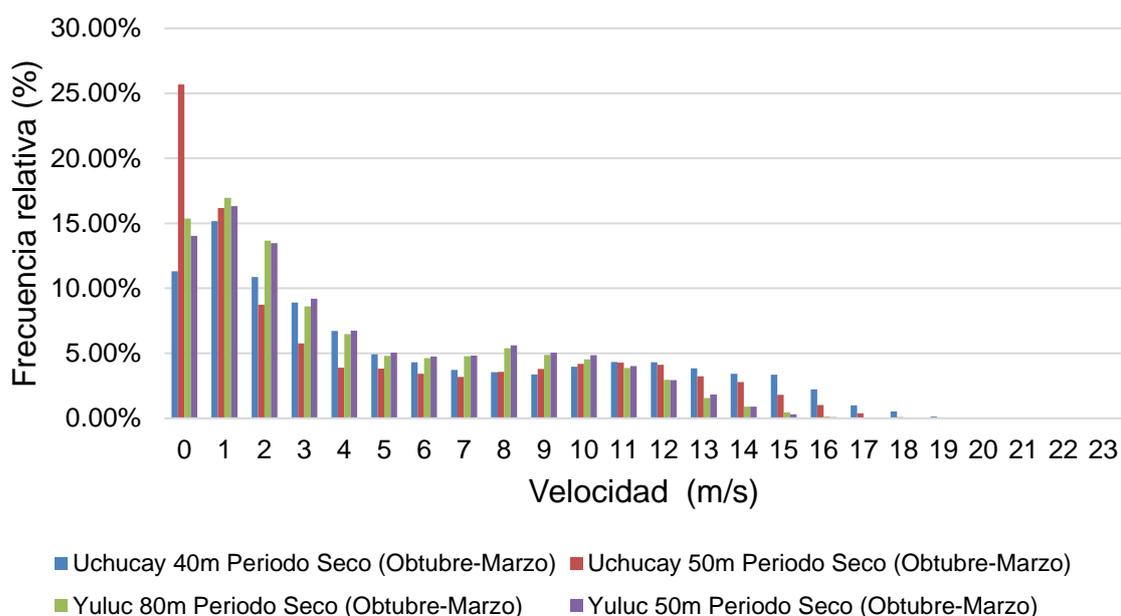


Figura 3.11 Histograma de frecuencias de las medias diezminutales para el periodo seco. [Elaboración propia]

- **Análisis descriptivo periodo lluvioso (abril – septiembre).**

En la Tabla 3.17 se indica la velocidad media, la desviación estándar y varianza de los registros de las estaciones meteorológicas; en total se analizaron 26352 medias diezminutales de la velocidad del viento de cada estación para este periodo.

Tabla 3.17 Parámetros estadísticos periodo lluvioso (abril-septiembre) de las estaciones meteorológicas.

[Elaboración propia, tomado de ELECAUSTRO S.A.]

	Uchucay 40m	Uchucay 50m	Yuluc 50m	Yuluc 80m
Velocidad media (m/s)	6,76	5,59	6,06	6,31
Desviación estándar (m/s)	5,13	4,71	4,24	4,40
Varianza	0,76	0,84	0,70	0,70

En base a la Tabla 3.17, se concluye que el mayor potencial eólico del periodo seco se encuentra en los alrededores de la estación meteorológica Uchucay 40m (Subcircuito 1) y, que existe una menor variación de la velocidad del viento con respecto a su media en las estaciones meteorológica Yuluc 50m (Subcircuito 3) y Yuluc 80m (Subcircuito 4).

En la Figura 3.12 se indica el histograma de frecuencias de las medias diezminutales de la velocidad del viento a lo largo del año promedio de las estaciones meteorológicas.

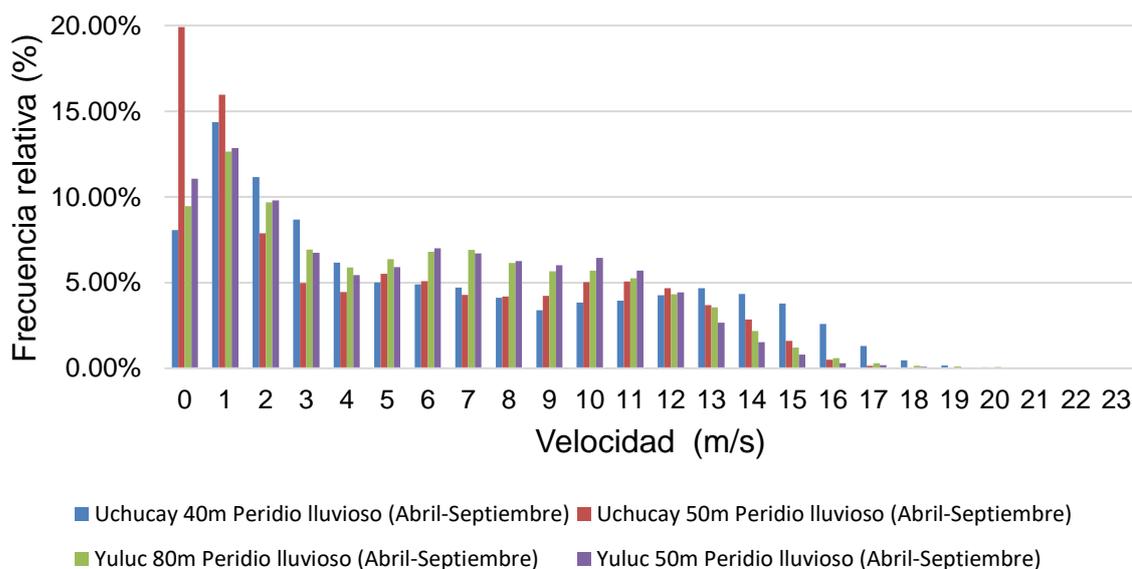


Figura 3.12 Histograma de frecuencias de las medias diezminutales para el periodo lluvioso. [Elaboración propia]



En el Anexo III se muestran las Tablas que se utilizaron para la elaboración de los histogramas de frecuencias de la Figura 3.10, Figura 3.11 y Figura 3.12, así como los resultados mostrados en la Tabla 3.15, Tabla 3.16, y Tabla 3.17.

3.2.2.2 Comparación de registros.

Los histogramas de frecuencia para las medias diezminutales de la velocidad del viento de la sección 3.2.2.1 reflejan comportamientos similares en su distribución. En base al histograma de frecuencias del análisis descriptivo anual (enero-diciembre) se concluye que para velocidades menores a 2,5 m/s (velocidad del viento de corte mostrada en la Tabla 3.1) se tiene un promedio de ocurrencia del 37% del tiempo, por lo que los aerogeneradores no entran en funcionamiento; en el 53% restante del tiempo, los aerogeneradores producirán energía eléctrica a diferentes niveles de potencia correspondientes a la velocidad del viento (ver Figura 3.5); los aerogeneradores producirán energía eléctrica a potencia nominal solamente el 6% del tiempo.

En base al histograma de frecuencias del análisis descriptivo del periodo seco (octubre – marzo) se concluye que para velocidades menores a 2,5 m/s se tiene un promedio de ocurrencia del 41,3% del tiempo, por lo que los aerogeneradores no entran en funcionamiento; en el 58,7% restante del tiempo, estos producirán energía eléctrica a diferentes niveles de potencia correspondientes a la velocidad del viento; además, producirán energía eléctrica a potencia nominal solamente el 5% del tiempo.

En base al histograma de frecuencias del análisis descriptivo del periodo lluvioso (abril – septiembre) se concluye que para velocidades menores a 2,5 m/s se tiene un promedio de ocurrencia del 32,8% del tiempo, por lo que los aerogeneradores no entran en funcionamiento; en el 67,2% restante del tiempo, estos producirán energía eléctrica a diferentes niveles de potencia correspondientes a la velocidad del viento; además, producirán energía eléctrica a potencia nominal solamente el 7% del tiempo.

3.2.2.3 Comportamiento de la velocidad del viento en el emplazamiento del PEMH.

A continuación, se presenta el comportamiento diario típico de la velocidad del viento, para este ejemplo se tomó como referencia el día 8 de enero del 2012 de la estación meteorológica Uchuca y 40m (ver Figura 3.13).

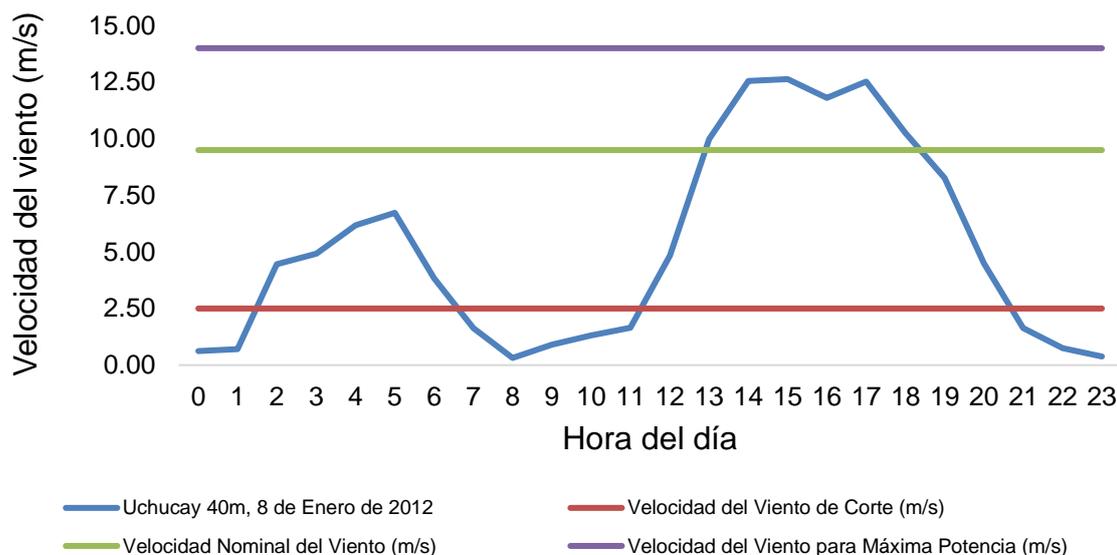


Figura 3.13 Comportamiento de la velocidad del viento en el día 8 de enero del 2012 de la estación meteorológica Uchucay 40m. [Elaboración propia]

En la Figura 3.13 se muestra que la velocidad del viento rebasa la velocidad de corte del aerogenerador de 01:30h a 06:30h y 11:30h a 20:30h, y teniendo solamente velocidades mayores a la nominal del aerogenerador (9,5 m/s) de 13:00h a 19:00h; además, se observa que la velocidad del viento no sobrepasa la velocidad para máxima potencia de producción del aerogenerador (14 m/s).

Los comportamientos diarios del viento siguen la misma tendencia de la Figura 3.13, sin embargo, pueden llegar a tener picos diferentes a cada hora, por lo que, la ilustración de un comportamiento mensual y anual refleja una mejor tendencia del comportamiento de la velocidad del viento que se tiene en el emplazamiento.

La Figura 3.14 muestra el comportamiento diario promedio mensual correspondiente a julio del año 2009 de la estación meteorológica Uchucay 40m, en el cual la velocidad promedio del viento rebasa la velocidad de corte del aerogenerador en todo el día y a la velocidad nominal del aerogenerador de 11:00h a 18:00h, además la velocidad promedio del viento alcanza el límite inferior de la velocidad para máxima potencia; también se puede observar una mitigación de los picos (cambio brusco de la velocidad del viento) en comparación con el comportamiento diario de la Figura 3.13.

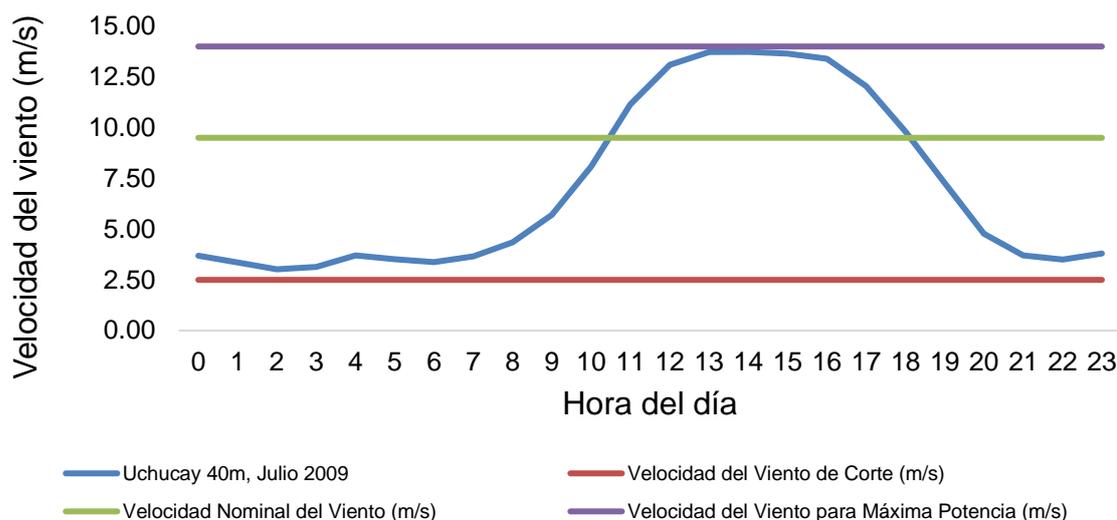


Figura 3.14 Comportamiento diario promedio mensual (Julio 2009) de la velocidad del viento de la estación meteorológica Uchucay 40m. [Elaboración propia]

La Figura 3.15 muestra el comportamiento diario promedio anual correspondiente al año 2010 de la estación meteorológica Uchucay 40m, en el cual la velocidad promedio del viento no rebasa a la velocidad de corte del aerogenerador de 3:00h a 08:00h, por otro lado, llega a rebasar a la velocidad nominal del aerogenerador de 11:00h a 18:00h, además la velocidad promedio del viento supera a la velocidad para máxima potencia del aerogenerador de 12:00h a 14:30h.

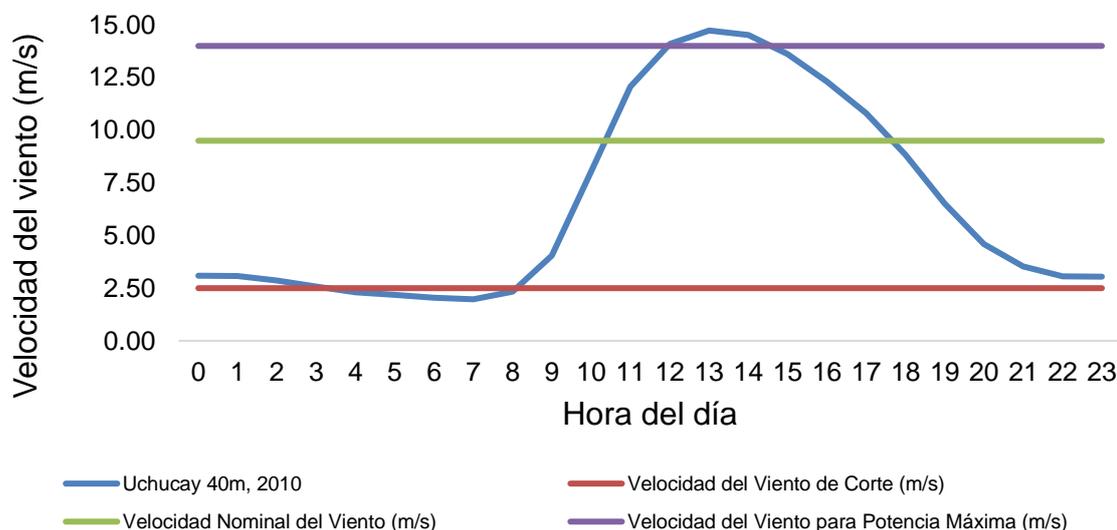


Figura 3.15 Comportamiento diario promedio anual (2010) de la velocidad del viento de la estación meteorológica Uchucay 40m. [Elaboración propia]

La Figura 3.14 y la Figura 3.15 reflejan de manera general el comportamiento diario promedio mensual y anual, por tanto, dentro del periodo de medición,

pueden existir mediciones alejadas del promedio a distintas horas del día; por ejemplo, en la Figura 3.13 se observa un pico ascendente de 01:30h a 06:30h, el cual desaparece en el comportamiento diario promedio mensual y anual. Considerando lo anterior, en las siguientes figuras se presentan las probabilidades diarias de que la velocidad del viento sea mayor o igual a la velocidad de corte y a la de máxima potencia del aerogenerador para los periodos seco y lluvioso del año promedio de la estación Uchucay 40m.

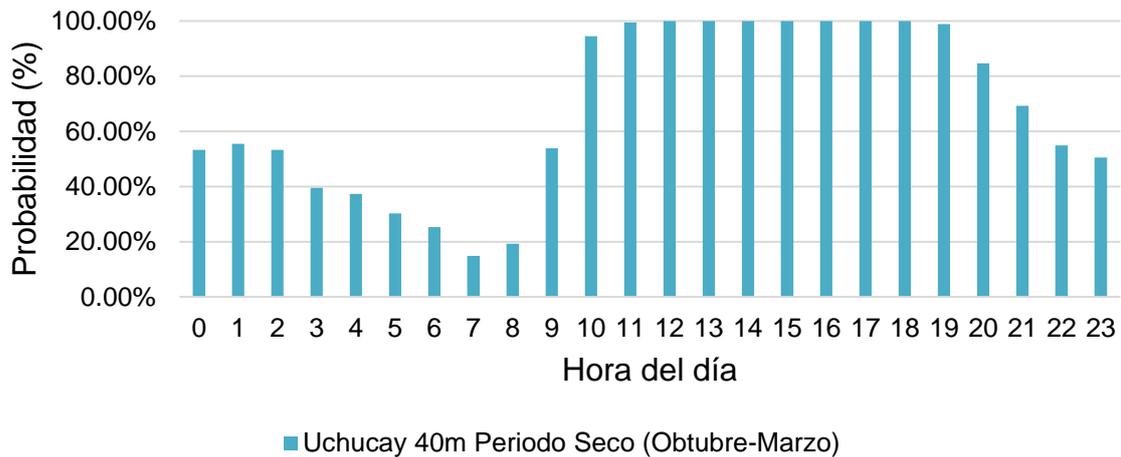


Figura 3.16 Probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor o igual a la velocidad de corte del aerogenerador (2,5 m/s) para el periodo seco de la estación Uchucay 40m. [Elaboración propia]

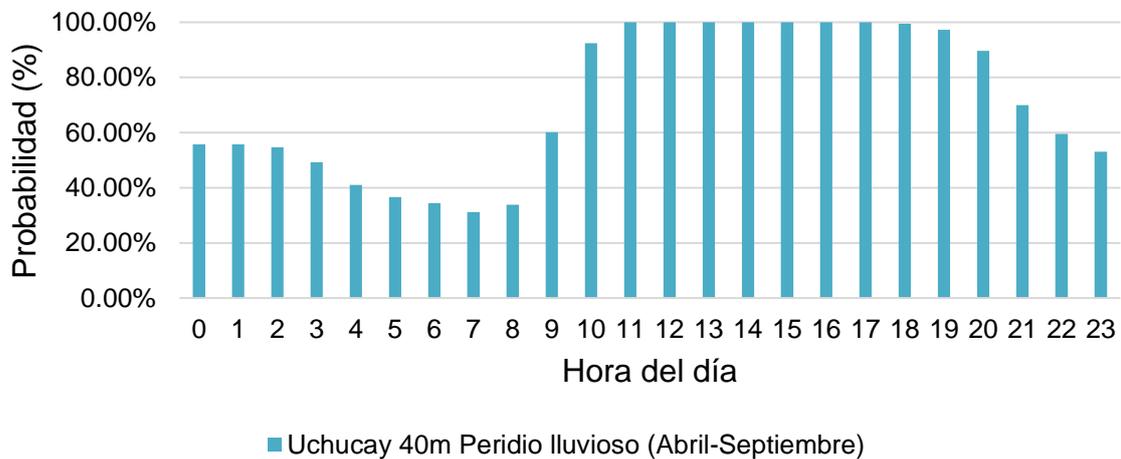


Figura 3.17 Probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor o igual a la velocidad de corte del aerogenerador (2,5 m/s) para el periodo lluvioso de la estación Uchucay 40m. [Elaboración propia]

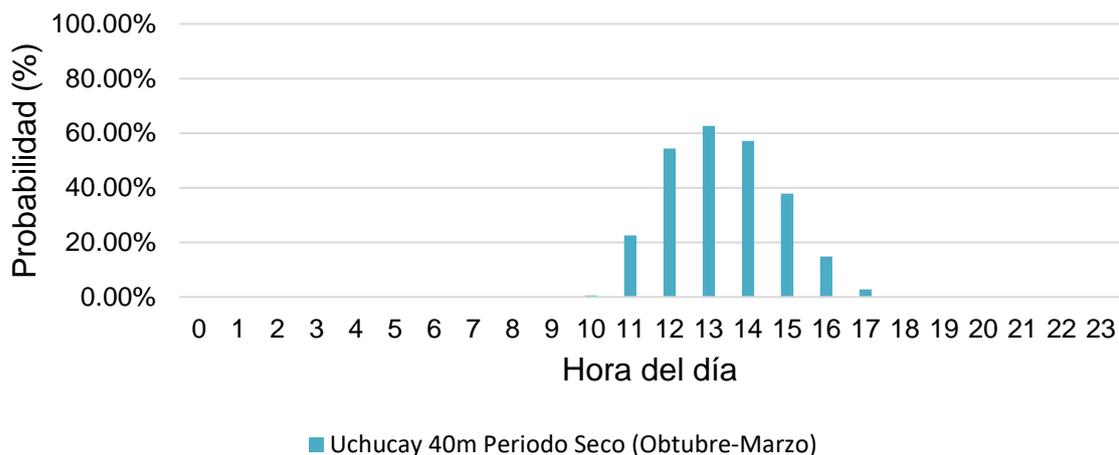


Figura 3.18 Probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor o igual a la velocidad de máxima potencia del aerogenerador (14 m/s) para el periodo seco de la estación Uchuca 40m. [Elaboración propia]

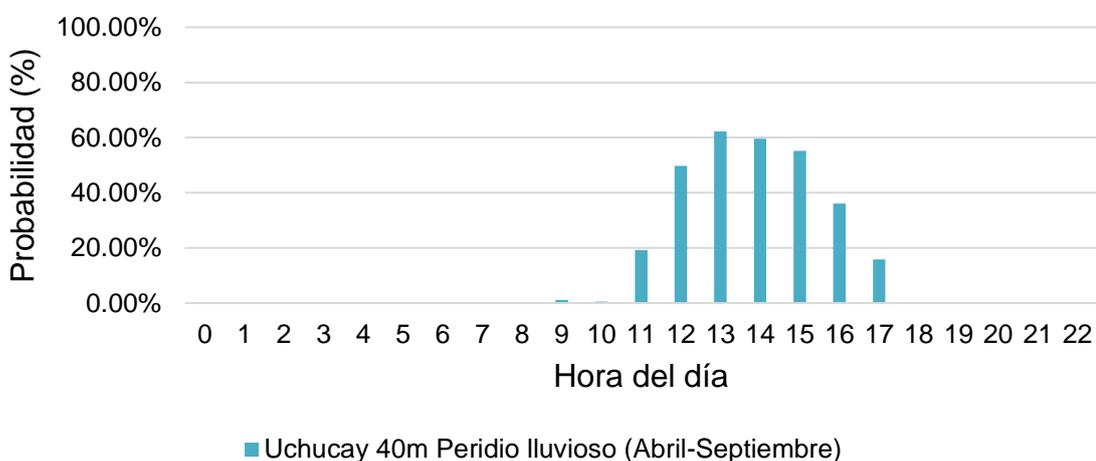


Figura 3.19 Probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor o igual a la velocidad de máxima potencia del aerogenerador (14 m/s) para el periodo lluvioso de la estación Uchuca 40m. [Elaboración propia]

En base a las figuras para los periodos seco y lluvioso (Figura 3.16 y Figura 3.17, respectivamente) se observa que existe una probabilidad de ocurrencia entre el 15% y 60% de 22:00h a 09:00h de que la velocidad viento sea mayor o igual a la velocidad de corte del aerogenerador, en cambio, de 10:00h a 20:00h se tiene una probabilidad de ocurrencia mayor al 85%. Por último, para las figuras restantes (Figura 3.18 y Figura 3.19) solamente se tienen probabilidades entre el 3% y 63% de 11:00h a 17:00h de que la velocidad viento sea mayor o igual a la velocidad de máxima potencia del aerogenerador. En el Anexo IV se muestran las probabilidades del resto de las estaciones meteorológicas para el año promedio.

Finalmente, se concluye que **los aerogeneradores siempre alcanzan su potencia máxima (3200 kW) en los alrededores de las cuatro estaciones meteorológicas**, teniendo la mayor probabilidad de ocurrencia de 12:00h a

14:00h. Además, en los periodos lluviosos existe una mayor probabilidad de igualar o superar la velocidad de máxima de potencia (ver Anexo IV).

3.2.3 Determinación de la potencia media de generación del PEMH para cada subcircuito.

En la sección 3.2.2 se determinó las velocidades medias para cada estación meteorológica para los periodos seco y lluvioso (Tabla 3.16 y Tabla 3.17, respectivamente) con las cuales se determina la potencia de salida del grupo de aerogeneradores para cada subcircuito del circuito colector del PEMH utilizando la tabla de la curva de potencia del aerogenerador del Anexo I.

La curva de potencia del aerogenerador puede ser representada por ecuaciones lineales como poligonales, por tanto, debido a que los valores de las velocidades medias no tienen una potencia correspondiente en la tabla de la curva de potencia del aerogenerador, se debe realizar una interpolación lineal, utilizando la siguiente ecuación:

$$y = \frac{y_1 - y_0}{x_1 - x_0}(x - x_0) + y_0 \quad (3.2)$$

La ecuación (3.2) se obtiene a través de la Figura 3.20, la cual representa un punto en una línea pendiente.

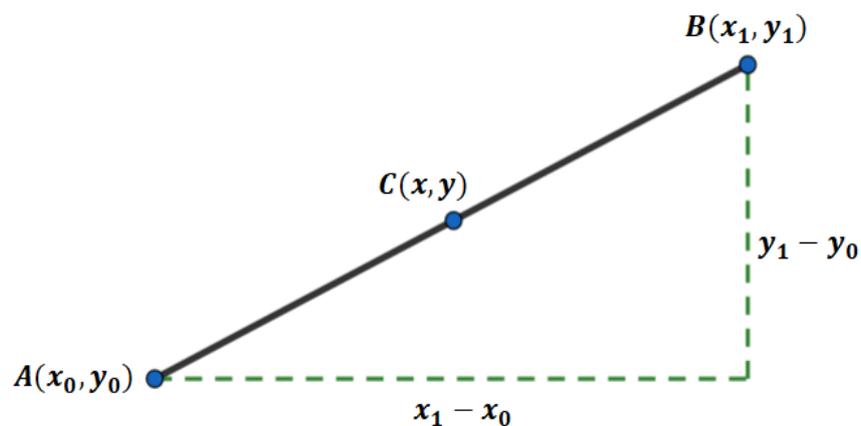


Figura 3.20 Línea pendiente para la interpolación lineal. [Elaboración propia]

Ahora bien, el método de interpolación lineal es válido, puesto que los valores en los extremos (x_0, y_0) y (x_1, y_1) se encuentran próximos entre sí, siendo el eje x , la velocidad del viento y , el eje y , la potencia de salida del aerogenerador. De esta manera se obtienen las potencias de producción media de los aerogeneradores de cada subcircuito para los periodos seco y lluvioso; además, la potencia máxima de salida de los aerogeneradores se concluyó en la sección 3.2.2.3, lo anterior se refleja en la Tabla 3.18.



Tabla 3.18 Producción media de los aerogeneradores de cada subcircuito para los periodos secos y lluvioso.

[Elaboración propia]

Subcircuito	Periodo	Velocidad media (m/s)	Potencia media (MW)	Potencia máxima (MW)
Subcircuito 1 Uchucay 40m	Seco	6,28	1,01	3,2
	Lluvioso	6,76	1,26	3,2
Subcircuito 2 Uchucay 50m	Seco	5,13	0,56	3,2
	Lluvioso	5,59	0,71	3,2
Subcircuito 3 Yuluc 50m	Seco	4,96	0,50	3,2
	Lluvioso	6,06	0,91	3,2
Subcircuito 4 Yuluc 80m	Seco	4,84	0,47	3,2
	Lluvioso	6,31	1,03	3,2

Las potencias determinadas en la Tabla 3.18 son indispensables para la modelación de los aerogeneradores en el software DlgSILENT PowerFactory, permitiendo saber la potencia de salida de cada grupo de aerogeneradores en cada periodo del año.

3.3 Análisis en estado estacionario.

El análisis de estado estacionario se basa en la obtención de las siguientes variaciones: niveles de voltaje en las barras; potencia activa, reactiva y las pérdidas de potencia activa en las líneas de transmisión. Los resultados que se obtendrán indican el efecto de la incorporación del PEMH al SNT, por lo que, se pueden plantear soluciones en caso de requerirlo. La zona de análisis es la previamente seleccionada en la sección 2.1.4. Los escenarios de operación del SEP en el análisis son: los periodos seco y lluvioso en los escenarios de demanda máxima, media y mínima del año **2021**.

Para este análisis se consideran las potencias de producción media y máxima del PEMH (ver Tabla 3.18) para cada caso de estudio debido a la variabilidad del recurso energético primario (viento).

El análisis de estado estacionario se realiza con la ayuda del software DlgSILENT PowerFactory, el cual proporciona los resultados de los flujos de potencia mediante sus simulaciones, por lo que, fue necesario que la base de datos del sistema nacional ecuatoriano y sus escenarios de operación modelados en el software sean proporcionados por el CENACE a través de ELECAUSTRO S.A.

3.3.1 Variaciones en los elementos del SEP en los periodos seco y lluvioso.

Para determinar las variaciones en los elementos del SEP debido a la incorporación del PEMH se debe seguir los siguientes pasos:



1. Calcular los flujos de potencias y niveles de voltaje en la zona de influencia antes de la incorporación del PEMH en los escenarios de demanda máxima, media y mínima del año 2021 para cada periodo. Los resultados se muestran organizados en tablas en el Anexo V y en formato gráfico (simulaciones en DIgSILENT PowerFactory) en el Anexo XII.
2. Calcular los flujos de potencias y niveles de voltaje en la zona de influencia después de la incorporación del PEMH (producción media y máxima) en los escenarios de demanda máxima, media y mínima del año 2021 para cada periodo. Los resultados se muestran organizados en tablas en el Anexo V y en formato gráfico (simulaciones en DIgSILENT PowerFactory) en el Anexo XII.
3. Determinar las variaciones que se presentan debido a la incorporación del PEMH al SNT, esto se obtiene a través de la diferencia de los resultados obtenidos en el punto 2 con respecto al 1, con lo cual se puede saber si existen: sobrecargas en las líneas de transmisión, cambio de dirección en los flujos de potencia o niveles bajos de voltaje en las barras dentro de la zona de influencia.

En base al procedimiento anterior, en la Tabla 3.19 y Tabla 3.20, se muestran las variaciones de los niveles de voltaje (en p.u.) en las barras de la zona de influencia para los periodos seco y lluvioso, respectivamente.

Tabla 3.19 Variación de los niveles de voltaje (en p.u.) en las barras de la zona de influencia – periodo seco.
[Elaboración propia]

Barra	Producción media			Producción máxima		
	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.
Molino 138 kV	0,000	0,000	0,000	-0,003	-0,003	-0,002
Cuenca 138 kV	0,000	-0,001	0,001	-0,009	-0,013	-0,006
Cuenca 69 kV	-0,001	0,000	0,000	-0,007	-0,011	-0,005
Gualaceo 138 kV	0,000	-0,001	0,000	-0,009	-0,013	-0,007
Limón 138 kV	0,000	-0,001	0,000	-0,010	-0,014	-0,008
Delsitanisagua 138 kV	0,000	0,000	0,001	-0,003	-0,005	-0,003
Yanacocha 138 kV	0,001	0,001	0,001	-0,005	-0,007	-0,004
Loja 138 kV	0,001	0,001	0,002	-0,006	-0,007	-0,003
Loja 69 kV	0,001	0,001	0,002	0,000	-0,007	0,003
Villonaco 69 kV	0,001	0,001	0,001	0,001	-0,008	0,002
Villonaco 35 kV	0,001	0,001	0,001	0,001	-0,008	0,002
La Paz 138 kV	0,004	0,004	0,005	-0,006	-0,009	-0,003



Tabla 3.20 Variación de los niveles de voltaje (en p.u.) en las barras de la zona de influencia - periodo lluvioso.
[Elaboración propia]

Barra	Producción media			Producción máxima		
	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.
Molino 138 kV	-0,001	-0,001	0,000	-0,002	-0,003	-0,002
Cuenca 138 kV	0,000	-0,002	0,000	-0,005	-0,010	-0,009
Cuenca 69 kV	0,001	-0,001	0,001	-0,003	-0,008	-0,007
Gualaceo 138 kV	0,001	-0,002	0,001	-0,005	-0,010	-0,008
Limón 138 kV	0,001	-0,002	0,001	-0,005	-0,010	-0,009
Delsitanisagua 138 kV	0,002	0,001	0,001	-0,002	-0,003	-0,002
Yanacocha 138 kV	0,002	0,001	0,001	-0,003	-0,006	-0,005
Loja 138 kV	0,003	0,000	0,001	-0,003	-0,006	-0,005
Loja 69 kV	-0,003	0,000	0,001	-0,003	0,000	0,002
Villonaco 69 kV	-0,004	0,000	0,001	-0,003	0,000	0,001
Villonaco 35 kV	-0,004	0,001	0,001	-0,003	0,000	0,001
La Paz 138 kV	0,007	0,004	0,006	0,000	-0,007	-0,004

En la Tabla 3.21 y Tabla 3.22, se muestran las variaciones de la potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para los periodos seco y lluvioso.

Tabla 3.21 Variaciones de la potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia – periodo seco. [Elaboración propia]

Línea de transmisión	Producción media			Producción máxima		
	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.
Cuenca-Molino 138 kV (1)	3,160	3,130	-3,170	15,480	15,220	-15,600
Cuenca-Molino-138 kV (2)	3,160	3,130	-3,170	15,480	15,220	-15,600
Gualaceo-Cuenca 138 kV	0,000	0,000	0,000	-0,040	-0,060	-0,030
Limón-Gualaceo 138 kV	0,000	0,000	0,000	-0,030	-0,040	-0,030
Yanacocha-Cuenca 138kV	2,790	2,810	2,830	14,370	14,570	14,530
Yanacocha-La Paz 138 kV	-2,790	-2,810	-2,830	-14,380	-14,570	-14,540
La Paz-Cuenca 138 kV	7,430	7,430	7,370	36,540	36,470	36,310
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	0,000	0,000	0,000	0,000	-0,010	0,000
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	0,000	0,000	0,000	0,000	-0,010	0,000
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000



Tabla 3.22 Variaciones de la potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Línea de transmisión	Producción media			Producción máxima		
	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.
Cuenca-Molino 138 kV (1)	-5,010	4,790	-4,880	-9,640	15,300	-6,440
Cuenca-Molino-138 kV (2)	-5,010	4,790	-4,880	-9,640	15,300	-6,440
Gualaceo-Cuenca 138 kV	0,000	0,000	0,000	-0,020	-0,040	-0,040
Limón-Gualaceo 138 kV	0,000	-0,010	0,000	-0,010	-0,040	-0,030
Yanacocha-Cuenca 138kV	4,390	4,360	4,400	14,350	14,530	14,610
Yanacocha-La Paz 138 kV	-4,390	-4,350	-4,400	-14,350	-14,540	-14,620
La Paz-Cuenca 138 kV	11,200	11,430	11,370	36,110	36,560	36,410
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	-0,010	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	-0,010	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

En la Tabla 3.23 y Tabla 3.24, se muestran las variaciones de la potencia reactiva (en MVAR) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para los periodos seco y lluvioso.

Tabla 3.23 Variaciones de la potencia reactiva (en MVAR) en las líneas de transmisión de la zona de influencia – periodo seco. [Elaboración propia]

Línea de transmisión	Producción media			Producción máxima		
	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.
Cuenca-Molino 138 kV (1)	0,740	0,850	0,820	6,320	8,360	6,810
Cuenca-Molino-138 kV (2)	0,740	0,850	0,820	6,320	8,360	6,810
Gualaceo-Cuenca 138 kV	0,010	0,020	0,000	0,340	0,500	0,300
Limón-Gualaceo 138 kV	0,010	0,020	0,000	0,270	0,390	0,240
Yanacocha-Cuenca 138kV	-0,250	-0,370	-0,160	-1,040	-2,050	-0,390
Yanacocha-La Paz 138 kV	1,170	1,170	1,230	-3,840	-4,310	-3,280
La Paz-Cuenca 138 kV	-0,600	-0,750	-0,600	4,620	3,620	4,870
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	0,470	0,420	0,570	-2,470	-3,360	0,440
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	0,470	0,420	0,570	-2,470	-3,360	0,440
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	-0,010	0,010	-0,020	0,010	-0,110	-0,010
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	-0,010	0,010	-0,020	0,010	-0,110	-0,010



Tabla 3.24 Variaciones de la potencia reactiva (en MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Línea de transmisión	Producción media			Producción máxima		
	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.
Cuenca-Molino 138 kV (1)	0,940	1,680	0,950	5,880	7,230	7,150
Cuenca-Molino-138 kV (2)	0,940	1,680	0,950	5,880	7,230	7,150
Gualaceo-Cuenca 138 kV	-0,020	0,060	-0,020	0,170	0,380	0,360
Limón-Gualaceo 138 kV	-0,030	0,050	-0,010	0,130	0,300	0,280
Yanacocha-Cuenca 138kV	0,090	-0,610	-0,210	1,440	-1,720	-1,180
Yanacocha-La Paz 138 kV	1,110	1,050	1,370	-2,580	-3,730	-3,390
La Paz-Cuenca 138 kV	-0,070	-0,590	-0,300	6,350	3,800	4,080
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	0,620	0,230	0,260	-0,590	-2,350	2,360
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	0,620	0,230	0,260	-0,590	-2,350	2,360
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	0,000	0,000	-0,020	0,010	0,010	-0,010
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	0,000	0,000	-0,020	0,010	0,010	-0,010

En la Tabla 3.25 y Tabla 3.26, se muestran las variaciones de las pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para los periodos seco y lluvioso.

Tabla 3.25 Variaciones de las pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia – periodo seco. [Elaboración propia]

Línea de transmisión	Producción media			Producción máxima		
	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.
Cuenca-Molino 138 kV (1)	0,069	0,060	-0,039	0,541	0,590	0,015
Cuenca-Molino-138 kV (2)	0,069	0,060	-0,039	0,541	0,590	0,015
Gualaceo-Cuenca 138 kV	0,000	0,000	0,000	0,003	0,004	0,003
Limón-Gualaceo 138 kV	0,000	0,001	0,000	0,010	0,013	0,008
Yanacocha-Cuenca 138kV	0,268	0,315	0,247	1,612	1,894	1,471
Yanacocha-La Paz 138 kV	-0,141	-0,177	-0,138	-0,756	-0,884	-0,659
La Paz-Cuenca 138 kV	0,489	0,678	0,461	3,449	3,992	3,152
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	0,000	0,000	-0,001	-0,001	0,004	0,004
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	0,000	0,000	-0,001	-0,001	0,004	0,004
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000

Tabla 3.26 Variaciones de las pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Línea de transmisión	Producción media			Producción máxima		
	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.
Cuenca-Molino 138 kV (1)	-0,040	0,103	-0,012	0,014	0,502	0,217
Cuenca-Molino-138 kV (2)	-0,040	0,103	-0,012	0,014	0,502	0,217
Gualaceo-Cuenca 138 kV	0,000	0,000	-0,001	0,002	0,003	0,003
Limón-Gualaceo 138 kV	-0,001	0,002	-0,001	0,004	0,010	0,009
Yanacocha-Cuenca 138kV	0,181	0,514	0,469	0,729	1,927	1,762
Yanacocha-La Paz 138 kV	-0,088	-0,283	-0,264	-0,228	-0,919	-0,820
La Paz-Cuenca 138 kV	0,372	0,955	0,883	1,831	3,953	3,641
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	0,000	0,000	-0,001	0,000	0,004	0,005
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	0,000	0,000	-0,001	0,000	0,004	0,005
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

3.3.2 Análisis de resultados.

En base a la Tabla 3.19 y la Tabla 3.20 se concluye que ante la incorporación del PEMH al SNT, los niveles de voltaje en las barras presentan leves variaciones, dentro de las cuales se destacan las siguientes:

- Elevación leve de los niveles de voltajes en la mayor parte de la zona de influencia cuando el PEMH genera energía eléctrica a potencia media para todos los escenarios de demanda en los periodos seco y lluvioso.
- Elevación representativa del nivel de voltaje en “La Paz 138 kV” en comparación con las demás barras de la zona de influencia cuando el PEMH genera energía eléctrica a potencia media para los periodos seco y lluvioso, cabe indicar que el periodo lluvioso refleja una elevación mayor.
- Disminución representativa de los niveles de voltajes en la mayor parte de la zona de influencia cuando el PEMH genera energía eléctrica a potencia máxima para los periodos seco y lluvioso.

Sin embargo, a pensar de las variaciones presentadas anteriormente, los niveles de voltaje de la zona de influencia aún siguen dentro de los rangos aceptables de variación de voltaje, aprobados por la agencia de regulación y control de electricidad (ARCONEL) en base a los estudios realizados por el CENACE (ver Tabla 3.27).



Tabla 3.27 Rangos aceptables de variación de voltaje para condiciones normales de operación. [1]

Nivel voltaje (kV)	Límite inferior	Límite superior
138	-5%	5%
69 y 46	-3%	4%

Además, en la Tabla A5.1 del Anexo V se observa que el nivel de voltaje en la barra 34,5 kV de la subestación Uchucay para los escenarios de demanda mínima y media para el periodo seco se encuentra fuera de los rangos aceptables de variación de voltaje.

De la Tabla 3.21 a la Tabla 3.26 se muestran las variaciones tanto de flujo de potencia activa y reactiva, así como de las pérdidas de potencia activa en las líneas de transmisión, de las cuales se observa lo siguiente:

- Los flujos de potencia activa y reactiva, aumentan y disminuyen en las líneas de transmisión adyacentes al punto de interconexión del PEMH para todos los escenarios de demanda según el periodo en que se simule, tanto como para producción media y máxima del PEMH.
- Existe un incremento de la potencia reactiva generada por la central Delsitanisagua en la mayoría de los escenarios de operación.
- Las pérdidas de potencia activa aumentan en las líneas de transmisión adyacentes al punto de interconexión del PEMH, a excepción de la línea Yanacocha – La Paz 138 kV, la cual, disminuyen en todos los escenarios de operación.
- Los flujos de potencia no sufren cambios significativos en las líneas de transmisión alejadas al punto de interconexión del PEMH.
- La cargabilidad en las líneas de transmisión en todos los escenarios de operación se mantienen por debajo del 88% (ver Anexo V).

3.4 Análisis de contingencias N-1.

El análisis de contingencias N-1 tiene por objetivo verificar la correcta operación de los elementos del SEP ante la salida de uno de estos elementos. Por tanto, debido a la incorporación del PEMH al SNT, es necesario conocer el comportamiento del SEP ante las posibles contingencias N-1, lo que permite comprobar si los elementos (barras y líneas de transmisión) dentro de la zona de influencia del PEMH se encuentran dentro de sus rangos aceptables de operación.

Para el análisis de contingencias N-1 se consideran los siguientes escenarios de desconexión:

- Línea de transmisión Cuenca – La Paz 138 kV (ver Figura 3.21).

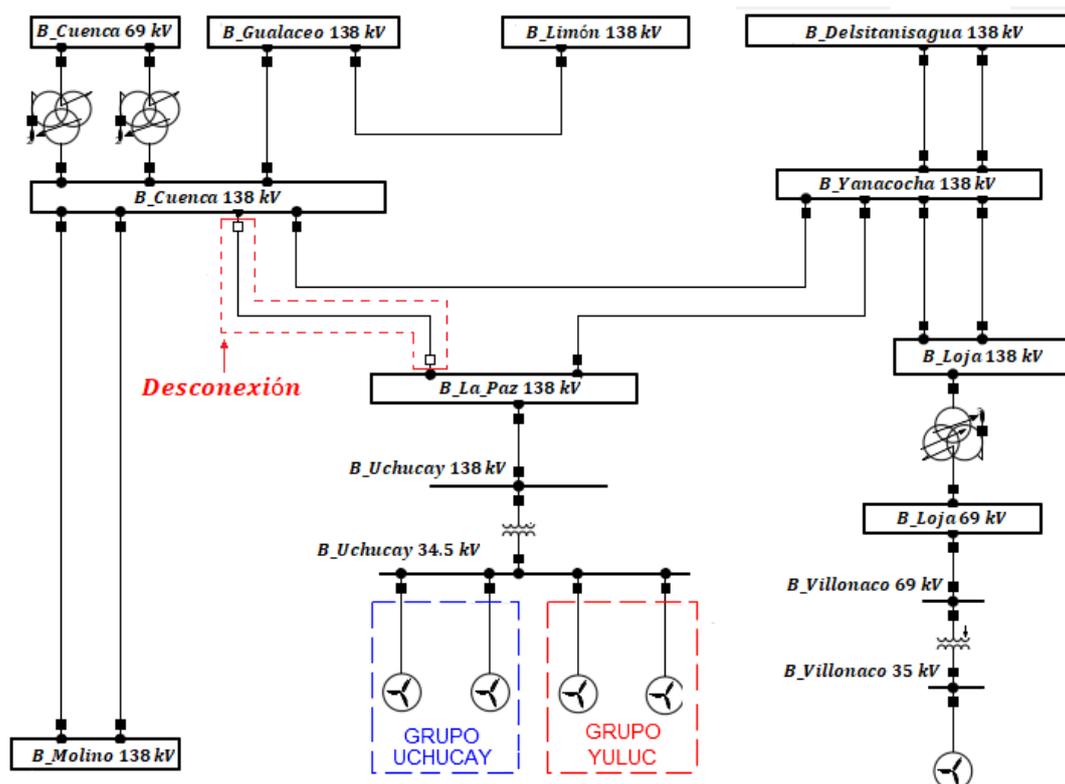


Figura 3.21 Desconexión de la L/T Cuenca – La Paz 138 kV. [Elaboración propia]

- Línea de transmisión Yanacocha – La Paz 138 kV (ver Figura 3.22).

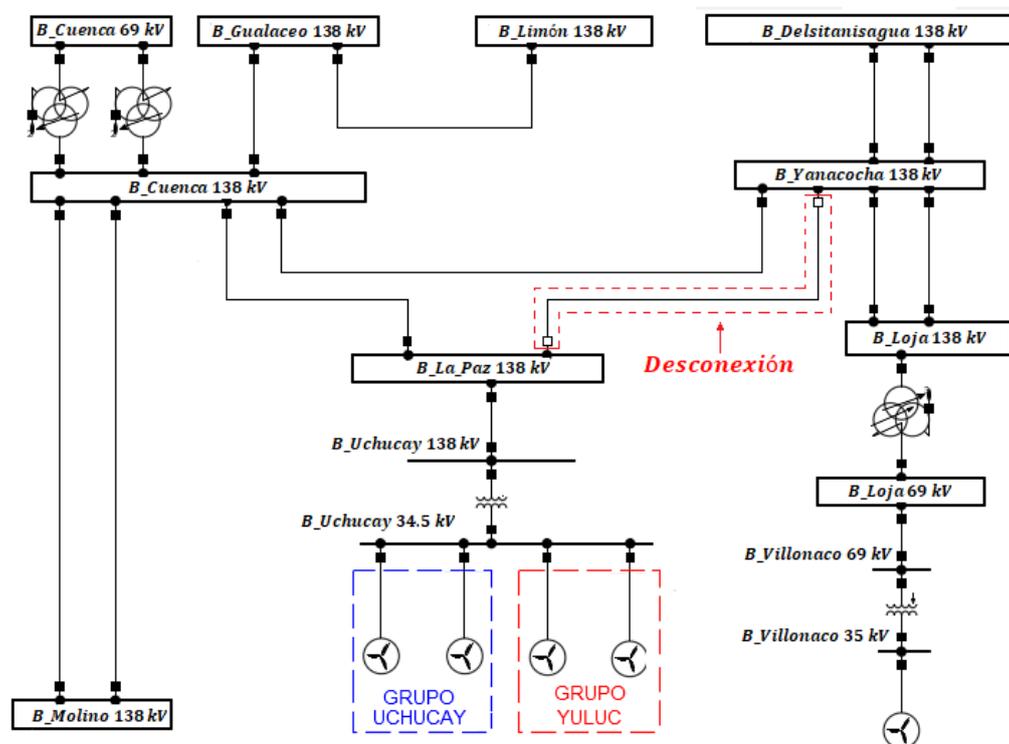


Figura 3.22 Desconexión de la L/T La Paz – Yanacocha 138 kV. [Elaboración propia]

- Línea de transmisión Cuenca – Yanacocha 138 kV (ver Figura 3.23).

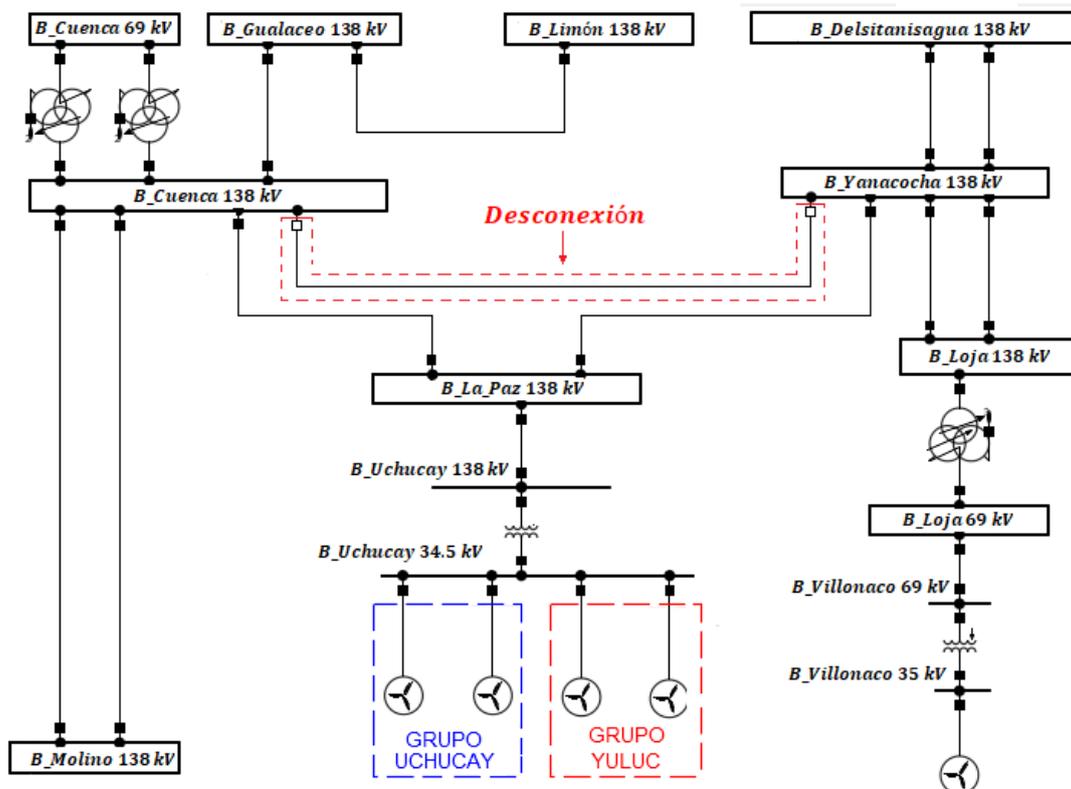


Figura 3.23 Desconexión de la L/T Cuenca – Yanacocha 138 kV. [Elaboración propia]

- Central hidroeléctrica Delsitanisagua.

Los escenarios de desconexión se seleccionaron conjuntamente con ELECAUSTRO S.A., debido a que se encuentran en las cercanías del punto de interconexión del PEMH al SNT.

El proceso de obtención de resultados para el análisis de contingencias N–1 sigue los siguientes pasos:

1. Calcular los niveles de voltaje en las barras, flujos de potencias y la cargabilidad de las líneas de transmisión, en la zona de influencia después de la incorporación del PEMH para cada escenario de desconexión en todos los escenarios de operación. Los resultados se muestran organizados en tablas en el Anexo VI y en formato gráfico (simulaciones en DlgSILENT PowerFactory) en el Anexo XII.
2. Comprobar que los elementos restantes (barras y líneas de transmisión) de la zona de influencia del PEMH se encuentren dentro de sus rangos aceptables de operación (ver Tabla 3.28 y Tabla 3.29) para cada escenario de desconexión en todos los escenarios de operación y, en

caso de que los elementos se encuentren fuera de estos rangos se sugieren posibles soluciones.

Tabla 3.28 Rangos aceptables de variación de voltaje para condiciones de emergencia. [1]

Nivel voltaje (kV)	Límite inferior	Límite superior
138	-10%	6%
69 y 46	-5%	6%

Tabla 3.29 Sobrecarga permitida en las líneas de transmisión para condiciones de emergencia. [1]

Nivel voltaje (kV)	Sobrecarga permisible
230	+10%
138	

En la Tabla 3.30, Tabla 3.31, Tabla 3.32 y Tabla 3.33 se muestra el análisis de los elementos que se encuentran fuera de los rangos aceptables de operación para cada escenario de desconexión en todos los escenarios de operación.

Tabla 3.30 Salida de la línea de transmisión Cuenca – La Paz 138 kV. [Elaboración propia]

Elemento	Problema	Niveles	Demanda	Producción del PEMH	Posibles acciones a tomar
Periodo seco					
Barra Cuenca 69 kV	Subvoltaje	0,946	Media	Máxima	Incremento de potencia reactiva
Barra Loja 69 KV	Subvoltaje	0,926	Media	Máxima	Incremento de potencia reactiva
Barra Villonaco 69 kV	Subvoltaje	0,926	Media	Máxima	Incremento de potencia reactiva
Barra Villonaco 35 kV	Subvoltaje	0,926	Media	Máxima	Incremento de potencia reactiva
Barra Uchucay 34,5 kV	Subvoltaje	0,916	Mínima	Máxima	Incremento de potencia reactiva
Barra Uchucay 34,5 kV	Subvoltaje	0,928	Media	Máxima	Incremento de potencia reactiva
Línea Yanacocha-Cuenca 138 kV	Sobrecarga	144,51% (152,10 MW)	Mínima	Máxima	Repotenciar la línea de transmisión. Disminución de generación en central Delsitanisagua o en el PEMH
Línea Yanacocha-Cuenca 138 kV	Sobrecarga	122,23% (135,79 MW)	Media	Media	Repotenciar la línea de transmisión. Disminución de generación en central Delsitanisagua
Línea Yanacocha-Cuenca 138 kV	Sobrecarga	164,59% (173,99 MW)	Media	Máxima	Repotenciar la línea de transmisión. Disminución de generación en



					central Delsitanisagua
Línea Yanacocha-Cuenca 138 kV	Sobrecarga	134,25% (147,76 MW)	Máxima	Máxima	Repotenciar la línea de transmisión. Disminución de generación en central Delsitanisagua o en el PEMH
Periodo lluvioso					
Barra Uchucay 34,5 kV	Subvoltaje	0,934	Media	Máxima	Incremento de potencia reactiva
Línea Yanacocha-Cuenca 138 kV	Sobrecarga	131,59% (146,17 MW)	Media	Media	Repotenciar la línea de transmisión. Disminución de generación en central Delsitanisagua
Línea Yanacocha-Cuenca 138 kV	Sobrecarga	168,13% (179,06 MW)	Media	Máxima	Disminución de generación en central Delsitanisagua
Línea Yanacocha-Cuenca 138 kV	Sobrecarga	121,49% (138,27 MW)	Máxima	Media	Repotenciar la línea de transmisión. Repotenciar la línea de transmisión. Disminución de generación en central Delsitanisagua y en el PEHM.
Línea Yanacocha-Cuenca 138 kV	Sobrecarga	155,90% (171,38 MW)	Máxima	Máxima	Repotenciar la línea de transmisión. Disminución de generación en central Delsitanisagua y en el PEHM.

Tabla 3.31 Salida de la línea de transmisión Yanacocha – La Paz 138 kV. [Elaboración propia]

Elemento	Problema	Niveles	Demanda	Producción del PEMH	Posibles acciones a tomar
Periodo seco					
Línea Yanacocha-Cuenca 138 kV	Sobrecarga	113,21% (125,78 MW)	Media	Máxima	Repotenciar la línea de transmisión. Disminución de generación en central Delsitanisagua
Línea Yanacocha-Cuenca 138 kV	Sobrecarga	113,48% (125,77 MW)	Máxima	Máxima	Repotenciar la línea de transmisión. Disminución de generación en



					central Delsitanisagua
Periodo lluvioso					
Línea Yanacocha-Cuenca 138 kV	Sobrecarga	117,46% (130,82 MW)	Media	Media	Repotenciar la línea de transmisión. Disminución de generación en central Delsitanisagua
Línea Yanacocha-Cuenca 138 kV	Sobrecarga	117,66% (130,82 MW)	Media	Máxima	Repotenciar la línea de transmisión. Disminución de generación en central Delsitanisagua

Tabla 3.32 Salida de la línea de transmisión Cuenca – Yanacocha 138 kV. [Elaboración propia]

Elemento	Problema	Niveles	Demanda	Producción del PEMH	Posibles acciones a tomar
Periodo seco					
Barra Cuenca 69 kV	Subvoltaje	0,944	Media	Máxima	Incremento de potencia reactiva
Barra La Paz 138 KV	Subvoltaje	0,896	Media	Máxima	Incremento de potencia reactiva
Barra Uchucay 138 kV	Subvoltaje	0,895	Media	Máxima	Incremento de potencia reactiva
Barra Uchucay 34,5 kV	Subvoltaje	0,949	Mínima	Media	Incremento de potencia reactiva
Barra Uchucay 34,5 kV	Subvoltaje	0,942	Media	Media	Incremento de potencia reactiva
Barra Uchucay 34,5 kV	Subvoltaje	0,897	Mínima	Máxima	Incremento de potencia reactiva
Barra Uchucay 34,5 kV	Subvoltaje	0,875	Media	Máxima	Incremento de potencia reactiva
Barra Uchucay 34,5 kV	Subvoltaje	0,928	Máxima	Máxima	Incremento de potencia reactiva
Línea La Paz-Cuenca 138 kV	Sobrecarga	145,36% (147,07 MW)	Mínima	Máxima	Repotenciar la línea de transmisión. Disminución de generación en central Delsitanisagua o en el PEMH
Línea Yanacocha-La Paz 138 kV	Sobrecarga	112,88% (125,79 MW)	Media	Media	Repotenciar la línea de transmisión. Disminución de generación en central Delsitanisagua
Línea Yanacocha-La Paz 138 kV	Sobrecarga	115,11% (125,73 MW)	Media	Máxima	Repotenciar la línea de transmisión. Disminución de generación en



					central Delsitanisagua
Línea La Paz- Cuenca 138 kV	Sobrecarga	121,37% (126,52 MW)	Media	Media	Repotenciar la línea de transmisión. Disminución de generación en central Delsitanisagua
Línea La Paz- Cuenca 138 kV	Sobrecarga	165,60% (165,95 MW)	Media	Máxima	Repotenciar la línea de transmisión. Disminución de generación en central Delsitanisagua
Línea La Paz- Cuenca 138 kV	Sobrecarga	135,76% (143,61 MW)	Máxima	Máxima	Repotenciar la línea de transmisión. Disminución de generación en central Delsitanisagua o en el PEMH
Periodo lluvioso					
Barra Uchucay 34,5 kV	Subvoltaje	0,946	Media	Media	Incremento de potencia reactiva
Barra Uchucay 34,5 kV	Subvoltaje	0,887	Media	Máxima	Incremento de potencia reactiva
Barra Uchucay 34,5 kV	Subvoltaje	0,917	Máxima	Máxima	Incremento de potencia reactiva
Línea Yanacocha- La Paz 138 kV	Sobrecarga	117,11% (130,83 MW)	Media	Media	Disminución de generación en central Delsitanisagua
Línea Yanacocha- La Paz 138 kV	Sobrecarga	118,92% (130,7 MW)	Media	Máxima	Repotenciar la línea de transmisión. Disminución de generación en central Delsitanisagua
Línea La Paz- Cuenca 138 kV	Sobrecarga	130,60% (136,26 MW)	Media	Media	Repotenciar la línea de transmisión. Disminución de generación en central Delsitanisagua
Línea La Paz- Cuenca 138 kV	Sobrecarga	168,78% (170,38 MW)	Media	Máxima	Repotenciar la línea de transmisión. Disminución de generación en central Delsitanisagua
Línea La Paz- Cuenca 138 kV	Sobrecarga	120,75% (129,97 MW)	Máxima	Media	Repotenciar la línea de transmisión. Disminución de generación en central Delsitanisagua o en el PEMH



Línea La Paz-Cuenca 138 kV	Sobrecarga	156,94% (164,26 MW)	Máxima	Máxima	Repotenciar la línea de transmisión. Disminución de generación en central Delsitanisagua y en el PEHM.
----------------------------	------------	------------------------	--------	--------	---

Tabla 3.33 Salida de la central hidroeléctrica Delsitanisagua. [Elaboración propia]

Elemento	Problema	Niveles	Demanda	Producción del PEMH	Posibles acciones a tomar
Periodo Seco					
Barra Uchucay 34,5 kV	Subvoltaje	0,937	Máxima	Máxima	Incremento de potencia reactiva
Periodo Lluvioso					
Los valores de los elementos se encuentran dentro de rangos tolerables					

Cuando se presenten problemas de subvoltaje en las barras de la zona de influencia se recomienda el incremento de potencia reactiva de las centrales de generación cercanas a las barras afectadas, asimismo para problemas de sobrecarga de líneas de transmisión se recomienda la repotenciación de las líneas de transmisión o en ultima instancia la disminución de generación en la central Delsitanisagua o en el PEHM. En la Tabla 3.30, Tabla 3.31, Tabla 3.32 y Tabla 3.33 se presentan las posibles acciones a tomar (recomendaciones) para los respectivos problemas que presenta cada elemento cuando se produce una contingencia N – 1.



Capítulo 4

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS Y VERIFICACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

El capítulo inicia con el estudio de cortocircuitos en las barras de la zona de influencia del PEMH, antes y después de su incorporación, el cual tiene como objetivo, determinar las variaciones en la corriente subtransitoria (I_{kss}) y potencia de cortocircuito subtransitoria (S_{kss}). El análisis se realiza para las corrientes de cortocircuito mínimas y máximas en los periodos seco y lluvioso.

El capítulo finaliza con la verificación del sistema de protecciones de las líneas adyacentes a la subestación (La Paz) que interconecta al PEMH con el SNT, para lo cual, se realiza una coordinación propia del sistema de protecciones con la base de datos actuales proporcionados por ELECAUSTRO S.A. antes de la incorporación del PEMH, con el fin de emular el sistema de protecciones real, y al momento de la incorporación del PEMH poder de manera equivalente verificar, si el sistema de protecciones en las líneas adyacentes a la subestación La Paz satisfacen su correcto funcionamiento.

4.1 Cálculo de las corrientes de cortocircuito.

El cálculo de las corrientes de cortocircuito se basa en la obtención de las corrientes de cortocircuito mínimas y máximas en las barras de la zona de influencia del PEMH en los periodos seco y lluvioso para el año **2021**, para lo cual se calculan las corrientes generadas para las siguientes fallas: trifásica, bifásica, bifásica a tierra y monofásica. El cálculo se realiza antes y después de la incorporación del PEMH al SNT, permitiendo determinar las variaciones de las corrientes de cortocircuito para cada tipo de falla, con las cuales se analiza el efecto que tendrá dicha incorporación.

El cálculo de las corrientes de cortocircuito se realiza en el software DlgSILENT PowerFactory utilizando el método completo, dado que los parámetros proporcionados por ELECAUSTRO S.A. de los aerogeneradores (ver Tabla 4.1), corresponden al método completo. Además, este método entrega resultados más precisos, puesto que considera el funcionamiento previo del sistema inmediatamente después del inicio de la falla [33]. Asimismo, se considera la producción media del PEMH para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, debido a que los niveles de voltaje en las barras de la zona de influencia disminuyen con producción máxima del PEMH para los periodos seco y lluvioso (ver Tabla 3.19 y Tabla 3.20), por lo que, las corrientes de cortocircuito disminuirán con la aplicación del método completo; por otra parte, para obtener las corrientes de cortocircuito mínimas y máximas se utilizan los escenarios de demanda mínima y máxima, respectivamente, de la base de datos del sistema nacional ecuatoriano proporcionados por ELECAUSTRO S.A.



El factor k de la Tabla 4.1 representa la contribución de corriente reactiva de los aerogeneradores [34].

Tabla 4.1 Parámetros de cada aerogenerador para el cálculo de las corrientes de cortocircuito mediante el método completo. [ELECAUSTRO S.A.]

Parámetro	Valor
Nivel de cortocircuito subtransitorio	3,5 MVA
Relación R a X''	0,1
Factor k	2
Máxima corriente	1,03 p.u.

4.1.1 Variaciones de las corrientes y potencias subtransitorias de cortocircuito en los periodos seco y lluvioso.

Para determinar las variaciones de las corrientes y potencias de cortocircuito debido a la incorporación del PEMH se debe seguir los siguientes pasos:

1. Calcular las corrientes y potencias subtransitorias de cortocircuito en las barras de la zona de influencia antes de la incorporación del PEMH en los escenarios de demanda máxima y mínima del año 2021 para cada periodo. Los resultados se muestran organizados en tablas en el Anexo VII y en formato gráfico (simulaciones en DlgSILENT PowerFactory) en el Anexo XII.
2. Calcular las corrientes y potencias de cortocircuito subtransitorias en las barras de la zona de influencia después de la incorporación del PEMH (con producción media) en los escenarios de demanda máxima y mínima del año 2021 para cada periodo. Los resultados se muestran organizados en tablas en el Anexo VII y en formato gráfico (simulaciones en DlgSILENT PowerFactory) en el Anexo XII.
3. Determinar las variaciones las corrientes y potencias subtransitorias de cortocircuito que se presentan debido a la incorporación del PEMH al SNT, esto se obtiene a través de la diferencia de los resultados obtenidos en el punto 2 con respecto al 1.

En base al procedimiento anterior, en la Tabla 4.2 y Tabla 4.3 se muestran las variaciones de las corrientes y potencias subtransitorias de cortocircuito en las barras de la zona de influencia del PEMH para una falla trifásica en los periodos seco y lluvioso, respectivamente.



Tabla 4.2 Variaciones de las corrientes de cortocircuito para una falla trifásica – periodos seco y lluvioso.
[Elaboración propia]

Barra	Periodo seco		Periodo lluvioso	
	Máy. Corrientes	Mín. Corrientes	Máy. Corrientes	Mín. Corrientes
	Ikss (kA)	Ikss (kA)	Ikss (kA)	Ikss (kA)
Molino 138 kV	0,031	0,033	0,026	0,049
Cuenca 138 kV	0,084	0,084	0,078	0,115
Cuenca 69 kV	0,093	0,098	0,081	0,137
Gualaceo 138 kV	0,020	0,021	0,020	0,032
Limón 138 kV	0,004	0,005	0,005	0,009
Delsitanisagua 138 kV	0,052	0,055	0,053	0,055
Yanacocha 138 kV	0,074	0,076	0,073	0,076
Loja 138 kV	0,054	0,057	0,055	0,062
Loja 69 kV	0,033	0,035	0,034	0,071
Villonaco 69 kV	0,024	0,025	0,025	0,052
Villonaco 35 kV	0,009	0,010	0,009	0,015
La Paz 138 kV	0,173	0,173	0,173	0,175

Tabla 4.3 Variaciones de las potencias de cortocircuito para una falla trifásica – periodos seco y lluvioso.
[Elaboración propia]

Barra	Periodo seco		Periodo lluvioso	
	Máy. Corrientes	Mín. Corrientes	Máy. Corrientes	Mín. Corrientes
	Skss (MVA)	Skss (MVA)	Skss (MVA)	Skss (MVA)
Molino 138 kV	7,400	8,050	6,230	11,790
Cuenca 138 kV	20,170	20,260	18,640	27,440
Cuenca 69 kV	11,060	11,780	9,740	16,410
Gualaceo 138 kV	4,810	5,070	4,600	7,660
Limón 138 kV	1,030	1,060	1,080	1,960
Delsitanisagua 138 kV	12,500	13,060	12,510	13,180
Yanacocha 138 kV	17,610	18,130	17,590	18,260
Loja 138 kV	13,100	13,570	13,080	14,990
Loja 69 kV	3,950	4,090	3,970	8,460
Villonaco 69 kV	2,890	3,050	2,910	6,230
Villonaco 35 kV	0,530	0,610	0,540	0,940
La Paz 138 kV	41,430	41,200	41,330	41,920

En la Tabla 4.4 y Tabla 4.5 se muestran las variaciones de las corrientes y potencias subtransitorias de cortocircuito en las barras de la zona de influencia



del PEMH para una falla bifásica en los periodos seco y lluvioso, respectivamente.

Tabla 4.4 Variaciones de las corrientes de cortocircuito para una falla bifásica – periodos seco y lluvioso.
[Elaboración propia]

Barra	Periodo seco		Periodo lluvioso	
	Máx. Corrientes	Mín. Corrientes	Máx. Corrientes	Mín. Corrientes
	Ikss (kA)	Ikss (kA)	Ikss (kA)	Ikss (kA)
Molino 138 kV	0,010	0,011	0,006	0,018
Cuenca 138 kV	0,034	0,034	0,029	0,049
Cuenca 69 kV	0,039	0,041	0,030	0,061
Gualaceo 138 kV	0,008	0,009	0,008	0,015
Limón 138 kV	0,002	0,002	0,002	0,004
Delsitanisagua 138 kV	0,022	0,023	0,023	0,025
Yanacocha 138 kV	0,031	0,032	0,032	0,034
Loja 138 kV	0,024	0,025	0,024	0,028
Loja 69 kV	0,015	0,016	0,016	0,042
Villonaco 69 kV	0,012	0,012	0,011	0,030
Villonaco 35 kV	0,004	0,005	0,005	0,008
La Paz 138 kV	0,075	0,075	0,075	0,078

Tabla 4.5 Variaciones de las potencias de cortocircuito para una falla bifásica – periodos seco y lluvioso.
[Elaboración propia]

Barra	Periodo seco		Periodo lluvioso	
	Máx. Corrientes	Mín. Corrientes	Máx. Corrientes	Mín. Corrientes
	Skss (MVA)	Skss (MVA)	Skss (MVA)	Skss (MVA)
Molino 138 kV	0,800	0,900	0,480	1,380
Cuenca 138 kV	2,760	2,730	2,350	3,940
Cuenca 69 kV	1,540	1,600	1,180	2,440
Gualaceo 138 kV	0,660	0,670	0,610	1,170
Limón 138 kV	0,140	0,140	0,160	0,330
Delsitanisagua 138 kV	1,770	1,860	1,760	1,960
Yanacocha 138 kV	2,520	2,600	2,510	2,710
Loja 138 kV	1,900	1,970	1,890	2,260
Loja 69 kV	0,610	0,640	0,620	1,650
Villonaco 69 kV	0,460	0,480	0,460	1,200
Villonaco 35 kV	0,100	0,120	0,110	0,170
La Paz 138 kV	5,950	5,960	6,010	6,230



En la Tabla 4.6 y Tabla 4.7 se muestran las variaciones de las corrientes y potencias subtransitorias de cortocircuito en las barras de la zona de influencia del PEMH para una falla bifásica a tierra en los periodos seco y lluvioso, respectivamente.

Tabla 4.6 Variaciones de las corrientes de cortocircuito para una falla bifásica a tierra – periodos seco y lluvioso. [Elaboración propia]

Barra	Periodo seco		Periodo lluvioso	
	Máx. Corrientes	Mín. Corrientes	Máx. Corrientes	Mín. Corrientes
	Ikss (kA)	Ikss (kA)	Ikss (kA)	Ikss (kA)
Molino 138 kV	0,025	0,031	0,019	0,043
Cuenca 138 kV	0,056	0,057	0,051	0,080
Cuenca 69 kV	0,075	0,082	0,069	0,119
Gualaceo 138 kV	0,010	0,011	0,010	0,019
Limón 138 kV	0,002	0,002	0,003	0,005
Delsitanisagua 138 kV	0,049	0,051	0,048	0,062
Yanacocha 138 kV	0,056	0,058	0,055	0,067
Loja 138 kV	0,039	0,041	0,038	0,051
Loja 69 kV	0,030	0,031	0,031	0,073
Villonaco 69 kV	0,020	0,021	0,020	0,045
Villonaco 35 kV	0,004	0,005	0,005	0,008
La Paz 138 kV	0,091	0,091	0,092	0,096

Tabla 4.7 Variaciones de las potencias de cortocircuito para una falla bifásica a tierra – periodos seco y lluvioso. [Elaboración propia]

Barra	Periodo seco		Periodo lluvioso	
	Máx. Corrientes	Mín. Corrientes	Máx. Corrientes	Mín. Corrientes
	Skss (MVA)	Skss (MVA)	Skss (MVA)	Skss (MVA)
Molino 138 kV	1,990	2,510	1,540	3,460
Cuenca 138 kV	4,410	4,550	4,020	6,360
Cuenca 69 kV	2,990	3,290	2,740	4,730
Gualaceo 138 kV	0,860	0,880	0,810	1,460
Limón 138 kV	0,190	0,180	0,200	0,390
Delsitanisagua 138 kV	3,850	4,070	3,850	4,950
Yanacocha 138 kV	4,430	4,620	4,430	5,350
Loja 138 kV	3,080	3,220	3,070	4,010
Loja 69 kV	1,210	1,270	1,220	2,890
Villonaco 69 kV	0,800	0,860	0,810	1,790
Villonaco 35 kV	0,100	0,120	0,110	0,170



La Paz 138 kV	7,260	7,190	7,300	7,640
---------------	-------	-------	-------	-------

En la Tabla 4.8 y Tabla 4.9 se muestran las variaciones de las corrientes y potencias subtransitorias de cortocircuito en las barras de la zona de influencia del PEMH para una falla monofásica en los periodos seco y lluvioso, respectivamente.

Tabla 4.8 Variaciones de las corrientes de cortocircuito para una falla monofásica – periodos seco y lluvioso.

[Elaboración propia]

Barra	Periodo seco		Periodo lluvioso	
	Máx. Corrientes	Mín. Corrientes	Máx. Corrientes	Mín. Corrientes
	Ikss (kA)	Ikss (kA)	Ikss (kA)	Ikss (kA)
Molino 138 kV	0,010	0,013	0,004	0,019
Cuenca 138 kV	0,030	0,031	0,027	0,047
Cuenca 69 kV	0,042	0,046	0,036	0,072
Gualaceo 138 kV	0,004	0,004	0,004	0,008
Limón 138 kV	0,001	0,001	0,002	0,003
Delsitanisagua 138 kV	0,027	0,029	0,027	0,036
Yanacocha 138 kV	0,032	0,034	0,032	0,041
Loja 138 kV	0,022	0,024	0,022	0,032
Loja 69 kV	0,019	0,020	0,020	0,056
Villonaco 69 kV	0,013	0,014	0,013	0,034
Villonaco 35 kV	0,000	0,000	0,000	0,000
La Paz 138 kV	0,045	0,045	0,045	0,052

Tabla 4.9 Variaciones de las potencias de cortocircuito para una falla monofásica – periodos seco y lluvioso.

[Elaboración propia]

Barra	Periodo seco		Periodo lluvioso	
	Máx. Corrientes	Mín. Corrientes	Máx. Corrientes	Mín. Corrientes
	Skss (MVA)	Skss (MVA)	Skss (MVA)	Skss (MVA)
Molino 138 kV	0,800	1,050	0,340	1,560
Cuenca 138 kV	2,400	2,460	2,100	3,750
Cuenca 69 kV	1,700	1,830	1,430	2,890
Gualaceo 138 kV	0,320	0,330	0,340	0,700
Limón 138 kV	0,070	0,060	0,090	0,220
Delsitanisagua 138 kV	2,160	2,290	2,140	2,800
Yanacocha 138 kV	2,570	2,690	2,570	3,270
Loja 138 kV	1,790	1,890	1,790	2,520
Loja 69 kV	0,760	0,800	0,780	2,240



Villonaco 69 kV	0,500	0,550	0,520	1,350
Villonaco 35 kV	0,000	0,000	0,000	0,000
La Paz 138 kV	3,530	3,590	3,610	4,130

4.1.2 Análisis de resultados.

En base a los resultados anteriores se concluye lo siguiente:

- Las variaciones de las corrientes de cortocircuito en las barras de la zona de influencia son mínimas, con una variación máxima de 0,175 kA para una falla trifásica en la barra La Paz 138 kV.
- Las variaciones de las corrientes de cortocircuito mínimas y máximas en las barras para el periodo seco son similares para todos los tipos de falla.
- Las variaciones de las corrientes de cortocircuito mínimas y máximas para el periodo lluvioso difieren en la mayor parte de las barras para todos los tipos de falla.
- Las variaciones de las corrientes de cortocircuito mínimas y máximas en la barra Limón 138 kV son poco representativas, teniendo una variación máxima de 0,009 kA para una falla trifásica en el escenario de corriente mínima en el periodo lluvioso.
- Las variaciones de las corrientes de cortocircuito mínimas y máximas en los periodos seco y lluvioso para fallas monofásicas son menores en comparación con las demás fallas.
- Existe una diferencia notable en las variaciones de las corrientes de cortocircuito mínimas y máximas en los periodos seco y lluvioso entre las fallas bifásica y bifásica a tierra.
- Las variaciones de las corrientes de cortocircuito mínimas y máximas en los periodos seco y lluvioso para todas las fallas son mayores en las barras Cuenca 138 kV, Yanacocha 138 kV y en La Paz 138 kV en comparación con el resto de la zona de influencia.

4.2 Verificación del sistema de protecciones de las líneas de transmisión.

En la sección 4.1.1 se determinó que la incorporación del PEMH al SNT produce una variación en las corrientes de cortocircuito, las cuales son mayores en las barras Cuenca 138 kV, Yanacocha 138 kV y La Paz 138 kV; por tanto, es indispensable verificar si el sistema de protecciones de las líneas de transmisión que interconectan estas barras va a seguir operando correctamente después de la incorporación del PEMH. La verificación del sistema de protecciones se realiza partiendo de una nueva coordinación propia del sistema de protecciones antes de la incorporación del PEMH y después de la incorporación del PEHM debido a que no se consiguieron los ajustes reales de los relés de protección, lo antes

expuesto permite verificar de una manera análoga si el sistema de protecciones seguirá operando de manera correcta.

La Figura 4.1 muestra las líneas de transmisión que interconectan las barras Cuenca 138 kV, Yanacocha 138 kV y La Paz 138 kV con sus respectivos relés de protección.

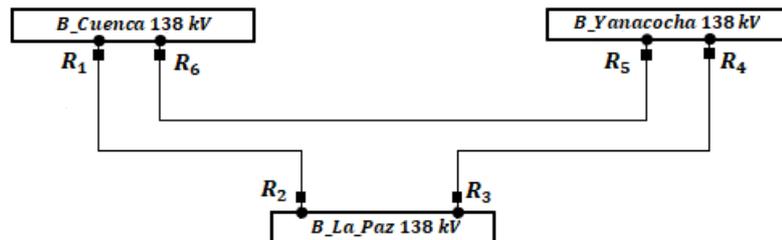


Figura 4.1 Líneas de transmisión y relés considerados para la verificación del sistema de protecciones.

[Elaboración propia]

Los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión de la Figura 4.1 se muestran en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10 Parámetros eléctricos de las líneas de transmisión. [Elaboración propia, tomado de DigSILENT PowerFactory]

Línea	Tipo y calibre de conductor	Long. (km)	Cap. nominal (A)	R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	C (nF/km)
Cuenca – La Paz 138 kV	ASCR 397.5 MCM	77	475	0,16184	0,49582	0,40893	1,63596	8,91135
Yanacocha – La Paz 138 kV	ASCR 397.5 MCM	67	475	0,16184	0,49582	0,40893	1,63596	8,91135
Cuenca – Yanacocha 138 kV	ACAR 500 MCM	132	475	0,12139	0,49357	0,40416	1,55418	9,0026

Se sigue el siguiente procedimiento para la verificación del sistema de protecciones de las líneas de transmisión:

1. Realizar la coordinación propia del sistema de protecciones antes de la incorporación del PEMH, con el fin de emular el sistema de protecciones real. Según ELECAUSTRO S.A. el sistema de protección de cada línea de transmisión consta de las siguientes protecciones: diferencial (87L) como protección principal, distancia (21 y 21N) y sobrecorriente direccional a tierra (67N) como protecciones de respaldo.
2. Incorporar el PEMH al SNT y verificar si el sistema de protecciones del punto 1. siguen operando correctamente. Además, en caso, de que el sistema de protecciones requiera algún cambio debido a la incorporación del PEMH se presentan posibles soluciones.

4.2.1 Cálculo de la relación de transformación de los transformadores de corriente (TC) y potencial (TP).

Antes de realizar el ajuste y coordinación del sistema de protecciones, es necesario calcular la relación de transformación de los transformadores de corriente y potencial en los extremos de cada línea de transmisión.

4.2.1.1 Transformadores de corriente.

Para el cálculo de la relación de transformación de los transformadores de corriente se sigue el siguiente procedimiento:

- Se determina la corriente pico subtransitoria de cortocircuito máxima en cada subestación antes de la incorporación del PEMH. En las tablas del Anexo VII se indican las corrientes pico subtransitoria de cortocircuito máximas para los periodos seco y lluvioso, de las cuales se seleccionaron las mostradas en la Tabla 4.11.

Tabla 4.11 Corrientes pico de cortocircuito máximas. [Elaboración propia]

Barra	Corriente pico de cortocircuito (I_p)	Tipo de falla	Periodo
Cuenca 138 kV	16466 A	Trifásica	Lluvioso
Yanacocha 138 kV	5651 A		
La Paz 138 kV	9480 A		

- Para el presente trabajo se utilizan transformadores de corriente con la siguiente clase de precisión:

CLASE DE TC: 5P20

Donde:

5 : es el porcentaje máximo de error.

P : es la nomenclatura de protección.

20 : es el factor límite de precisión (permite una corriente de 20 veces la corriente nominal del TC antes de su saturación).

- La corriente nominal que circula por el primario el TC se determina mediante la siguiente ecuación [35]:

$$I = \frac{I_p}{F_L} + 100 \quad (4.1)$$

Donde:

I : Corriente nominal que circula por el primario del TC.

I_p : Corriente pico de cortocircuito en la barra.

F_L : Factor límite de precisión.



Aplicando la ecuación (4.1) con las corrientes pico de cortocircuito máximas de la Tabla 4.11 se obtienen la corriente nominal que circulara por el primario del transformador:

-Para Cuenca 138 kV:

$$I = \frac{I_p}{F_L} + 100 = \frac{16466 \text{ A}}{20} + 100 = 923,3 \text{ A}$$

-Para Yanacocha 138 kV:

$$I = \frac{I_p}{F_L} + 100 = \frac{5651 \text{ A}}{20} + 100 = 382,55 \text{ A}$$

-Para La Paz 138 kV:

$$I = \frac{I_p}{F_L} + 100 = \frac{9480 \text{ A}}{20} + 100 = 574 \text{ A}$$

- Una vez determinada la corriente nominal del primario se debe ajustar este valor a uno normalizado (ver Tabla 4.12).

Tabla 4.12 Relación de transformación establecidas por la norma IEEE Std C57.13 (2008). [Elaboración propia, [21]]

Relación sencilla		
10:5	200:5	2000:5
15:5	300:5	3000:5
25:5	400:5	4000:5
40:5	600:5	5000:5
50:5	800:5	6000:5
75:5	1200:5	8000:5
100:5	1500:5	12000:5

En base a la Tabla 4.12 se ajustan los valores calculados en el punto anterior:

-Para Cuenca 138 kV:

$$I = 923,3 \text{ A} \rightarrow 1200 \text{ A}$$

-Para Yanacocha 138 kV:

$$I = 382,55 \text{ A} \rightarrow 400 \text{ A}$$

-Para La Paz 138 kV:

$$I = 574 \text{ A} \rightarrow 600 \text{ A}$$

Se muestran en la Tabla 4.13 las relaciones de transformación ideales para cada transformador de corriente ubicado en cada bahía (línea de transmisión) con una salida de 5 A en el secundario del transformador. Sin embargo, los transformadores de corriente de una línea de transmisión obligatoriamente deben ser los mismos debido a la utilización de la protección diferencial, considerando lo anterior, se muestran en la Tabla 4.14 las relaciones de transformación para cada transformador.

Tabla 4.13 Relación de transformación para los transformadores de corriente ideales. [Elaboración propia]

Barra	Bahía	Relación de transformación
Cuenca 138 kV	Cuenca-La Paz 138 kV	1200/5
	Cuenca - Yanacocha	1200/5
La Paz 138 kV	La Paz - Cuenca 138 kV	600/5
	La Paz - Yanacocha 138 kV	600/5
Yanacocha 138 kV	Yanacocha - Cuenca 138 kV	400/5
	Yanacocha -La Paz 138 kV	400/5

Tabla 4.14 Relación de transformación para los transformadores de corriente. [Elaboración propia]

Barra	Bahía	Relación de transformación
Cuenca 138 kV	Cuenca-La Paz 138 kV	1200/5
	Cuenca - Yanacocha	1200/5
La Paz 138 kV	La Paz - Cuenca 138 kV	1200/5
	La Paz - Yanacocha 138 kV	600/5
Yanacocha 138 kV	Yanacocha - Cuenca 138 kV	1200/5
	Yanacocha -La Paz 138 kV	600/5

- Se debe comprobar que la corriente nominal del primario normalizada sea mayor a la máxima corriente de operación en estado estacionario, en caso de que la corriente nominal del primario normalizada sea menor a la corriente máxima de operación se debe elegir un valor normalizado mayor a esta corriente. Las corrientes máximas de operación de las líneas de transmisión entre las barras Cuenca 138 kV, Yanacocha 138 kV y en La Paz 138 kV se indican en la Tabla 4.15.

Tabla 4.15 Corrientes máximas de operación en las líneas de transmisión. [Elaboración propia]

Barra	Bahía	Corriente máxima de operación	Escenario de demanda	Periodo
Cuenca 138 kV	Cuenca-La Paz 138 kV	253 A	Media	Lluvioso
	Cuenca - Yanacocha	285 A		
La Paz 138 kV	La Paz - Cuenca 138 kV	259 A		
	La Paz - Yanacocha 138 kV	259 A		
Yanacocha 138 kV	Yanacocha - Cuenca 138 kV	291 A		
	Yanacocha -La Paz 138 kV	263 A		



Los valores de corriente máxima de operación de la Tabla 4.15 son menores a los valores normalizados de la corriente nominal del primario del transformador seleccionadas en el punto anterior, por lo que no es necesario realizar un nuevo ajuste.

4.2.1.2 Transformadores de potencial.

Para la determinación de la relación de transformación se tiene: el voltaje nominal del primario del transformador (TP) corresponde al voltaje nominal de la barra; el voltaje nominal del secundario del transformador (TP) según datos proporcionados por ELECAUSTRO S.A. es de 115 V, Tabla 4.16.

Tabla 4.16 Relación de transformación para los transformadores de potencial. [Elaboración propia, ELECAUSTRO S.A.]

Barra	Relación de transformación
Cuenca 138 kV	138000/115
La Paz 138 kV	138000/115
Yanacocha 138 kV	138000/115

4.2.2 Ajustes de los relés de protección.

En esta sección se muestra el procedimiento y los criterios que se utilizaron para ajustar los relés diferenciales (87L), relés de distancia (21/21N) y los relés de sobrecorriente (67N) utilizados para protección de las líneas de transmisión en este trabajo.

4.2.2.1 Configuración de la protección diferencial de línea (87L).

El ajuste de la protección diferencial se realiza en un relé para cada línea de transmisión. Para este trabajo se eligen los relés: R₁ para la línea Cuenca – La Paz 138 kV, R₄ para la línea Yanacocha – La Paz 138 kV y R₆ para la línea Cuenca – Yanacocha 138 kV para el ajuste de la protección diferencial (ver Figura 4.1); dicho ajuste se realiza con el procedimiento y las recomendaciones presentadas en la sección 2.6.2.2.4.

El fabricante recomienda utilizar los valores I_{s2} , k_1 , y k_2 definidos de fábrica (ver, Tabla 2.6) y solo ajustar el valor de I_{s1} (corriente de arranque o pick up) a través del criterio de la ecuación (2.91), la cual se indica a continuación:

$$3 \times I_{cap} < I_{s1} \leq 0,8 \times I_{falla \text{ mín}}$$

De la expresión anterior la I_{cap} se determina mediante la ecuación (2.92) con los valores para cada línea de transmisión mostrados en la Tabla 4.10:

Para la línea Cuenca – La Paz 138 kV:

$$I_{cap} = 181,5 \times 10^{-6} \times V \times C \times L$$

$$I_{cap} = 181,5 \times 10^{-6} \times 138 \times 8,91135 \times 77$$

$$I_{cap} = 17,19 A$$

El límite inferior es:

$$3 \times I_{cap} = 51,57 A$$

La $I_{falla\ mín}$ se determina a través de la selección de la corriente mínima de cortocircuito entre las fallas: trifásica, bifásica, bifásica a tierra y monofásica (a través de una impedancia de 10 ohm, con el objetivo de minimizar la corriente de cortocircuito) para los escenarios de demanda mínima (periodos seco y lluvioso) [24], las fallas se realizan al 99% de la línea de transmisión desde la ubicación del relé (R_1 , R_4 y R_6). En la Tabla A8.1 y Tabla A8.2 del Anexo VIII se indican estas corrientes de cortocircuito.

La $I_{falla\ mín}$ para este caso ocurre al producirse una falla monofásica al 99% (escenario de demanda mínima – periodo lluvioso) de la línea Cuenca – La Paz 138 kV.

El límite superior es:

$$0,8 \times I_{falla\ mín} = 0,8 \times 1615 = 1292 A\ primarios$$

Se realiza el mismo procedimiento para las líneas La Paz – Yanacocha 138 kV y Cuenca – Yanacocha 138 kV, en la Tabla 4.17 se presentan los resultados.

Tabla 4.17 Límites para ajuste del I_{s1} de la protección diferencial 87L. [Elaboración propia]

Línea	Límite inferior	Límite superior	Falla mínima
Cuenca – La Paz 138 kV	51,57 A	1292 A	Falla monofásica al 99% (escenario de demanda mínima – periodo lluvioso)
Yanacocha – La Paz 138 kV	44,86 A	1290,4 A	Falla monofásica al 99% (escenario de demanda mínima – periodo lluvioso)
Cuenca – Yanacocha 138 kV	88,39 A	1667,2 A	Falla bifásica al 99% (escenario de demanda mínima – periodo lluvioso)

En base a la Tabla 4.17 se elige la corriente de arranque (I_{s1}) para la protección diferencial de cada línea de transmisión (ver Tabla 4.18).

Tabla 4.18 Ajustes seleccionados para I_{s1} . [Elaboración propia]

Línea	I_{s1} (en amperios primarios)	I_{s1} (en p.u.)
Cuenca – La Paz 138 kV	521,6 A	0,435
Yanacocha – La Paz 138 kV	177,43 A	0,443



Cuenca – Yanacocha 138 kV	604,36 A	0,504
---------------------------	----------	-------

El tiempo total de operación es de 0,025s [27].

4.2.2.2 Configuración de la protección de distancia 21/21N.

El ajuste de la protección de distancia se realiza en ambos relés para cada línea de transmisión. Para este trabajo se eligen los relés: R₁ – R₂ para la línea Cuenca – La Paz 138 kV, R₃ – R₄ para la línea Yanacocha – La Paz 138 kV y R₅ – R₆ para la línea Cuenca – Yanacocha 138 kV para el ajuste de la protección diferencial (ver Figura 4.1); dicho ajuste se realiza con el procedimiento y las recomendaciones presentadas en la sección 2.6.2.2.3. En este trabajo sólo se ajusta la protección de distancia para la zona 1 y 2 de cada línea, debido a que, esta protección actúa como protección de respaldo conjuntamente con la protección de sobrecorriente. Para el ajuste de las zonas de protección, se selecciona la característica poligonal de los relés, ya que, permite ajustar los alcances resistivos y reactivos de las zonas de protección de manera individual.

A continuación, se presentan los ajustes de la protección de distancia para la línea Cuenca – La Paz 138 kV:

Para la zona 1:

El alcance reactivo tanto para unidades de fase (21) como para unidades de tierra (21N) se determina mediante la ecuación (2.79), la cual se indica a continuación:

$$X_1 = 0,8 \times X_L$$

El valor de X_L se calcula mediante los valores de la Tabla 4.10:

$$X_L = 0,49582 \frac{\Omega}{km} \times 77 km = 38,17 \Omega$$

Por tanto, se tiene que:

$$X_1 = 0,8 \times 38,17 \Omega = 30,54 \Omega$$

El alcance resistivo para la unidad de fase (21) se determina mediante la ecuación (2.80), la cual se indica a continuación:

$$0,8 \times X_1 < R_{f-f} < 2,5 \times X_1$$

Por tanto, se tiene que:

$$0,8 \times 30,54 \Omega < R_{f-f} < 2,5 \times 30,54 \Omega$$



$$24,43 \Omega < R_{f-f} < 76,35 \Omega$$

El alcance resistivo para la unidad de tierra (21N) se determina mediante la ecuación (2.81), la cual se indica a continuación:

$$0,8 \times X_1 < R_{f-t} < \frac{1 + k_x}{1 + k_r} \times 2,5 \times X_1$$

Para calcular k_r y k_x , se utilizan las ecuaciones (2.61) y (2.62), respectivamente, y los valores de la Tabla 4.10:

$$k_r = \frac{R_0 - R_L}{3R_L} = \frac{0,40893 - 0,16184}{3 \times 0,16184} = 0,509$$

$$k_x = \frac{X_0 - X_L}{3X_L} = \frac{1,63596 - 0,49582}{3 \times 0,49582} = 0,761$$

Por tanto, se tiene que:

$$0,8 \times 30,54 \Omega < R_{f-t} < \frac{1 + 0,761}{1 + 0,509} \times 2,5 \times 30,54 \Omega$$

$$24,43 \Omega < R_{f-t} < 89,1 \Omega$$

Para la zona 2:

El alcance reactivo tanto para unidades de fase (21) como para unidades de tierra (21N) se determina mediante la ecuación (2.82), la cual se indica a continuación:

$$X_2 = 1,5 \times X_L$$

Por tanto, se tiene que:

$$X_2 = 1,5 \times 38,17 \Omega = 57,26 \Omega$$

El alcance resistivo para las unidades de fase (21) y tierra (21N) se determinan mediante las ecuaciones (2.83) y (2.84), respectivamente, las cuales se indican a continuación:

$$X_2 < R_{f-f} < 4 \times X_2$$

$$\frac{1 + k_x}{1 + k_r} \times X_2 < R_{f-t} < \frac{1 + k_x}{1 + k_r} \times 4 \times X_2$$

Por tanto, se tiene que:

$$57,26 \Omega < R_{f-f} < 4 \times 57,26 \Omega$$

$$57,26 \Omega < R_{f-f} < 229,04 \Omega$$

$$\frac{1 + 0,761}{1 + 0,509} \times 57,26 \Omega < R_{f-t} < \frac{1 + 0,761}{1 + 0,509} \times 4 \times 57,26 \Omega$$

$$66,82 \Omega < R_{f-t} < 267,29 \Omega$$

Se realiza el mismo procedimiento para las líneas La Paz – Yanacocha 138 kV y Cuenca – Yanacocha 138 kV. En la Tabla 4.19 se presentan las impedancias seleccionadas para el ajuste de la protección de distancia, las cuales deben estar dentro de los rangos de alcance que se calcularon en el procedimiento anterior para las zonas de protección 1 y 2.

Además, se deben establecer el ángulo de operación del relé para la protección de distancia, así como los ángulos de direccionalidad (α y φ) para la característica poligonal. El ángulo de operación del relé recomendado por el fabricante es de 70° [27], sin embargo, según Castillo [24] en el sistema de transmisión ecuatoriano es de 75° ; por tanto, se establece el valor de 75° como el ángulo de operación del relé. Los ángulos de direccionalidad para la característica poligonal varían entre -90° y 90° ; Castillo recomienda establecer los ángulos de direccionalidad iguales a $\alpha = 0^\circ$ y $\varphi = 25^\circ$, sin embargo, pueden ser ajustados conforme lo requiera el sistema. En la Figura 4.2 se indican los ángulos de operación del relé, así como los de direccionalidad (α y φ) para la característica poligonal.

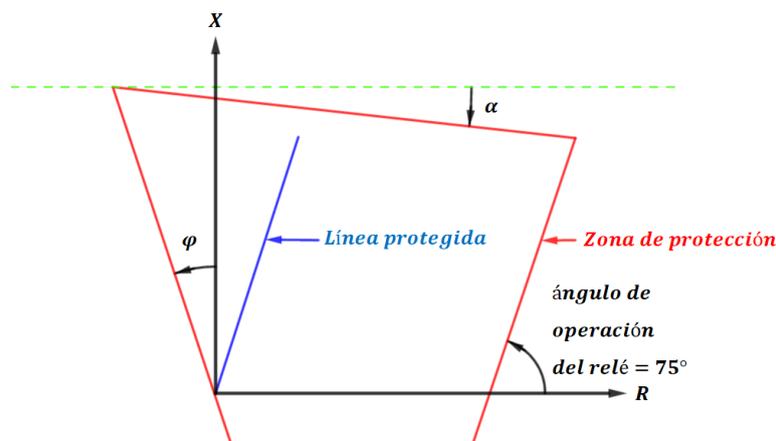


Figura 4.2 Ángulos de operación y direccionalidad de la característica poligonal de la protección de distancia.

[Elaboración propia]

Tabla 4.19 Ajustes para la protección de distancia. [Elaboración propia]

Línea	Relés	Zona	Alcance reactivo	Alcance resistivo f-f	Alcance resistivo f-t
Cuenca – La Paz 138 kV	R ₁ y R ₂	1	30,54	76,35	89,1
		2	57,26	97,35	113,97
Yanacocha – La Paz 138 kV	R ₃ y R ₄	1	26,57	66,44	77,78
		2	49,83	99,66	116,67
Cuenca – Yanacocha 138 kV	R ₅ y R ₆	1	52,12	57,33	65,46
		2	78,18	85,99	98,19

El tiempo total de operación para las zonas 1 y 2 de la protección de distancia es de 280 ms y 530 ms, respectivamente, dado que la protección de distancia opera como primera protección de respaldo. Se considera un margen de coordinación entre la protección diferencial y la zona 1 de la protección de distancia de 255 ms y, un margen de coordinación entre las zonas 1 y 2 de la protección de distancia de 250 ms, con el fin de evitar solapamientos entre las demás zonas de protecciones de distancia de los relés instalados en las líneas de transmisión adyacentes.

4.2.2.3 Configuración de la protección de sobrecorriente direccional a tierra 67N.

En el ajuste de la protección de sobrecorriente direccional a tierra se considera lo siguiente:

- La dirección de detección de la falla es hacia adelante del relé.
- Funciona como segunda protección de respaldo de la protección diferencial.
- Se considera una coordinación entre las protecciones de sobrecorriente direccional de los seis relés del anillo formado por las líneas de transmisión a proteger (ver Figura 4.1), de tal manera, que cada relé opera como protección de respaldo local y remoto. Considerando la Figura 4.3, la cual muestra una falla en cada barra del anillo y, las direcciones horario y anti horario de las corrientes de cortocircuito; por tanto, permite establecer el orden de operación de cada relé (ver Tabla 4.20).

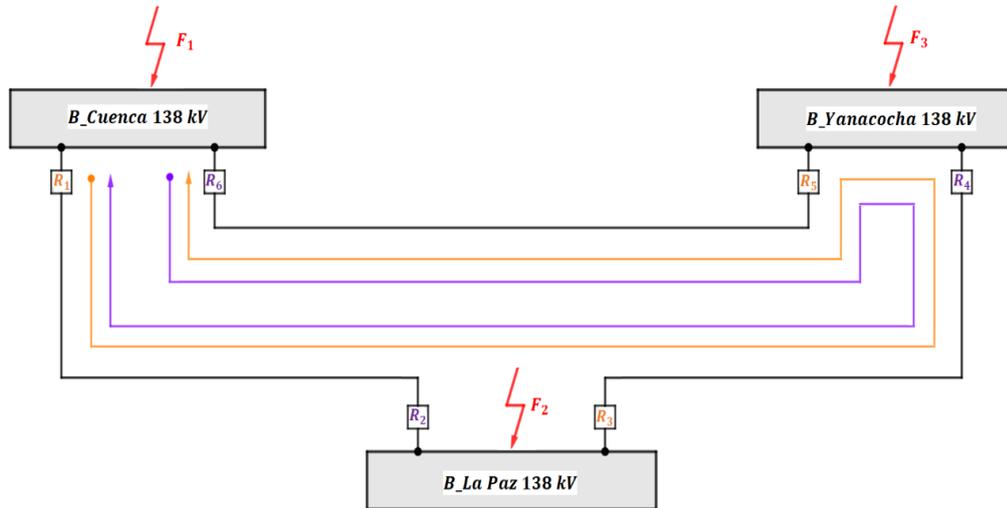


Figura 4.3 Dirección de las corrientes de cortocircuito. [Elaboración propia]

Tabla 4.20 Protección de respaldo local y remoto para el sistema en anillo de la Figura 4.3. [Elaboración propia]

Falla	Dirección de la corriente de cortocircuito	Protección de respaldo	
		Local	Remoto
1	Horario (color morado)	R ₂	R ₄
	Anti horario (color naranja)	R ₅	R ₃
2	Horario (color morado)	R ₄	R ₆
	Anti horario (color naranja)	R ₁	R ₅
3	Horario (color morado)	R ₆	R ₂
	Anti horario (color naranja)	R ₃	R ₁

- Se sigue el procedimiento y las recomendaciones presentadas en la sección 2.6.2.2.2.

En base a la sección 2.6.2.2.2 los parámetros necesarios para el ajuste de la protección 67N son: la curva característica de operación, la corriente de arranque y el dial.

- **Curva característica de operación.**

Se utiliza la característica de tiempo inverso del relé de sobrecorriente para el ajuste de la protección 67N, por tanto, se debe seleccionar la curva característica de operación; para este trabajo se utilizan las curvas de operación de la norma IEC 255-3 (ver Figura 4.4); además, la ecuación (2.76) calcula el tiempo de operación del relé para la norma IEC 255-3.

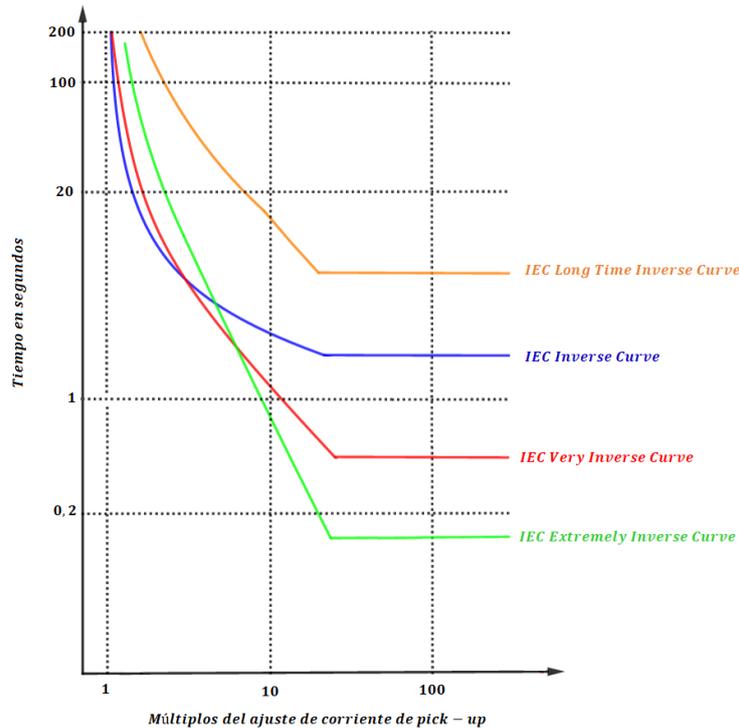


Figura 4.4 Curvas de operación de la norma IEC 255-3. [Elaboración propia, [12]]

En base a la Figura 4.4 y debido a que los relés van a operar como protección de respaldo local y remoto, se selecciona la curva característica **inversa**, dado que, ofrece un mejor comportamiento, ya que, permite tener un tiempo de actuación menor para las corrientes de cortocircuito mínimas y un tiempo mayor para las corrientes de cortocircuito máximas en comparación con las demás curvas.

Las constantes α y β de la ecuación (2.76) para la curva característica normal inversa son 0,02 y 0,14, respectivamente (ver Tabla 2.4).

- **Ajuste de la corriente de arranque.**

El criterio de ajuste para la corriente de arranque (I_s) de los relés se indica en la ecuación (2.78):

$$0,1 \times I_{n_{T/C}} \leq I_{pick\ up} \leq 0,8 \times 3I_o\ mín$$

$I_{n_{T/C}}$ es la corriente nominal del primario del transformador de corriente; en la Tabla 4.14 se muestran las relaciones de transformación del transformador de corriente para cada subestación, en base a lo anterior, se indica el límite inferior de la corriente de arranque para cada relé en la Tabla 4.21.

Tabla 4.21 Corriente nominal del primario del transformador de corriente y el límite inferior de la corriente de arranque. [Elaboración propia]

Relé	Corriente nominal del primario del transformador de corriente ($I_{nT/C}$)	Límite inferior de la corriente de arranque ($0,1 \times I_{nT/C}$)
R ₁	1200	120
R ₂	1200	120
R ₃	600	60
R ₄	600	60
R ₅	1200	120
R ₆	1200	120

La corriente mínima de desbalance (cortocircuito a tierra) $3I_o \text{ mín}$ se determina a través de la selección de la corriente mínima de cortocircuito que circula por cada relé entre las fallas: bifásica a tierra y monofásica (a través de una impedancia de 10 ohm) para los escenarios de demanda mínima (periodos seco y lluvioso) [24], las fallas se realizan al 1% de la línea adyacente al relé en la dirección de protección del relé; por ejemplo, para determinar la corriente mínima de desbalance del relé (R₁) ubicado en la línea Cuenca – La Paz 138 kV las fallas se realizan al 1% de la línea La Paz – Yanacocha y, para el relé (R₂) ubicado en la línea Cuenca – La Paz 138 kV las fallas se realizan al 1% de la línea Cuenca – Yanacocha. La corriente mínima de desbalance y el límite superior de la corriente de arranque para cada relé se indica en la Tabla 4.22.

Tabla 4.22 Corriente mínima de desbalance y el límite superior de la corriente de arranque. [Elaboración propia]

Relé	Corriente mínima de desbalance ($3I_o \text{ mín}$)	Falla	Periodo	Límite superior de la corriente de arranque ($0,8 \times 3I_o \text{ mín}$)
R ₁	640	Bifásica a tierra	Seco	512
R ₂	147	monofásica	Seco	117,6
R ₃	142	monofásica	Lluvioso	113,6
R ₄	695	Bifásica a tierra	Seco	556
R ₅	174	monofásica	Seco	139,2
R ₆	167	monofásica	Lluvioso	133,6

En la Tabla A8.3 del Anexo VIII se indican las corrientes de cortocircuito entre las fallas: bifásica a tierra y monofásica para los escenarios de demanda mínima al 1% de la línea adyacente al relé en la dirección de protección del relé.

Las corrientes de arranque para cada relé se seleccionan en base a los límites inferiores y superiores de la Tabla 4.21 y la Tabla 4.22, respectivamente, por tanto, en la Tabla 4.23 se indican las corrientes de arranque seleccionadas.

Tabla 4.23 Corrientes de arranque para cada relé. [Elaboración propia]

Relé	Corrientes de arranque seleccionadas
R ₁	350
R ₂	120
R ₃	75
R ₄	550
R ₅	120
R ₆	120

- **Ajuste del dial.**

La coordinación entre los relés de sobrecorriente direccionales a tierra se ajustan de manera individual en sistemas radiales, de modo que, el relé de respaldo se coordine con el relé principal. En sistemas en anillo (ver Figura 4.3), se realiza parcialmente el mismo procedimiento que en los sistemas radiales, con la diferencia de que el último relé se coordina con el primero formando un bucle, es decir, todos los relés actúan como protección principal y de respaldo. En el sistema en anillo de la Figura 4.3 para corrientes de cortocircuito con dirección horaria el relé R₄ es respaldo del R₂, R₂ es respaldo del R₆ y, R₆ es respaldo del R₄, para corrientes de cortocircuito con dirección anti horaria se sigue un procedimiento parecido al anterior (ver Tabla 4.20); esto hace que la coordinación sea iterativa, de manera que, la coordinación del relé converge (termina) cuando al realizar un determinado número de iteraciones el dial de cada relé es el mismo al de la iteración anterior [36].

El proceso iterativo se realiza a partir de la ecuación (2.76), su objetivo es determinar el dial (k) para cada relé.

$$t = \frac{\beta}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^\alpha - 1} * k$$

El valor de la corriente I_f se ajusta a partir de la corriente máxima de desbalance que circula por cada relé, la cual se determina a través de la selección de la corriente máxima de cortocircuito entre las fallas: bifásica a tierra y monofásica (a través de una impedancia de 0 ohm) para los escenarios de demanda máxima (periodos seco y lluvioso) [24], las fallas se realizan al 1% de la línea de transmisión del relé; por ejemplo, para determinar la corriente máxima de desbalance del relé (R₁) las fallas se realizan al 1% de la línea Cuenca – La Paz 138 kV. La corriente máxima de desbalance para cada relé se indica en la Tabla

4.24 y Tabla 4.25, además se muestran las corrientes de desbalances que circulan por los relés de respaldo.

En la Tabla A8.4 y la Tabla A8.5 Anexo VIII se indican las corrientes de cortocircuito de las fallas: bifásica a tierra y monofásica para los escenarios de demanda máxima al 1% de la línea para los periodos seco y lluviosos, respectivamente.

Tabla 4.24 Corriente máxima de desbalance vista por el relé de respaldo local y remoto (respaldo) – dirección horaria. [Elaboración propia]

Falla	Dirección horaria	
	Corriente vista por el relé local	Corriente vista por el relé remoto
1% de la línea La Paz – Cuenca 138 kV	971 A (R ₂)	982 A (R ₄)
1% de la línea Yanacocha – La Paz 138 kV	4459 A (R ₄)	296 A (R ₆)
1% de la línea Cuenca – Yanacocha 138 kV	6705 A (R ₆)	229 A (R ₂)

Tabla 4.25 Corriente máxima de desbalance vista por el relé de respaldo local y remoto (respaldo) – dirección anti horaria. [Elaboración propia]

Falla	Dirección anti horaria	
	Corriente vista por el relé local	Corriente vista por el relé remoto
1% de la línea Cuenca – La Paz 138 kV	7116 A (R ₁)	280 A (R ₅)
1% de la línea Yanacocha – Cuenca 138 kV	4250 A (R ₅)	246 A (R ₃)
1% de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV	892 A (R ₃)	903 A (R ₁)

A continuación, se indica el proceso iterativo para el ajuste del dial de cada relé de la dirección anti horaria:

1. El proceso puede empezar en cualquier relé, para este caso se inicia en R₃, el rango normal del dial es de (0,025 – 1,2), por tanto, se recomienda iniciar el proceso iterativo con un dial de $k_3 = 0,05$, puesto que, si se escoge el dial inicial (0,025) el proceso iterativo puede no converger [36]. Se calcula el tiempo de operación de R₃ con la ecuación (2.76) para una falla al 1% de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV:

$$t_3 = \frac{0,14}{\left(\frac{892}{75}\right)^{0,02} - 1} * 0,05 = 0,1379 \text{ s}$$

Debido a que R₁ es respaldo de R₃, R₁ actuará en caso de que R₃ no actué, R₁ mira una corriente de 903 A, se considera un margen de coordinación de 900 ms. Este margen de coordinación toma en cuenta el intervalo de coordinación con la protección de distancia, con el fin de, que

al final del proceso iterativo los tiempos de actuación de los relés de respaldo local sean mayores al tiempo de actuación de la protección de distancia, de manera que su intervalo de coordinación este dentro de los rangos aceptables (200 ms – 500 ms).

2. Calcular el dial para el relé R_1 (k_1) considerando el tiempo de actuación de R_1 para una falla al 1% de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV:

$$k_1 = \frac{(0,1379 + 0,9) \times \left(\left(\frac{903}{350} \right)^{0,02} - 1 \right)}{0,14} = 0,1419$$

Calcular el tiempo de operación de R_1 para una falla al 1% de la línea Cuenca – La Paz 138 kV:

$$t_1 = \frac{0,14}{\left(\frac{7116}{350} \right)^{0,02} - 1} * 0,1419 = 0,3199 \text{ s}$$

Debido a que R_5 es respaldo de R_1 , R_5 actuará en caso de que R_1 no actué, R_5 mira una corriente de 280 A.

3. Calcular k_5 considerando el tiempo de actuación de R_5 para una falla al 1% de la línea Cuenca – La Paz 138 kV:

$$k_5 = \frac{(0,3199 + 0,9) \times \left(\left(\frac{280}{120} \right)^{0,02} - 1 \right)}{0,14} = 0,1489$$

Calcular el tiempo de operación de R_5 para una falla al 1% de la línea Yanacocha – Cuenca 138 kV:

$$t_5 = \frac{0,14}{\left(\frac{4250}{120} \right)^{0,02} - 1} * 0,05 = 0,2819 \text{ s}$$

Debido a que R_5 es respaldo de R_3 , R_5 actuará en caso de que R_3 no actué, R_3 mira una corriente de 246 A.

Calcular k_3 considerando el tiempo de actuación de R_3 para una falla al 1% de la línea Yanacocha – Cuenca 138 kV:

$$k_3 = \frac{(0,2819 + 0,9) \times \left(\left(\frac{246}{75} \right)^{0,02} - 1 \right)}{0,14} = 0,2083$$

Se repite el proceso desde el punto 1., con la diferencia de que k_3 es igual al calculado anteriormente, es decir, $k_3 = 0,2282$.

El proceso iterativo continua hasta que el dial (k_i con $i = 1, 3$ y 5) de cada relé sea el mismo que el de la iteración anterior.

El proceso de iteración para la dirección anti horaria convergió a la cuarta iteración; para hallar el dial de cada relé de la dirección horaria (k_i con $i = 2, 4$ y 6) se sigue el mismo procedimiento; en la Tabla 4.26 se indica el dial de operación de cada relé. En la

Tabla A8.6 y la Tabla A8.7 del Anexo VIII se muestran los resultados de las iteraciones para el sentido anti horario y horario, respectivamente.

Tabla 4.26 Dial de operación de cada relé. [Elaboración propia]

Relé	Dial (<i>k</i>)
R ₁	0,2015
R ₂	0,1812
R ₃	0,2083
R ₄	0,1744
R ₅	0,1653
R ₆	0,2696

En la Tabla 4.27 se muestra en resumen los parámetros de ajuste para la configuración de la protección de sobrecorriente direccional a tierra 67N.

Tabla 4.27 Parámetros de ajuste para la configuración de la protección de sobrecorriente direccional a tierra 67N. [Elaboración propia]

Relé	Curva de operación	Corrientes de arranque	Dial (<i>k</i>)
R ₁	IEC 255 – 3 inversa	350	0,2015
R ₂		120	0,1812
R ₃		75	0,2083
R ₄		550	0,1744
R ₅		120	0,1653
R ₆		120	0,2696

4.2.3 Validación de los ajustes de los relés de protección.

A continuación, se validan los ajustes de los relés de protección de la sección 4.2.2, para lo cual se consideran fallas trifásicas y monofásicas en las líneas de transmisión, correspondientes a las corrientes de cortocircuito máximas (escenario de demanda máxima) y mínimas (escenario de demanda mínima), respectivamente, para el **periodo lluvioso** (ver Anexo VII); además se tiene la ventaja de verificar la validación del sistema de protecciones para una falla entre fases y una falla a tierra.

4.2.3.1 Validación de la configuración de la protección diferencial (87L).

Se realizan fallas trifásicas y monofásicas al 15 % y 85 % de la línea de transmisión para la validación de la configuración de la protección diferencial, se considera una falla franca para fallas trifásicas y una impedancia de falla de 10 ohmios para fallas monofásicas, con el fin de simular el comportamiento de la protección diferencial para las posibles corrientes de cortocircuito máximas y mínimas, respectivamente.

A continuación, se muestra la validación de la configuración de la protección diferencial para la línea Cuenca – La Paz 138 kV.

- **Falla trifásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.**

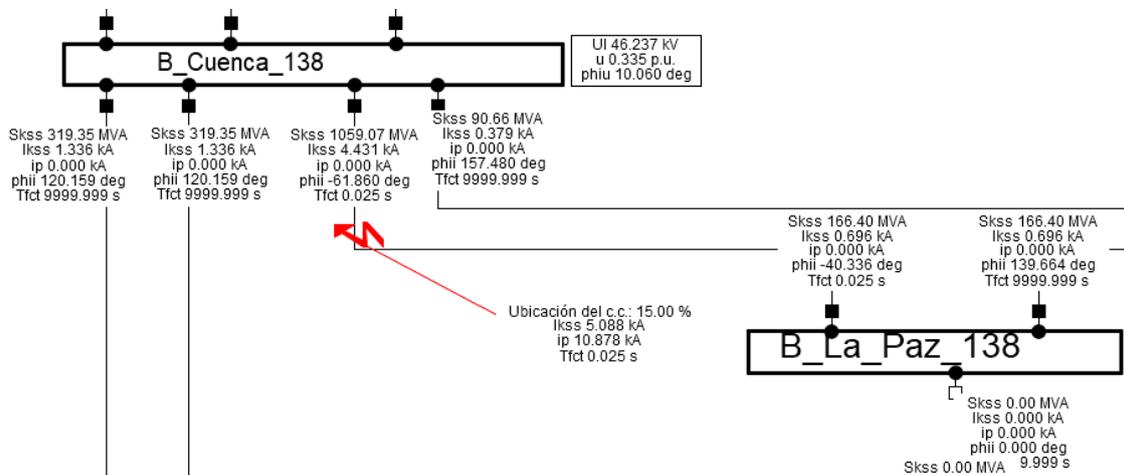


Figura 4.5 Simulación de una falla franca trifásica al 15% de la línea Cuenca – La Paz 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

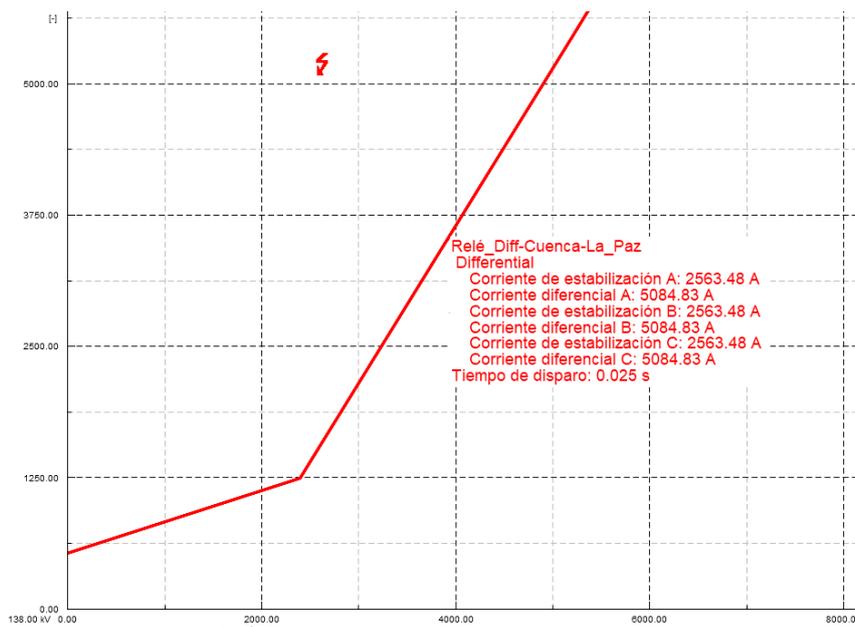


Figura 4.6 Diagrama diferencial de comparación de corrientes. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

En la Figura 4.5 y Figura 4.6 se muestran los resultados de las simulaciones realizadas en DlgSILENT PowerFactory en donde se puede comprobar que para una falla trifásica para máximas corrientes al 15% de la línea, el relé diferencial opera a 0,025 s, donde la corriente de estabilización (I_{bias}) es 2563 A y la corriente diferencial es 5084,83 A. Estos valores cumplen con los criterios de la

sección 2.6.2.2.4 donde se los puede calcular con los datos de la Figura 4.5, de manera que:

$$I_{diff} = |\vec{I}_1 + \vec{I}_2|$$

$$I_{diff} = |4431\angle -61,86^\circ + 696\angle -40,336^\circ|$$

$$I_{diff} = 5084,8 A$$

Y,

$$I_{bias} = \frac{|\vec{I}_1| + |\vec{I}_2|}{2}$$

$$I_{bias} = \frac{4431 + 696}{2} = 2563,5 A$$

- **Falla trifásica al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.**

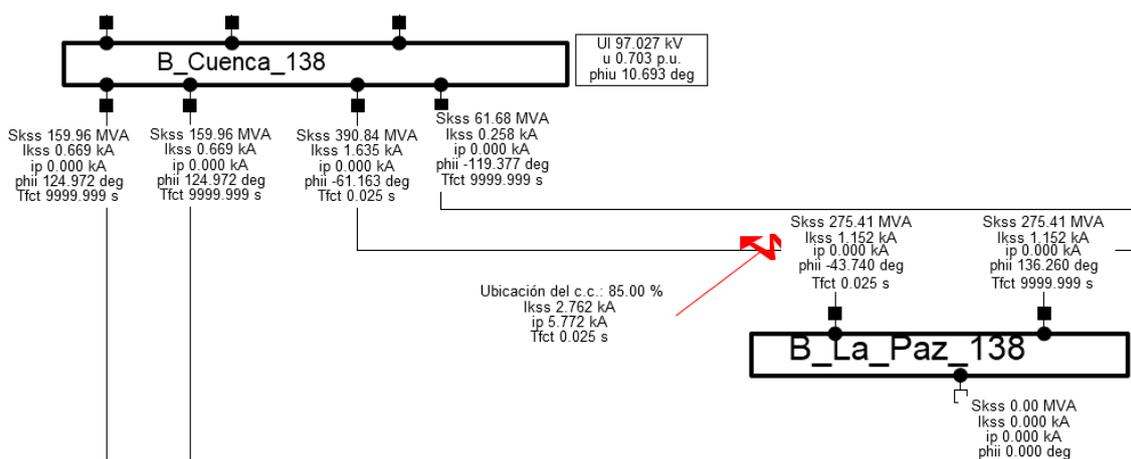


Figura 4.7 Simulación de una falla franca trifásica al 85% de la línea Cuenca – La Paz 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

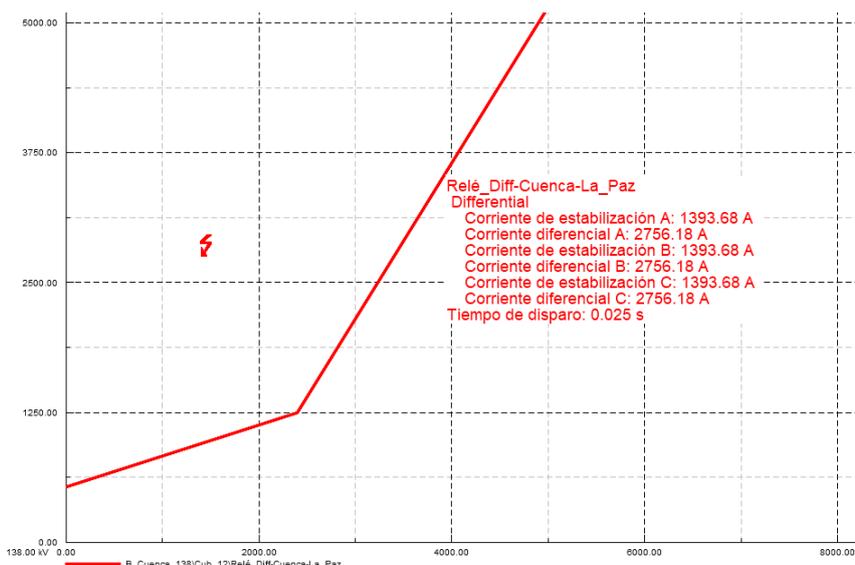


Figura 4.8 Diagrama diferencial de comparación de corrientes al 85% de la línea de transmisión. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

En la Figura 4.7 y Figura 4.8 se muestran los resultados de las simulaciones realizadas en DlgSILENT PowerFactory en donde se puede comprobar que para una falla trifásica para máximas corrientes al 85% de la línea, el relé diferencial opera a 0,025 s, donde la corriente de estabilización (I_{bias}) es 1393,68 A y la corriente diferencial es 2756,18 A.

- **Falla en la barra Cuenca 138 kV para escenario de demanda máxima.**

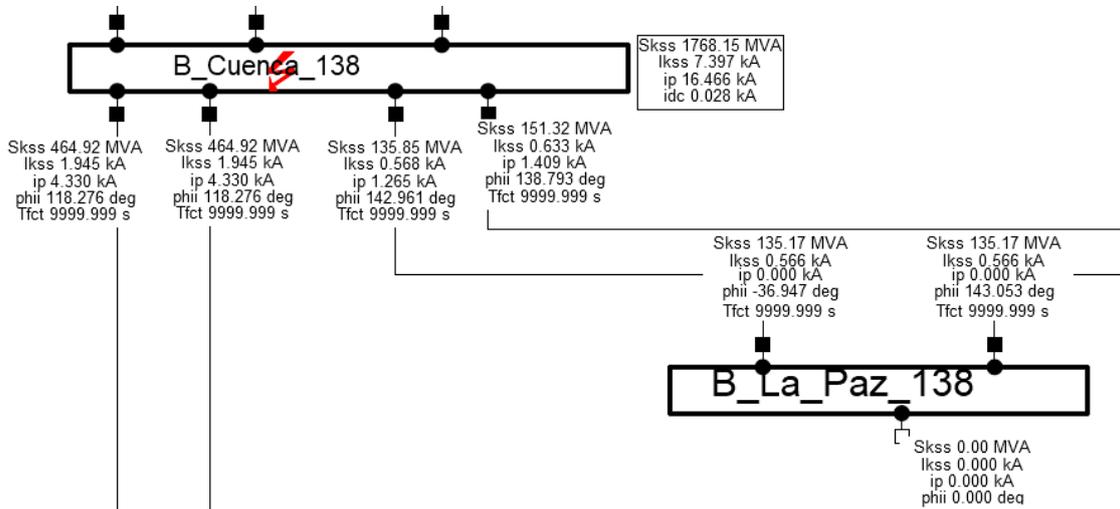


Figura 4.9 Simulación de una falla trifásica para máximas corrientes en la barra Cuenca 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

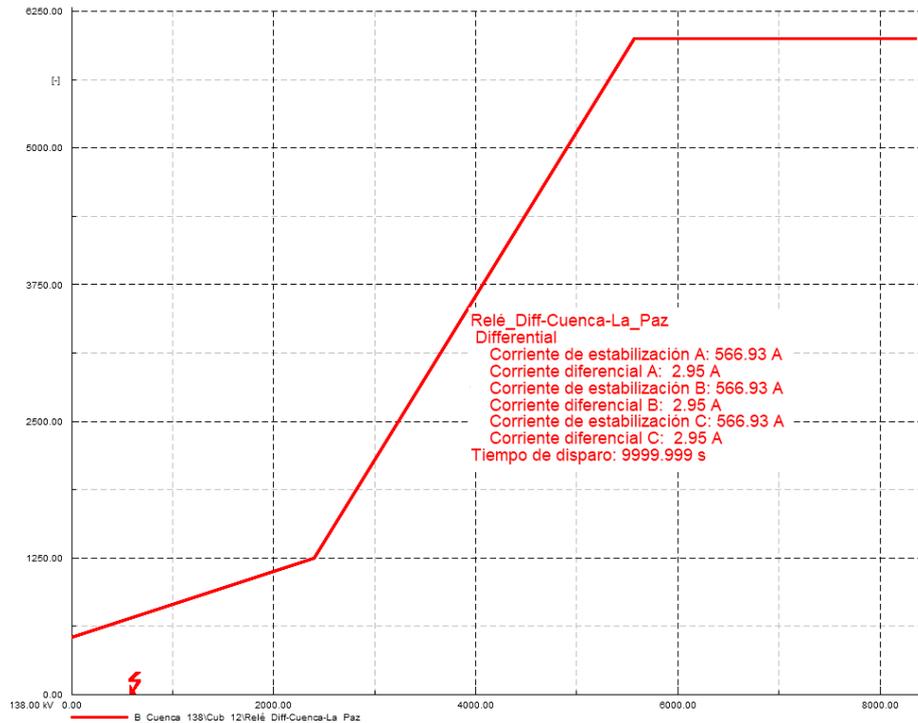


Figura 4.10 Diagrama diferencial de comparación de corrientes para una falla en la barra Cuenca 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

En la Figura 4.9 y Figura 4.10 se muestran los resultados de las simulaciones para una falla trifásica para máximas corrientes en la barra Cuenca 138 kV, en donde se puede observar que el relé diferencial que protege la línea Cuenca – La Paz 138 kV no opera.

- **Falla monofásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**

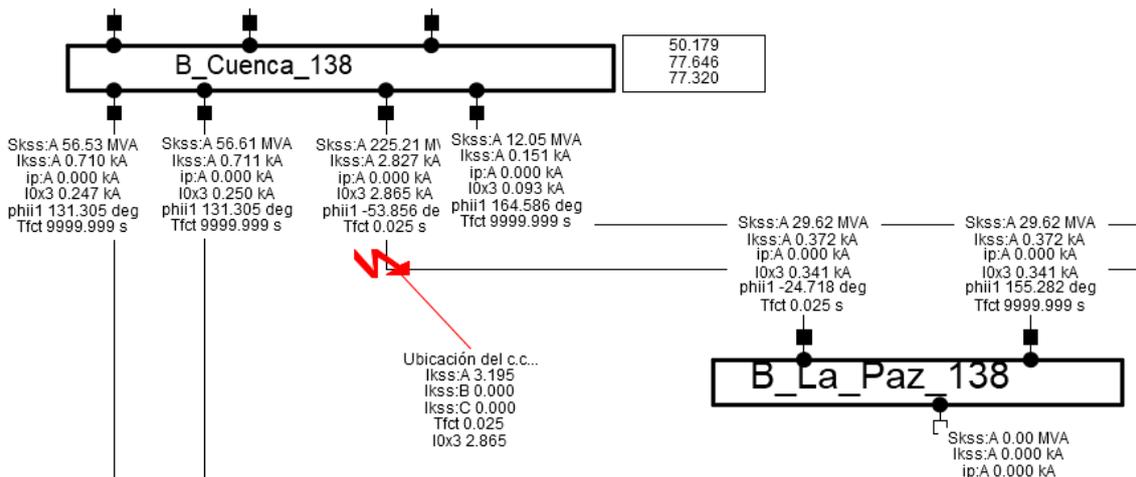


Figura 4.11 Simulación de una falla monofásica para mínimas corrientes al 15% de la línea Cuenca – La Paz 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

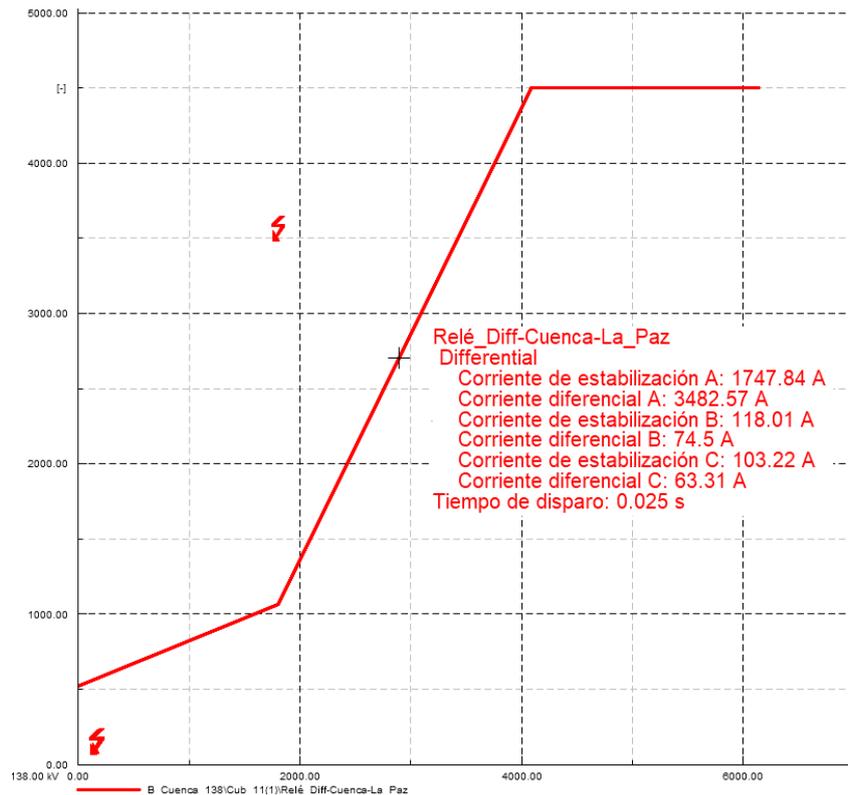


Figura 4.12 Diagrama diferencial de comparación de corrientes al 15 % de la línea de transmisión. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

En la Figura 4.11 y Figura 4.12 se muestran los resultados de las simulaciones realizadas en DlgSILENT PowerFactory en donde se puede comprobar que para una falla monofásica (fase A) para mínimas corrientes al 15% de la línea, el relé diferencial opera a 0,025 s, donde la corriente de estabilización (I_{bias}) es 1747,84 A y la corriente diferencial es 3482,84 A. Además, se puede ver que para las fases B y C la protección diferencial no opera.

- **Falla monofásica al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**

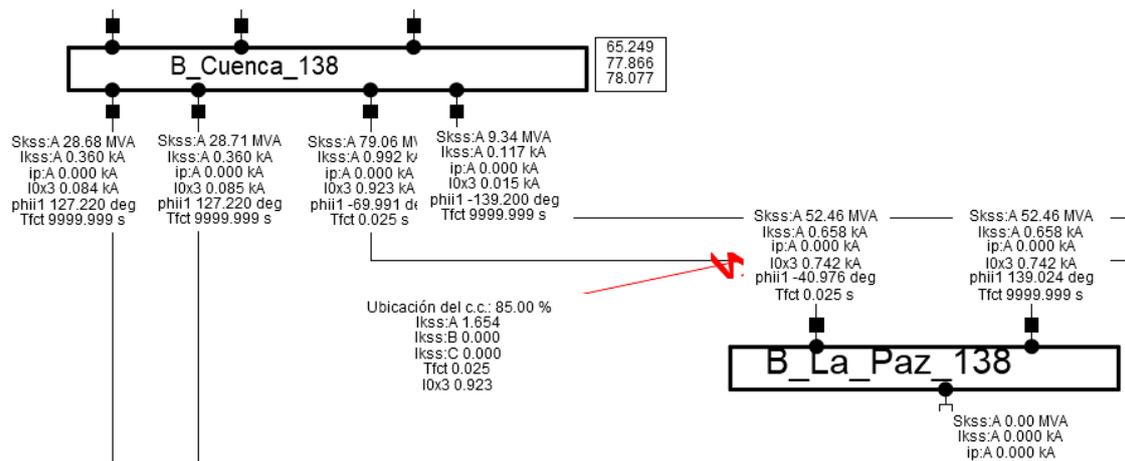


Figura 4.13 Simulación de una falla monofásica para mínimas al 85% de la línea Cuenca – La Paz 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

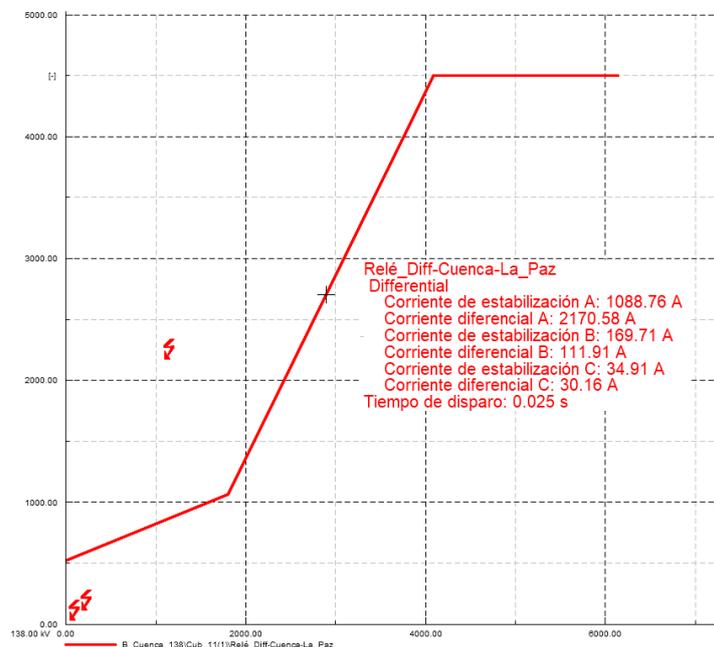


Figura 4.14 Diagrama diferencial de comparación de corrientes al 85% de la línea de transmisión. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

En la Figura 4.13 y Figura 4.14 se muestran los resultados de las simulaciones realizadas en DlgSILENT PowerFactory en donde se puede comprobar que para una falla monofásica (fase A) para máximas corrientes al 85% de la línea, el relé diferencial opera a 0.025 s, donde la corriente de estabilización (I_{bias}) es 1088,76 A y la corriente diferencial es 2170,58 A. Además, se puede ver que para las fases B y C la protección diferencial no opera.

- **Falla en la barra Cuenca 138 kV para escenario de demanda máxima.**

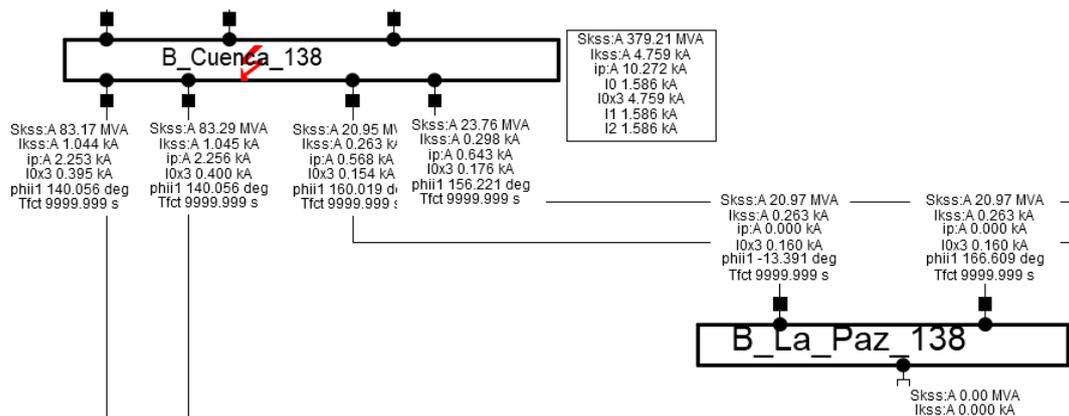


Figura 4.15 Simulación de una falla monofásica para mínimas corrientes en la barra Cuenca 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]



Figura 4.16 Diagrama diferencial de comparación de corrientes para una falla en la barra Cuenca 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

En la Figura 4.15 y Figura 4.16 se muestran los resultados de las simulaciones para una falla monofásica para mínimas corrientes en la barra Cuenca 138 kV, en donde se puede observar que el relé diferencial que protege la línea Cuenca – La Paz 138 kV no opera.

De esta manera se realiza el análisis para las líneas restantes (línea Cuenca – Yanacocha 138 kV y línea Yanacocha – La Paz 138 kV) (ver Anexo IX), con lo que se verifica que los ajustes realizados para cada relé diferencial operan de manera adecuada para fallas dentro de la línea de transmisión y para fallas fuera de la línea de transmisión no operan.

4.2.3.2 Validación de la coordinación y configuración de la protección de distancia (21/21N).

Se valida la coordinación de la operación de la protección de distancia (21/21N) mediante el uso del Diagrama Distancia vs Tiempo; para esto se definen dos rutas alrededor del anillo formado por las subestaciones Cuenca, La Paz y Yanacocha 138 kV (ver Figura 4.17). Además, los relés están configurados de tal manera que observan la falla hacia adelante.

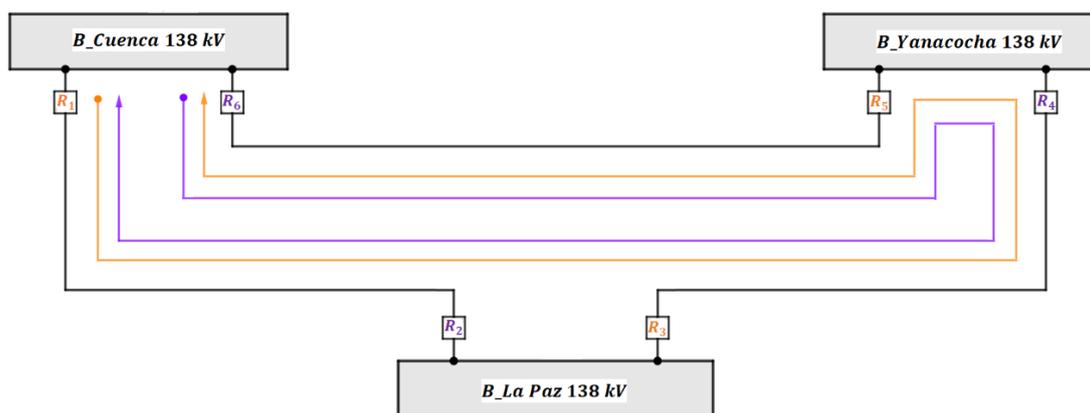


Figura 4.17 Rutas definidas: sentido horario (color morado) y sentido anti horario (color naranja) [Elaboración propia]

- **Coordinación de la ruta 1 – sentido anti horario.**

Según la Figura 4.17 para la ruta 1 en sentido anti horario se establece la siguiente coordinación: el relé R_5 es respaldo del R_1 , R_1 es respaldo del R_3 y R_3 es respaldo del R_5 ; de esta manera se muestran los diagramas Distancia vs Tiempo de la protección de distancia de fase (21) y tierra (21N) para la ruta 1 (ver Figura 4.18 y Figura 4.19).

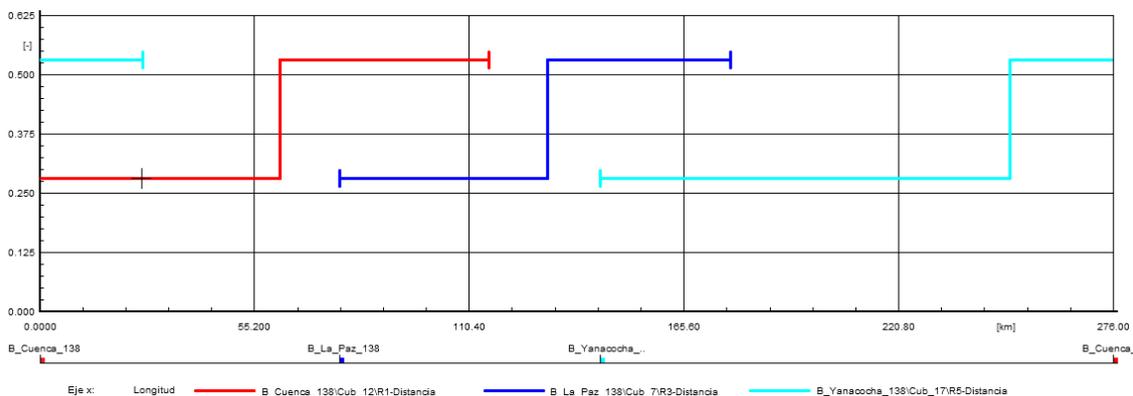


Figura 4.18 Diagrama Distancia vs Tiempo de la protección de distancia de fase (21) para la ruta 1 – sentido antihorario. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

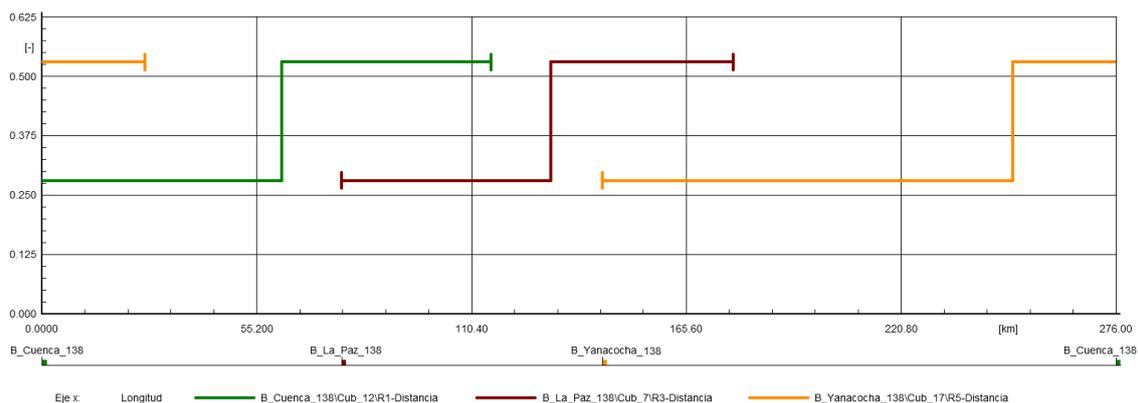


Figura 4.19 Diagrama Distancia vs Tiempo de la protección de distancia de tierra (21N) para la ruta 1 – sentido antihorario. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

En base a la Figura 4.18 y Figura 4.19 se puede corroborar que la coordinación de las zonas 1 y 2 de las protecciones de distancia (21/21N) es correcta dado que, no existen solapamientos de las zonas de protección. Además, se observa que la zona 2 de R_5 es respaldo de la zona 1 de R_1 , la zona 2 de R_1 es respaldo de la zona 1 de R_3 y, la zona 2 de R_3 es respaldo de la zona 1 de R_5 . Asimismo, el tiempo de actuación de la zona 1 y zona 2 para cada relé es de 280 ms y 530 ms, respectivamente, teniendo un intervalo de coordinación entre zonas de 250 ms.

- **Coordinación de la ruta 2 – sentido horario.**

Según la Figura 4.17 para la ruta 2 en sentido horario se establece la siguiente coordinación: el relé R_2 es respaldo del R_6 , R_6 es respaldo del R_4 y, R_4 es respaldo del R_2 ; de esta manera se muestran los diagramas Distancia vs Tiempo de la protección de distancia de fase (21) y tierra (21N) para la ruta 2 (ver Figura 4.20 y Figura 4.21).

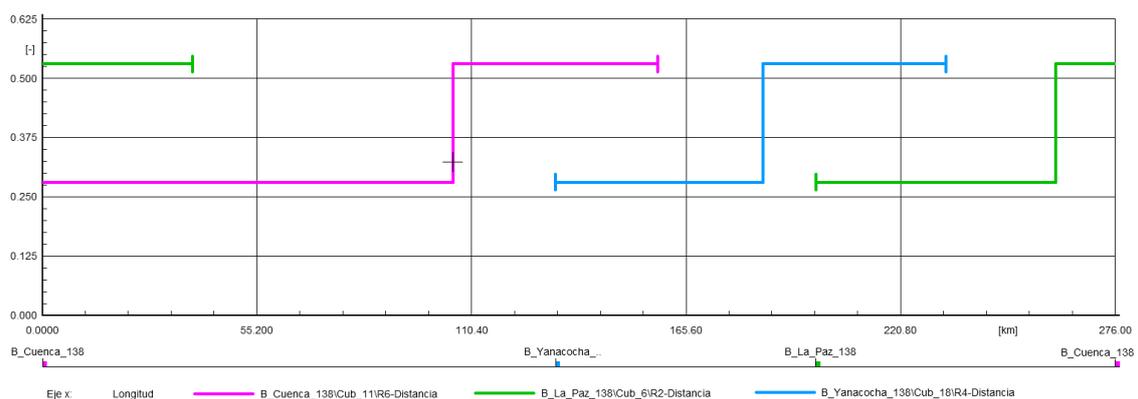


Figura 4.20 Diagrama Distancia vs Tiempo de la protección de distancia de fase (21) para la ruta 2 – sentido horario. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

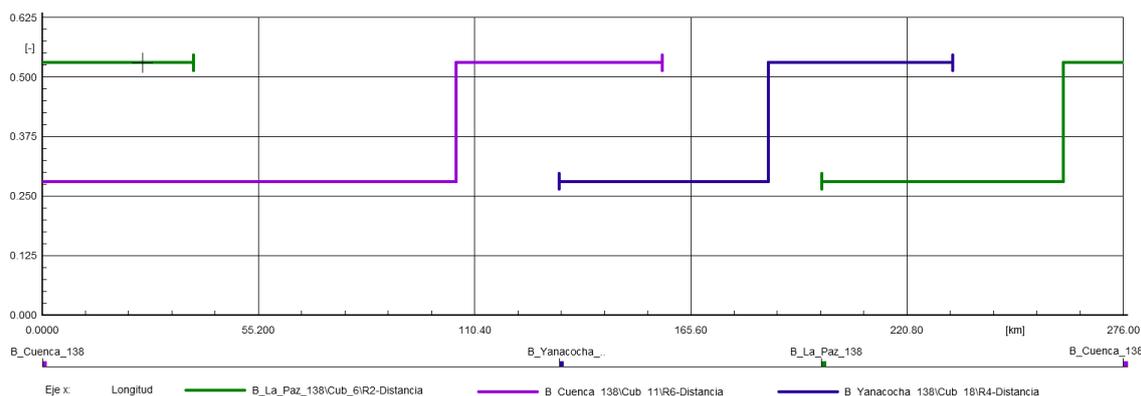


Figura 4.21 Diagrama Distancia vs Tiempo de la protección de distancia de tierra (21N) para la ruta 2 – sentido horario. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

En base a la Figura 4.20 y Figura 4.21 se puede corroborar que la coordinación de las zonas 1 y 2 de las protecciones de distancia (21/21N) es correcta dado que, no existen solapamientos de las zonas de protección.

Se valida la coordinación de la operación de la protección de distancia (21/21N) mediante fallas trifásicas y monofásicas al 15 % y 85 % de la línea de transmisión, se considera una falla franca para fallas trifásicas y una impedancia de falla de 10 ohmios para fallas monofásicas.

A continuación, se muestra la validación de la configuración de la protección de distancia (21/21N) de la línea Cuenca – La Paz 138 kV para el relé R₁.

- **Falla trifásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.**

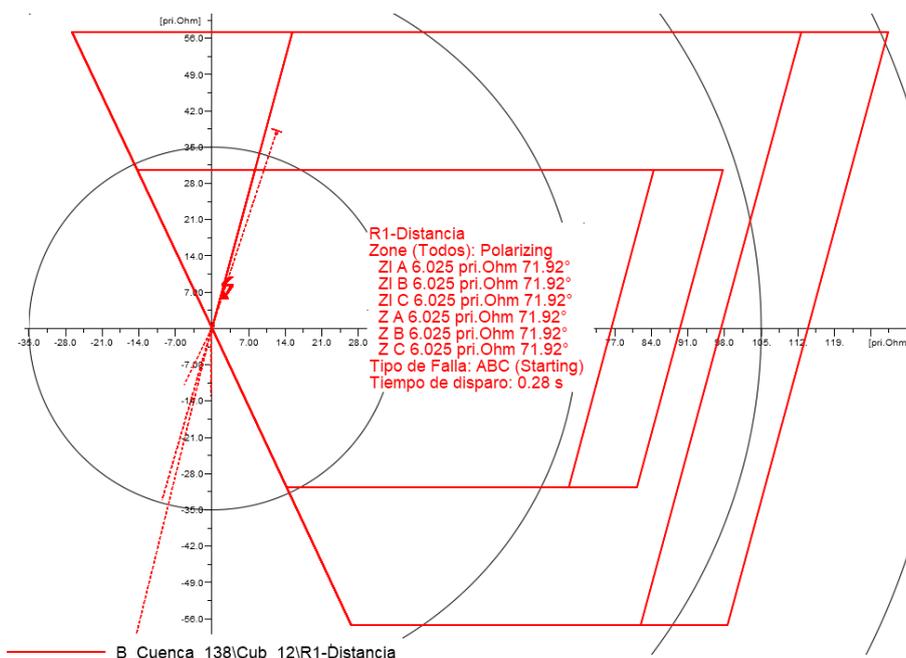


Figura 4.22 Falla trifásica al 15 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV (R₁). [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

- **Falla trifásica al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.**

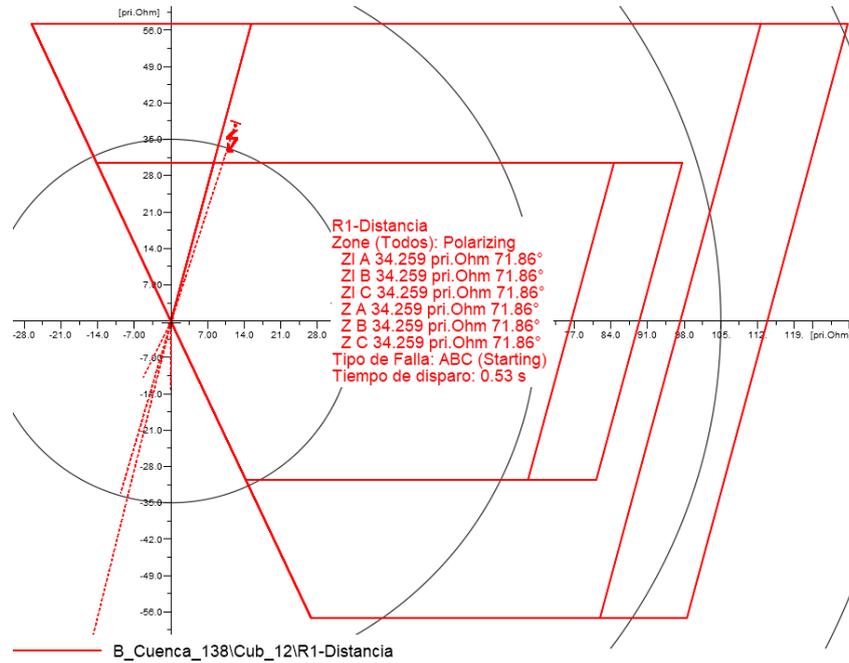


Figura 4.23 Falla trifásica al 85 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV (R₁). [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- **Falla monofásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**

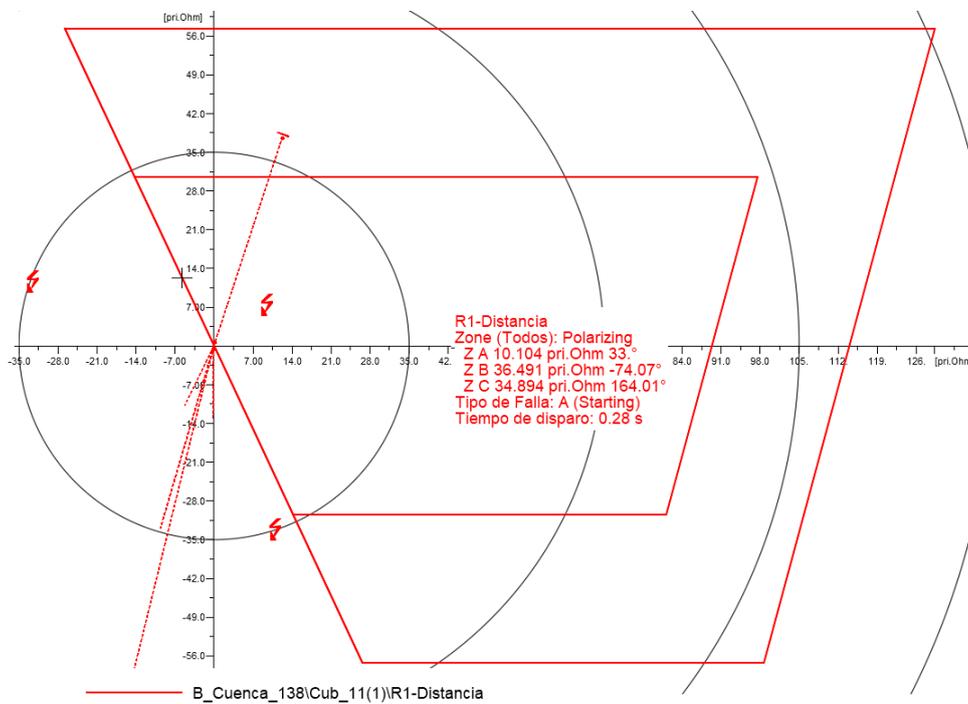


Figura 4.24 Falla monofásica al 15 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV (R₁). [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- **Falla monofásica al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**

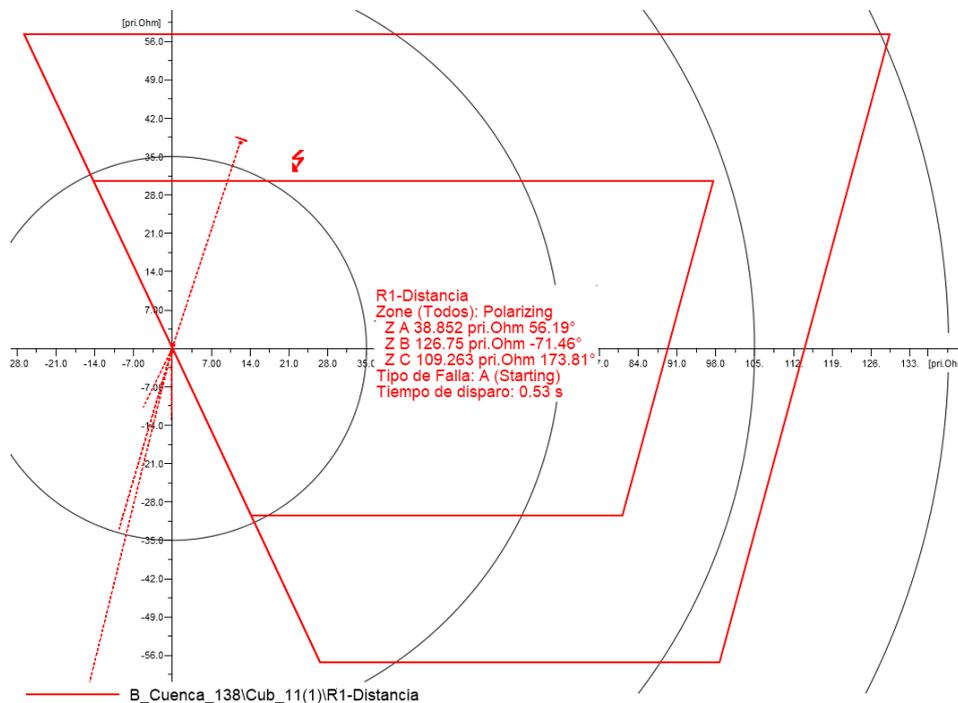


Figura 4.25 Falla monofásica al 85 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV (R₁). [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

En base a la Figura 4.22 y Figura 4.23 se observa que para una falla trifásica, tanto al 15 % como al 85 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV, la protección de distancia para fase (21) actúa a 280 ms y 530 ms, respectivamente. Además, el módulo y el ángulo de la impedancia medida por el relé para este caso se encuentran sobre la línea de transmisión debido a que es una falla franca ($R_f = 0$ ohmios).

De la misma manera, para fallas monofásicas al 15 % y 85 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV (Figura 4.24 y Figura 4.25, respectivamente), la protección de distancia para tierra (21N) tienen los mismos tiempos de actuación que para fallas trifásicas. En cambio, el módulo y el ángulo de la impedancia medida por el relé para este caso se encuentran a la derecha de la línea de transmisión debido a la impedancia de falla ($R_f = 10$ ohmios). Además, en la Figura 4.24 se observa que las impedancias medidas por el relé para las fases B y C son influenciadas por la falla en la fase A, debido a la variación del nivel de voltaje de las fases sanas producto del cortocircuito de la fase fallada (fase A) y que, para este caso se encuentran fuera de la zona de operación de la protección de distancia (21N).

De esta manera se realiza el análisis para las líneas restantes (línea Cuenca – Yanacocha 138 kV y línea Yanacocha – La Paz 138 kV) (ver Anexo X), con lo

que se verifica que los ajustes realizados para cada relé de distancia operan de manera adecuada para fallas dentro de la línea de transmisión.

4.2.3.3 Validación de la coordinación y configuración de la protección de sobrecorriente direccional a tierra 67N.

Se realizan fallas bifásicas a tierra y monofásicas al 15 % y 85 % de la línea de transmisión para la validación de la configuración de la protección de sobrecorriente direccional a tierra (67N), se considera una falla franca para fallas bifásicas a tierra y una impedancia de falla de 10 ohmios para fallas monofásicas, con el fin de simular el comportamiento de la protección de sobrecorriente direccional a tierra para las posibles corrientes de cortocircuito máximas y mínimas, respectivamente.

A continuación, se muestra la validación de la configuración de la protección de sobrecorriente direccional a tierra (67N) para la línea Cuenca – La Paz 138 kV.

- **Falla bifásica a tierra al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.**
 - Relés R₁ y R₅.

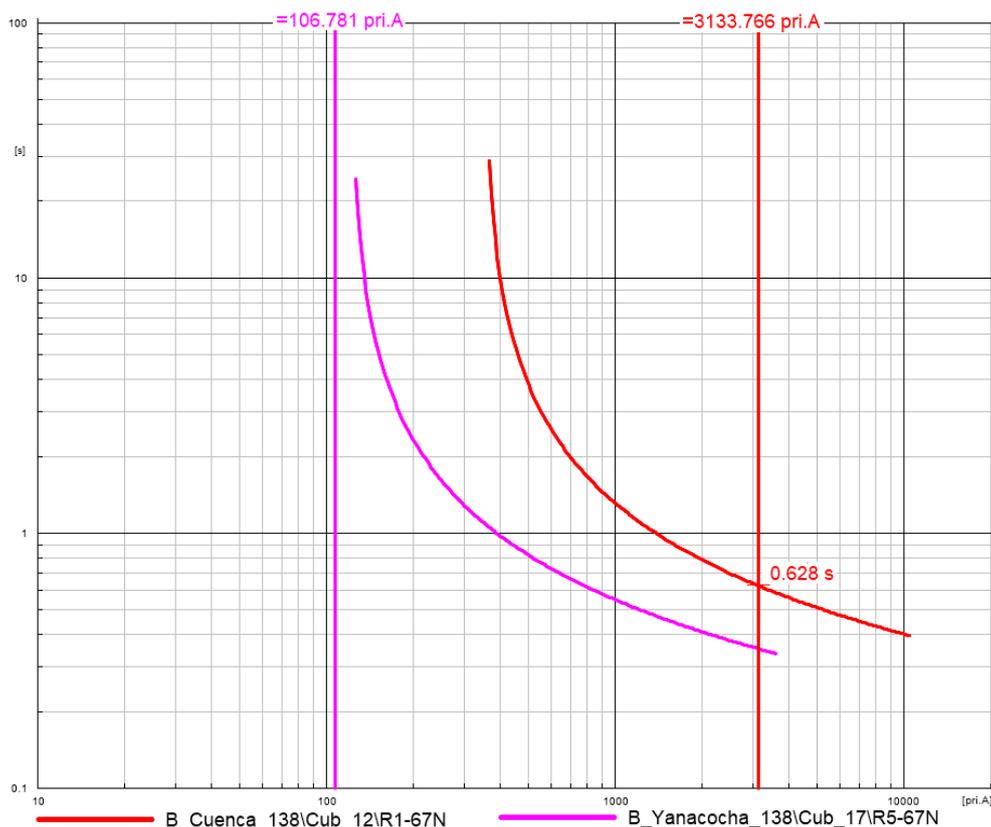


Figura 4.26 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₁ y R₅. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- Relés R₂ y R₄.

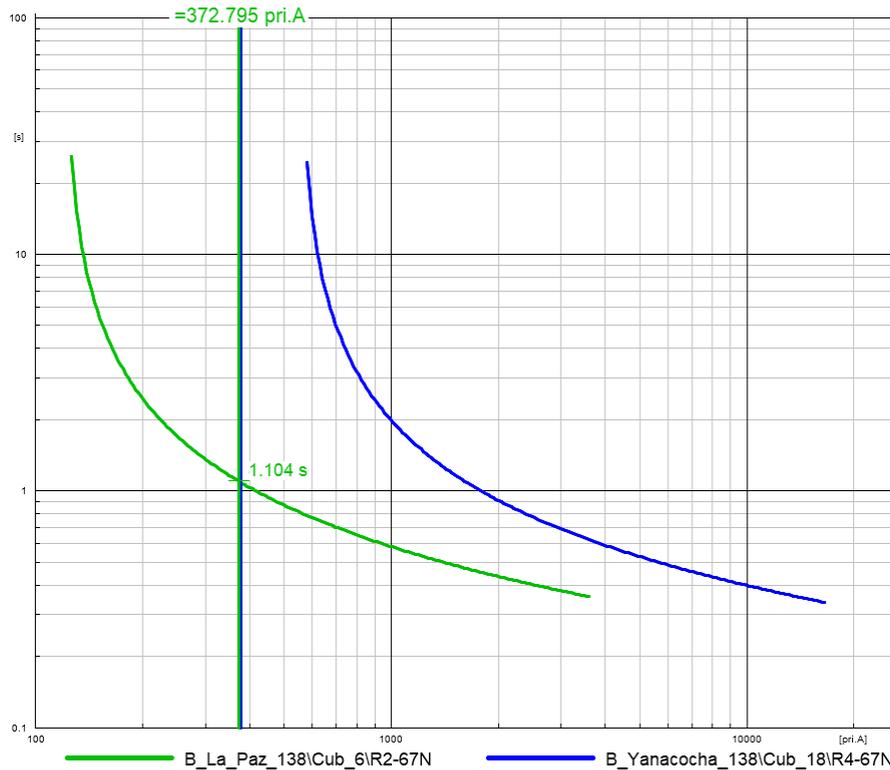


Figura 4.27 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₂ y R₄. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

En la Figura 4.26 se observa el tiempo de operación del relé R₁ (628 ms) para una falla al 15 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV, este relé está configurado para actuar como segunda protección de respaldo, tiene un intervalo de coordinación de 348 ms con respecto al tiempo de actuación (280 ms) de la primera protección de respaldo (zona 1 de la protección de distancia de R₁). Para este caso en particular el relé R₅ no actúa debido a que su corriente de arranque es de 120 A, pero actuará como protección de respaldo de R₁ para fallas que se encuentren cercanas a R₁, cabe recalcar que la actuación de R₅ es la última alternativa de despejar la falla en caso de que todas las protecciones tanto primarias como de respaldo no lo hagan.

En la Figura 4.27 se observa el tiempo de operación del relé R₂ (1,104 s) para una falla al 15 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV, este relé está configurado para actuar como segunda protección de respaldo, tiene un intervalo de coordinación de 574 ms con respecto al tiempo de actuación (530 ms) de la primera protección de respaldo (zona 2 de la protección de distancia de R₂). En caso de no actuar el relé R₂, la protección de respaldo remoto (R₄) no actuará, debido a que R₄ está configurado de tal manera que detecta fallas que ocurren al 85% de la línea Cuenca – La Paz 138 kV. Los tiempos de actuación de los relés de respaldo son muy elevados debido a características inherentes de los relés de sobrecorriente con característica inversa.

- **Falla bifásica a tierra al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.**
 - Relés R₁ y R₅.

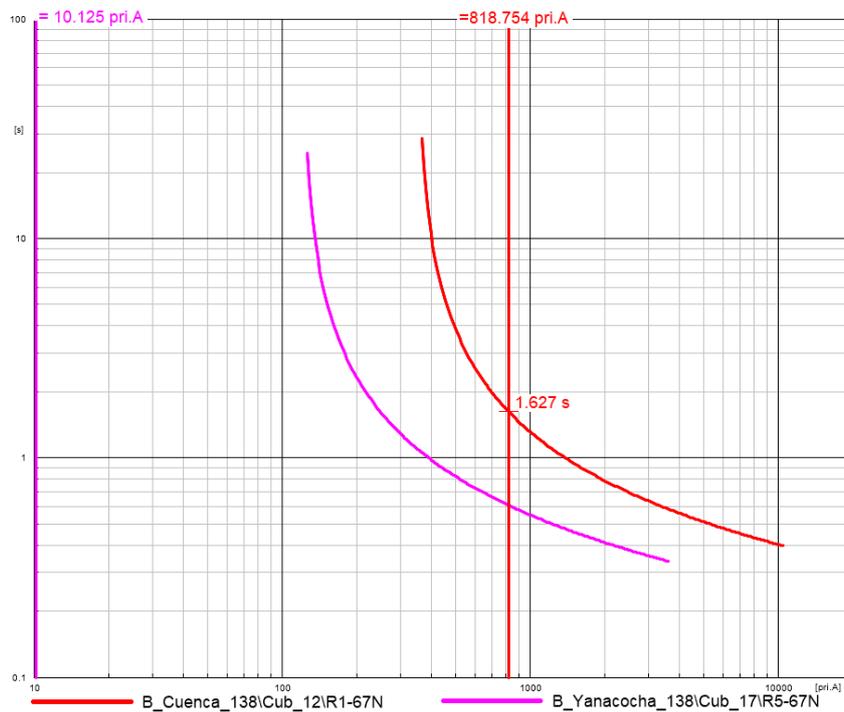


Figura 4.28 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₁ y R₅. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

- Relés R₂ y R₄.

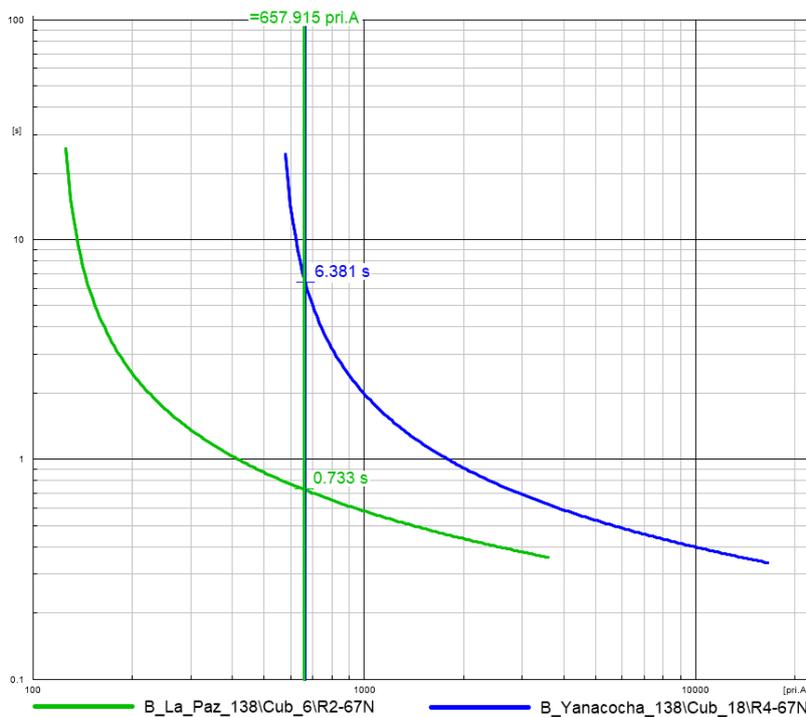


Figura 4.29 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₂ y R₄. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

En la Figura 4.28 se observa el tiempo de operación del relé R_1 (1,627 s) para una falla al 85 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV, tiene un intervalo de coordinación de 1,097 s con respecto al tiempo de actuación (530 ms) de la primera protección de respaldo (zona 2 de la protección de distancia de R_1). En caso de no actuar el relé R_1 , la protección de respaldo remoto (R_5) no actuará.

En la Figura 4.29 se observa el tiempo de operación del relé R_2 (733 ms) para una falla al 85 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV, tiene un intervalo de coordinación de 453 ms con respecto al tiempo de actuación (280 ms) de la primera protección de respaldo (zona 1 de la protección de distancia de R_2). En caso de no actuar el relé R_2 , la protección de respaldo remoto (R_4) actuará con un tiempo de actuación de 6,381 s, cabe recalcar que la actuación de R_4 es la última alternativa de despejar la falla en caso de que todas las protecciones tanto primarias como de respaldo no lo hagan.

- **Falla monofásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**
 - Relés R_1 y R_5 .

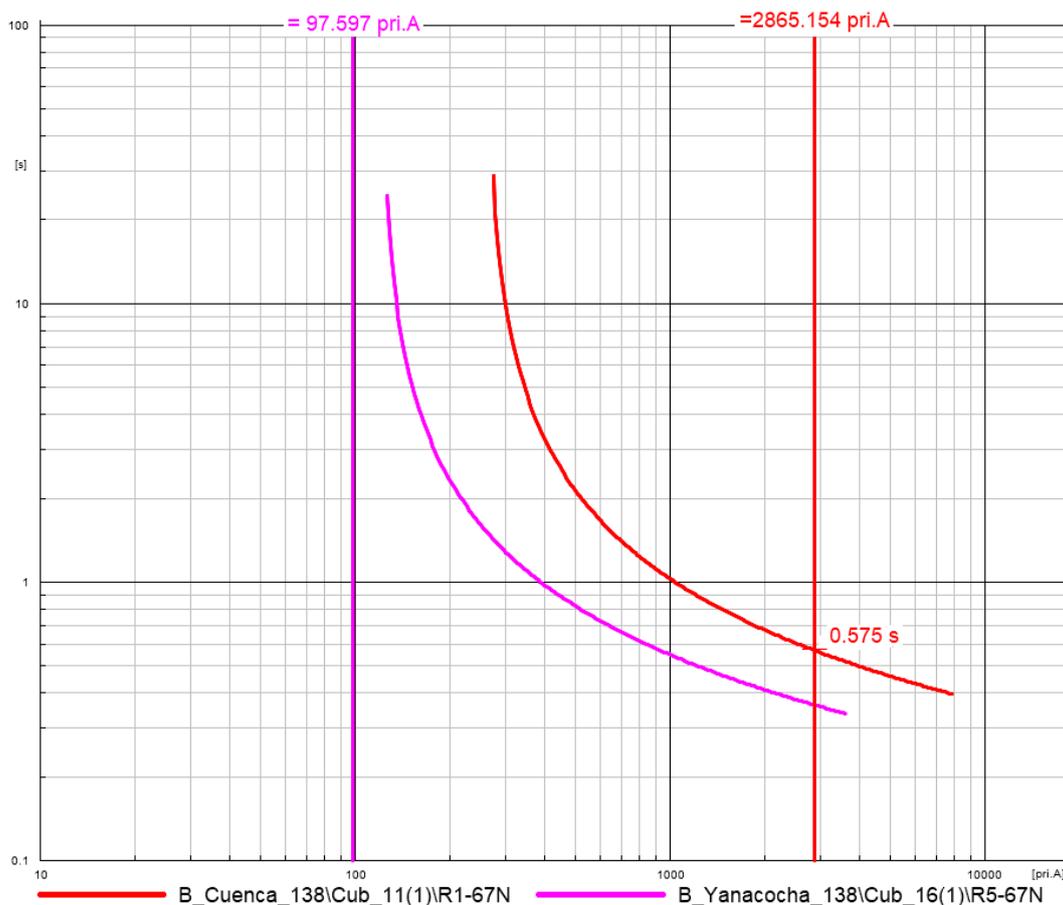


Figura 4.30 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R_1 y R_5 . [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

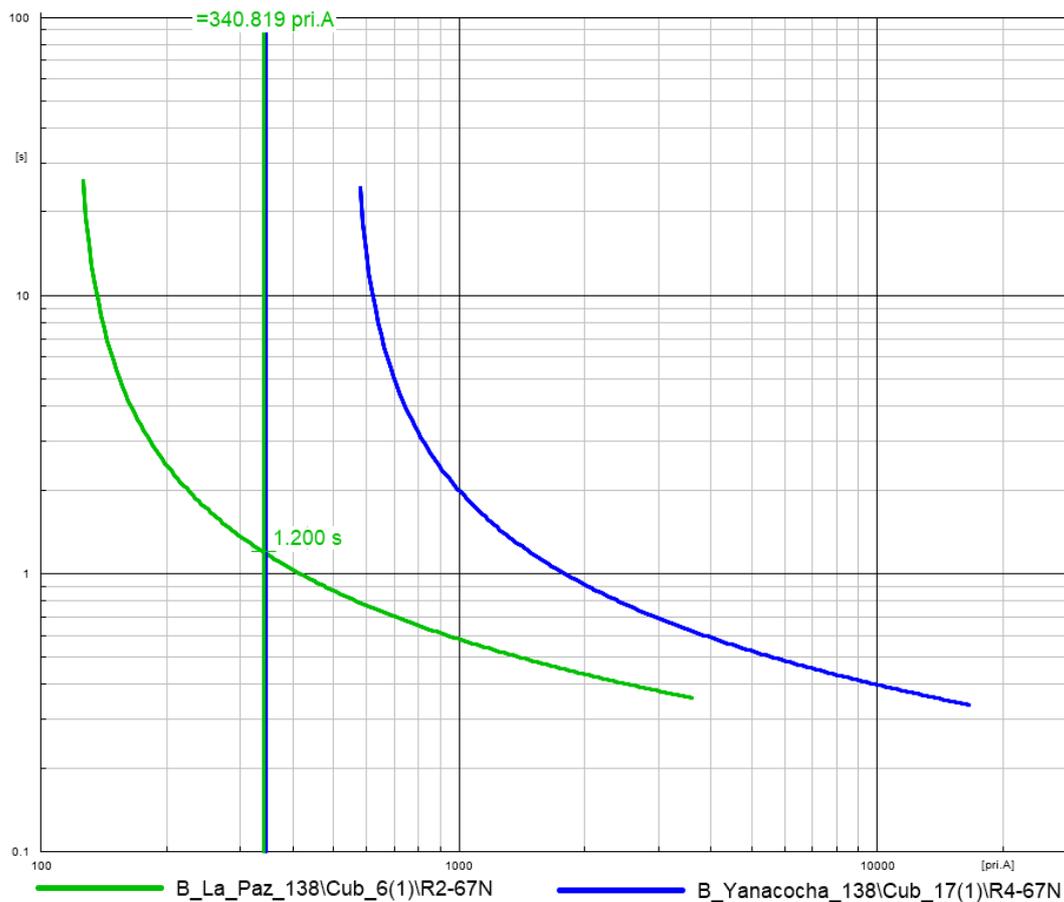
- Relés R₂ y R₄.

Figura 4.31 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₂ y R₄. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

En la Figura 4.30 se observa el tiempo de operación del relé R₁ (575 ms) para una falla al 15 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV, tiene un intervalo de coordinación de 295 ms con respecto al tiempo de actuación (280 ms) de la primera protección de respaldo (zona 1 de la protección de distancia de R₁). Para este caso en particular el relé R₅ no actúa debido a que su corriente de arranque es de 120 A, pero actuará como protección de respaldo de R₁ para fallas que se encuentren cercanas a R₁.

En la Figura 4.31 se observa el tiempo de operación del relé R₂ (1,2 s) para una falla al 15 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV, este relé está configurado para actuar como segunda protección de respaldo, tiene un intervalo de coordinación de 670 ms con respecto al tiempo de actuación (530 ms) de la primera protección de respaldo (zona 2 de la protección de distancia de R₂). En caso de no actuar el relé R₂, la protección de respaldo remoto (R₄) no actuará, debido a que R₄ está configurado de tal manera que detecta fallas que ocurren al 85% de la línea Cuenca – La Paz 138 kV.

- **Falla monofásica a tierra al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**
 - Relés R₁ y R₅.

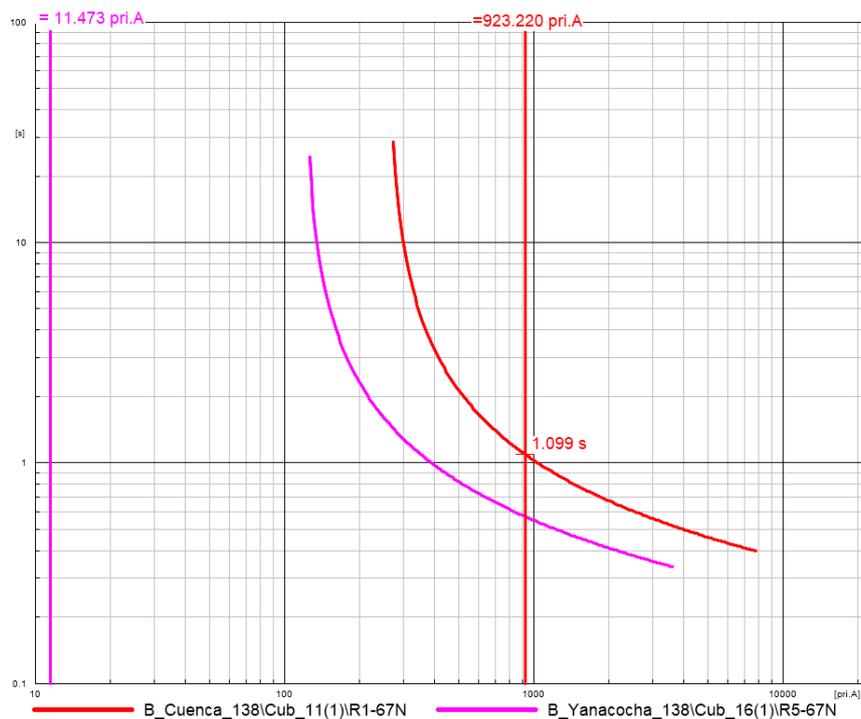


Figura 4.32 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₁ y R₅. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- Relés R₂ y R₄.

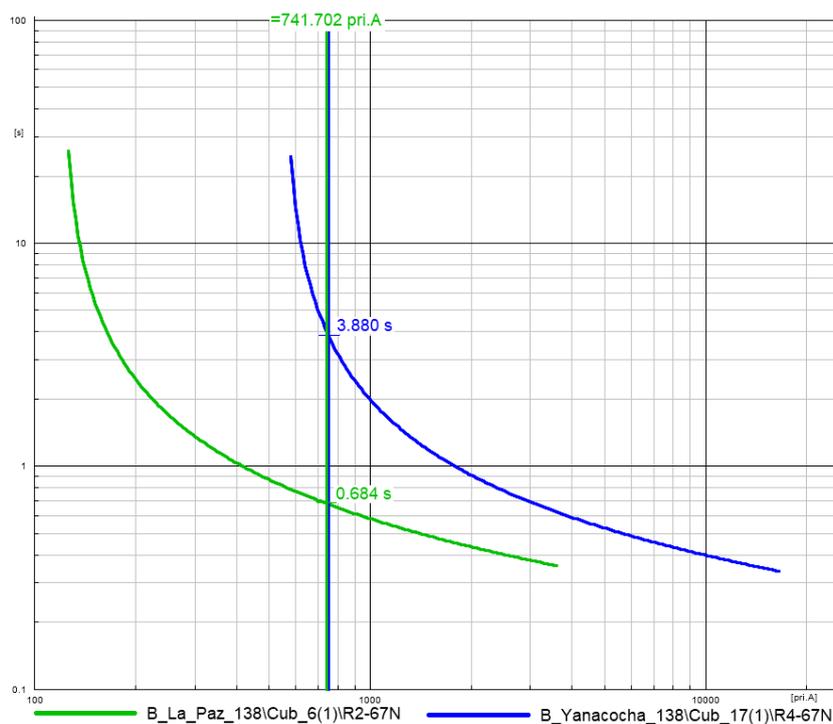


Figura 4.33 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₂ y R₄. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]



En la Figura 4.32 se observa el tiempo de operación del relé R_1 (1,099 s) para una falla al 85 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV, tiene un intervalo de coordinación de 569 ms con respecto al tiempo de actuación (530 ms) de la primera protección de respaldo (zona 2 de la protección de distancia de R_1). En caso de no actuar el relé R_1 , la protección de respaldo remoto correspondiente al relé R_5 no operará debido a que la corriente de cortocircuito es menor a la corriente de arranque.

En la Figura 4.33 se observa el tiempo de operación del relé R_2 (684 ms) para una falla al 85 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV, tiene un intervalo de coordinación de 404 ms con respecto al tiempo de actuación (280 ms) de la primera protección de respaldo (zona 1 de la protección de distancia de R_2). En caso de no actuar el relé R_2 , la protección de respaldo remoto (R_4) actuará con un tiempo de actuación de 3,880 s.

De esta manera se realiza el análisis para las líneas restantes (línea Cuenca – Yanacocha 138 kV y línea Yanacocha – La Paz 138 kV) (ver Anexo XI), con lo que se verifica que los ajustes realizados para cada relé de sobrecorriente direccional a tierra operan de manera adecuada para fallas dentro de la línea de transmisión.

4.2.4 Validación del sistema de protecciones ante la incorporación del PEMH.

En la sección 4.1.1 se determinó que al momento de la incorporación del PEMH al SNT existen variaciones en las corrientes de cortocircuito en las barras de la zona de influencia, las cuales son mayores en las barras adyacentes al punto de interconexión al SNT, teniendo variaciones de hasta 175 A (ver Tabla 4.2, Tabla 4.4, Tabla 4.6 y Tabla 4.8). Por tanto, se especula que los ajustes del sistema de protecciones de la sección 4.2.2 pueden continuar operando correctamente tanto la protección diferencial como la de sobrecorriente direccional a tierra, pero los ajustes de los alcances de la zona 2 de las protecciones de distancia de los relés R_1 y R_4 se verían afectados debido a la corriente de cortocircuito (Efecto Infeed, ver sección 2.6.2.2.3) que aporta el PEMH.

A continuación, se validan los ajustes de los relés de protección de la sección 4.2.2 ante la incorporación del PEMH, para lo cual se consideran solamente las fallas realizadas en la validación de las protecciones utilizadas de la sección 4.2.3, con el fin de comparar y comprobar la correcta operación de los relés de protección después de la incorporación del PEMH en producción media.

4.2.4.1 Validación de la configuración de la protección diferencial (87L) ante la incorporación del PEHM.

A continuación, se muestra la validación de la configuración de la protección diferencial para la línea Cuenca – La Paz 138 kV.

- **Falla trifásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.**

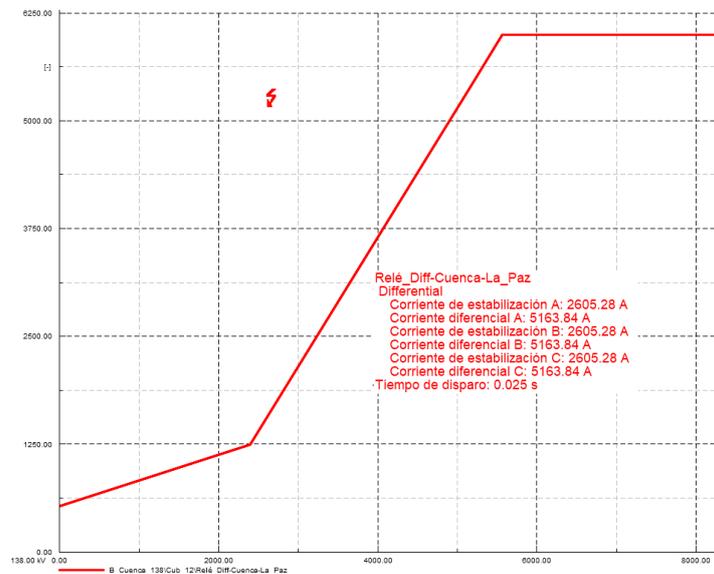


Figura 4.34 Diagrama diferencial de comparación de corrientes. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

En la Figura 4.34 se muestran los resultados para una falla trifásica para máximas corrientes al 15% de la línea, el relé diferencial opera a 0,025 s, donde la corriente de estabilización (I_{bias}) es 2605 A y la corriente diferencial es 5163,28 A; estos valores difieren a los calculados antes de la incorporación del PEMH en 42 A y 79 A, respectivamente.

- **Falla trifásica al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.**

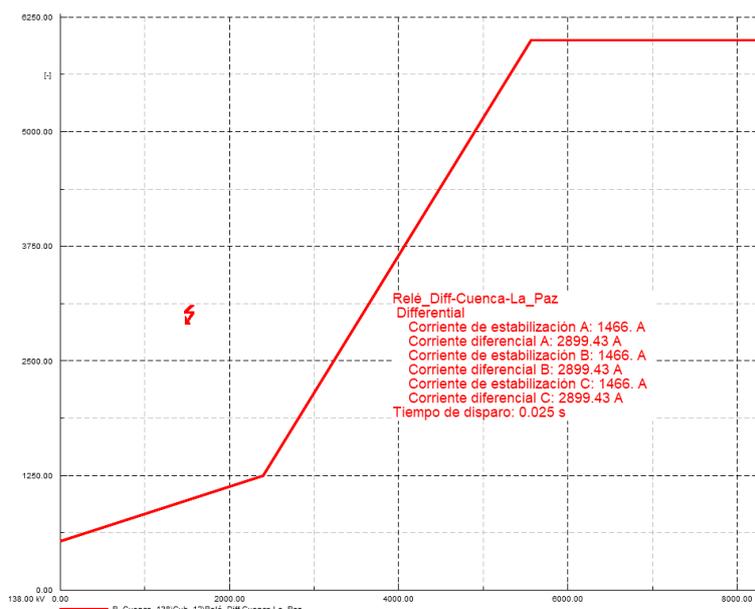


Figura 4.35 Diagrama diferencial de comparación de corrientes al 85% de la línea de transmisión. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

En la Figura 4.35 se muestran los resultados para una falla trifásica para máximas corrientes al 85% de la línea, el relé diferencial opera a 0,025 s, donde la corriente de estabilización (I_{bias}) es 1466 A y la corriente diferencial es 2899 A; estos valores difieren a los calculados antes de la incorporación del PEMH en 73 A y 143 A, respectivamente.

- **Falla en la barra Cuenca 138 kV para escenario de demanda máxima.**

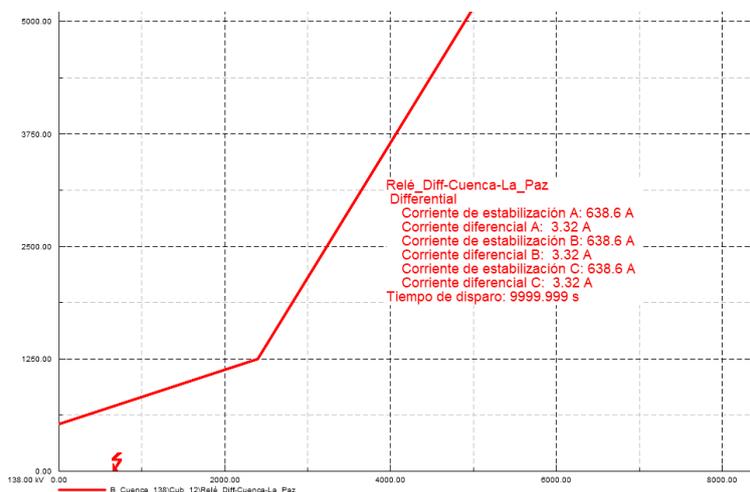


Figura 4.36 Diagrama diferencial de comparación de corrientes para una falla en la barra Cuenca 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

En la Figura 4.36 se muestran los resultados de las simulaciones para una falla trifásica para máximas corrientes en la barra Cuenca 138 kV, en donde se puede observar que el relé diferencial que protege la línea Cuenca – La Paz 138 kV no opera.

- **Falla monofásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**

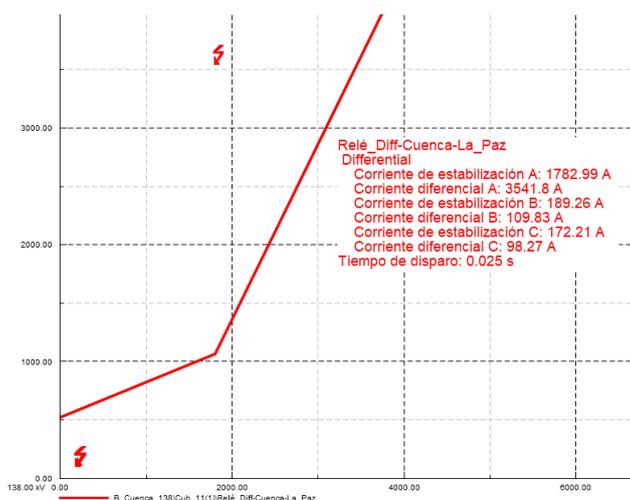


Figura 4.37 Diagrama diferencial de comparación de corrientes al 15 % de la línea de transmisión. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

En la Figura 4.37 se muestran los resultados para una falla monofásica (fase A) para mínimas corrientes al 15% de la línea, el relé diferencial opera a 0,025 s, donde la corriente de estabilización (I_{bias}) es 1782 A y la corriente diferencial es 3541 A; estos valores difieren a los calculados antes de la incorporación del PEMH en 35 A y 59 A, respectivamente. Además, se puede ver que para las fases B y C la protección diferencial no opera.

- **Falla monofásica al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**

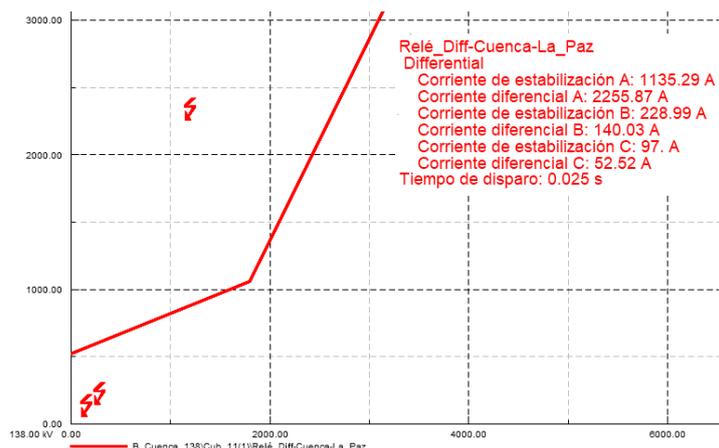


Figura 4.38 Diagrama diferencial de comparación de corrientes al 85% de la línea de transmisión. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

En la Figura 4.38 se muestran los resultados para una falla monofásica (fase A) para máximas corrientes al 85% de la línea el relé diferencial opera a 0.025 s, donde la corriente de estabilización (I_{bias}) es 1135 A y la corriente diferencial es 2255 A; estos valores difieren a los calculados antes de la incorporación del PEMH en 47 A y 85 A, respectivamente. Además, se puede ver que para las fases B y C la protección diferencial no opera.

- **Falla en la barra Cuenca 138 kV para escenario de demanda máxima.**

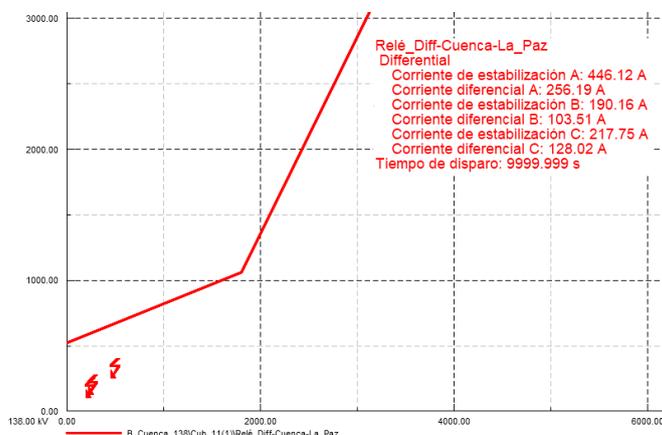


Figura 4.39 Diagrama diferencial de comparación de corrientes para una falla en la barra Cuenca 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]



En la Figura 4.39 se muestran los resultados de las simulaciones para una falla monofásica para mínimas corrientes en la barra Cuenca 138 kV, en donde se puede observar que el relé diferencial que protege la línea Cuenca – La Paz 138 kV no opera.

De esta manera se realiza el análisis para las líneas restantes (línea Cuenca – Yanacocha 138 kV y línea Yanacocha – La Paz 138 kV) (ver Anexo XII), con lo que se verifica que los ajustes aún siguen operando correctamente, por lo que, no es necesario ninguna modificación.

4.2.4.2 Validación de la coordinación y configuración de la protección de distancia (21/21N) ante la incorporación del PEMH.

La incorporación del PEMH al SNT afecta la zona 2 de protección de los relés R₁ y R₄ debido al “Efecto Infeed”; por tanto, es indispensable saber cuáles son los límites de operación de la zona 2 de los relés en cuestión, con el fin de conocer si el porcentaje (%) de la línea protegida por la zona 2 va a seguir siendo el mismo al momento de la incorporación del PEMH. A continuación, se indica el procedimiento utilizado para determinar el límite de operación de la zona 2 para R₁.

- **Límite de operación de la zona 2 de R₁.**

Para determinar el límite para la zona 2 de R₁, se considera el ajuste del alcance reactivo de la ecuación (2.82):

$$X_2 = 1,5 \times X_L$$

Ahora bien, el $1,5 \times X_{\text{Línea Cuenca - La Paz 138 kV}}$ protege en su totalidad la línea Cuenca – La Paz 138 kV ($1 \times X_{\text{Línea Cuenca - La Paz 138 kV}}$) y parcialmente a la línea La Paz – Yanacocha 138 kV ($0,5 \times X_{\text{Línea Cuenca - La Paz 138 kV}}$). Por tanto, el porcentaje (%) de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV que protege la zona 2 de R₁ se determina de la siguiente forma:

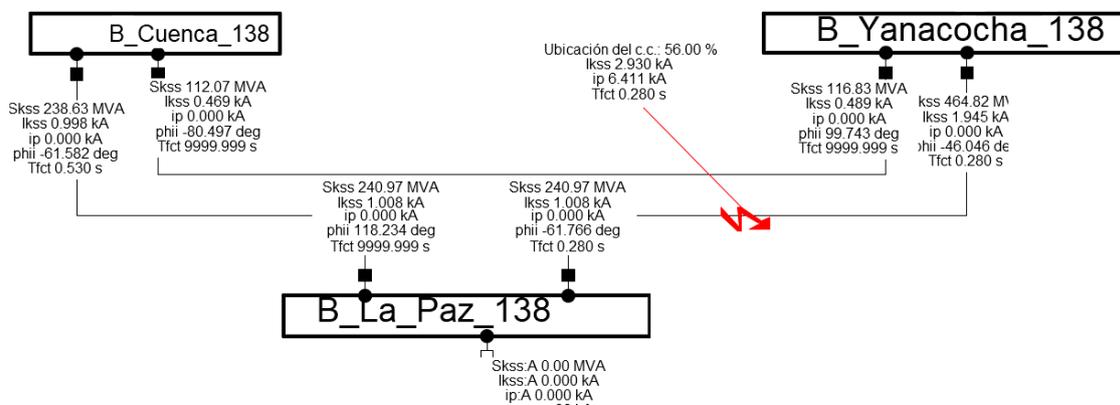
$$\% = 0,5 \times \frac{X_{\text{Línea Cuenca - La Paz 138 kV}}}{X_{\text{Línea La Paz - Yanacocha 138 kV}}} \times 100$$

De la Tabla 4.10 se obtienen los valores de la reactancia de cada línea, por lo que:

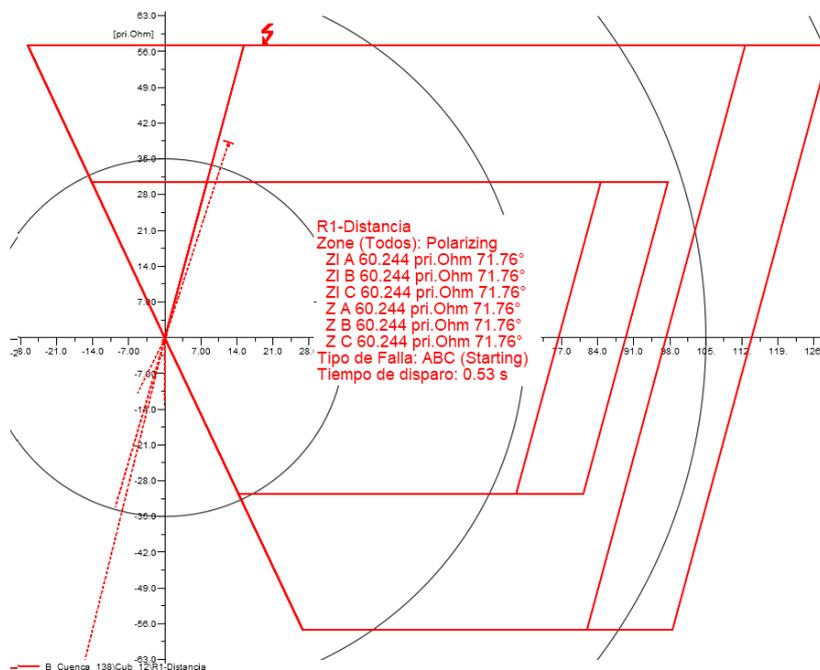
$$\% = 0,5 \times \frac{77 \times 0,16184}{67 \times 0,16184} \times 100 = 57,46 \% \quad (4.2)$$

Se concluye que el límite de protección para la zona 2 de R₁ se da al 57,46 % de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV.

Para verificar el límite determinado anteriormente, se indican en la Figura 4.40 y Figura 4.41 fallas trifásicas francas al 56 % y 57 % de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV, respectivamente, para el periodo lluvioso (escenario de demanda máxima).



a)



b)

Figura 4.40 Falla trifásica al 56 % de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV: a) Ubicación de la falla b) Diagrama R – X. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

En la Figura 4.40 b) se observa que la falla se encuentra al límite de la zona 2, en donde R_1 mide una impedancia de 60,244 ohmios y actúa en 530 ms, correspondiente al tiempo de operación de la zona 2 de R_1 .

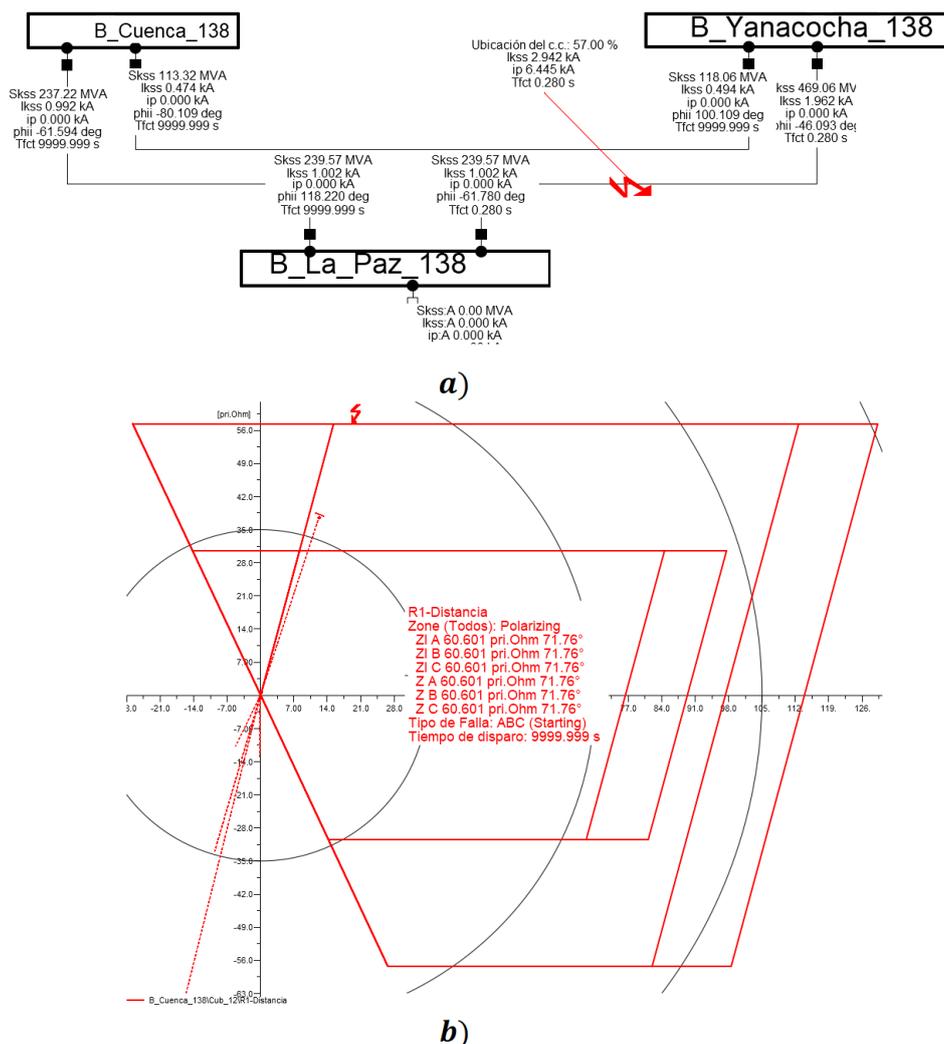


Figura 4.41 Falla trifásica al 56 % de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV: a) Ubicación de la falla b) Diagrama R – X. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

En la Figura 4.41 b) se observa que la falla se encuentra fuera del límite de la zona 2, en donde R_1 mide una impedancia de 60,601 ohmios y no actúa.

El límite calculado de la zona 2 para R_1 es hasta el 57,46 % de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV (ver ecuación (4.2)); mientras que el límite determinado en DlgSILENT PowerFactory es hasta el 56 %.

El 56 % corresponde al límite de la zona 2 para una falla trifásica franca, se realizan fallas monofásicas (con $R_f = 0$ ohmios) y fallas trifásicas (con $R_f = 0$ ohmios) para los escenarios de demanda máxima y mínima en el periodo lluvioso en DlgSILENT PowerFactory (ver Anexo XII) con el fin de verificar el porcentaje de línea protegida por la zona 2 (ver Tabla 4.28).

Tabla 4.28 Porcentaje de línea protegida por la zona 2 de R₁ para diferentes fallas. [Elaboración propia]

Falla	Escenario de demanda	Porcentaje de línea protegida (La Paz – Cuenca 138 kV)
Trifásica (R _f = 0 ohmios)	Mínima	56 %
	Máxima	56 %
Monofásica (R _f = 0 ohmios)	Mínima	57 %
	Máxima	56 %

- Verificación del límite de operación de la zona 2 de R₁ ante la incorporación del PEMH.

Para verificar si el límite de operación de la zona 2 de R₁ (56 % de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV) determinado en el punto anterior va a seguir siendo el mismo ante la incorporación del PEMH se realiza una falla trifásica franca al 56 % de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV, para el periodo lluvioso (escenario de demanda máxima) (ver Figura 4.42).

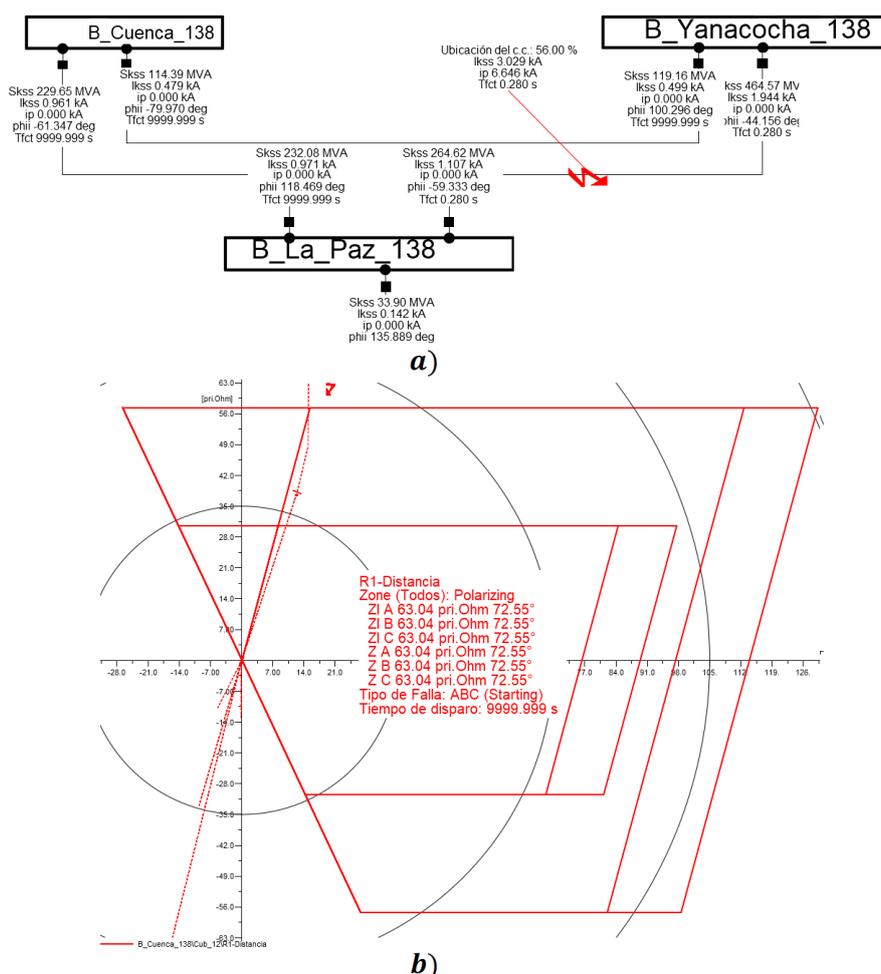


Figura 4.42 Falla trifásica al 56 % de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV: a) Ubicación de la falla b) Diagrama R – X. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

En la Figura 4.42 b) se observa que la zona 2 de R_1 no protege el porcentaje establecido (56 %) de la línea Cuenca – Yanacocha 138 kV después de la incorporación del PEMH, debido al “Efecto Infeed”.

Por tanto, se concluye que la incorporación del PEMH al SNT afecta a la impedancia que mide R_1 en la zona 2 de protección provocando que el relé R_1 no opere para una falla al 56 % de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV. Para corregir este efecto se debe multiplicar el factor de corrección k (ver ecuación (2.88)) por el ajuste del alcance reactivo de la protección de distancia para la zona 2 de R_1 .

Para determinar el factor k de la ecuación (2.88), se realizan las fallas de la Tabla 4.28 con la incorporación del PEMH, para saber cuáles son las corrientes de cortocircuito que aporta el PEHM para las distintas fallas y las corrientes que mide el relé R_1 . En la Figura 4.42 se realizó una falla trifásica franca al 56 % de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV, en la que se puede observar que la corriente de cortocircuito que aporta el PEMH es 142 A y la corriente que mide el relé R_1 es 961 A. Este procedimiento se realiza para el resto de fallas presentadas en la Tabla 4.28 (ver Anexo XII), se obtienen los valores mostrados en la Tabla 4.29.

Tabla 4.29 Corrientes de cortocircuito que aporta el PEHM para las distintas fallas y las corrientes que mide el relé R_1 para el cálculo del factor k . [Elaboración propia]

Falla	Escenario de demanda	Corriente aportada por el PEMH (I_P)	Corriente que mide R_1 (I_R)	Factor k ($1 + \frac{I_P}{I_R}$)
Trifásica ($R_f = 0$ ohmios)	Mínima	141 A	908 A	1,155
	Máxima	142 A	961 A	1,147
Monofásica ($R_f = 0$ ohmios)	Mínima	73 A	695 A	1,105
	Máxima	74 A	702 A	1,105

En la Tabla 4.29 se muestran los valores de I_R , I_P y k para cada falla de la Tabla 4.28, por lo tanto, se elige el factor k de mayor valor (1,155), con el fin de garantizar que la zona 2 de R_1 proteja hasta el 56 % de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV después de la incorporación del PEMH.

El factor de corrección k solamente se aplica al alcance reactivo, debido a que la característica poligonal de la protección de distancia permite ajustar el alcance reactivo y resistivo de manera independiente, por lo que, el ajuste reactivo indica de manera explícita el alcance de la línea a proteger. A continuación, se muestra la aplicación del factor k en la zona 2 de R_1 :

El alcance reactivo de la zona 2 de R_1 antes de la incorporación del PEMH es:

$$\text{Alcance } X_{2_línea \text{ La Paz-Yanacocha}} = 38,17876 + 0,5746 \times 33,22048$$

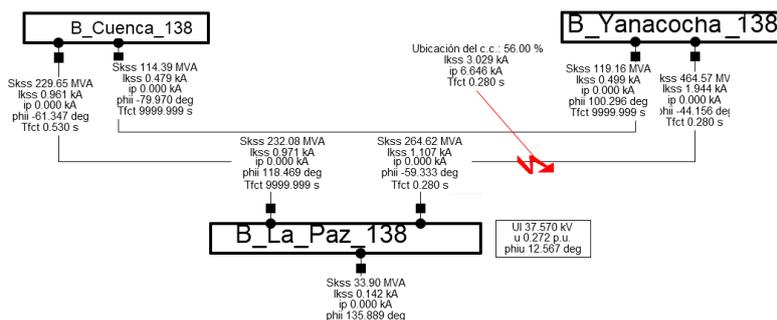
$$\text{Alcance } X_{2_línea \text{ La Paz-Yanacocha}} = 57,26814 \Omega$$

Aplicando el factor de corrección k se obtiene:

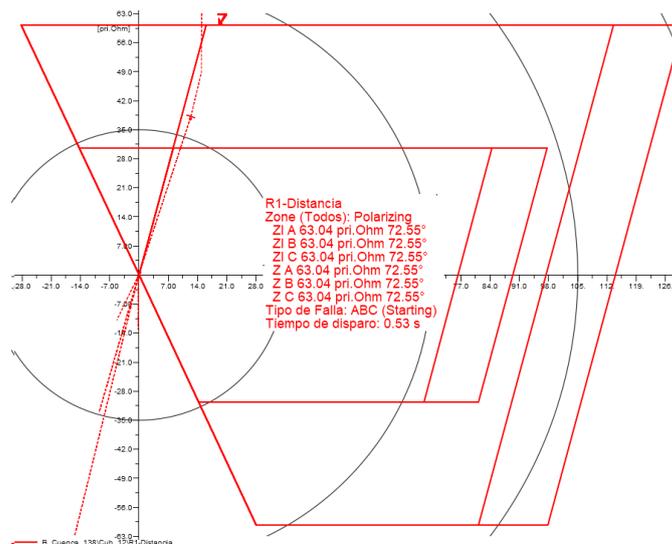
$$\text{Alcance } X_{2_linea \text{ La Paz}-Yanacocha} = 38,17876 + 0,5746 \times 33,22048 \times 1,155$$

$$\text{Alcance } X_{2_linea \text{ La Paz}-Yanacocha} = 60,2324 \Omega$$

De esta manera se reconfigura el ajuste del alcance reactivo de la zona 2 de R₁ a 60,2324 ohmios; se realiza nuevamente la falla trifásica franca de la Figura 4.42 donde se comprobó que el relé R1 no operaba para una falla al 56 % de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV, esta falla se muestra en la siguiente figura.



a)



b)

Figura 4.43 Falla trifásica al 56 % de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV: a) Ubicación de la falla b) Diagrama R – X. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

En la Figura 4.43 se puede comprobar que después de ajustar el alcance reactivo de la zona 2 de R₁, el relé opera para una falla al 56 % de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV.

Para determinar el límite de operación de la zona 2 y factor de corrección k para R₄ se realiza el mismo procedimiento.



- **Límite de operación de la zona 2 de R₄.**

El $1,5 \times X_{\text{Línea Yanacocha - La Paz 138 kV}}$ protege en su totalidad la línea Yanacocha – La Paz 138 kV ($1 \times X_{\text{Línea Yanacocha - La Paz 138 kV}}$) y parcialmente a la línea La Paz – Cuenca 138 kV ($0,5 \times X_{\text{Línea La Paz - Cuenca 138 kV}}$). Por tanto, el porcentaje (%) de la línea La Paz – Cuenca 138 kV que protege la zona 2 de R₄ es:

$$\% = 0,5 \times \frac{X_{\text{Línea Yanacocha - La Paz 138 kV}}}{X_{\text{Línea La Paz - Cuenca 138 kV}}} \times 100$$

De la Tabla 4.10 se obtienen los valores de la reactancia de cada línea, por lo que:

$$\% = 0,5 \times \frac{67 \times 0,16184}{77 \times 0,16184} \times 100 = 43,5 \% \quad (4.3)$$

Se concluye que el límite de protección para la zona 2 de R₄ se da al 43,5 % de la línea La Paz – Cuenca 138 kV.

Se realizan fallas monofásicas (con R_f = 0 ohmios) y fallas trifásicas (con R_f = 0 ohmios) para los escenarios de demanda máxima y mínima en el periodo lluvioso en DlgSILENT PowerFactory (ver Anexo XII) con el fin de verificar el porcentaje de línea protegida por la zona 2 (ver Tabla 4.30).

Tabla 4.30 Porcentaje de línea protegida por la zona 2 de R₄ para diferentes fallas. [Elaboración propia]

Falla	Escenario de demanda	Porcentaje de línea protegida (La Paz – Cuenca 138 kV)
Trifásica (R _f = 0 ohmios)	Mínima	42 %
	Máxima	42 %
Monofásica (R _f = 0 ohmios)	Mínima	43 %
	Máxima	43 %

- **Aplicación del factor *k* al alcance reactivo de la zona 2 de R₄ ante la incorporación del PEMH.**

Para determinar el factor *k*, se realizan las fallas de la Tabla 4.30 con la incorporación del PEMH(ver Anexo XII), para saber cuáles son las corrientes de cortocircuito que aporta el PEHM para las distintas fallas y las corrientes que mide el relé R₄, se obtienen los valores mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 4.31 Corrientes de cortocircuito que aporta el PEMH para las distintas fallas y las corrientes que mide el relé R₄ para el cálculo del factor k. [Elaboración propia]

Falla	Escenario de demanda	Corriente aportada por el PEMH (I_P)	Corriente que mide R ₁ (I_R)	Factor k ($1 + \frac{I_P}{I_R}$)
Trifásica (R _f = 0 ohmios)	Mínima	152 A	675 A	1,225
	Máxima	142 A	923 A	1,153
Monofásica (R _f = 0 ohmios)	Mínima	71 A	551 A	1,128
	Máxima	69 A	667 A	1,103

En la Tabla 4.31 se muestran los valores de I_R , I_P y k para cada falla de la Tabla 4.30, por lo tanto, se elige el factor k de mayor valor (1,225), con el fin de garantizar que la zona 2 de R₄ proteja hasta el 42 % de la línea La Paz – Cuenca 138 kV después de la incorporación del PEMH.

A continuación, se muestra la aplicación del factor k en la zona 2 de R₄:

El alcance reactivo de la zona 2 de R₄ antes de la incorporación del PEMH es:

$$\text{Alcance } X_{2_línea \text{ La Paz-Cuenca}} = 33,22048 + 0,435 \times 38,17876$$

$$\text{Alcance } X_{2_línea \text{ La Paz-Cuenca}} = 49,83 \Omega$$

Aplicando el factor de corrección k se obtiene:

$$\text{Alcance } X_{2_línea \text{ La Paz-Yanacocha}} = 33,22048 + 0,435 \times 38,17876 \times 1,225$$

$$\text{Alcance } X_{2_línea \text{ La Paz-Yanacocha}} = 53,56 \Omega$$

De esta manera se reconfigura el ajuste del alcance reactivo de la zona 2 de R₄ a 53,56 ohmios.

4.2.4.3 Validación de la coordinación y configuración de la protección de sobrecorriente direccional a tierra 67N ante la incorporación del PEMH.

A continuación, se muestra la validación de la configuración de la protección de sobrecorriente direccional a tierra (67N) ante la incorporación del PEMH para la línea Cuenca – La Paz 138 kV.

- **Falla bifásica a tierra al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.**

- Relés R₁ y R₅.

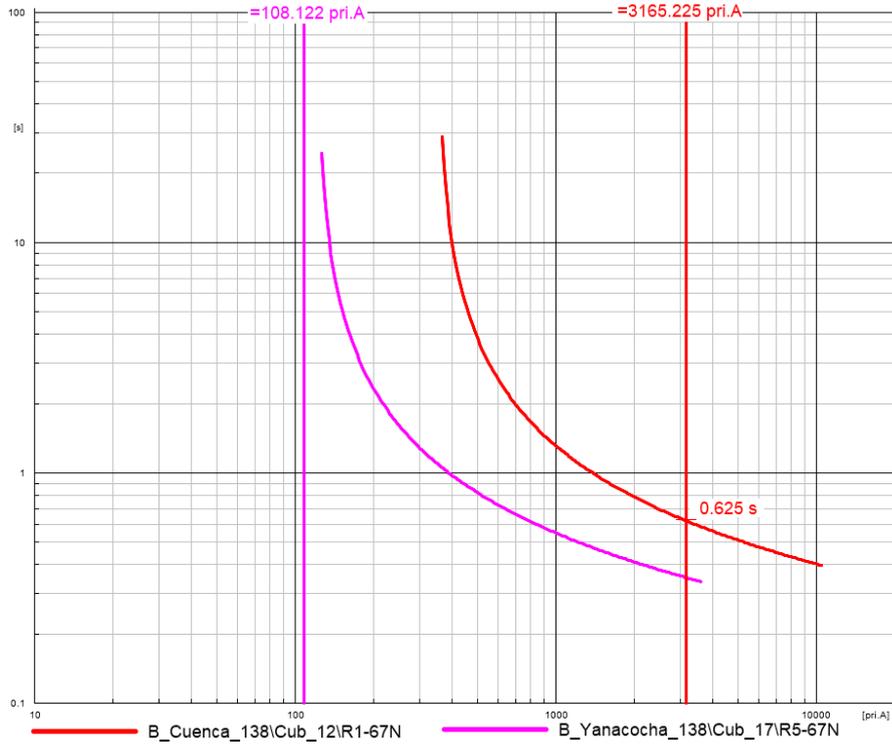


Figura 4.44 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₁ y R₅. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- Relés R₂ y R₄.

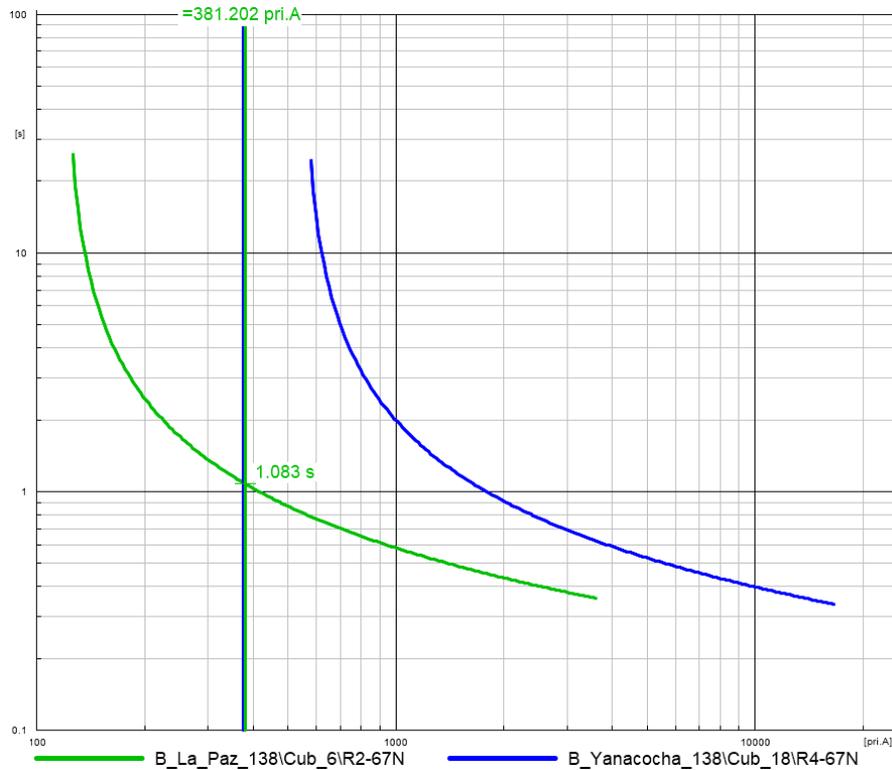


Figura 4.45 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₂ y R₄. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

En la Figura 4.44 se observa el tiempo de operación del relé R_1 (625 ms) para una falla al 15 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV, tiene un intervalo de coordinación de 345 ms con respecto al tiempo de actuación (280 ms) de la primera protección de respaldo (zona 1 de la protección de distancia de R_1). El tiempo de operación disminuyó en 3 ms con respecto al tiempo de activación antes de la incorporación del PEMH debido al aumento de corriente de cortocircuito.

En la Figura 4.45 se observa el tiempo de operación del relé R_2 (1,083 s) para una falla al 15 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV, tiene un intervalo de coordinación de 553 ms con respecto al tiempo de actuación (530 ms) de la primera protección de respaldo (zona 2 de la protección de distancia de R_2). El tiempo de operación disminuyó en 21 ms con respecto al tiempo de activación antes de la incorporación del PEMH.

- **Falla bifásica a tierra al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.**
 - Relés R_1 y R_5 .

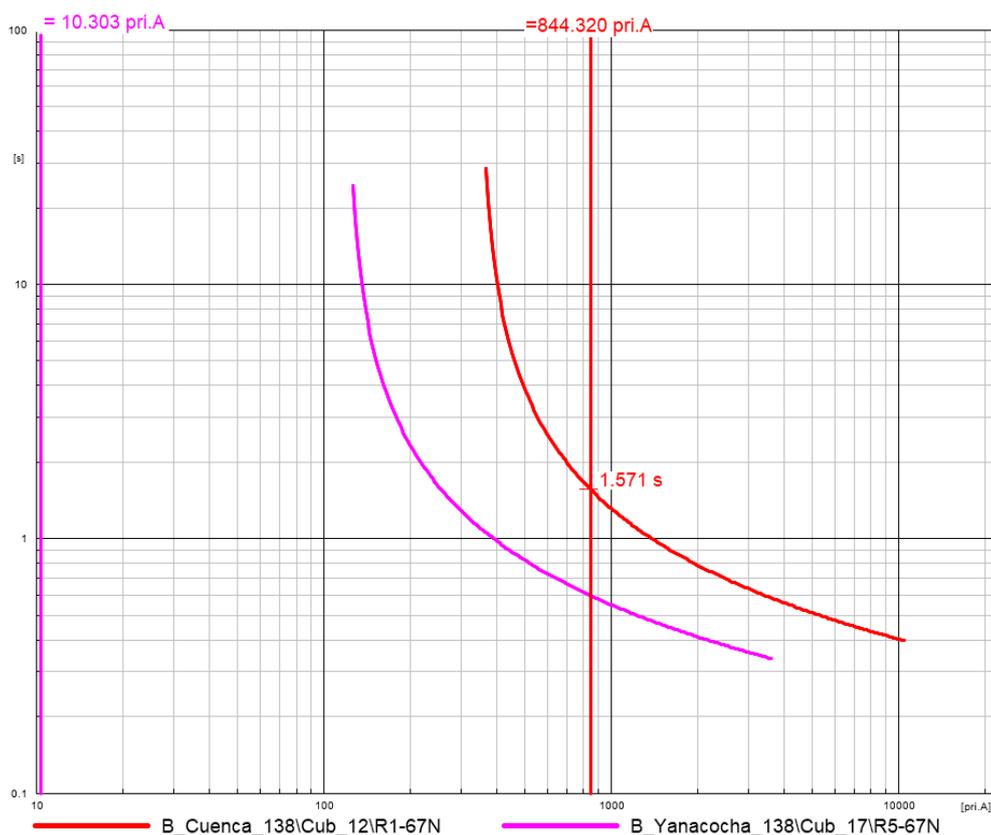


Figura 4.46 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R_1 y R_5 . [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

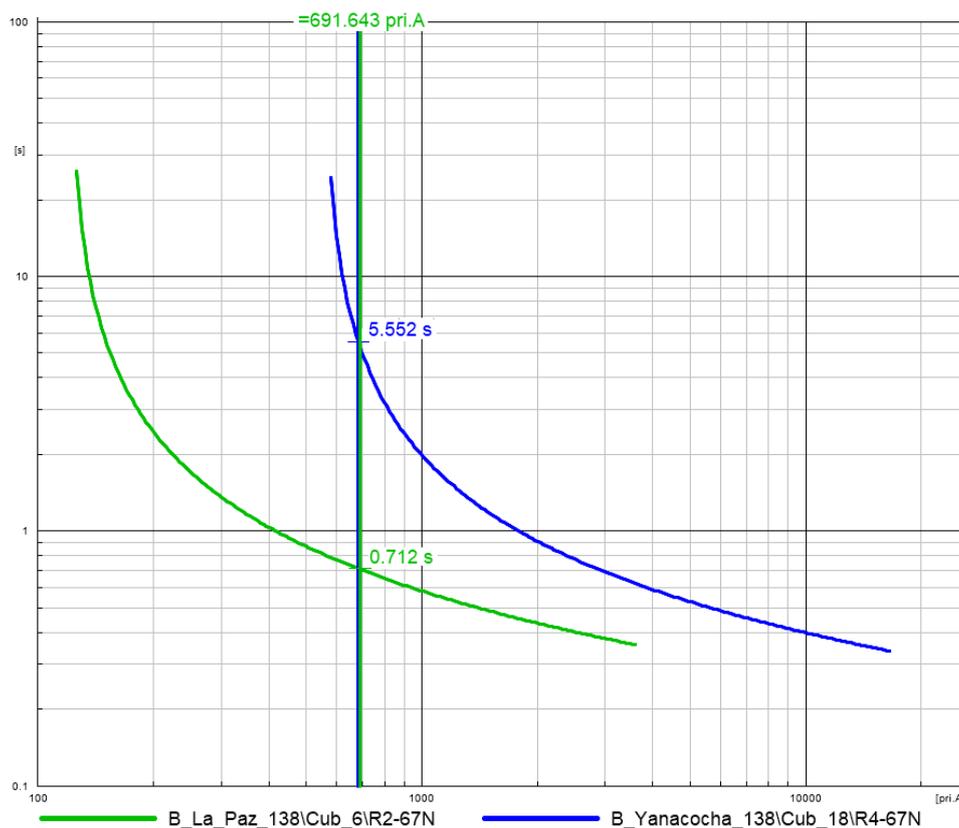
- Relés R₂ y R₄.

Figura 4.47 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₂ y R₄. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

En la Figura 4.46 se observa el tiempo de operación del relé R₁ (1,571 s) para una falla al 85 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV, tiene un intervalo de coordinación de 1,041 s con respecto al tiempo de actuación (530 ms) de la primera protección de respaldo (zona 2 de la protección de distancia de R₁). El tiempo de operación disminuyó en 56 ms con respecto al tiempo de activación antes de la incorporación del PEMH.

En la Figura 4.47 se observa el tiempo de operación del relé R₂ (712 ms) para una falla al 85 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV, tiene un intervalo de coordinación de 432 ms con respecto al tiempo de actuación (280 ms) de la primera protección de respaldo (zona 1 de la protección de distancia de R₂). El tiempo de operación disminuyó en 21 ms con respecto al tiempo de activación antes de la incorporación del PEMH.

- **Falla monofásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**

- Relés R₁ y R₅.

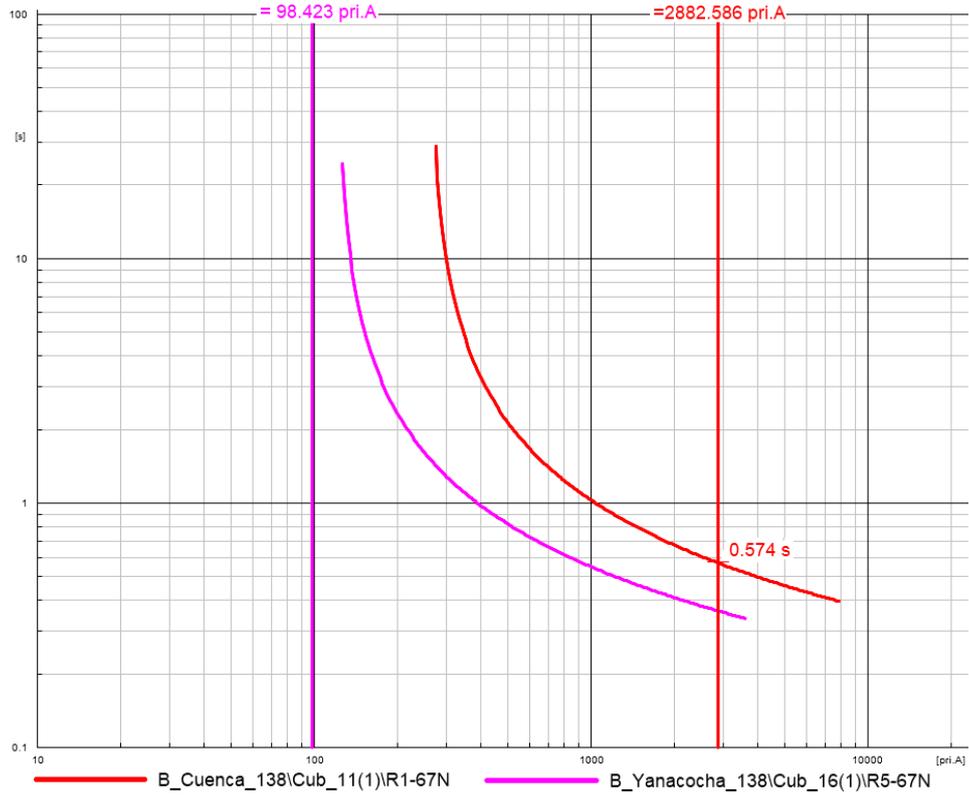


Figura 4.48 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₁ y R₅. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- Relés R₂ y R₄.

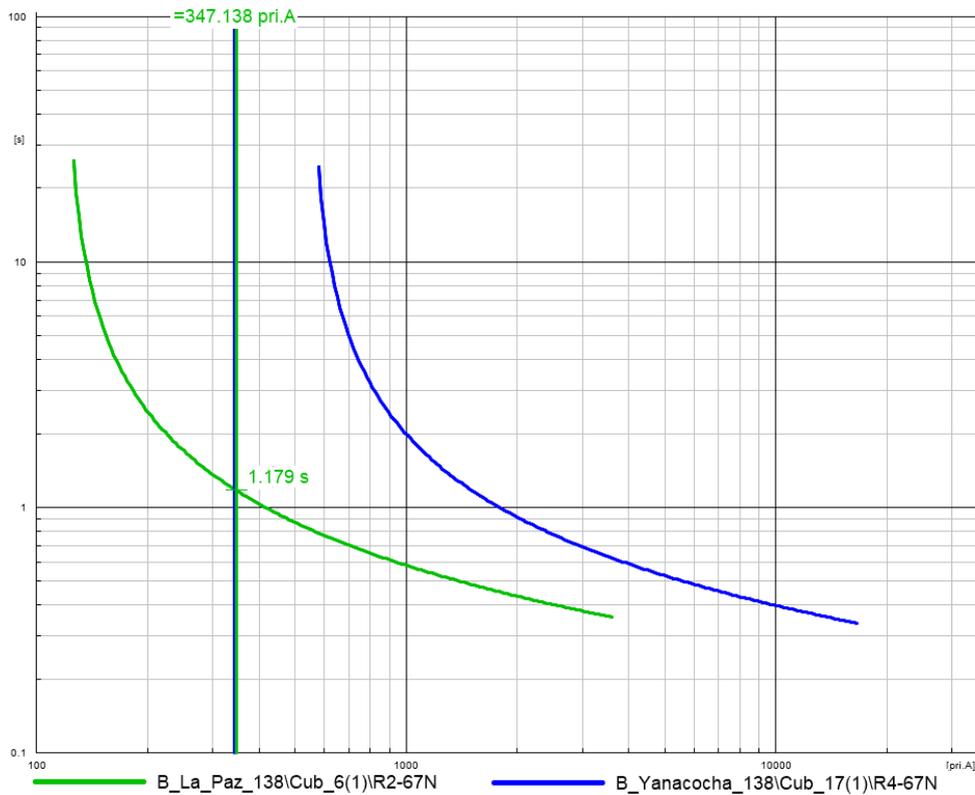


Figura 4.49 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₂ y R₄. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

En la Figura 4.48 se observa el tiempo de operación del relé R_1 (574 ms) para una falla al 15 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV, tiene un intervalo de coordinación de 294 ms con respecto al tiempo de actuación (280 ms) de la primera protección de respaldo (zona 1 de la protección de distancia de R_1). El tiempo de operación disminuyó en 1 ms con respecto al tiempo de activación antes de la incorporación del PEMH.

En la Figura 4.49 se observa el tiempo de operación del relé R_2 (1,179 s) para una falla al 15 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV, tiene un intervalo de coordinación de 649 ms con respecto al tiempo de actuación (530 ms) de la primera protección de respaldo (zona 2 de la protección de distancia de R_2). El tiempo de operación disminuyó en 21 ms con respecto al tiempo de activación antes de la incorporación del PEMH.

- **Falla monofásica a tierra al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**

- Relés R_1 y R_5 .

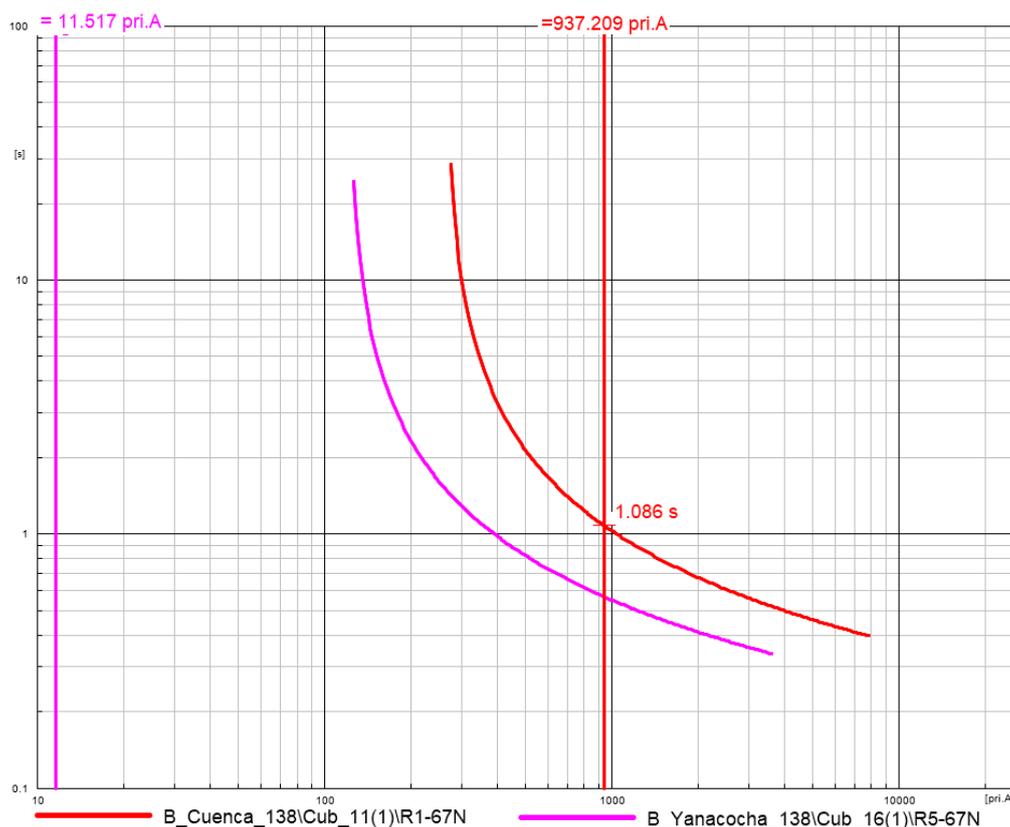


Figura 4.50 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R_1 y R_5 . [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

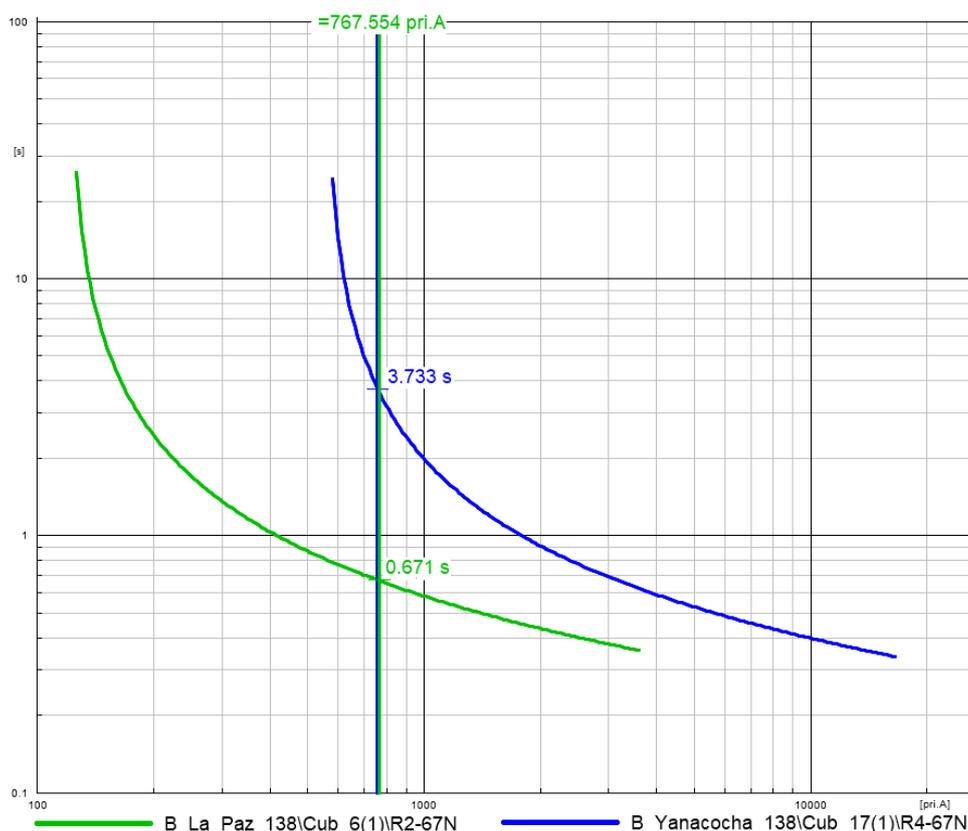
- Relés R₂ y R₄.

Figura 4.51 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₂ y R₄. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

En la Figura 4.50 se observa el tiempo de operación del relé R₁ (1,086 s) para una falla al 85 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV, tiene un intervalo de coordinación de 556 ms con respecto al tiempo de actuación (530 ms) de la primera protección de respaldo (zona 2 de la protección de distancia de R₁). El tiempo de operación disminuyó en 13 ms con respecto al tiempo de activación antes de la incorporación del PEMH.

En la Figura 4.51 se observa el tiempo de operación del relé R₂ (671 ms) para una falla al 85 % de la línea Cuenca – La Paz 138 kV, tiene un intervalo de coordinación de 391 ms con respecto al tiempo de actuación (280 ms) de la primera protección de respaldo (zona 1 de la protección de distancia de R₂). El tiempo de operación disminuyó en 13 ms con respecto al tiempo de activación antes de la incorporación del PEMH.

De esta manera se realiza el análisis para las líneas restantes (línea Cuenca – Yanacocha 138 kV y línea Yanacocha – La Paz 138 kV) (ver Anexo XII), con lo que se verifica que los ajustes realizados para cada relé de sobrecorriente direccional a tierra siguen operando correctamente de manera adecuada para fallas dentro de la línea de transmisión.

Capítulo 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1 Conclusiones.

- Mediante el análisis del estudio estadístico del viento en el emplazamiento del PEMH, se concluye que existe una probabilidad del 100 % de que los aerogeneradores produzcan energía eléctrica por lo menos a la potencia inicial de producción (49,47 kW) desde las 11:00h a 18:00h para todos los días del año; además, existe una mayor probabilidad de que los aerogeneradores produzcan energía eléctrica a potencia nominal (3,2 MW) en el periodo lluvioso (abril – septiembre) en comparación con el periodo seco (marzo – octubre) para todos los subcircuitos del PEMH, sin embargo, la probabilidad de producción a potencia nominal es mínima, teniendo como máximo un 63 % de ocurrencia a las 13:00h en la zona del subcircuito 1.

En la zona del subcircuito 1 (estación meteorológica Uchucay 40 m) se presentan medias anuales más elevadas de la velocidad del viento, por consiguiente, los aerogeneradores que se encuentren en los alrededores de esta zona serán los mayores productores de energía eléctrica del PEMH para los periodos seco y lluvioso; por contraparte, las zonas de los subcircuitos 4 (estación meteorológica Yuluc 80 m) y 2 (estación meteorológica Uchucay 50 m) presentan las medias anuales más bajas de la velocidad del viento para los periodos seco y lluvioso, por lo que, los aerogeneradores que se encuentren en los alrededores de esta zonas serán los menores productores de energía eléctrica para los periodos seco y lluvioso, respectivamente.

- La incorporación del PEMH produce un leve aumento en los niveles de voltaje en la mayor parte de la zona de influencia cuando los aerogeneradores producen energía eléctrica a potencia media, debido a que se requiere menos flujo de potencia activa provenientes de centrales de generación alejadas a la zona de influencia, provocando que las caídas de voltaje por efectos de la transmisión de energía sean menores; sin embargo, cuando el PEMH genera energía eléctrica a potencia máxima se produce una disminución en los niveles de voltajes en toda la zona de influencia, debido a que no se cuenta con una compensación propia de la potencia reactiva que consume el transformador de la subestación Uchucay, lo que provoca la circulación de potencia reactiva hacia el transformador proveniente de centrales de generación alejadas a la zona de influencia, provocando que las caídas de voltaje por efectos de la transmisión de energía sean mayores; a pesar de lo expuesto, los niveles de voltajes se encuentran dentro de los rangos aceptables de variación



de voltaje aprobados por la agencia de regulación y control de electricidad, por lo que, la incorporación del PEMH no produce un efecto negativo en los niveles de voltaje. Además, las pérdidas de potencia activa aumentan en las líneas de transmisión La Paz – Cuenca 138 kV y Yanacocha – Cuenca 138kV y, disminuyen notablemente en la línea de transmisión Yanacocha – La Paz 138 kV, debido a la redistribución de los flujos de potencia activa que se producen después de la incorporación del PEMH.

- Del análisis de contingencias N–1 se determinó que la salida de la línea de transmisión Cuenca – Yanacocha 138 kV es la contingencia que presenta mayores problemas en las barras y líneas adyacentes al punto de interconexión del PEMH y, la salida de la central hidroeléctrica Delsitanisagua es la que presenta menos problemas. Los problemas que se presentan son la disminución del nivel de voltaje en las barras y sobrecarga en las líneas de transmisión, los cuales se encuentran fuera de los rangos aprobados por la agencia de regulación y control de electricidad para el escenario de emergencia. Por lo general, el problema de disminución del nivel de voltaje se produce cuando el PEMH se encuentra en su máxima potencia de producción y, las sobrecargas de las líneas de transmisión se presentan en los escenarios de demanda media y máxima. Además, la mayor parte de los problemas ocurren en el periodo seco para cualquiera de las contingencias analizadas en comparación con el periodo lluvioso.
- La incorporación del PEMH al SNT provoca una variación en las corrientes de cortocircuito en las barras de la zona de influencia, con una variación de hasta 175 A; además, las barras alejadas al punto de interconexión del PEMH sufren variaciones mínimas. Para fallas a tierra no existe una variación considerable debido a la conexión de los transformadores unitarios de los aerogeneradores (Dyn5), lo que provoca un aporte mínimo de corrientes de cortocircuito para fallas a tierra, la variación que se produce es el efecto de la variación de los niveles de voltaje que produce el PEMH al momento de su incorporación. A pesar de lo anterior, el incremento de las corrientes de cortocircuito no es significativo. Si los aerogeneradores se encuentran a su potencia nominal, las corrientes de cortocircuitos se ven disminuidas en las barras de la zona de influencia, debido a la disminución de los niveles de voltaje en dichas barras provocado por la potencia reactiva que necesita el transformador de la subestación Uchucay cuando el PEMH se encuentra en producción máxima.
- La configuración previa de la protección principal (protección diferencial 87L) de las líneas adyacentes a la subestación La Paz seguirán operando



correctamente ante la incorporación del PEMH; sin embargo, en la zona 2 de protección de la primera protección de respaldo (protección de distancia 21/21N) se debe tener en cuenta el “Efecto Infeed”, ya que, el aporte de las corrientes de cortocircuito provenientes del PEMH provocan un aumento de la impedancia medida por el relé correspondiente, por consiguiente, el relé no operará. La segunda protección de respaldo (protección de sobrecorriente direccional a tierra 67N) seguirá operando correctamente; lo anterior es lo esperado, debido al poco aporte de corriente de desbalance proveniente del PEMH, la cual afecta mínimamente el funcionamiento y a los tiempos de actuación de la protección.

5.2 Recomendaciones

- Con el fin de elevar el nivel de voltaje en las barras de la zona de influencia, se recomienda el aumento de potencia reactiva en las centrales de generación cercanas cuando los aerogeneradores produzcan energía eléctrica a potencia nominal, tanto para condiciones normales como de emergencia.
- Al producirse una sobrecarga en las líneas de transmisión adyacentes al punto de interconexión del PEMH debido a la ocurrencia de una contingencia N – 1, se debe considerar la disminución de la generación de la central Delsitanisagua a un mínimo del 3% y un máximo del 36,5% de la potencia activa producida al momento de la contingencia, lo que permite mantener constante la producción de energía eléctrica en el PEMH.
- Los transformadores de corriente deben tener la misma relación de transformación en los extremos de la línea de transmisión cuando se utilice la protección diferencial, en caso de no ser así y, que los TC sean de diferente relación de transformación se debe verificar que el relé tenga un algoritmo interno de corrección, lo que permite determinar de forma correcta la corriente diferencial y de restricción.
- No se recomienda la implementación de la protección sobrecorriente direccional a tierra 67N como protección principal ni como primera protección de respaldo, debido a sus altos tiempos de actuación cuando ocurren fallas alejadas al relé en líneas de transmisión largas.
- Se recomienda revisar y aplicar un factor de corrección a la configuración de los ajustes de la zona 2 de la protección de distancia de los relés de las subestaciones Cuenca y Yanacocha 138 kV, ya que, debido a la incorporación del PEMH se produce una alteración en la impedancia



medida por el relé, por consiguiente, el porcentaje de línea de transmisión protegida se ve reducido.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio de Electricidad y Energía Renovables, Plan Maestro de Electricidad 2018-2027, Quito, 2017.
- [2] Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL, *Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2019*, Quito, 2020.
- [3] F. Barrero González, *Sistemas de Energía Eléctrica*, Madrid: Paraninfo, 2004.
- [4] J. Viqueira Landa, *Redes Eléctricas*, vol. I, México D.F.: UNAM, Facultad de Ingeniería, 2010.
- [5] A. Gómez Expósito, *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*, Sevilla: Mc Graw Hill, 2002.
- [6] J. Fraile Mora, *Máquinas Eléctricas*, Quinta ed., Madrid: Mc Graw Hill, 2003.
- [7] J. J. Grainger y W. D. Stevenson Jr., *Análisis de sistemas de potencia*, Primera ed., Carolina del Norte: Mc Graw Hill, 1996.
- [8] H. Saadat, *Power System Analysis*, New York: Mc Graw Hill, 1999.
- [9] J. D. Glover, M. S. Sarma y T. J. Overbye, *Power System Analysis and Design*, Quinta ed., Stamford: Cengage Learning, 2012.
- [10] A. J. Conejo y L. Baringo, *Power System Operations*, Columbus: Springer, 2017.
- [11] J. Viquiera Landa, *Redes Eléctricas 2*, México D.F.: UNAM Facultad de Ingeniería, 2010.
- [12] ABB, *Protection Application Handbook*, Västerås: LEC Support Programme, 2019.
- [13] S. Ramírez Castaño, *Protección de Sistemas Eléctricos*, Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2003.



- [14] S. H. Horowitz y A. G. Phadke, POWER SYSTEM RELAYING, Tercera ed., Columbus, Ohio: Research Studies Press Limited, 2008.
- [15] IEEE, «IEEE Standar for interconnecting distributed resources with electric power systems,» *IEEE Xplore*, 2003.
- [16] Underwriter's Laboratories, Inc., Standard for inverters, converters, controllers and interconnection system equipment for use with distributed energy resources, Segunda ed., Northbrook, Illinois, 2010.
- [17] S. H. Horowitz y A. G. Phadke, POWER SYSTEM RELAYING, Columbus, Ohio: Wiley, 2014.
- [18] J. M. Gers y E. J. Holmes, Protection of Electricity Distribution Networks, Segunda ed., Londres: The Institution of Engineering and Technology , 2004.
- [19] E. Orduña, *PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS Y AUTOMATISMOS*, San Juan: Universidad Nacioanl de San Juan, 2001.
- [20] G. Ziegler, Numerical Distance Protection Principles and Applications, Segunda ed., Berlín: Siemens, 2006.
- [21] C. F. Ramírez, Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión, Segunda ed., Impresiones Gráficas Ltda., 2003.
- [22] M. Gutiérrez y M. Krugger, «Medición del Factor de Tierra (ko) en Líneas de Transmisión y Cables: Mejora de la Confiabilidad de la Protección de Distancia,» 2008.
- [23] S. Soman, *Power System Protection*, Bombay: Deparment of Electrical Engineering.
- [24] Y. C. Castillo Rivera, *Estudio de coordinación de protecciones en el sistema de subtransmisión de la empresa electrica Quito considerando la conexión de la línea Vicentina-Santa Rosa 138 kV.*, Quito, Pichincha : Escuela Politécnica Nacional , 2018.
- [25] Unidad de Integridad del Sistema, *Criterios de coordinación y ajuste de protecciones para instalaciones sobre 200 kV*, Segunda ed., Santiago, 2014.



- [26] Siemens, *Siprotec 5, Protección de distancia, diferencial de línea y Gestión del interruptor para disparo mono/tripolar 7SA87, 7SD87, 7SL87, 7VK87*, Berlín, 2017.
- [27] Schneider Electric, *Technical Guide Current Differential Protection Relays*, ALSTOM, 2011.
- [28] F. X. Andrade Rojas, *MODELO MULTIESTADO PARA ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD DEL PARQUE EÓLICO MINAS DE HUASCACHACA*, Cuenca, Azuay , 2015.
- [29] PROCABLES S.A., *Catálogo de productos - General Cable*, Bogotá, 2015.
- [30] CENTELSA, *Conductores de Aluminio Desnudo para Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica en Líneas Aéreas*, Calí, 2020.
- [31] M. V. López, *Ingeniería de la Energía Eólica*, Primera ed., Barcelona: marcombo, 2012.
- [32] ARCONEL, *REGULACIÓN No. CONELEC-006/00*, Quito, 2000.
- [33] O. A. Á. Lastra, *SIMULACIÓN DE CORTOCIRCUITOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA USANDO MÉTODOS TRADICIONALES Y NORMATIVAS*, Quito: Universidad Politécnica Salesiana , 2020.
- [34] DlgSILENT PowerFactory, *User Manual*, Gomaringen: DlgSILENT GmbH, 2020.
- [35] J. C. Guamán Herrera, *ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN CNEL EP SUCUMBÍOS ANTE UN NUEVO PUNTO DE INTERCONEXIÓN AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO*, Quito, Pichincha: Escuela Politécnica Nacional, 2017.
- [36] National Programme on Technology Enhanced Learning, «Power System Protection,» 31 Diciembre 2009. [En línea]. Available: <http://doctord.dyndns.org/Courses/BEI/ECE477/NPTEL/NPTEL%20Phase%20II%20%20%20Electrical%20Engineering%20-%20Power%20System%20Protection-2.html>. [Último acceso: 4 Junio 2021].
- [37] H. P. Artist, *CARGAS TORRE TIPO AR-SCMT*. [Art]. UCUENCA-EP, 2021.



ANEXOS

**Anexo I****Potencia de salida del aerogenerador para una densidad de aire de 1.044 kg/m³.**

Tabla A1.1 Potencia de salida del aerogenerador en función de la velocidad del viento. [ELECAUSTRO S.A.]

Velocidad del aire	Densidad del aire (d=1.044 kg/m ³)	
	Potencia (kW)	Coefficiente de empuje (ct)
2,5	49,47	1,37
3	88,17	1,15
3,5	161,89	1
4	260,35	0,88
4,5	375,58	0,83
5	512,45	0,83
5,5	680,55	0,83
6	879,5	0,83
6,5	1119,09	0,83
7	1391,27	0,83
7,5	1689,26	0,83
8	2023,03	0,83
8,5	2360,01	0,8
9	2622,01	0,75
9,5	2831,24	0,58
10	3012,92	0,47
10,5	3045,99	0,39
11	3083,34	0,33
11,5	3096,24	0,29
12	3098,86	0,25
12,5	3101,19	0,22
13	3102,25	0,2
13,5	3103,13	0,27
14	3200	0,16
14,5	3200	0,14
15	3200	0,13
15,5	3200	0,12
16	3200	0,11
16,5	3200	0,1
17	3200	0,09
17,5	3200	0,08
18	3200	0,08
18,5	3200	0,07
19	3200	0,07
19,5	3200	0,06
20	3200	0,06

Anexo II

Configuración y dimensión de las estructuras utilizadas en el circuito colector.

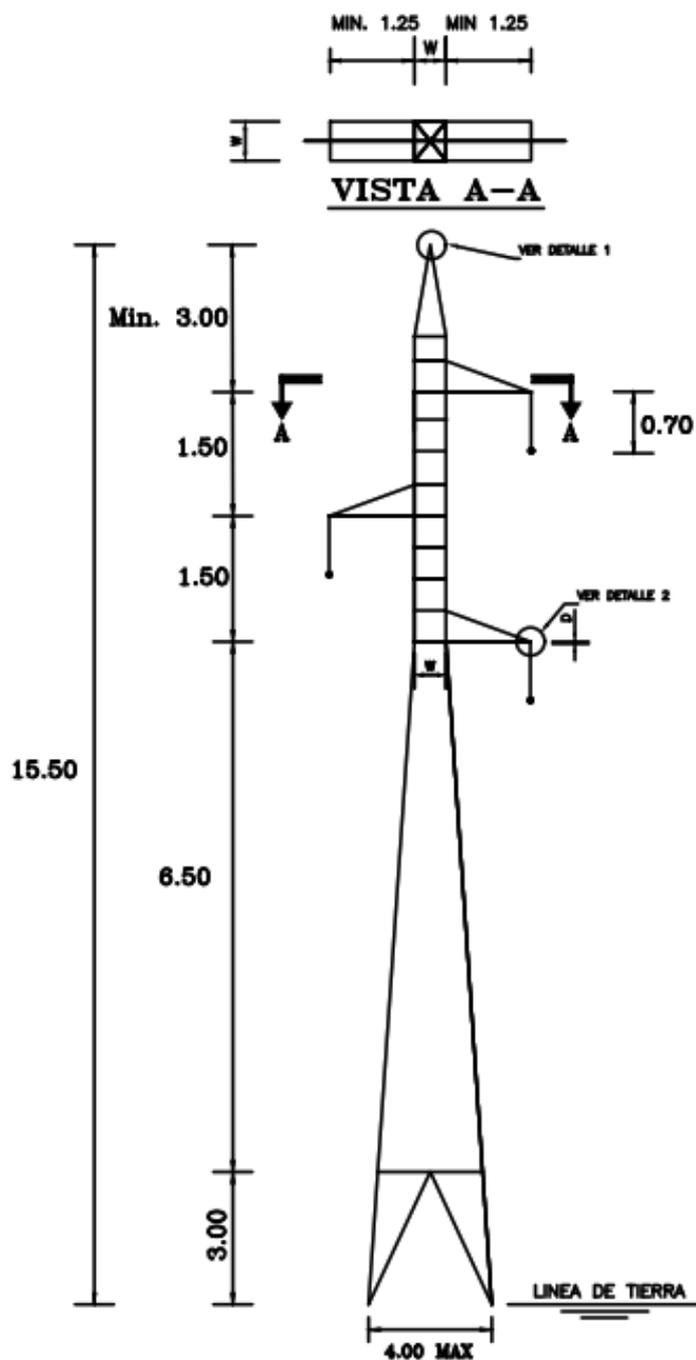


Figura A2.1 Torre aérea simple circuito. [ELECAUSTRO S.A.] [37]

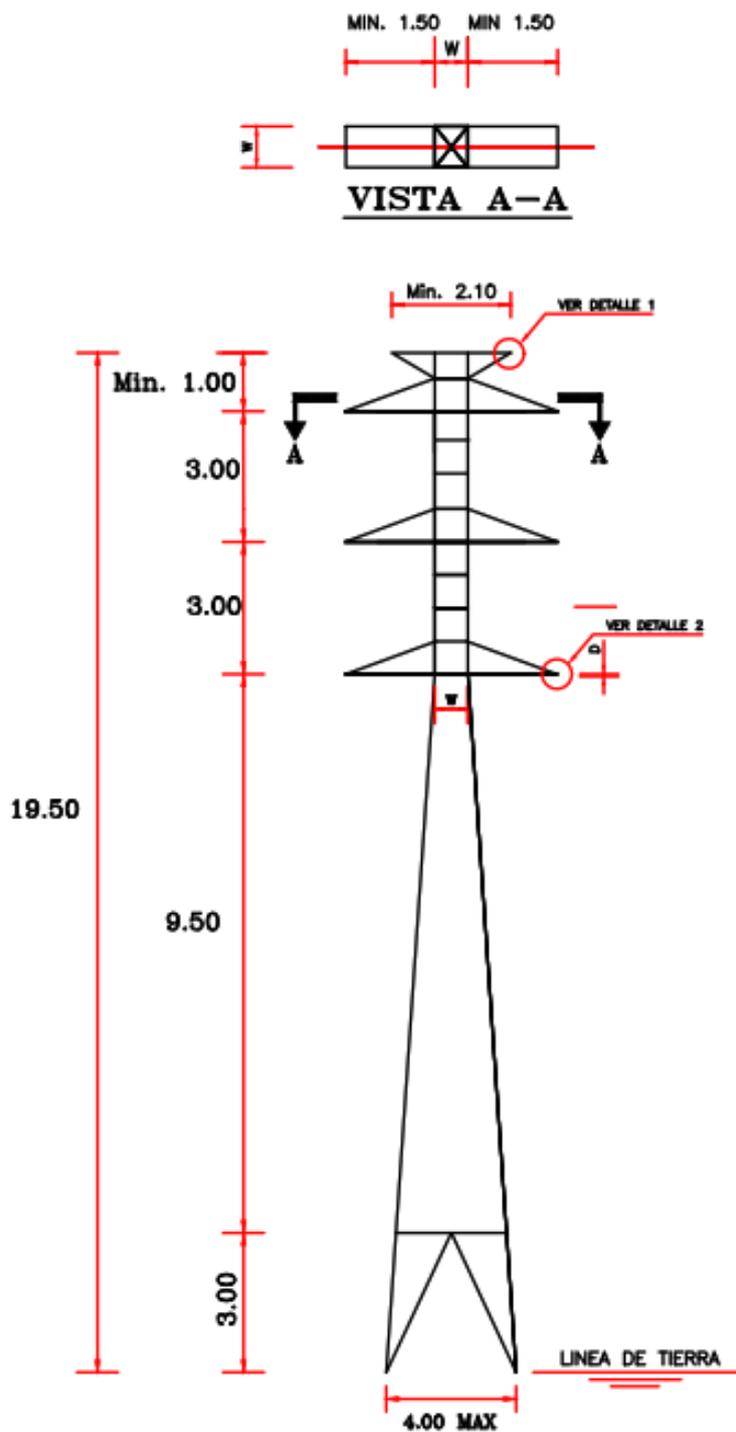


Figura A2.2 Torre aérea doble circuito. [ELECAUSTRO S.A.] [37]

Anexo III

Tablas de frecuencias de las estaciones meteorológicas.

Para el cálculo de la velocidad media, desviación estándar y varianza se utilizaron las siguientes ecuaciones [31]:

$$\langle v \rangle = \sum_{i=1}^k \frac{n_i v_i}{N}$$

$$\langle v \rangle = \sum_{i=1}^k f_i v_i$$

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^k f_i v_i^2 - \left(\sum_{i=1}^k f_i v_i \right)^2}$$

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^k f_i v_i^2 - \langle v \rangle^2}$$

$$CV = \frac{\sigma}{\langle v \rangle}$$

Donde:

$\langle v \rangle$: es la velocidad media.

σ : es la desviación estándar.

CV : es la varianza.

k : es el número de intervalos de clase.

v_i : es el centro de cada intervalo de clase.

f_i : es la frecuencia relativa del elemento $f_i = n_i / N$, donde n_i es número de veces que se repiten los valores del intervalo dado (intervalo clase) en el total de los datos, N .



Tabla A3.1 Tabla de frecuencias anual de las medias diezminutales para la estación meteorológica Uchucay 40m. [Elaboración propia]

Uchucay 40m						
Datos			Cálculos			
Intervalo de la clase (m/s)	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada	Productos	
	v_i (m/s)	n_i (horas)	$f_i = n_i / N$	F_i	$f_i \cdot v_i$	$f_i \cdot v_i^2$
$0 \leq v < 1$	0,5	5090	10%	0,10	0,05	0,02
$1 \leq v < 2$	1,5	7757	15%	0,24	0,22	0,33
$2 \leq v < 3$	2,5	5788	11%	0,35	0,28	0,69
$3 \leq v < 4$	3,5	4624	9%	0,44	0,31	1,08
$4 \leq v < 5$	4,5	3385	6%	0,51	0,29	1,30
$5 \leq v < 6$	5,5	2612	5%	0,56	0,27	1,50
$6 \leq v < 7$	6,5	2421	5%	0,60	0,30	1,95
$7 \leq v < 8$	7,5	2215	4%	0,64	0,32	2,37
$8 \leq v < 9$	8,5	2015	4%	0,68	0,33	2,77
$9 \leq v < 10$	9,5	1780	3%	0,72	0,32	3,06
$10 \leq v < 11$	10,5	2049	4%	0,76	0,41	4,30
$11 \leq v < 12$	11,5	2177	4%	0,80	0,48	5,48
$12 \leq v < 13$	12,5	2253	4%	0,84	0,54	6,70
$13 \leq v < 14$	13,5	2239	4%	0,88	0,58	7,76
$14 \leq v < 15$	14,5	2040	4%	0,92	0,56	8,16
$15 \leq v < 16$	15,5	1877	4%	0,96	0,55	8,58
$16 \leq v < 17$	16,5	1265	2%	0,98	0,40	6,55
$17 \leq v < 18$	17,5	604	1%	0,99	0,20	3,52
$18 \leq v < 19$	18,5	263	1%	1,00	0,09	1,71
$19 \leq v < 20$	19,5	79	0%	1,00	0,03	0,57
$20 \leq v < 21$	20,5	23	0%	1,00	0,01	0,18
$21 \leq v < 22$	21,5	3	0%	1,00	0,00	0,03
$22 \leq v < 23$	22,5	1	0%	1,00	0,00	0,01
$23 \leq v < 24$	23,5	0	0%	1,00	0,00	0,00
Total de datos (N) =		52560	1		6,52	68,63



Tabla A3.2 Tabla de frecuencias anual de las medias diezminutales para la estación meteorológica Uchucay 50m. [Elaboración propia]

Uchucay 50m						
Datos			Cálculos			
Intervalo de la clase (m/s)	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada	Productos	
	v_i (m/s)	n_i (horas)	$f_i = n_i / N$	F_i	$f_i \cdot v_i$	$f_i \cdot v_i^2$
$0 \leq v < 1$	0,5	11979	23%	0,23	0,11	0,06
$1 \leq v < 2$	1,5	8451	16%	0,39	0,24	0,36
$2 \leq v < 3$	2,5	4370	8%	0,47	0,21	0,52
$3 \leq v < 4$	3,5	2819	5%	0,53	0,19	0,66
$4 \leq v < 5$	4,5	2191	4%	0,57	0,19	0,84
$5 \leq v < 6$	5,5	2451	5%	0,61	0,26	1,41
$6 \leq v < 7$	6,5	2238	4%	0,66	0,28	1,80
$7 \leq v < 8$	7,5	1963	4%	0,69	0,28	2,10
$8 \leq v < 9$	8,5	2040	4%	0,73	0,33	2,80
$9 \leq v < 10$	9,5	2113	4%	0,77	0,38	3,63
$10 \leq v < 11$	10,5	2422	5%	0,82	0,48	5,08
$11 \leq v < 12$	11,5	2456	5%	0,87	0,54	6,18
$12 \leq v < 13$	12,5	2307	4%	0,91	0,55	6,86
$13 \leq v < 14$	13,5	1814	3%	0,94	0,47	6,29
$14 \leq v < 15$	14,5	1480	3%	0,97	0,41	5,92
$15 \leq v < 16$	15,5	900	2%	0,99	0,27	4,11
$16 \leq v < 17$	16,5	396	1%	1,00	0,12	2,05
$17 \leq v < 18$	17,5	138	0%	1,00	0,05	0,80
$18 \leq v < 19$	18,5	27	0%	1,00	0,01	0,18
$19 \leq v < 20$	19,5	5	0%	1,00	0,00	0,04
$20 \leq v < 21$	20,5	0	0%	1,00	0,00	0,00
$21 \leq v < 22$	21,5	0	0%	1,00	0,00	0,00
$22 \leq v < 23$	22,5	0	0%	1,00	0,00	0,00
$23 \leq v < 24$	23,5	0	0%	1,00	0,00	0,00
Total de datos (N) =		52560	1		5,35	51,69



Tabla A3.3 Tabla de frecuencias anual de las medias diezminutales para la estación meteorológica Yuluc 50m.

[Elaboración propia]

Yuluc 50m						
Datos			Cálculos			
Intervalo de la clase (m/s)	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada	Productos	
	v_i (m/s)	n_i (horas)	$f_i = n_i / N$	F_i	$f_i \cdot v_i$	$f_i \cdot v_i^2$
$0 \leq v < 1$	0,5	6598	13%	0,13	0,06	0,03
$1 \leq v < 2$	1,5	7663	15%	0,27	0,22	0,33
$2 \leq v < 3$	2,5	6113	12%	0,39	0,29	0,73
$3 \leq v < 4$	3,5	4187	8%	0,47	0,28	0,98
$4 \leq v < 5$	4,5	3203	6%	0,53	0,27	1,23
$5 \leq v < 6$	5,5	2883	5%	0,58	0,30	1,66
$6 \leq v < 7$	6,5	3094	6%	0,64	0,38	2,49
$7 \leq v < 8$	7,5	3031	6%	0,70	0,43	3,24
$8 \leq v < 9$	8,5	3119	6%	0,76	0,50	4,29
$9 \leq v < 10$	9,5	2904	6%	0,81	0,52	4,99
$10 \leq v < 11$	10,5	2973	6%	0,87	0,59	6,24
$11 \leq v < 12$	11,5	2556	5%	0,92	0,56	6,43
$12 \leq v < 13$	12,5	1940	4%	0,96	0,46	5,77
$13 \leq v < 14$	13,5	1181	2%	0,98	0,30	4,10
$14 \leq v < 15$	14,5	639	1%	0,99	0,18	2,56
$15 \leq v < 16$	15,5	292	1%	1,00	0,09	1,33
$16 \leq v < 17$	16,5	100	0%	1,00	0,03	0,52
$17 \leq v < 18$	17,5	52	0%	1,00	0,02	0,30
$18 \leq v < 19$	18,5	25	0%	1,00	0,01	0,16
$19 \leq v < 20$	19,5	6	0%	1,00	0,00	0,04
$20 \leq v < 21$	20,5	1	0%	1,00	0,00	0,01
$21 \leq v < 22$	21,5	0	0%	1,00	0,00	0,00
$22 \leq v < 23$	22,5	0	0%	1,00	0,00	0,00
$23 \leq v < 24$	23,5	0	0%	1,00	0,00	0,00
Total de datos (N) =		52560	1		5,51	47,42



Tabla A3.4 Tabla de frecuencias anual de las medias diezminutales para la estación meteorológica Yuluc 80m.

[Elaboración propia]

Yuluc 80m						
Datos			Cálculos			
Intervalo de la clase (m/s)	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada	Productos	
	v_i (m/s)	n_i (horas)	$f_i = n_i / N$	F_i	$f_i \cdot v_i$	$f_i \cdot v_i^2$
$0 \leq v < 1$	0,5	6519	12%	0,12	0,06	0,03
$1 \leq v < 2$	1,5	7778	15%	0,27	0,22	0,33
$2 \leq v < 3$	2,5	6135	12%	0,39	0,29	0,73
$3 \leq v < 4$	3,5	4083	8%	0,47	0,27	0,95
$4 \leq v < 5$	4,5	3251	6%	0,53	0,28	1,25
$5 \leq v < 6$	5,5	2939	6%	0,58	0,31	1,69
$6 \leq v < 7$	6,5	3002	6%	0,64	0,37	2,41
$7 \leq v < 8$	7,5	3074	6%	0,70	0,44	3,29
$8 \leq v < 9$	8,5	3034	6%	0,76	0,49	4,17
$9 \leq v < 10$	9,5	2773	5%	0,81	0,50	4,76
$10 \leq v < 11$	10,5	2686	5%	0,86	0,54	5,63
$11 \leq v < 12$	11,5	2396	5%	0,91	0,52	6,03
$12 \leq v < 13$	12,5	1916	4%	0,94	0,46	5,70
$13 \leq v < 14$	13,5	1350	3%	0,97	0,35	4,68
$14 \leq v < 15$	14,5	813	2%	0,98	0,22	3,25
$15 \leq v < 16$	15,5	438	1%	0,99	0,13	2,00
$16 \leq v < 17$	16,5	191	0%	1,00	0,06	0,99
$17 \leq v < 18$	17,5	79	0%	1,00	0,03	0,46
$18 \leq v < 19$	18,5	38	0%	1,00	0,01	0,25
$19 \leq v < 20$	19,5	31	0%	1,00	0,01	0,22
$20 \leq v < 21$	20,5	17	0%	1,00	0,01	0,14
$21 \leq v < 22$	21,5	11	0%	1,00	0,00	0,10
$22 \leq v < 23$	22,5	6	0%	1,00	0,00	0,06
$23 \leq v < 24$	23,5	0	0%	1,00	0,00	0,00
Total de datos (N) =		52560	1		5,58	49,13



Tabla A3.5 Tabla de frecuencias de las medias diezminutales para la estación meteorológica Uchucay 40m para el periodo seco. [Elaboración propia]

Uchucay 40m Periodo Seco						
Datos			Cálculos			
Intervalo de la clase (m/s)	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada	Productos	
	v_i (m/s)	n_i (horas)	$f_i = n_i / N$	F_i	$f_i \cdot v_i$	$f_i \cdot v_i^2$
$0 \leq v < 1$	0,5	2965,00	11%	0,11	0,06	0,03
$1 \leq v < 2$	1,5	3974,00	15%	0,26	0,23	0,34
$2 \leq v < 3$	2,5	2848,00	11%	0,37	0,27	0,68
$3 \leq v < 4$	3,5	2336,00	9%	0,46	0,31	1,09
$4 \leq v < 5$	4,5	1760,00	7%	0,53	0,30	1,36
$5 \leq v < 6$	5,5	1291,00	5%	0,58	0,27	1,49
$6 \leq v < 7$	6,5	1132,00	4%	0,62	0,28	1,82
$7 \leq v < 8$	7,5	973,00	4%	0,66	0,28	2,09
$8 \leq v < 9$	8,5	930,00	4%	0,69	0,30	2,56
$9 \leq v < 10$	9,5	888,00	3%	0,73	0,32	3,06
$10 \leq v < 11$	10,5	1038,00	4%	0,77	0,42	4,37
$11 \leq v < 12$	11,5	1137,00	4%	0,81	0,50	5,74
$12 \leq v < 13$	12,5	1129,00	4%	0,85	0,54	6,73
$13 \leq v < 14$	13,5	1005,00	4%	0,89	0,52	6,99
$14 \leq v < 15$	14,5	897,00	3%	0,93	0,50	7,20
$15 \leq v < 16$	15,5	882,00	3%	0,96	0,52	8,09
$16 \leq v < 17$	16,5	581,00	2%	0,98	0,37	6,04
$17 \leq v < 18$	17,5	260,00	1%	0,99	0,17	3,04
$18 \leq v < 19$	18,5	140,00	1%	1,00	0,10	1,83
$19 \leq v < 20$	19,5	33,00	0%	1,00	0,02	0,48
$20 \leq v < 21$	20,5	9,00	0%	1,00	0,01	0,14
$21 \leq v < 22$	21,5	0,00	0%	1,00	0,00	0,00
$22 \leq v < 23$	22,5	0,00	0%	1,00	0,00	0,00
$23 \leq v < 24$	23,5	0,00	0%	1,00	0,00	0,00
Total de datos (N) =		26208	1		6,28	65,16



Tabla A3.6 Tabla de frecuencias de las medias diezminutales para la estación meteorológica Uchucay 50m para el periodo seco. [Elaboración propia]

Uchucay 50m Periodo Seco						
Datos			Cálculos			
Intervalo de la clase (m/s)	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada	Productos	
	v_i (m/s)	n_i (horas)	$f_i = n_i / N$	F_i	$f_i \cdot v_i$	$f_i \cdot v_i^2$
$0 \leq v < 1$	0,5	6732,00	26%	0,26	0,13	0,06
$1 \leq v < 2$	1,5	4242,00	16%	0,42	0,24	0,36
$2 \leq v < 3$	2,5	2292,00	9%	0,51	0,22	0,55
$3 \leq v < 4$	3,5	1511,00	6%	0,56	0,20	0,71
$4 \leq v < 5$	4,5	1020,00	4%	0,60	0,18	0,79
$5 \leq v < 6$	5,5	1000,00	4%	0,64	0,21	1,15
$6 \leq v < 7$	6,5	900,00	3%	0,68	0,22	1,45
$7 \leq v < 8$	7,5	835,00	3%	0,71	0,24	1,79
$8 \leq v < 9$	8,5	937,00	4%	0,74	0,30	2,58
$9 \leq v < 10$	9,5	998,00	4%	0,78	0,36	3,44
$10 \leq v < 11$	10,5	1097,00	4%	0,82	0,44	4,61
$11 \leq v < 12$	11,5	1122,00	4%	0,87	0,49	5,66
$12 \leq v < 13$	12,5	1077,00	4%	0,91	0,51	6,42
$13 \leq v < 14$	13,5	844,00	3%	0,94	0,43	5,87
$14 \leq v < 15$	14,5	729,00	3%	0,97	0,40	5,85
$15 \leq v < 16$	15,5	477,00	2%	0,98	0,28	4,37
$16 \leq v < 17$	16,5	265,00	1%	1,00	0,17	2,75
$17 \leq v < 18$	17,5	99,00	0%	1,00	0,07	1,16
$18 \leq v < 19$	18,5	26,00	0%	1,00	0,02	0,34
$19 \leq v < 20$	19,5	5,00	0%	1,00	0,00	0,07
$20 \leq v < 21$	20,5	0,00	0%	1,00	0,00	0,00
$21 \leq v < 22$	21,5	0,00	0%	1,00	0,00	0,00
$22 \leq v < 23$	22,5	0,00	0%	1,00	0,00	0,00
$23 \leq v < 24$	23,5	0,00	0%	1,00	0,00	0,00
Total de datos (N) =		26208	1		5,13	50,00



Tabla A3.7 Tabla de frecuencias de las medias diezminutales para la estación meteorológica Yuluc 50m para el periodo seco. [Elaboración propia]

Yuluc 50m Periodo Seco						
Datos			Cálculos			
Intervalo de la clase (m/s)	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada	Productos	
	v_i (m/s)	n_i (horas)	$f_i = n_i / N$	F_i	$f_i \cdot v_i$	$f_i \cdot v_i^2$
$0 \leq v < 1$	0,5	3681,00	14%	0,14	0,07	0,04
$1 \leq v < 2$	1,5	4275,00	16%	0,30	0,24	0,37
$2 \leq v < 3$	2,5	3529,00	13%	0,44	0,34	0,84
$3 \leq v < 4$	3,5	2411,00	9%	0,53	0,32	1,13
$4 \leq v < 5$	4,5	1769,00	7%	0,60	0,30	1,37
$5 \leq v < 6$	5,5	1326,00	5%	0,65	0,28	1,53
$6 \leq v < 7$	6,5	1248,00	5%	0,70	0,31	2,01
$7 \leq v < 8$	7,5	1263,00	5%	0,74	0,36	2,71
$8 \leq v < 9$	8,5	1469,00	6%	0,80	0,48	4,05
$9 \leq v < 10$	9,5	1321,00	5%	0,85	0,48	4,55
$10 \leq v < 11$	10,5	1273,00	5%	0,90	0,51	5,36
$11 \leq v < 12$	11,5	1052,00	4%	0,94	0,46	5,31
$12 \leq v < 13$	12,5	771,00	3%	0,97	0,37	4,60
$13 \leq v < 14$	13,5	480,00	2%	0,99	0,25	3,34
$14 \leq v < 15$	14,5	235,00	1%	1,00	0,13	1,89
$15 \leq v < 16$	15,5	81,00	0%	1,00	0,05	0,74
$16 \leq v < 17$	16,5	22,00	0%	1,00	0,01	0,23
$17 \leq v < 18$	17,5	2,00	0%	1,00	0,00	0,02
$18 \leq v < 19$	18,5	0,00	0%	1,00	0,00	0,00
$19 \leq v < 20$	19,5	0,00	0%	1,00	0,00	0,00
$20 \leq v < 21$	20,5	0,00	0%	1,00	0,00	0,00
$21 \leq v < 22$	21,5	0,00	0%	1,00	0,00	0,00
$22 \leq v < 23$	22,5	0,00	0%	1,00	0,00	0,00
$23 \leq v < 24$	23,5	0,00	0%	1,00	0,00	0,00
Total de datos (N) =		26208	1		4,96	40,07



Tabla A3.8 Tabla de frecuencias de las medias diezminutales para la estación meteorológica Yuluc 80m para el periodo seco. [Elaboración propia]

Yuluc 80m Periodo Seco						
Datos			Cálculos			
Intervalo de la clase (m/s)	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada	Productos	
	v_i (m/s)	n_i (horas)	$f_i = n_i / N$	F_i	$f_i \cdot v_i$	$f_i \cdot v_i^2$
$0 \leq v < 1$	0,5	4028,00	15%	0,15	0,08	0,04
$1 \leq v < 2$	1,5	4447,00	17%	0,32	0,25	0,38
$2 \leq v < 3$	2,5	3583,00	14%	0,46	0,34	0,85
$3 \leq v < 4$	3,5	2258,00	9%	0,55	0,30	1,06
$4 \leq v < 5$	4,5	1698,00	6%	0,61	0,29	1,31
$5 \leq v < 6$	5,5	1259,00	5%	0,66	0,26	1,45
$6 \leq v < 7$	6,5	1212,00	5%	0,71	0,30	1,95
$7 \leq v < 8$	7,5	1252,00	5%	0,75	0,36	2,69
$8 \leq v < 9$	8,5	1412,00	5%	0,81	0,46	3,89
$9 \leq v < 10$	9,5	1279,00	5%	0,86	0,46	4,40
$10 \leq v < 11$	10,5	1186,00	5%	0,90	0,48	4,99
$11 \leq v < 12$	11,5	1012,00	4%	0,94	0,44	5,11
$12 \leq v < 13$	12,5	776,00	3%	0,97	0,37	4,63
$13 \leq v < 14$	13,5	412,00	2%	0,98	0,21	2,87
$14 \leq v < 15$	14,5	237,00	1%	0,99	0,13	1,90
$15 \leq v < 16$	15,5	121,00	0%	1,00	0,07	1,11
$16 \leq v < 17$	16,5	34,00	0%	1,00	0,02	0,35
$17 \leq v < 18$	17,5	2,00	0%	1,00	0,00	0,02
$18 \leq v < 19$	18,5	0,00	0%	1,00	0,00	0,00
$19 \leq v < 20$	19,5	0,00	0%	1,00	0,00	0,00
$20 \leq v < 21$	20,5	0,00	0%	1,00	0,00	0,00
$21 \leq v < 22$	21,5	0,00	0%	1,00	0,00	0,00
$22 \leq v < 23$	22,5	0,00	0%	1,00	0,00	0,00
$23 \leq v < 24$	23,5	0,00	0%	1,00	0,00	0,00
Total de datos (N) =		26208	1		4,84	39,01



Tabla A3.9 Tabla de frecuencias de las medias diezminutales para la estación meteorológica Uchucay 40m para el periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Uchucay 40m Periodo Lluvioso						
Datos			Cálculos			
Intervalo de la clase (m/s)	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada	Productos	
	v_i (m/s)	n_i (horas)	$f_i = n_i / N$	F_i	$f_i \cdot v_i$	$f_i \cdot v_i^2$
$0 \leq v < 1$	0,5	2125	8%	0,08	0,04	0,02
$1 \leq v < 2$	1,5	3783	14%	0,22	0,22	0,32
$2 \leq v < 3$	2,5	2940	11%	0,34	0,28	0,70
$3 \leq v < 4$	3,5	2288	9%	0,42	0,30	1,06
$4 \leq v < 5$	4,5	1625	6%	0,48	0,28	1,25
$5 \leq v < 6$	5,5	1321	5%	0,53	0,28	1,52
$6 \leq v < 7$	6,5	1289	5%	0,58	0,32	2,07
$7 \leq v < 8$	7,5	1242	5%	0,63	0,35	2,65
$8 \leq v < 9$	8,5	1085	4%	0,67	0,35	2,97
$9 \leq v < 10$	9,5	892	3%	0,71	0,32	3,05
$10 \leq v < 11$	10,5	1011	4%	0,74	0,40	4,23
$11 \leq v < 12$	11,5	1040	4%	0,78	0,45	5,22
$12 \leq v < 13$	12,5	1124	4%	0,83	0,53	6,66
$13 \leq v < 14$	13,5	1234	5%	0,87	0,63	8,53
$14 \leq v < 15$	14,5	1143	4%	0,92	0,63	9,12
$15 \leq v < 16$	15,5	995	4%	0,95	0,59	9,07
$16 \leq v < 17$	16,5	684	3%	0,98	0,43	7,07
$17 \leq v < 18$	17,5	344	1%	0,99	0,23	4,00
$18 \leq v < 19$	18,5	123	0%	1,00	0,09	1,60
$19 \leq v < 20$	19,5	46	0%	1,00	0,03	0,66
$20 \leq v < 21$	20,5	14	0%	1,00	0,01	0,22
$21 \leq v < 22$	21,5	3	0%	1,00	0,00	0,05
$22 \leq v < 23$	22,5	1	0%	1,00	0,00	0,02
$23 \leq v < 24$	23,5	0	0%	1,00	0,00	0,00
Total de datos (N) =		26352	1		6,76	72,08



Tabla A3.10 Tabla de frecuencias de las medias diezminutales para la estación meteorológica Uchucay 50m para el periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Uchucay 50m Periodo Lluvioso						
Datos			Cálculos			
Intervalo de la clase (m/s)	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada	Productos	
	v_i (m/s)	n_i (horas)	$f_i = n_i / N$	F_i	$f_i \cdot v_i$	$f_i \cdot v_i^2$
$0 \leq v < 1$	0,5	5247	20%	0,20	0,10	0,05
$1 \leq v < 2$	1,5	4209	16%	0,36	0,24	0,36
$2 \leq v < 3$	2,5	2078	8%	0,44	0,20	0,49
$3 \leq v < 4$	3,5	1308	5%	0,49	0,17	0,61
$4 \leq v < 5$	4,5	1171	4%	0,53	0,20	0,90
$5 \leq v < 6$	5,5	1451	6%	0,59	0,30	1,67
$6 \leq v < 7$	6,5	1338	5%	0,64	0,33	2,15
$7 \leq v < 8$	7,5	1128	4%	0,68	0,32	2,41
$8 \leq v < 9$	8,5	1103	4%	0,72	0,36	3,02
$9 \leq v < 10$	9,5	1115	4%	0,76	0,40	3,82
$10 \leq v < 11$	10,5	1325	5%	0,81	0,53	5,54
$11 \leq v < 12$	11,5	1334	5%	0,87	0,58	6,69
$12 \leq v < 13$	12,5	1230	5%	0,91	0,58	7,29
$13 \leq v < 14$	13,5	970	4%	0,95	0,50	6,71
$14 \leq v < 15$	14,5	751	3%	0,98	0,41	5,99
$15 \leq v < 16$	15,5	423	2%	0,99	0,25	3,86
$16 \leq v < 17$	16,5	131	0%	1,00	0,08	1,35
$17 \leq v < 18$	17,5	39	0%	1,00	0,03	0,45
$18 \leq v < 19$	18,5	1	0%	1,00	0,00	0,01
$19 \leq v < 20$	19,5	0	0%	1,00	0,00	0,00
$20 \leq v < 21$	20,5	0	0%	1,00	0,00	0,00
$21 \leq v < 22$	21,5	0	0%	1,00	0,00	0,00
$22 \leq v < 23$	22,5	0	0%	1,00	0,00	0,00
$23 \leq v < 24$	23,5	0	0%	1,00	0,00	0,00
Total de datos (N) =		26352	1		5,58	53,38



Tabla A3.11 Tabla de frecuencias de las medias diezminutales para la estación meteorológica Yuluc 50m para el periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Yuluc 50m Periodo Lluvioso						
Datos			Cálculos			
Intervalo de la clase (m/s)	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada	Productos	
	v_i (m/s)	n_i (horas)	$f_i = n_i / N$	F_i	$f_i \cdot v_i$	$f_i \cdot v_i^2$
$0 \leq v < 1$	0,5	2917	11%	0,11	0,06	0,03
$1 \leq v < 2$	1,5	3388	13%	0,24	0,19	0,29
$2 \leq v < 3$	2,5	2584	10%	0,34	0,25	0,61
$3 \leq v < 4$	3,5	1776	7%	0,40	0,24	0,83
$4 \leq v < 5$	4,5	1434	5%	0,46	0,24	1,10
$5 \leq v < 6$	5,5	1557	6%	0,52	0,32	1,79
$6 \leq v < 7$	6,5	1846	7%	0,59	0,46	2,96
$7 \leq v < 8$	7,5	1768	7%	0,66	0,50	3,77
$8 \leq v < 9$	8,5	1650	6%	0,72	0,53	4,52
$9 \leq v < 10$	9,5	1583	6%	0,78	0,57	5,42
$10 \leq v < 11$	10,5	1700	6%	0,84	0,68	7,11
$11 \leq v < 12$	11,5	1504	6%	0,90	0,66	7,55
$12 \leq v < 13$	12,5	1169	4%	0,94	0,55	6,93
$13 \leq v < 14$	13,5	701	3%	0,97	0,36	4,85
$14 \leq v < 15$	14,5	404	2%	0,99	0,22	3,22
$15 \leq v < 16$	15,5	211	1%	0,99	0,12	1,92
$16 \leq v < 17$	16,5	78	0%	1,00	0,05	0,81
$17 \leq v < 18$	17,5	50	0%	1,00	0,03	0,58
$18 \leq v < 19$	18,5	25	0%	1,00	0,02	0,32
$19 \leq v < 20$	19,5	6	0%	1,00	0,00	0,09
$20 \leq v < 21$	20,5	1	0%	1,00	0,00	0,02
$21 \leq v < 22$	21,5	0	0%	1,00	0,00	0,00
$22 \leq v < 23$	22,5	0	0%	1,00	0,00	0,00
$23 \leq v < 24$	23,5	0	0%	1,00	0,00	0,00
Total de datos (N) =		26352	1		6,06	54,72



Tabla A3.12 Tabla de frecuencias de las medias diezminutales para la estación meteorológica Yuluc 80m para el periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Yuluc 80m Periodo Lluvioso						
Datos			Cálculos			
Intervalo de la clase (m/s)	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada	Productos	
	v_i (m/s)	n_i (horas)	$f_i = n_i / N$	F_i	$f_i \cdot v_i$	$f_i \cdot v_i^2$
$0 \leq v < 1$	0,5	2491	9%	0,09	0,05	0,02
$1 \leq v < 2$	1,5	3331	13%	0,22	0,19	0,28
$2 \leq v < 3$	2,5	2552	10%	0,32	0,24	0,61
$3 \leq v < 4$	3,5	1825	7%	0,39	0,24	0,85
$4 \leq v < 5$	4,5	1553	6%	0,45	0,27	1,19
$5 \leq v < 6$	5,5	1680	6%	0,51	0,35	1,93
$6 \leq v < 7$	6,5	1790	7%	0,58	0,44	2,87
$7 \leq v < 8$	7,5	1822	7%	0,65	0,52	3,89
$8 \leq v < 9$	8,5	1622	6%	0,71	0,52	4,45
$9 \leq v < 10$	9,5	1494	6%	0,77	0,54	5,12
$10 \leq v < 11$	10,5	1500	6%	0,82	0,60	6,28
$11 \leq v < 12$	11,5	1384	5%	0,87	0,60	6,95
$12 \leq v < 13$	12,5	1140	4%	0,92	0,54	6,76
$13 \leq v < 14$	13,5	938	4%	0,95	0,48	6,49
$14 \leq v < 15$	14,5	576	2%	0,98	0,32	4,60
$15 \leq v < 16$	15,5	317	1%	0,99	0,19	2,89
$16 \leq v < 17$	16,5	157	1%	0,99	0,10	1,62
$17 \leq v < 18$	17,5	77	0%	1,00	0,05	0,89
$18 \leq v < 19$	18,5	38	0%	1,00	0,03	0,49
$19 \leq v < 20$	19,5	31	0%	1,00	0,02	0,45
$20 \leq v < 21$	20,5	17	0%	1,00	0,01	0,27
$21 \leq v < 22$	21,5	11	0%	1,00	0,01	0,19
$22 \leq v < 23$	22,5	6	0%	1,00	0,01	0,12
$23 \leq v < 24$	23,5	0	0%	1,00	0,00	0,00
Total de datos (N) =		26352	1		6,31	59,20

Anexo IV

Probabilidades diarias de la velocidad del viento

Probabilidades diarias de que la velocidad del viento sea mayor o igual a la velocidad de corte y a la de máxima potencia del aerogenerador para los periodos seco y lluvioso del año promedio de las estaciones Uchucay 50m, Yuluc 80m y Yuluc 50m.

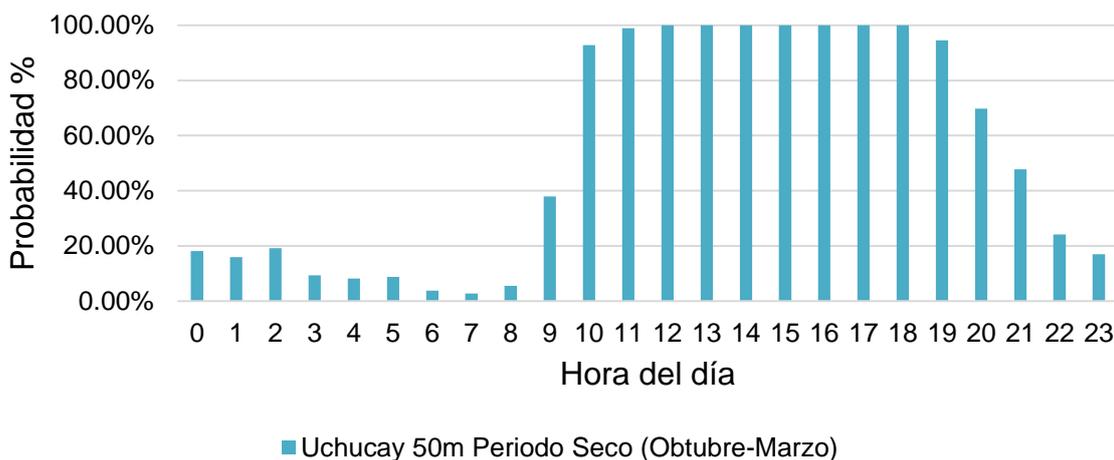


Figura A4.1 Probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor o igual a la velocidad de corte del aerogenerador (2,5 m/s) para el periodo seco de la estación Uchucay 50m. [Elaboración propia]

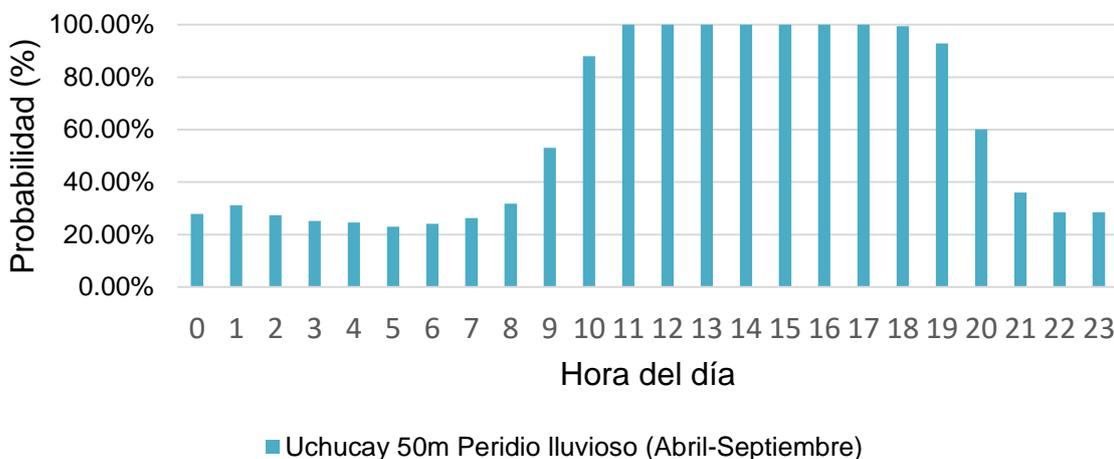


Figura A4.2 Probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor o igual a la velocidad de corte del aerogenerador (2,5 m/s) para el periodo lluvioso de la estación Uchucay 50m. [Elaboración propia]

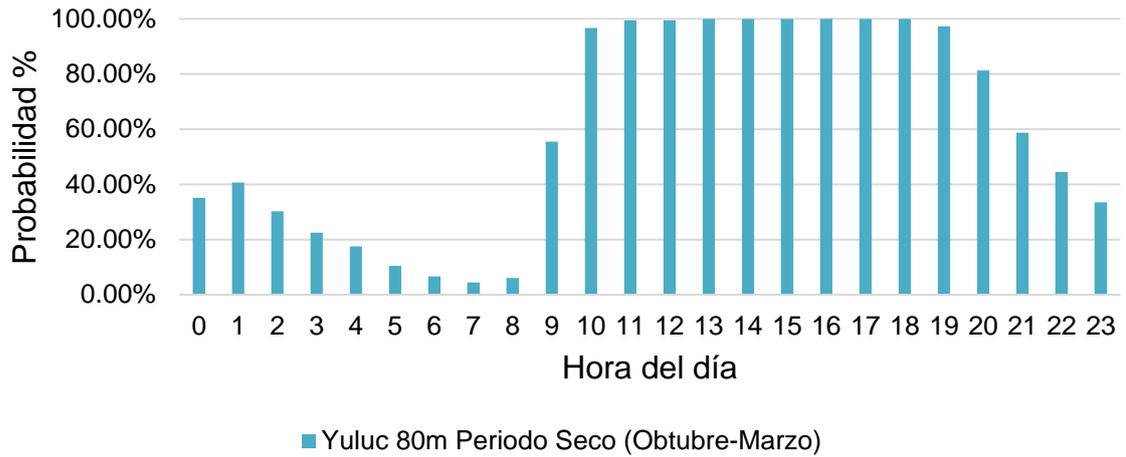


Figura A4.3 Probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor o igual a la velocidad de corte del aerogenerador (2,5 m/s) para el periodo seco de la estación Yuluc 80m. [Elaboración propia]

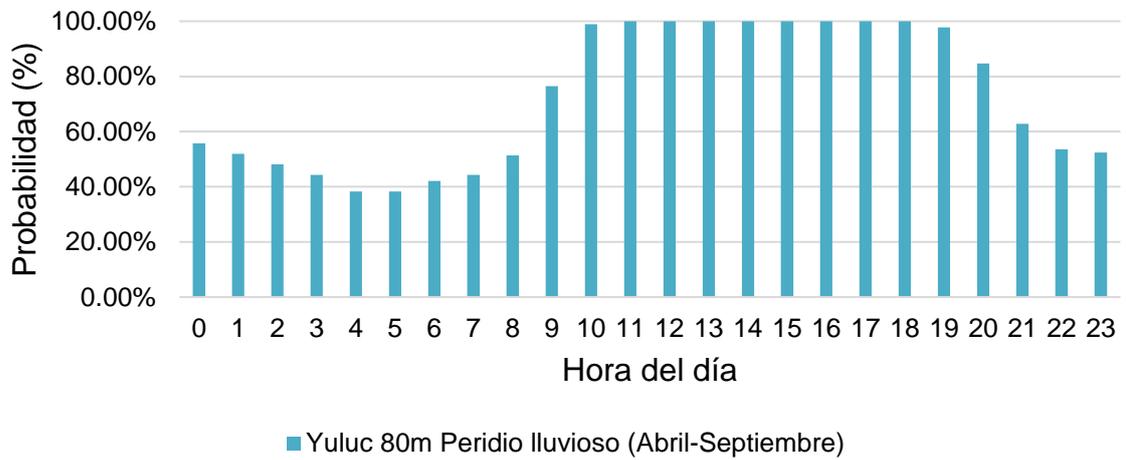


Figura A4.4 Probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor o igual a la velocidad de corte del aerogenerador (2,5 m/s) para el periodo lluvioso de la estación Yuluc 80m. [Elaboración propia]

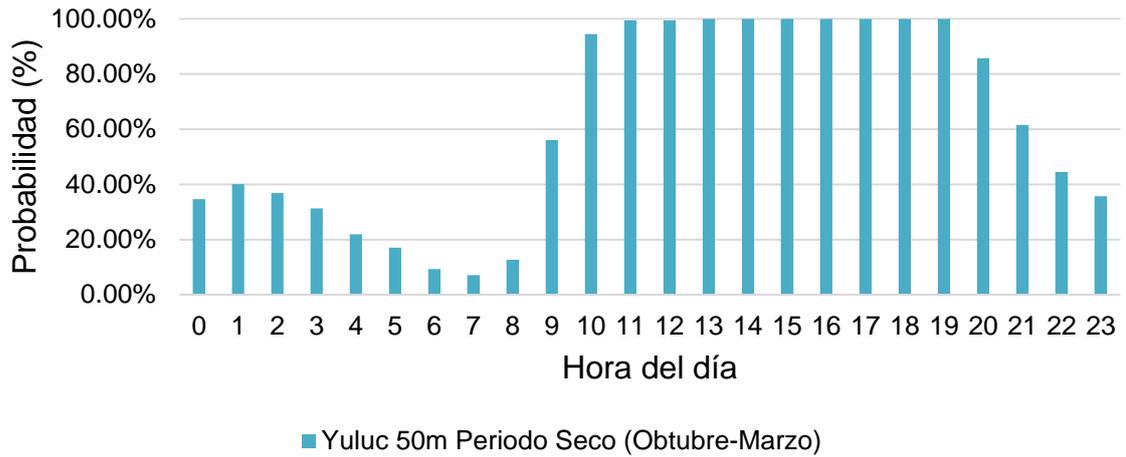


Figura A4.5 Probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor o igual a la velocidad de corte del aerogenerador (2,5 m/s) para el periodo seco de la estación Yuluc 50m. [Elaboración propia]

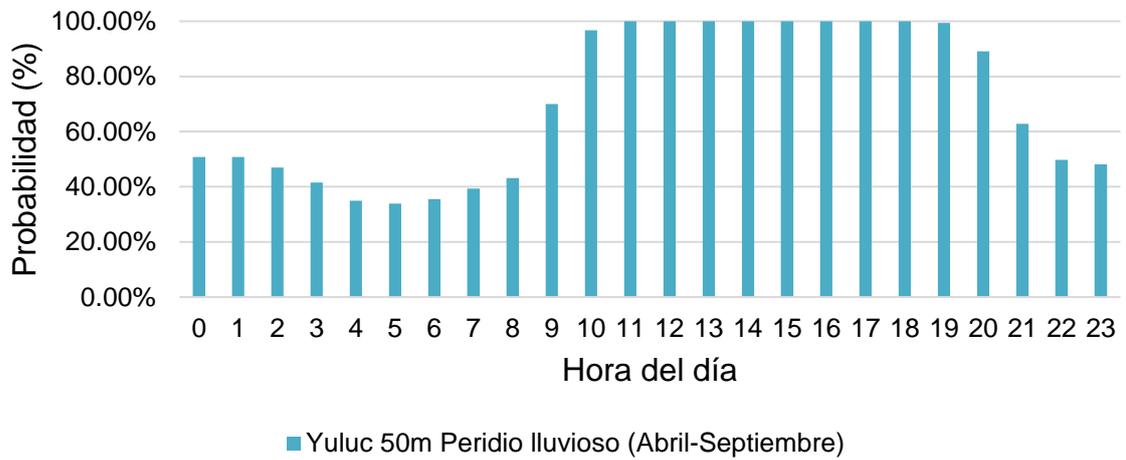


Figura A4.6 Probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor o igual a la velocidad de corte del aerogenerador (2,5 m/s) para el periodo lluvioso de la estación Yuluc 50m. [Elaboración propia]

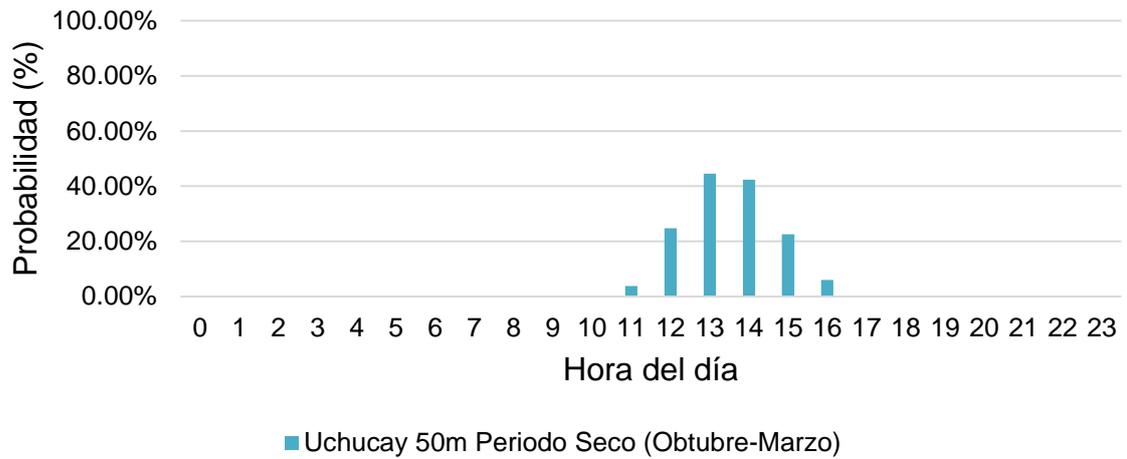


Figura A4.7 Probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor o igual a la velocidad de máxima potencia del aerogenerador (14 m/s) para el periodo seco de la estación Yuluc 50m. [Elaboración propia]

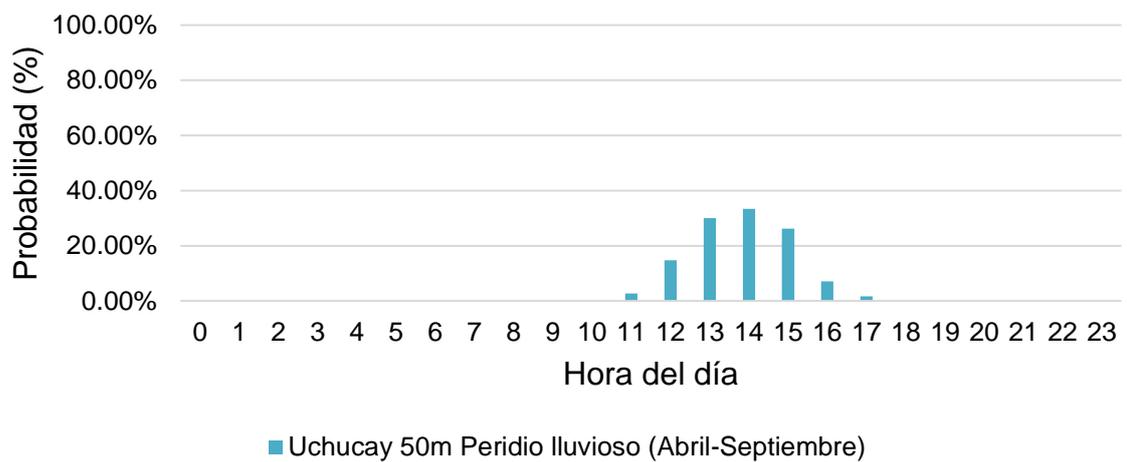


Figura A4.8 Probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor o igual a la velocidad de máxima potencia del aerogenerador (14 m/s) para el periodo lluvioso de la estación Yuluc 50m. [Elaboración propia]



Figura A4.9 Probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor o igual a la velocidad de máxima potencia del aerogenerador (14 m/s) para el periodo seco de la estación Yuluc 80m. [Elaboración propia]



Figura A4.10 Probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor o igual a la velocidad de máxima potencia del aerogenerador (14 m/s) para el

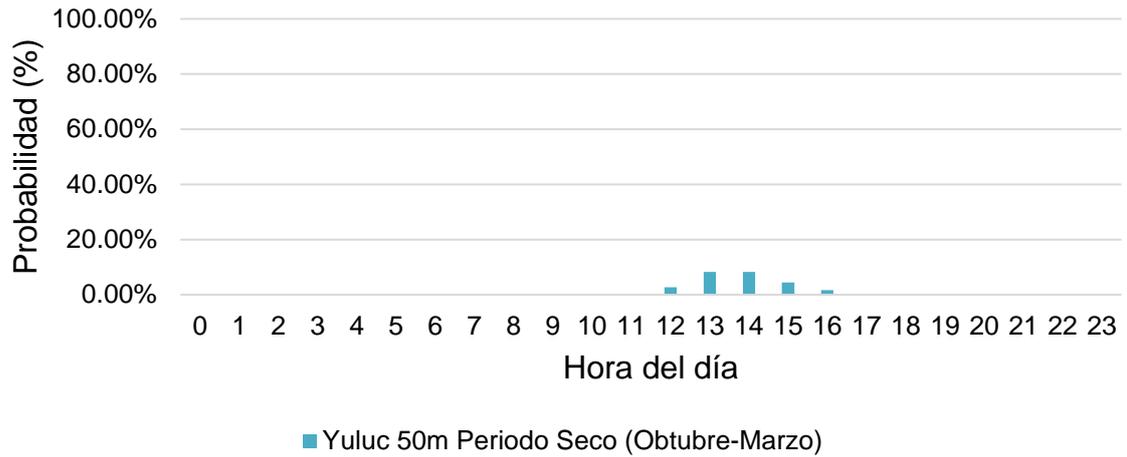


Figura A4.11 Probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor o igual a la velocidad de máxima potencia del aerogenerador (14 m/s) para el periodo seco de la estación Yuluc 50m. [Elaboración propia]

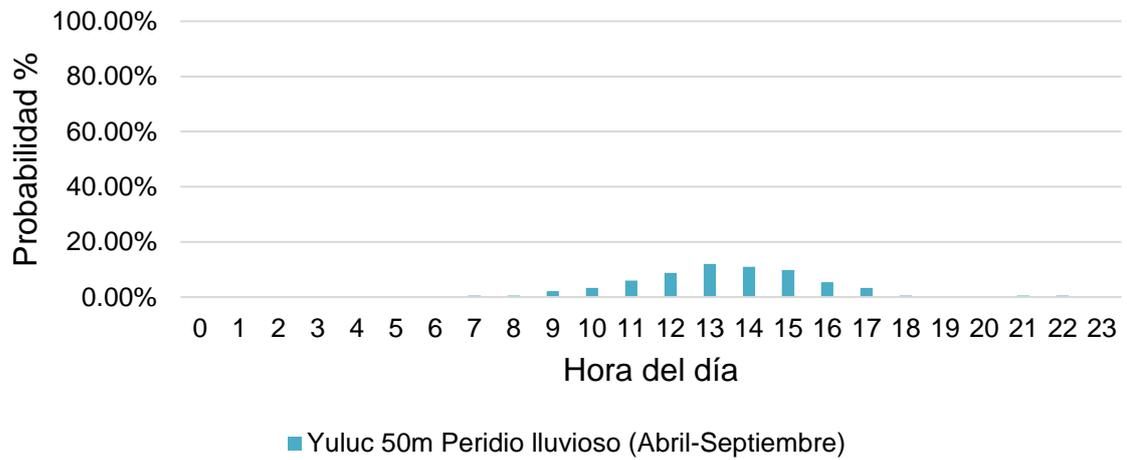


Figura A4.12 Probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor o igual a la velocidad de máxima potencia del aerogenerador (14 m/s) para el periodo lluvioso de la estación Yuluc 50m. [Elaboración propia]

Anexo V

5.1 Memoria de cálculo de flujos de potencias.

5.1.1 Periodo seco 2021.

En las siguientes tablas se presentan: los niveles de voltajes en las barras; los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión y, además, la cargabilidad de potencia aparente y las pérdidas de potencia activa de las líneas de transmisión para los casos sin y con central (PEMH). Para el caso con central se considera la producción media y máxima.

Tabla A5.1 Niveles de voltaje (en p.u.) en las barras de la zona de influencia – periodo seco. [Elaboración propia]

Barra	Sin central			Producción media			Producción máxima		
	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.
Molino 138 kV	1,015	1,028	1,035	1,015	1,028	1,035	1,012	1,025	1,033
Cuenca 138 kV	0,978	0,976	0,978	0,978	0,975	0,979	0,969	0,963	0,972
Cuenca 69 kV	0,999	0,992	0,995	0,998	0,992	0,995	0,992	0,981	0,990
Gualaceo 138 kV	0,982	0,978	0,975	0,982	0,977	0,975	0,973	0,965	0,968
Limón 138 kV	0,995	0,988	0,977	0,995	0,987	0,977	0,985	0,974	0,969
Delsitanisagua 138 kV	0,975	0,999	1,012	0,975	0,999	1,013	0,972	0,994	1,009
Yanacocha 138 kV	0,977	0,997	1,006	0,978	0,998	1,007	0,972	0,990	1,002
Loja 138 kV	0,975	0,996	1,003	0,976	0,997	1,005	0,969	0,989	1,000
Loja 69 kV	0,997	0,986	1,000	0,998	0,987	1,002	0,997	0,979	1,003
Villonaco 69 kV	0,997	0,987	1,001	0,998	0,988	1,002	0,998	0,979	1,003
Villonaco 35 kV	0,997	0,987	1,001	0,998	0,988	1,002	0,998	0,979	1,003
La Paz 138 kV	0,977	0,985	0,993	0,981	0,989	0,998	0,971	0,976	0,990
Uchucay 138 kV	-	-	-	0,983	0,990	1,000	0,971	0,976	0,991
Uchucay 34,5 kV	-	-	-	0,983	0,991	1,000	0,956	0,961	0,977

Tabla A5.2 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda mínima – periodo seco. [Elaboración propia]

Línea de transmisión	Sin central		Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	13,17	-26,45	16,33	-27,19	28,65	-32,77
Cuenca-Molino 138 kV (2)	13,17	-26,45	16,33	-27,19	28,65	-32,77
Gualaceo-Cuenca 138 kV	22,56	-4,46	22,56	-4,47	22,52	-4,80
Limón-Gualaceo 138 kV	27,76	-4,84	27,76	-4,85	27,73	-5,11
Yanacocha-Cuenca 138kV	55,09	-12,16	57,88	-11,91	69,46	-11,12
Yanacocha-La Paz 138 kV	48,77	-15,24	45,98	-16,41	34,39	-11,40
La Paz-Cuenca 138 kV	47,24	-15,82	54,67	-15,22	83,78	-20,44
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	66,69	-8,87	66,69	-9,34	66,69	-6,40
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	66,69	-8,87	66,69	-9,34	66,69	-6,40
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	9,35	2,53	9,35	2,52	9,35	2,54
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	9,35	2,53	9,35	2,52	9,35	2,54



Uchucay-La Paz 138 kV	-	-	10,08	0,14	50,52	-10,37
-----------------------	---	---	-------	------	-------	--------

Tabla A5.3 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda media – periodo seco. [Elaboración propia]

Línea de transmisión	Sin central		Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	7,75	-33,35	10,88	-34,20	22,97	-41,71
Cuenca-Molino 138 kV (2)	7,75	-33,35	10,88	-34,20	22,97	-41,71
Gualaceo-Cuenca 138 kV	18,45	-6,21	18,45	-6,23	18,39	-6,71
Limón-Gualaceo 138 kV	25,69	-5,95	25,69	-5,97	25,65	-6,34
Yanacocha-Cuenca 138kV	66,47	-6,34	69,28	-5,97	81,04	-4,29
Yanacocha-La Paz 138 kV	59,34	-10,81	56,53	-11,98	44,77	-6,50
La Paz-Cuenca 138 kV	57,29	-12,91	64,72	-12,16	93,76	-16,53
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	83,07	-6,10	83,07	-6,52	83,06	-2,74
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	83,07	-6,10	83,07	-6,52	83,06	-2,74
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	12,83	-2,11	12,83	-2,12	12,83	-2,00
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	12,83	-2,11	12,83	-2,12	12,83	-2,00
Uchucay-La Paz 138 kV	-	-	10,08	0,16	50,52	-10,24

Tabla A5.4 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda máxima – periodo seco. [Elaboración propia]

Línea de transmisión	Sin central		Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	-20,23	-27,98	-17,06	-28,80	-4,63	-34,79
Cuenca-Molino 138 kV (2)	-20,23	-27,98	-17,06	-28,80	-4,63	-34,79
Gualaceo-Cuenca 138 kV	10,95	-11,63	10,95	-11,63	10,92	-11,93
Limón-Gualaceo 138 kV	21,36	-10,29	21,36	-10,29	21,33	-10,53
Yanacocha-Cuenca 138kV	52,39	-4,29	55,22	-4,13	66,92	-3,90
Yanacocha-La Paz 138 kV	46,88	-8,08	44,05	-9,31	32,34	-4,80
La Paz-Cuenca 138 kV	45,63	-7,64	53,00	-7,04	81,94	-12,51
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	80,05	-0,72	80,05	-1,29	80,05	1,16
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	80,05	-0,72	80,05	-1,29	80,05	1,16
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	19,75	0,42	19,75	0,40	19,75	0,41
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	19,75	0,42	19,75	0,40	19,75	0,41
Uchucay-La Paz 138 kV	-	-	10,09	0,17	50,54	-9,89

Tabla A5.5 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda mínima – periodo seco. [Elaboración propia]

Línea de transmisión	Sin central			Producción media			Producción máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	26,61	0,403	3,06	28,57	0,472	2,89	39,56	0,944	3,29
Cuenca-Molino 138 kV (2)	26,61	0,403	3,06	28,57	0,472	2,89	39,56	0,944	3,29
Gualaceo-Cuenca 138 kV	21,29	0,151	0,67	21,30	0,151	0,67	21,52	0,154	0,68



Limón-Gualaceo 138 kV	31,86	0,496	0,403	31,87	0,496	1,79	32,18	0,506	1,82
Yanacocha-Cuenca 138kV	50,88	2,734	4,96	53,24	3,002	5,19	63,80	4,346	6,26
Yanacocha-La Paz 138 kV	46,08	1,523	3,12	43,98	1,382	3,01	32,86	0,767	2,23
La Paz-Cuenca 138 kV	44,50	1,656	3,51	50,97	2,145	3,92	78,29	5,105	6,09
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	30,17	0,463	0,69	30,18	0,463	0,69	30,14	0,462	0,69
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	30,17	0,463	0,69	30,18	0,463	0,69	30,14	0,462	0,69
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	10,18	0,012	0,13	10,17	0,012	0,13	10,23	0,012	0,13
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	10,18	0,012	0,13	10,17	0,012	0,13	10,23	0,012	0,13
Uchucay-La Paz 138 kV	-	-	-	6,55	0,014	0,14	33,61	0,361	0,71

Tabla A5.6 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda media – periodo seco. [Elaboración propia]

Línea de transmisión	Sin central			Producción media			Producción máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	30,91	0,549	7,08	32,42	0,609	5,60	43,55	1,139	4,96
Cuenca-Molino 138 kV (2)	30,91	0,549	7,08	32,42	0,609	5,60	43,55	1,139	4,96
Gualaceo-Cuenca 138 kV	18,11	0,108	0,59	18,12	0,108	0,59	18,46	0,112	0,61
Limón-Gualaceo 138 kV	30,04	0,438	1,70	30,05	0,439	1,71	30,50	0,451	1,76
Yanacocha-Cuenca 138kV	58,99	3,741	5,63	61,38	4,056	5,85	72,20	5,635	6,95
Yanacocha-La Paz 138 kV	53,29	2,059	3,47	51,01	1,882	3,33	40,25	1,175	2,62
La Paz-Cuenca 138 kV	52,54	2,190	3,82	58,69	2,868	4,43	85,98	6,182	6,59
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	36,46	0,677	0,81	36,46	0,677	0,81	36,54	0,681	0,82
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	36,46	0,677	0,81	36,46	0,677	0,81	36,54	0,681	0,82
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	13,05	0,019	0,15	13,04	0,019	0,15	13,13	0,020	0,16
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	13,05	0,019	0,15	13,04	0,019	0,15	13,13	0,020	0,16
Uchucay-La Paz 138 kV	-	-	-	6,505	0,013	0,13	33,42	0,357	0,71

Tabla A5.7 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda máxima – periodo seco. [Elaboración propia]

Línea de transmisión	Sin central			Producción media			Producción máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	31,09	0,567	2,73	30,14	0,528	3,00	31,82	0,582	11,17
Cuenca-Molino 138 kV (2)	31,09	0,567	2,73	30,14	0,528	3,00	31,82	0,582	11,17
Gualaceo-Cuenca 138 kV	14,90	0,070	0,64	14,90	0,070	0,64	15,19	0,073	0,67
Limón-Gualaceo 138 kV	27,30	0,352	1,65	27,30	0,352	1,65	27,60	0,360	1,69
Yanacocha-Cuenca 138kV	46,04	2,282	4,36	48,44	2,529	4,58	58,94	3,753	5,61
Yanacocha-La Paz 138 kV	41,66	1,256	2,68	39,38	1,118	2,54	28,75	0,597	1,85
La Paz-Cuenca 138 kV	41,03	1,399	3,07	47,21	1,860	3,51	73,77	4,551	5,55
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	34,59	0,610	0,76	34,57	0,609	0,76	34,67	0,614	0,77
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	34,59	0,610	0,76	34,57	0,609	0,76	34,67	0,614	0,77
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	19,69	0,045	0,23	19,67	0,045	0,23	19,77	0,045	0,23
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	19,69	0,045	0,23	19,67	0,045	0,23	19,77	0,045	0,23
Uchucay-La Paz 138 kV	-	-	-	6,45	0,013	0,13	32,9	0,346	0,68

5.1.2 Periodo lluvioso 2021.

En las siguientes tablas se presentan: los niveles de voltajes en las barras; los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión y, además, la cargabilidad de potencia aparente y las pérdidas de potencia activa de las líneas de transmisión para los casos sin y con central (PEMH). Para el caso con central se considera la producción media y máxima.

Tabla A5.8 Niveles de voltaje (en p.u.) en las barras de la zona de influencia – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Barra	Sin central			Producción media			Producción máxima		
	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.
Molino 138 kV	1,023	1,032	1,045	1,022	1,031	1,045	1,021	1,029	1,043
Cuenca 138 kV	0,995	0,986	0,986	0,995	0,984	0,986	0,990	0,976	0,977
Cuenca 69 kV	1,012	1,005	1,002	1,013	1,004	1,003	1,009	0,997	0,995
Gualaceo 138 kV	0,999	0,988	0,982	1,000	0,986	0,983	0,994	0,978	0,974
Limón 138 kV	1,012	0,998	0,984	1,013	0,996	0,985	1,007	0,988	0,975
Delsitanisagua 138 kV	1,013	1,005	1,025	1,015	1,006	1,026	1,011	1,002	1,023
Yanacocha 138 kV	1,013	1,001	1,019	1,015	1,002	1,020	1,010	0,995	1,014
Loja 138 kV	1,011	0,999	1,017	1,014	0,999	1,018	1,008	0,993	1,012
Loja 69 kV	1,003	1,001	1,001	1,000	1,001	1,002	1,000	1,001	1,003
Villonaco 69 kV	1,006	1,003	1,004	1,002	1,003	1,005	1,003	1,003	1,005
Villonaco 35 kV	1,006	1,003	1,004	1,002	1,004	1,005	1,003	1,003	1,005
La Paz 138 kV	1,008	0,991	1,001	1,015	0,995	1,007	1,008	0,984	0,997
Uchucay 138 kV	-	-	-	1,017	0,997	1,009	1,009	0,985	0,998
Uchucay 34,5 kV	-	-	-	1,017	0,997	1,009	0,996	0,970	0,984

Tabla A5.9 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda mínima – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Línea de transmisión	Sin central		Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	-12,86	-14,39	-7,85	-15,33	3,22	-20,27
Cuenca-Molino 138 kV (2)	-12,86	-14,39	-7,85	-15,33	3,22	-20,27
Gualaceo-Cuenca 138 kV	23,27	-4,25	23,27	-4,23	23,25	-4,42
Limón-Gualaceo 138 kV	28,47	-4,73	28,47	-4,70	28,46	-4,86
Yanacocha-Cuenca 138kV	23,49	-3,92	27,88	-4,01	37,84	-5,36
Yanacocha-La Paz 138 kV	21,05	-5,86	16,66	-6,97	6,70	-3,28
La Paz-Cuenca 138 kV	20,80	-2,26	32,00	-2,19	56,91	-8,61
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	29,58	-3,43	29,57	-4,05	29,58	-2,84
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	29,58	-3,43	29,57	-4,05	29,58	-2,84
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	2,27	2,75	2,27	2,75	2,27	2,76
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	2,27	2,75	2,27	2,75	2,27	2,76
Uchucay-La Paz 138 kV	-	-	15,53	-0,32	50,57	-9,47



Tabla A5.10 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda media – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Línea de transmisión	Sin central		Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	7,65	-30,45	12,44	-32,13	22,95	-37,68
Cuenca-Molino 138 kV (2)	7,65	-30,45	12,44	-32,13	22,95	-37,68
Gualaceo-Cuenca 138 kV	18,49	-5,83	18,49	-5,89	18,45	-6,21
Limón-Gualaceo 138 kV	25,73	-5,65	25,72	-5,70	25,69	-5,95
Yanacocha-Cuenca 138kV	69,20	-8,10	73,56	-7,49	83,73	-6,38
Yanacocha-La Paz 138 kV	61,67	-12,58	57,32	-13,63	47,13	-8,85
La Paz-Cuenca 138 kV	59,45	-15,13	70,88	-14,54	96,01	-18,93
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	78,48	-2,58	78,48	-2,81	78,48	0,23
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	78,48	-2,58	78,48	-2,81	78,48	0,23
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	5,80	3,94	5,80	3,94	5,80	3,95
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	5,80	3,94	5,80	3,94	5,80	3,95
Uchucay-La Paz 138 kV	-	-	15,53	-0,37	50,54	-10,01

Tabla A5.11 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda máxima – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Línea de transmisión	Sin central		Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	-10,96	-32,91	-6,08	-33,86	4,52	-40,06
Cuenca-Molino 138 kV (2)	-10,96	-32,91	-6,08	-33,86	4,52	-40,06
Gualaceo-Cuenca 138 kV	10,99	-11,33	10,99	-11,31	10,95	-11,69
Limón-Gualaceo 138 kV	21,39	-10,05	21,39	-10,04	21,36	-10,33
Yanacocha-Cuenca 138kV	64,85	-3,34	69,25	-3,13	79,46	-2,16
Yanacocha-La Paz 138 kV	58,10	-8,06	53,70	-9,43	43,48	-4,67
La Paz-Cuenca 138 kV	56,23	-9,42	67,60	-9,12	92,64	-13,50
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	85,45	0,18	85,45	-0,44	85,45	2,54
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	85,45	0,18	85,45	-0,44	85,45	2,54
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	13,25	0,34	13,25	0,32	13,25	0,33
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	13,25	0,34	13,25	0,32	13,25	0,33
Uchucay-La Paz 138 kV	-	-	15,53	-0,34	50,55	-9,73

Tabla A5.12 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda mínima – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Línea de transmisión	Sin central			Producción media			Producción máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	17,09	0,160	1,23	15,25	0,120	1,51	18,27	0,174	5,40
Cuenca-Molino 138 kV (2)	17,09	0,160	1,23	15,25	0,120	1,51	18,27	0,174	5,40
Gualaceo-Cuenca 138 kV	21,54	0,154	0,66	21,52	0,154	0,66	21,65	0,156	0,67
Limón-Gualaceo 138 kV	32,08	0,504	1,77	32,06	0,503	1,77	32,24	0,508	1,78



Yanacocha-Cuenca 138kV	20,72	0,453	1,93	24,44	0,634	2,27	33,34	1,182	3,12
Yanacocha-La Paz 138 kV	19,01	0,254	1,21	15,67	0,166	1,00	6,51	0,026	0,39
La Paz-Cuenca 138 kV	18,29	0,279	1,34	27,85	0,651	2,03	50,31	2,110	3,71
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	12,85	0,084	0,28	12,85	0,084	0,28	12,85	0,084	0,28
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	12,85	0,084	0,28	12,85	0,084	0,28	12,85	0,084	0,28
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	4,24	0,002	0,09	4,24	0,002	0,09	4,26	0,002	0,09
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	4,24	0,002	0,09	4,24	0,002	0,09	4,26	0,002	0,09
Uchucaj-La Paz 138 kV	-	-	-	9,69	0,030	0,19	32,27	0,333	0,66

Tabla A5.13 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda media – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Línea de transmisión	Sin central			Producción media			Producción máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	28,07	0,446	5,83	30,84	0,549	4,41	39,84	0,948	4,13
Cuenca-Molino 138 kV (2)	28,07	0,446	5,83	30,84	0,549	4,41	39,84	0,948	4,13
Gualaceo-Cuenca 138 kV	17,86	0,105	0,57	17,89	0,105	0,57	18,11	0,108	0,59
Limón-Gualaceo 138 kV	29,69	0,428	1,66	29,74	0,430	1,67	30,04	0,438	1,70
Yanacocha-Cuenca 138kV	61,31	4,032	5,83	65,03	4,546	6,18	74,34	5,959	7,12
Yanacocha-La Paz 138 kV	55,39	2,222	3,60	51,82	1,939	3,38	42,45	1,303	2,76
La Paz-Cuenca 138 kV	54,55	2,464	4,14	64,09	3,419	4,82	87,63	6,417	6,68
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	34,15	0,594	0,76	34,14	0,594	0,76	34,25	0,598	0,76
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	34,15	0,594	0,76	34,14	0,594	0,76	34,25	0,598	0,76
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	7,53	0,006	0,10	7,53	0,006	0,10	7,58	0,006	0,10
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	7,53	0,006	0,10	7,53	0,006	0,10	7,58	0,006	0,10
Uchucaj-La Paz 138 kV	-	-	-	9,88	0,031	0,20	33,11	0,351	0,69

Tabla A5.14 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda máxima – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Línea de transmisión	Sin central			Producción media			Producción máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	31,01	0,553	4,80	30,74	0,541	8,17	36,34	0,770	17,04
Cuenca-Molino 138 kV (2)	31,01	0,553	4,80	30,74	0,541	8,17	36,34	0,770	17,04
Gualaceo-Cuenca 138 kV	14,61	0,068	0,62	14,59	0,067	0,61	14,95	0,071	0,65
Limón-Gualaceo 138 kV	27,00	0,345	1,61	26,99	0,344	1,61	27,36	0,354	1,66
Yanacocha-Cuenca 138kV	56,17	3,411	5,26	59,88	3,880	5,60	69,09	5,173	6,51
Yanacocha-La Paz 138 kV	50,73	1,871	3,22	47,10	1,607	2,99	38,00	1,051	2,42
La Paz-Cuenca 138 kV	50,16	2,095	3,73	59,69	2,978	4,41	82,77	5,736	6,19
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	36,43	0,677	0,79	36,41	0,676	0,79	36,56	0,682	0,80
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	36,43	0,677	0,79	36,41	0,676	0,79	36,56	0,682	0,80
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	13,07	0,020	0,15	13,05	0,020	0,15	13,13	0,020	0,15
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	13,07	0,020	0,15	13,05	0,020	0,15	13,13	0,020	0,15
Uchucaj-La Paz 138 kV	-	-	-	9,76	0,031	0,20	32,67	0,341	0,67

Anexo VI

6.1 Desconexión de la línea de transmisión Cuenca – La Paz 138 kV.

6.1.1 Periodo seco 2021.

En las siguientes tablas se presentan: los niveles de voltajes en las barras; los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión y, además, la cargabilidad de potencia aparente y las pérdidas de potencia activa de las líneas de transmisión para los casos sin y con central (PEMH). Para el caso con central se considera la producción media y máxima.

Tabla A6.1 Niveles de voltaje (en p.u.) en las barras de la zona de influencia – periodo seco. [Elaboración propia]

Barra	Producción media			Producción máxima		
	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.
Molino 138 kV	1.013	1.025	1.033	1.007	1.020	1.030
Cuenca 138 kV	0.968	0.956	0.966	0.948	0.926	0.951
Cuenca 69 kV	0.990	0.974	0.985	0.974	0.946	0.973
Gualaceo 138 kV	0.972	0.957	0.963	0.951	0.926	0.946
Limón 138 kV	0.984	0.966	0.963	0.963	0.934	0.946
Delsitanisagua 138 kV	0.966	0.988	1.007	0.946	0.963	0.991
Yanacocha 138 kV	0.961	0.979	0.999	0.927	0.938	0.971
Loja 138 kV	0.959	0.978	0.996	0.925	0.936	0.968
Loja 69 kV	0.999	0.968	0.999	0.997	0.926	1.001
Villonaco 69 kV	0.999	0.968	0.999	0.997	0.926	1.002
Villonaco 35 kV	0.999	0.968	0.999	0.997	0.926	1.002
La Paz 138 kV	0.973	0.991	1.010	0.934	0.945	0.981
Uchucay 138 kV	0.975	0.993	1.012	0.934	0.945	0.982
Uchucay 34,5 kV	0.975	0.993	1.013	0.916	0.928	0.967

Tabla A6.2 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda mínima – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	14.70	-30.85	24.12	-40.18
Cuenca-Molino-138 kV (2)	14.70	-30.85	24.12	-40.18
Gualaceo-Cuenca 138 kV	22.52	-4.85	22.42	-5.64
Limón-Gualaceo 138 kV	27.73	-5.15	27.65	-5.77
Yanacocha-Cuenca 138kV	113.85	-8.34	152.10	2.16
Yanacocha-La Paz 138 kV	-10.00	-5.080	-48.36	13.47
La Paz-Cuenca 138 kV	-	-	-	-
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	66.69	-1.74	66.67	13.43



Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	66.69	-1.74	66.67	13.43
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	9.35	2.56	9.35	2.63
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	9.35	2.56	9.35	2.63
Uchucay-La Paz 138 kV	10.08	0.12	50.46	-11.38

Tabla A6.3 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda mínima – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	31.10	0.561	3.82	43.55	1.143	4.74
Cuenca-Molino-138 kV (2)	31.10	0.561	3.82	43.55	1.143	4.74
Gualaceo-Cuenca 138 kV	21.56	0.154	0.68	22.10	0.162	0.72
Limón-Gualaceo 138 kV	32.23	0.508	1.83	33.00	0.531	1.92
Yanacocha-Cuenca 138kV	104.62	11.818	10.38	144.51	22.66	14.90
Yanacocha-La Paz 138 kV	10.28	0.068	0.68	48.57	1.704	3.40
La Paz-Cuenca 138 kV	-	-	-	-	-	-
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	30.20	0.465	0.70	31.61	0.507	0.76
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	30.20	0.465	0.70	31.61	0.507	0.76
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	10.34	0.012	0.13	10.73	0.013	0.14
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	10.34	0.012	0.13	10.73	0.013	0.14
Uchucay-La Paz 138 kV	6.603	0.014	0.14	35.07	0.393	0.78

Tabla A6.4 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda media – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	8.48	-42.19	17.05	-56.05
Cuenca-Molino-138 kV (2)	8.48	-42.19	17.05	-56.05
Gualaceo-Cuenca 138 kV	18.36	-7.02	18.20	-8.30
Limón-Gualaceo 138 kV	25.62	-6.58	25.50	-7.59
Yanacocha-Cuenca 138kV	135.79	4.14	173.99	20.35
Yanacocha-La Paz 138 kV	-10.01	-5.32	-48.44	12.86
La Paz-Cuenca 138 kV	-	-	-	-
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	83.06	2.37	83.03	21.16
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	83.06	2.37	83.03	21.16
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	12.83	-1.84	12.83	-1.25
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	12.83	-1.84	12.83	-1.25
Uchucay-La Paz 138 kV	10.09	0.16	50.48	-11.06

Tabla A6.5 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda media – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	39.67	0.929	10.96	55.76	1.893	11.10
Cuenca-Molino-138 kV (2)	39.67	0.929	10.96	55.76	1.893	11.10
Gualaceo-Cuenca 138 kV	18.67	0.114	0.62	19.64	0.126	0.69
Limón-Gualaceo 138 kV	30.79	0.460	1.80	32.03	0.497	1.95
Yanacocha-Cuenca 138kV	122.23	16.237	11.96	164.59	29.523	16.97
Yanacocha-La Paz 138 kV	10.20	0.066	0.66	47.94	1.660	3.43
La Paz-Cuenca 138 kV	-	-	-	-	-	-
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	36.78	0.690	0.83	39.10	0.776	0.93
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	36.78	0.690	0.83	39.10	0.776	0.93
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	13.25	0.020	0.16	13.76	0.022	0.17
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	13.25	0.020	0.16	13.76	0.022	0.17
Uchucay-La Paz 138 kV	6.491	0.013	0.13	34.61	0.383	0.76

Tabla A6.6 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda máxima – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	-18.37	-33.87	-8.34	-42.96
Cuenca-Molino-138 kV (2)	-18.37	-33.87	-8.34	-42.96
Gualaceo-Cuenca 138 kV	10.89	-12.18	10.80	-12.91
Limón-Gualaceo 138 kV	21.31	-10.72	21.24	-11.30
Yanacocha-Cuenca 138kV	109.26	-0.080	147.76	7.65
Yanacocha-La Paz 138 kV	-10.01	-5.58	-48.65	11.02
La Paz-Cuenca 138 kV	-	-	-	-
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	80.05	2.79	80.03	15.62
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	80.05	2.79	80.03	15.62
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	19.75	0.46	19.76	0.54
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	19.75	0.46	19.76	0.54
Uchucay-La Paz 138 kV	10.09	0.20	50.53	-10.11

Tabla A6.7 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda máxima – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	35.14	0.728	3.81	40.56	0.974	10.46
Cuenca-Molino-138 kV (2)	35.14	0.728	3.81	40.56	0.974	10.46
Gualaceo-Cuenca 138 kV	15.44	0.076	0.70	16.18	0.083	0.77
Limón-Gualaceo 138 kV	27.85	0.366	1.72	28.60	0.386	1.82
Yanacocha-Cuenca 138kV	96.40	10.086	9.23	134.25	19.604	13.27
Yanacocha-La Paz 138 kV	10.11	0.064	0.64	46.04	1.532	3.05
La Paz-Cuenca 138 kV	-	-	-	-	-	-
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	34.77	0.617	0.77	36.13	0.663	0.83
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	34.77	0.617	0.77	36.13	0.663	0.83
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	19.84	0.045	0.23	20.41	0.048	0.24
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	19.84	0.045	0.23	20.41	0.048	0.24
Uchucay-La Paz 138 kV	6.375	0.013	0.13	33.23	0.353	0.70

6.1.2 Periodo lluvioso 2021.

En las siguientes tablas se presentan: los niveles de voltajes en las barras; los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión y, además, la cargabilidad de potencia aparente y las pérdidas de potencia activa de las líneas de transmisión para los casos sin y con central (PEMH). Para el caso con central se considera la producción media y máxima.

Tabla A6.8 Niveles de voltaje (en p.u.) en las barras de la zona de influencia – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Barra	Producción media			Producción máxima		
	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.
Molino 138 kV	1.021	1.029	1.043	1.019	1.025	1.039
Cuenca 138 kV	0.988	0.967	0.967	0.978	0.946	0.950
Cuenca 69 kV	1.007	0.990	0.987	0.999	0.973	0.973
Gualaceo 138 kV	0.992	0.969	0.964	0.982	0.948	0.945
Limón 138 kV	1.005	0.979	0.965	0.994	0.956	0.945
Delsitanisagua 138 kV	1.014	0.992	1.017	0.991	0.971	0.999
Yanacocha 138 kV	1.014	0.979	1.004	0.985	0.943	0.974
Loja 138 kV	1.012	0.977	1.002	0.984	0.940	0.972
Loja 69 kV	0.998	1.002	0.999	1.000	0.999	0.999
Villonaco 69 kV	1.001	1.004	1.001	1.002	1.001	1.001
Villonaco 35 kV	1.001	1.004	1.002	1.002	1.001	1.001
La Paz 138 kV	1.027	0.993	1.018	0.996	0.950	0.984



Uchucay 138 kV	1.030	0.995	1.020	0.997	0.951	0.984
Uchucay 34,5 kV	1.030	0.995	1.020	0.983	0.934	0.970

Tabla A6.9 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda mínima – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	-8.28	-18.48	1.50	-25.36
Cuenca-Molino-138 kV (2)	-8.28	-18.48	1.50	-25.36
Gualaceo-Cuenca 138 kV	23.24	-4.50	23.19	-4.90
Limón-Gualaceo 138 kV	28.45	-4.92	28.42	-5.23
Yanacocha-Cuenca 138kV	59.91	-5.30	93.25	-8.74
Yanacocha-La Paz 138 kV	-15.37	-5.00	-48.73	10.31
La Paz-Cuenca 138 kV	-	-	-	-
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	29.58	-3.69	29.57	2.52
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	29.58	-3.69	29.57	2.52
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	2.27	2.75	2.27	2.80
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	2.27	2.75	2.27	2.80
Uchucay-La Paz 138 kV	15.54	-0.28	50.55	-9.76

Tabla A6.10 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda mínima – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	18.06	0.173	2.05	22.98	0.287	19.13
Cuenca-Molino-138 kV (2)	18.06	0.173	2.05	22.98	0.287	19.13
Gualaceo-Cuenca 138 kV	21.70	0.156	0.67	21.96	0.160	0.69
Limón-Gualaceo 138 kV	32.31	0.510	1.79	32.68	0.522	1.84
Yanacocha-Cuenca 138kV	52.27	2.939	4.91	83.78	7.561	8.11
Yanacocha-La Paz 138 kV	14.05	0.135	0.87	45.30	1.484	2.96
La Paz-Cuenca 138 kV	-	-	-	-	-	-
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	12.85	0.084	0.28	13.20	0.088	0.30
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	12.85	0.084	0.28	13.20	0.088	0.30
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	4.24	0.002	0.09	4.37	0.002	0.09
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	4.24	0.002	0.09	4.37	0.002	0.09
Uchucay-La Paz 138 kV	9.57	0.029	0.19	32.70	0.342	0.68



Tabla A6.11 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda media – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	9.73	-38.91	17.10	-49.05
Cuenca-Molino-138 kV (2)	9.73	-38.91	17.10	-49.05
Gualaceo-Cuenca 138 kV	18.41	-6.55	18.31	-7.41
Limón-Gualaceo 138 kV	25.66	-6.21	25.59	-6.89
Yanacocha-Cuenca 138kV	146.17	3.83	179.06	17.55
Yanacocha-La Paz 138 kV	-15.36	-4.47	-48.47	12.54
La Paz-Cuenca 138 kV	-	-	-	-
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	78.47	7.82	78.44	24.22
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	78.47	7.82	78.44	24.22
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	5.80	3.98	5.80	4.06
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	5.80	3.98	5.80	4.06
Uchucay-La Paz 138 kV	15.53	-0.38	50.49	-10.88

Tabla A6.12 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda media – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	36.53	0.782	8.04	48.36	1.410	8.25
Cuenca-Molino-138 kV (2)	36.53	0.782	8.04	48.36	1.410	8.25
Gualaceo-Cuenca 138 kV	18.34	0.111	0.60	18.96	0.118	0.64
Limón-Gualaceo 138 kV	30.35	0.447	1.74	31.17	0.471	1.84
Yanacocha-Cuenca 138kV	131.59	18.811	12.87	168.13	30.780	17.19
Yanacocha-La Paz 138 kV	14.39	0.144	0.93	47.63	1.639	3.27
La Paz-Cuenca 138 kV	-	-	-	-	-	-
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	34.82	0.618	0.79	37.23	0.703	0.90
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	34.82	0.618	0.79	37.23	0.703	0.90
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	7.71	0.006	0.10	8.01	0.007	0.12
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	7.71	0.006	0.10	8.01	0.007	0.12
Uchucay-La Paz 138 kV	9.90	0.031	0.20	34.38	0.378	0.75



Tabla A6.13 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda máxima – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	-8.35	-41.52	-0.36	-50.65
Cuenca-Molino-138 kV (2)	-8.35	-41.52	-0.36	-50.65
Gualaceo-Cuenca 138 kV	10.89	-12.13	10.79	-12.96
Limón-Gualaceo 138 kV	21.32	-10.68	21.24	-11.34
Yanacocha-Cuenca 138kV	138.27	6.87	171.38	17.64
Yanacocha-La Paz 138 kV	-15.37	-4.85	-48.66	10.88
La Paz-Cuenca 138 kV	-	-	-	-
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	85.45	7.21	85.42	21.33
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	85.45	7.21	85.42	21.33
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	13.25	0.41	13.25	0.49
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	13.25	0.41	13.25	0.49
Uchucay-La Paz 138 kV	15.54	-0.31	50.54	-10.04

Tabla A6.14 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda máxima – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	38.57	0.875	9.49	46.99	1.322	367.22
Cuenca-Molino-138 kV (2)	38.57	0.875	9.49	46.99	1.322	367.22
Gualaceo-Cuenca 138 kV	15.39	0.075	0.69	16.22	0.084	0.78
Limón-Gualaceo 138 kV	27.80	0.365	1.71	28.64	0.387	1.82
Yanacocha-Cuenca 138kV	121.49	16.063	11.62	155.90	26.485	15.45
Yanacocha-La Paz 138 kV	14.14	0.137	0.88	45.90	1.522	3.03
La Paz-Cuenca 138 kV	-	-	-	-	-	-
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	36.93	0.695	0.81	38.75	0.763	0.89
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	36.93	0.695	0.81	38.75	0.763	0.89
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	13.27	0.020	0.15	13.68	0.022	0.17
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	13.27	0.020	0.15	13.68	0.022	0.17
Uchucay-La Paz 138 kV	9.66	0.030	0.19	33.13	0.351	0.69

6.2 Desconexión de la línea de transmisión Yanacocha – La Paz 138 kV.

6.2.1 Periodo seco 2021.

En las siguientes tablas se presentan: los niveles de voltajes en las barras; los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión y, además, la



cargabilidad de potencia aparente y las pérdidas de potencia activa de las líneas de transmisión para los casos sin y con central (PEMH). Para el caso con central se considera la producción media y máxima.

Tabla A6.15 Niveles de voltaje (en p.u.) en las barras de la zona de influencia – periodo seco. [Elaboración propia]

Barra	Producción media			Producción máxima		
	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.
Molino 138 kV	1.014	1.026	1.034	1.012	1.024	1.032
Cuenca 138 kV	0.975	0.964	0.972	0.969	0.955	0.968
Cuenca 69 kV	0.996	0.982	0.990	0.992	0.973	0.987
Gualaceo 138 kV	0.979	0.966	0.969	0.973	0.957	0.964
Limón 138 kV	0.991	0.975	0.970	0.985	0.966	0.965
Delsitanisagua 138 kV	0.965	0.988	1.006	0.964	0.986	1.005
Yanacocha 138 kV	0.960	0.979	0.996	0.959	0.977	0.995
Loja 138 kV	0.958	0.978	0.994	0.956	0.976	0.993
Loja 69 kV	0.997	0.968	0.997	1.002	0.965	1.002
Villonaco 69 kV	0.998	0.968	0.997	1.002	0.966	1.002
Villonaco 35 kV	0.998	0.968	0.997	1.002	0.966	1.002
La Paz 138 kV	0.989	0.978	0.986	0.980	0.965	0.978
Uchucay 138 kV	0.991	0.980	0.988	0.981	0.965	0.979
Uchucay 34,5 kV	0.991	0.981	0.989	0.981	0.950	0.964

Tabla A6.16 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda mínima – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	15.26	-28.28	28.24	-32.77
Cuenca-Molino-138 kV (2)	15.26	-28.28	28.24	-32.77
Gualaceo-Cuenca 138 kV	22.55	-4.60	22.52	-4.82
Limón-Gualaceo 138 kV	27.75	-4.95	27.73	-5.12
Yanacocha-Cuenca 138kV	103.85	-12.26	103.84	-10.98
Yanacocha-La Paz 138 kV	-	-	-	-
La Paz-Cuenca 138 kV	10.07	1.35	50.18	-10.44
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	66.69	-1.14	66.69	-0.48
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	66.69	-1.14	66.69	-0.48
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	9.35	2.56	9.35	2.56
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	9.35	2.56	9.35	2.56
Uchucay-La Paz 138 kV	10.08	0.16	50.53	-10.14

Tabla A6.17 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda mínima – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	29.05	0.487	3.19	39.33	0.933	3.30
Cuenca-Molino-138 kV (2)	29.05	0.487	3.19	39.33	0.933	3.30
Gualaceo-Cuenca 138 kV	21.39	0.152	0.67	21.53	0.154	0.68
Limón-Gualaceo 138 kV	31.99	0.500	1.80	32.20	0.507	1.83
Yanacocha-Cuenca 138kV	95.96	9.908	9.54	95.97	9.919	9.55
Yanacocha-La Paz 138 kV	-	-	-	-	-	-
La Paz-Cuenca 138 kV	10.47	0.077	0.76	46.08	1.760	3.51
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	30.22	0.466	0.70	30.24	0.467	0.70
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	30.22	0.466	0.70	30.24	0.467	0.70
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	10.36	0.012	0.13	10.37	0.012	0.13
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	10.36	0.012	0.13	10.37	0.012	0.13
Uchucay-La Paz 138 kV	6.504	0.013	0.13	33.26	0.354	0.70

Tabla A6.18 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda media – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MAr)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	9.21	-38.70	22.07	-45.03
Cuenca-Molino-138 kV (2)	9.21	-38.70	22.07	-45.03
Gualaceo-Cuenca 138 kV	18.40	-6.67	18.35	-7.05
Limón-Gualaceo 138 kV	25.65	-6.31	25.62	-6.60
Yanacocha-Cuenca 138kV	125.78	-0.91	125.77	1.19
Yanacocha-La Paz 138 kV	-	-	-	-
La Paz-Cuenca 138 kV	10.07	1.30	50.14	-10.91
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	83.06	2.52	83.06	3.64
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	83.06	2.52	83.06	3.64
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	12.83	-1.84	12.83	-1.80
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	12.83	-1.84	12.83	-1.80
Uchucay-La Paz 138 kV	10.08	0.13	50.51	-10.52

Tabla A6.19 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda media – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	36.34	0.773	8.39	46.26	1.290	5.85
Cuenca-Molino-138 kV (2)	36.34	0.773	8.39	46.26	1.290	5.85
Gualaceo-Cuenca 138 kV	18.43	0.112	0.61	18.69	0.115	0.63
Limón-Gualaceo 138 kV	30.46	0.450	1.75	30.82	0.461	1.80
Yanacocha-Cuenca 138kV	113.21	13.899	11.05	113.48	13.982	11.12
Yanacocha-La Paz 138 kV	-	-	-	-	-	-
La Paz-Cuenca 138 kV	10.51	0.078	0.77	46.86	1.820	3.63
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	36.79	0.691	0.83	36.87	0.694	0.84
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	36.79	0.691	0.83	36.87	0.694	0.84
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	13.26	0.020	0.16	13.28	0.020	0.16
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	13.26	0.020	0.16	13.28	0.020	0.16
Uchucay-La Paz 138 kV	6.569	0.014	0.14	33.83	0.366	0.72

Tabla A6.20 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda máxima – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	-17.92	-31.36	-4.95	-36.53
Cuenca-Molino-138 kV (2)	-17.92	-31.36	-4.95	-36.53
Gualaceo-Cuenca 138 kV	10.92	-11.91	10.89	-12.12
Limón-Gualaceo 138 kV	21.34	-10.51	21.32	-10.68
Yanacocha-Cuenca 138kV	99.24	-3.70	99.24	-2.62
Yanacocha-La Paz 138 kV	-	-	-	-
La Paz-Cuenca 138 kV	10.07	1.34	50.17	-10.48
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	80.04	3.84	80.04	4.34
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	80.04	3.84	80.04	4.34
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	19.75	0.50	19.75	0.44
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	19.75	0.50	19.75	0.44
Uchucay-La Paz 138 kV	10.08	0.15	50.53	-10.17

Tabla A6.21 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda máxima – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	32.73	0.628	3.39	33.57	0.653	11.65
Cuenca-Molino-138 kV (2)	32.73	0.628	3.39	33.57	0.653	11.65
Gualaceo-Cuenca 138 kV	15.17	0.073	0.67	15.38	0.075	0.69
Limón-Gualaceo 138 kV	27.58	0.359	1.68	27.79	0.365	1.71
Yanacocha-Cuenca 138kV	87.82	8.347	8.41	87.88	8.366	8.43
Yanacocha-La Paz 138 kV	-	-	-	-	-	-
La Paz-Cuenca 138 kV	10.48	0.078	0.77	46.16	1.766	3.52
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	34.85	0.619	0.77	34.89	0.621	0.78
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	34.85	0.619	0.77	34.89	0.621	0.78
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	19.89	0.046	0.23	19.90	0.046	0.23
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	19.89	0.046	0.23	19.90	0.046	0.23
Uchucay-La Paz 138 kV	6.519	0.013	0.13	33.32	0.355	0.70

6.2.2 Periodo lluvioso 2021.

En las siguientes tablas se presentan: los niveles de voltajes en las barras; los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión y, además, la cargabilidad de potencia aparente y las pérdidas de potencia activa de las líneas de transmisión para los casos sin y con central (PEMH). Para el caso con central se considera la producción media y máxima.

Tabla A6.22 Niveles de voltaje (en p.u.) en las barras de la zona de influencia – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Barra	Producción media			Producción máxima		
	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.
Molino 138 kV	1.022	1.030	1.044	1.020	1.028	1.042
Cuenca 138 kV	0.993	0.977	0.977	0.989	0.970	0.972
Cuenca 69 kV	1.011	0.999	0.995	1.009	0.993	0.991
Gualaceo 138 kV	0.997	0.979	0.973	0.993	0.972	0.968
Limón 138 kV	1.010	0.989	0.975	1.006	0.982	0.969
Delsitanisagua 138 kV	1.009	0.994	1.017	1.008	0.993	1.017
Yanacocha 138 kV	1.007	0.982	1.005	1.006	0.980	1.004
Loja 138 kV	1.006	0.979	1.003	1.004	0.977	1.002
Loja 69 kV	0.998	0.998	1.000	1.003	0.996	0.999
Villonaco 69 kV	1.000	1.001	1.003	1.005	0.999	1.001
Villonaco 35 kV	1.000	1.001	1.003	1.005	0.999	1.001
La Paz 138 kV	1.009	0.994	0.993	1.002	0.981	0.983



Uchucay 138 kV	1.011	0.996	0.995	1.003	0.982	0.984
Uchucay 34,5 kV	1.011	0.996	0.995	0.989	0.967	0.969

Tabla A6.23 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda mínima – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	-7.96	-16.47	3.29	-20.63
Cuenca-Molino-138 kV (2)	-7.96	-16.47	3.29	-20.63
Gualaceo-Cuenca 138 kV	23.26	-4.32	23.25	-4.46
Limón-Gualaceo 138 kV	28.47	-4.78	28.45	-4.88
Yanacocha-Cuenca 138kV	44.54	-7.53	44.54	-6.91
Yanacocha-La Paz 138 kV	-	-	-	-
La Paz-Cuenca 138 kV	15.50	0.84	50.22	-9.79
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	29.57	-2.25	29.57	-1.93
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	29.57	-2.25	29.57	-1.93
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	2.27	2.77	2.27	2.76
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	2.27	2.77	2.27	2.76
Uchucay-La Paz 138 kV	15.53	-0.33	50.56	-9.61

Tabla A6.24 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda mínima – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	16.23	0.137	1.69	18.61	0.182	5.53
Cuenca-Molino-138 kV (2)	16.23	0.137	1.69	18.61	0.182	5.53
Gualaceo-Cuenca 138 kV	21.58	0.155	0.67	21.67	0.156	0.67
Limón-Gualaceo 138 kV	32.14	0.505	1.77	32.27	0.509	1.79
Yanacocha-Cuenca 138kV	39.52	1.654	3.71	39.49	1.656	3.72
Yanacocha-La Paz 138 kV	-	-	-	-	-	-
La Paz-Cuenca 138 kV	14.40	0.162	1.05	45.00	1.679	3.34
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	12.85	0.084	0.28	12.86	0.084	0.28
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	12.85	0.084	0.28	12.86	0.084	0.28
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	4.27	0.002	0.09	4.27	0.002	0.09
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	4.27	0.002	0.09	4.27	0.002	0.09
Uchucay-La Paz 138 kV	9.738	0.03	0.19	32.48	0.338	0.67



Tabla A6.25 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda media – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MAr)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	10.88	-34.78	22.01	-39.99
Cuenca-Molino-138 kV (2)	10.88	-34.78	22.01	-39.99
Gualaceo-Cuenca 138 kV	18.46	-6.16	18.43	-6.44
Limón-Gualaceo 138 kV	25.70	-5.91	25.67	-6.13
Yanacocha-Cuenca 138kV	130.82	-2.85	130.82	-1.20
Yanacocha-La Paz 138 kV	-	-	-	-
La Paz-Cuenca 138 kV	15.50	0.75	50.18	-10.37
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	78.47	6.66	78.47	7.54
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	78.47	6.66	78.47	7.54
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	5.80	3.98	5.80	3.99
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	5.80	3.98	5.80	3.99
Uchucay-La Paz 138 kV	15.53	-0.38	50.53	-10.08

Tabla A6.26 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda media – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	32.85	0.625	5.74	41.46	1.028	4.67
Cuenca-Molino-138 kV (2)	32.85	0.625	5.74	41.46	1.028	4.67
Gualaceo-Cuenca 138 kV	18.07	0.107	0.58	18.27	0.110	0.60
Limón-Gualaceo 138 kV	29.98	0.437	1.70	30.25	0.444	1.73
Yanacocha-Cuenca 138kV	117.46	14.949	11.43	117.66	15.011	11.47
Yanacocha-La Paz 138 kV	-	-	-	-	-	-
La Paz-Cuenca 138 kV	14.55	0.166	1.07	46.01	1.755	3.50
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	34.71	0.614	0.78	34.79	0.617	0.79
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	34.71	0.614	0.78	34.79	0.617	0.79
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	7.69	0.006	0.10	7.71	0.006	0.10
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	7.69	0.006	0.10	7.71	0.006	0.10
Uchucay-La Paz 138 kV	9.887	0.031	0.20	33.21	0.353	0.70



Tabla A6.27 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda máxima – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	-7.37	-37.66	3.86	-42.31
Cuenca-Molino-138 kV (2)	-7.37	-37.66	3.86	-42.31
Gualaceo-Cuenca 138 kV	10.94	-11.71	10.92	-11.94
Limón-Gualaceo 138 kV	21.35	-10.35	21.33	-10.53
Yanacocha-Cuenca 138kV	122.91	0.89	122.90	2.07
Yanacocha-La Paz 138 kV	-	-	-	-
La Paz-Cuenca 138 kV	15.50	0.74	50.18	-10.35
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	85.45	6.60	85.45	7.24
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	85.45	6.60	85.45	7.24
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	13.25	0.39	13.25	0.41
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	13.25	0.39	13.25	0.41
Uchucay-La Paz 138 kV	15.53	-0.38	50.53	-10.06

Tabla A6.28 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda máxima – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	34.62	0.696	8.63	38.53	0.872	22.59
Cuenca-Molino-138 kV (2)	34.62	0.696	8.63	38.53	0.872	22.59
Gualaceo-Cuenca 138 kV	14.98	0.071	0.65	15.20	0.073	0.67
Limón-Gualaceo 138 kV	27.38	0.354	1.66	27.61	0.360	1.69
Yanacocha-Cuenca 138kV	107.73	12.600	10.25	107.88	12.644	10.29
Yanacocha-La Paz 138 kV	-	-	-	-	-	-
La Paz-Cuenca 138 kV	14.55	0.166	1.07	45.94	1.749	3.49
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	36.88	0.693	0.81	36.94	0.695	0.81
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	36.88	0.693	0.81	36.94	0.695	0.81
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	13.25	0.020	0.15	13.27	0.020	0.15
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	13.25	0.020	0.15	13.27	0.020	0.15
Uchucay-La Paz 138 kV	9.89	0.031	0.20	33.16	0.352	0.70

6.3 Desconexión de la línea de transmisión Cuenca – Yanacocha 138 kV.

6.3.1 Periodo seco 2021.

En las siguientes tablas se presentan: los niveles de voltajes en las barras; los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión y, además, la



cargabilidad de potencia aparente y las pérdidas de potencia activa de las líneas de transmisión para los casos sin y con central (PEMH). Para el caso con central se considera la producción media y máxima.

Tabla A6.29 Niveles de voltaje (en p.u.) en las barras de la zona de influencia – periodo seco. [Elaboración propia]

Barra	Producción media			Producción máxima		
	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.
Molino 138 kV	1.012	1.024	1.033	1.007	1.020	1.030
Cuenca 138 kV	0.965	0.950	0.963	0.948	0.923	0.948
Cuenca 69 kV	0.988	0.968	0.982	0.975	0.944	0.970
Gualaceo 138 kV	0.969	0.951	0.959	0.951	0.923	0.944
Limón 138 kV	0.980	0.960	0.960	0.962	0.931	0.943
Delsitanisagua 138 kV	0.967	0.990	1.009	0.960	0.980	1.003
Yanacocha 138 kV	0.963	0.982	1.001	0.952	0.966	0.991
Loja 138 kV	0.961	0.981	0.998	0.950	0.965	0.989
Loja 69 kV	1.001	0.971	1.002	1.000	0.954	0.998
Villonaco 69 kV	1.001	0.971	1.002	1.001	0.954	0.998
Villonaco 35 kV	1.001	0.971	1.002	1.001	0.954	0.998
La Paz 138 kV	0.946	0.940	0.970	0.916	0.896	0.945
Uchucay 138 kV	0.948	0.941	0.972	0.916	0.895	0.945
Uchucay 34,5 kV	0.949	0.942	0.973	0.897	0.875	0.928

Tabla A6.30 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda mínima – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	13.49	-31.86	24.16	-40.23
Cuenca-Molino-138 kV (2)	13.49	-31.86	24.16	-40.23
Gualaceo-Cuenca 138 kV	22.50	-4.98	22.42	-5.66
Limón-Gualaceo 138 kV	27.71	-5.25	27.65	-5.78
Yanacocha-Cuenca 138kV	-	-	-	-
Yanacocha-La Paz 138 kV	103.85	-15.180	103.83	-5.090
La Paz-Cuenca 138 kV	107.20	-30.72	147.07	-34.75
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	66.69	-2.65	66.69	2.56
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	66.69	-2.65	66.69	2.56
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	9.35	2.55	9.35	2.58
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	9.35	2.55	9.35	2.58
Uchucay-La Paz 138 kV	10.08	0.07	50.43	-11.92

Tabla A6.31 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda mínima – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	31.60	0.579	4.29	43.64	1.147	4.75
Cuenca-Molino-138 kV (2)	31.60	0.579	4.29	43.64	1.147	4.75
Gualaceo-Cuenca 138 kV	21.64	0.155	0.69	22.12	0.162	0.72
Limón-Gualaceo 138 kV	32.35	0.511	1.84	33.01	0.532	1.92
Yanacocha-Cuenca 138kV	-	-	-	-	-	-
Yanacocha-La Paz 138 kV	95.99	6.724	6.47	96.22	6.781	6.53
La Paz-Cuenca 138 kV	103.82	8.990	8.39	145.36	17.704	12.04
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	30.18	0.464	0.70	30.41	0.472	0.71
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	30.18	0.464	0.70	30.41	0.472	0.71
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	10.32	0.012	0.13	10.45	0.012	0.13
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	10.32	0.012	0.13	10.45	0.012	0.13
Uchucay-La Paz 138 kV	6.778	0.015	0.15	35.82	0.411	0.81

Tabla A6.32 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda media – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	6.73	-44.44	16.56	-57.16
Cuenca-Molino-138 kV (2)	6.73	-44.44	16.56	-57.16
Gualaceo-Cuenca 138 kV	18.33	-7.27	18.18	-8.43
Limón-Gualaceo 138 kV	25.60	-6.78	25.48	-7.70
Yanacocha-Cuenca 138kV	-	-	-	-
Yanacocha-La Paz 138 kV	125.79	-3.78	125.73	10.460
La Paz-Cuenca 138 kV	126.52	-27.32	165.95	-29.08
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	83.06	0.98	83.05	8.65
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	83.06	0.98	83.05	8.65
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	12.83	-1.89	12.83	-1.65
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	12.83	-1.89	12.83	-1.65
Uchucay-La Paz 138 kV	10.08	0.05	50.40	-12.56

Tabla A6.33 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda media – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	41.70	1.032	15.33	56.83	1.968	11.88
Cuenca-Molino-138 kV (2)	41.70	1.032	15.33	56.83	1.968	11.88
Gualaceo-Cuenca 138 kV	18.86	0.117	0.64	19.74	0.128	0.70
Limón-Gualaceo 138 kV	31.03	0.467	1.82	32.17	0.501	1.97
Yanacocha-Cuenca 138kV	-	-	-	-	-	-
Yanacocha-La Paz 138 kV	112.88	9.340	7.43	115.11	9.748	7.75
La Paz-Cuenca 138 kV	121.37	12.334	9.75	165.60	23.028	13.88
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	36.70	0.687	0.83	37.34	0.710	0.85
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	36.70	0.687	0.83	37.34	0.710	0.85
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	13.22	0.020	0.16	13.41	0.021	0.16
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	13.22	0.020	0.16	13.41	0.021	0.16
Uchucay-La Paz 138 kV	6.824	0.015	0.15	36.71	0.431	0.86

Tabla A6.34 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda máxima – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	-19.33	-35.03	-8.31	-44.07
Cuenca-Molino-138 kV (2)	-19.33	-35.03	-8.31	-44.07
Gualaceo-Cuenca 138 kV	10.87	-12.33	10.78	-13.04
Limón-Gualaceo 138 kV	21.30	-10.84	21.22	-11.40
Yanacocha-Cuenca 138kV	-	-	-	-
Yanacocha-La Paz 138 kV	99.26	-7.76	99.22	0.830
La Paz-Cuenca 138 kV	103.71	-19.54	143.61	-24.20
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	80.05	1.66	80.04	6.20
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	80.05	1.66	80.04	6.20
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	19.75	0.42	19.75	0.51
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	19.75	0.42	19.75	0.51
Uchucay-La Paz 138 kV	10.08	0.12	50.48	-11.05

Tabla A6.35 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda máxima – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	36.61	0.794	3.95	41.68	1.031	11.04
Cuenca-Molino-138 kV (2)	36.61	0.794	3.95	41.68	1.031	11.04
Gualaceo-Cuenca 138 kV	15.59	0.077	0.71	16.31	0.085	0.79
Limón-Gualaceo 138 kV	28.00	0.370	1.74	28.72	0.390	1.84
Yanacocha-Cuenca 138kV	-	-	-	-	-	-
Yanacocha-La Paz 138 kV	87.63	5.616	5.66	88.19	5.709	5.75
La Paz-Cuenca 138 kV	95.81	7.680	7.41	135.76	15.462	10.77
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	34.70	0.615	0.77	35.04	0.626	0.78
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	34.70	0.615	0.77	35.04	0.626	0.78
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	19.79	0.045	0.23	19.99	0.046	0.23
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	19.79	0.045	0.23	19.99	0.046	0.23
Uchucay-La Paz 138 kV	6.619	0.014	0.14	34.60	0.383	0.76

6.3.2 Periodo lluvioso 2021.

En las siguientes tablas se presentan: los niveles de voltajes en las barras; los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión y, además, la cargabilidad de potencia aparente y las pérdidas de potencia activa de las líneas de transmisión para los casos sin y con central (PEMH). Para el caso con central se considera la producción media y máxima.

Tabla A6.36 Niveles de voltaje (en p.u.) en las barras de la zona de influencia – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Barra	Producción media			Producción máxima		
	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.
Molino 138 kV	1.021	1.029	1.042	1.019	1.025	1.039
Cuenca 138 kV	0.987	0.963	0.963	0.979	0.944	0.948
Cuenca 69 kV	1.006	0.987	0.984	1.000	0.971	0.972
Gualaceo 138 kV	0.991	0.965	0.959	0.983	0.945	0.943
Limón 138 kV	1.004	0.974	0.960	0.996	0.953	0.943
Delsitanisagua 138 kV	1.014	0.995	1.020	1.008	0.987	1.013
Yanacocha 138 kV	1.014	0.984	1.009	1.006	0.970	0.998
Loja 138 kV	1.012	0.982	1.007	1.005	0.968	0.996
Loja 69 kV	0.998	1.001	0.998	1.003	0.999	0.999
Villonaco 69 kV	1.000	1.004	1.000	1.005	1.001	1.001
Villonaco 35 kV	1.000	1.004	1.000	1.005	1.001	1.001
La Paz 138 kV	1.006	0.944	0.964	0.993	0.907	0.934



Uchucay 138 kV	1.008	0.946	0.966	0.994	0.906	0.934
Uchucay 34,5 kV	1.008	0.946	0.966	0.979	0.887	0.917

Tabla A6.37 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda mínima – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	-8.38	-19.13	2.15	-24.87
Cuenca-Molino-138 kV (2)	-8.38	-19.13	2.15	-24.87
Gualaceo-Cuenca 138 kV	23.23	-4.56	23.20	-4.84
Limón-Gualaceo 138 kV	28.45	-4.96	28.42	-5.18
Yanacocha-Cuenca 138kV	-	-	-	-
Yanacocha-La Paz 138 kV	44.54	-10.22	44.54	-7.090
La Paz-Cuenca 138 kV	58.91	-8.51	93.61	-16.32
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	29.58	-3.65	29.57	-2.02
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	29.58	-3.65	29.57	-2.02
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	2.27	2.76	2.27	2.76
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	2.27	2.76	2.27	2.76
Uchucay-La Paz 138 kV	15.53	-0.34	50.55	-9.82

Tabla A6.38 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda mínima – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	18.65	0.186	2.17	22.46	0.275	12.79
Cuenca-Molino-138 kV (2)	18.65	0.186	2.17	22.46	0.275	12.79
Gualaceo-Cuenca 138 kV	21.73	0.157	0.68	21.92	0.159	0.69
Limón-Gualaceo 138 kV	32.36	0.512	1.80	32.63	0.520	1.83
Yanacocha-Cuenca 138kV	-	-	-	-	-	-
Yanacocha-La Paz 138 kV	39.72	1.135	2.55	39.49	1.129	2.53
La Paz-Cuenca 138 kV	52.15	2.269	3.85	84.34	5.948	6.35
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	12.85	0.084	0.28	12.86	0.084	0.28
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	12.85	0.084	0.28	12.86	0.084	0.28
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	4.24	2.760	121.59	4.27	0.002	0.09
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	4.24	2.760	121.59	4.27	0.002	0.09
Uchucay-La Paz 138 kV	9.77	0.031	0.20	32.80	0.344	0.68



Tabla A6.39 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda media – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MAr)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	8.03	-40.28	16.52	-50.12
Cuenca-Molino-138 kV (2)	8.03	-40.28	16.52	-50.12
Gualaceo-Cuenca 138 kV	18.39	-6.71	18.30	-7.53
Limón-Gualaceo 138 kV	25.65	-6.34	25.57	-6.99
Yanacocha-Cuenca 138kV	-	-	-	-
Yanacocha-La Paz 138 kV	130.83	-5.34	130.77	7.000
La Paz-Cuenca 138 kV	136.26	-31.74	170.38	-34.01
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	78.47	5.36	78.46	11.85
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	78.47	5.36	78.46	11.85
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	5.80	3.97	5.80	4.00
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	5.80	3.97	5.80	4.00
Uchucay-La Paz 138 kV	15.53	-0.54	50.42	-12.18

Tabla A6.40 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda media – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	37.57	0.828	10.31	49.28	1.465	8.87
Cuenca-Molino-138 kV (2)	37.57	0.828	10.31	49.28	1.465	8.87
Gualaceo-Cuenca 138 kV	18.46	0.112	0.61	19.05	0.119	0.65
Limón-Gualaceo 138 kV	30.50	0.451	1.76	31.28	0.474	1.85
Yanacocha-Cuenca 138kV	-	-	-	-	-	-
Yanacocha-La Paz 138 kV	117.21	10.066	7.69	118.92	10.392	7.95
La Paz-Cuenca 138 kV	130.60	14.281	10.48	168.78	23.91	14.03
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	34.59	0.610	0.78	35.27	0.633	0.81
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	34.59	0.610	0.78	35.27	0.633	0.81
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	7.66	0.006	0.10	7.78	0.007	0.12
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	7.66	0.006	0.10	7.78	0.007	0.12
Uchucay-La Paz 138 kV	10.40	0.035	0.23	36.22	0.420	0.83

Tabla A6.41 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda máxima – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	-9.74	-42.91	-0.74	-51.28
Cuenca-Molino-138 kV (2)	-9.74	-42.91	-0.74	-51.28
Gualaceo-Cuenca 138 kV	10.87	-12.32	10.78	-13.04
Limón-Gualaceo 138 kV	21.30	-10.83	21.23	-11.41
Yanacocha-Cuenca 138kV	-	-	-	-
Yanacocha-La Paz 138 kV	122.92	-2.54	122.87	7.560
La Paz-Cuenca 138 kV	129.97	-23.69	164.26	-26.99
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	85.45	4.84	85.44	10.13
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	85.45	4.84	85.44	10.13
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	13.25	0.41	13.25	0.42
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	13.25	0.41	13.25	0.42
Uchucay-La Paz 138 kV	15.53	-0.48	50.46	-11.36

Tabla A6.42 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda máxima – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	40.24	0.958	8.95	47.67	1.362	64.80
Cuenca-Molino-138 kV (2)	40.24	0.958	8.95	47.67	1.362	64.80
Gualaceo-Cuenca 138 kV	15.57	0.077	0.71	16.31	0.085	0.79
Limón-Gualaceo 138 kV	27.99	0.370	1.74	28.73	0.390	1.84
Yanacocha-Cuenca 138kV	-	-	-	-	-	-
Yanacocha-La Paz 138 kV	107.36	8.452	6.88	108.70	8.688	7.07
La Paz-Cuenca 138 kV	120.75	12.218	9.40	156.94	20.680	12.59
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	36.73	0.688	0.81	37.22	0.706	0.83
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	36.73	0.688	0.81	37.22	0.706	0.83
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	13.20	0.020	0.15	13.35	0.020	0.15
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	13.20	0.020	0.15	13.35	0.020	0.15
Uchucay-La Paz 138 kV	10.181	0.033	0.21	35.04	0.393	0.78

6.4 Desconexión de la central hidroeléctrica Delsitanisagua.

6.4.1 Periodo seco 2021.

En las siguientes tablas se presentan: los niveles de voltajes en las barras; los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión y, además, la cargabilidad de potencia aparente y las pérdidas de potencia activa de las líneas



de transmisión para los casos sin y con central (PEMH). Para el caso con central se considera la producción media y máxima.

Tabla A6.43 Niveles de voltaje (en p.u.) en las barras de la zona de influencia – periodo seco. [Elaboración propia]

Barra	Producción media			Producción máxima		
	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.
Molino 138 kV	1.021	1.034	1.037	1.020	1.033	1.036
Cuenca 138 kV	0.991	0.990	0.964	0.990	0.989	0.965
Cuenca 69 kV	1.007	1.004	0.981	1.008	1.003	0.982
Gualaceo 138 kV	0.995	0.992	0.960	0.995	0.991	0.961
Limón 138 kV	1.008	1.002	0.961	1.008	1.002	0.962
Delsitanisagua 138 kV	0.990	0.995	0.929	0.988	0.994	0.929
Yanacocha 138 kV	0.989	0.994	0.929	0.988	0.993	0.929
Loja 138 kV	0.987	0.993	0.926	0.986	0.992	0.927
Loja 69 kV	0.998	0.983	0.998	1.002	0.982	0.998
Villonaco 69 kV	0.998	0.984	0.998	1.003	0.982	0.998
Villonaco 35 kV	0.998	0.984	0.998	1.003	0.982	0.998
La Paz 138 kV	0.998	1.000	0.952	0.998	1.000	0.953
Uchucay 138 kV	1.000	1.002	0.954	0.999	1.001	0.953
Uchucay 34,5 kV	1.001	1.003	0.954	0.985	0.988	0.937

Tabla A6.44 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda mínima – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	-27.61	-11.14	-14.23	-14.97
Cuenca-Molino-138 kV (2)	-27.61	-11.14	-14.23	-14.97
Gualaceo-Cuenca 138 kV	22.62	-4.00	22.62	-4.00
Limón-Gualaceo 138 kV	27.80	-4.48	27.80	-4.49
Yanacocha-Cuenca 138kV	-14.74	-0.57	-3.55	-4.02
Yanacocha-La Paz 138 kV	-18.33	-0.90	-29.53	2.53
La Paz-Cuenca 138 kV	-8.46	4.12	20.16	-4.73
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	-2.24	-0.09	-2.24	-0.09
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	-2.24	-0.09	-2.24	-0.09
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	9.35	2.50	9.35	2.50
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	9.35	2.50	9.35	2.50
Uchucay-La Paz 138 kV	10.09	0.17	50.55	-9.69

Tabla A6.45 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda mínima – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	26.48	0.432	1.56	18.38	0.189	1.33
Cuenca-Molino-138 kV (2)	26.48	0.432	1.56	18.38	0.189	1.33
Gualaceo-Cuenca 138 kV	21.00	0.146	0.65	21.00	0.147	0.65
Limón-Gualaceo 138 kV	31.43	0.483	1.74	31.43	0.484	1.74
Yanacocha-Cuenca 138kV	14.67	0.198	1.34	4.95	0.011	0.31
Yanacocha-La Paz 138 kV	16.54	0.196	1.07	26.91	0.521	1.76
La Paz-Cuenca 138 kV	10.88	0.075	0.89	18.28	0.270	1.34
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	1.35	0.001	0.04	1.35	0.001	0.04
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	1.35	0.001	0.04	1.35	0.001	0.04
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	10.05	0.011	0.12	10.06	0.011	0.12
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	10.05	0.011	0.12	10.06	0.011	0.12
Uchucay-La Paz 138 kV	6.448	0.013	0.13	32.61	0.340	0.67

Tabla A6.46 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda media – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	-43.56	-13.12	-30.19	-17.66
Cuenca-Molino-138 kV (2)	-43.56	-13.12	-30.19	-17.66
Gualaceo-Cuenca 138 kV	18.51	-5.68	18.51	-5.70
Limón-Gualaceo 138 kV	25.74	-5.53	25.74	-5.55
Yanacocha-Cuenca 138kV	-21.14	3.21	-9.94	-0.38
Yanacocha-La Paz 138 kV	-23.83	2.95	-35.02	6.490
La Paz-Cuenca 138 kV	-14.10	7.56	14.45	-1.38
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	-3.00	-0.33	-3.00	-0.33
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	-3.00	-0.33	-3.00	-0.33
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	12.83	-2.06	12.83	-2.05
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	12.83	-2.06	12.83	-2.05
Uchucay-La Paz 138 kV	10.09	0.18	50.56	-9.64

Tabla A6.47 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda media – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	40.50	1.035	2.38	31.16	0.592	1.96
Cuenca-Molino-138 kV (2)	40.50	1.035	2.38	31.16	0.592	1.96
Gualaceo-Cuenca 138 kV	17.75	0.104	0.56	17.77	0.104	0.56
Limón-Gualaceo 138 kV	29.54	0.424	1.65	29.56	0.425	1.65
Yanacocha-Cuenca 138kV	21.11	0.427	2.02	11.22	0.097	0.98
Yanacocha-La Paz 138 kV	21.98	0.342	1.44	32.37	0.751	2.14
La Paz-Cuenca 138 kV	16.52	0.196	1.39	13.04	0.137	0.95
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	1.55	0.001	0.03	1.55	0.001	0.03
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	1.55	0.001	0.03	1.55	0.001	0.03
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	13.08	0.020	0.16	13.10	0.020	0.16
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	13.08	0.020	0.16	13.10	0.020	0.16
Uchucay-La Paz 138 kV	6.436	0.013	0.13	32.53	0.339	0.67

Tabla A6.48 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda máxima – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	-71.73	-17.53	-58.28	-22.15
Cuenca-Molino-138 kV (2)	-71.73	-17.53	-58.28	-22.15
Gualaceo-Cuenca 138 kV	10.88	-12.28	10.88	-12.23
Limón-Gualaceo 138 kV	21.30	-10.80	21.31	-10.76
Yanacocha-Cuenca 138kV	-33.51	-2.73	-22.66	-6.88
Yanacocha-La Paz 138 kV	-35.22	-1.20	-46.07	2.96
La Paz-Cuenca 138 kV	-25.97	1.26	2.63	-8.88
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	-4.55	-0.95	-4.55	-0.95
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	-4.55	-0.95	-4.55	-0.95
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	19.76	0.75	19.76	0.74
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	19.76	0.75	19.76	0.74
Uchucay-La Paz 138 kV	10.08	0.08	50.49	-10.84

Tabla A6.49 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda máxima – periodo seco. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	67.48	2.911	4.06	56.92	2.051	3.52
Cuenca-Molino-138 kV (2)	67.48	2.911	4.06	56.92	2.051	3.52
Gualaceo-Cuenca 138 kV	15.53	0.077	0.71	15.49	0.076	0.70
Limón-Gualaceo 138 kV	27.95	0.369	1.73	27.90	0.368	1.73
Yanacocha-Cuenca 138kV	31.87	1.095	3.27	22.56	0.510	2.25
Yanacocha-La Paz 138 kV	33.42	0.818	2.32	43.97	1.414	3.07
La Paz-Cuenca 138 kV	24.50	0.496	1.91	8.57	0.037	1.41
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	2.19	0.002	0.04	2.19	0.002	0.04
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	2.19	0.002	0.04	2.19	0.002	0.04
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	21.34	0.052	0.26	21.34	0.052	0.26
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	21.34	0.052	0.26	21.34	0.052	0.26
Uchucay-La Paz 138 kV	6.74	0.014	0.14	34.29	0.376	0.74

6.4.2 Periodo lluvioso 2021.

En las siguientes tablas se presentan: los niveles de voltajes en las barras; los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión y, además, la cargabilidad de potencia aparente y las pérdidas de potencia activa de las líneas de transmisión para los casos sin y con central (PEMH). Para el caso con central se considera la producción media y máxima.

Tabla A6.50 Niveles de voltaje (en p.u.) en las barras de la zona de influencia – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Barra	Producción media			Producción máxima		
	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.	Dem. min.	Dem. med.	Dem. máx.
Molino 138 kV	1.024	1.037	1.049	1.023	1.036	1.048
Cuenca 138 kV	0.997	0.995	0.981	0.992	0.994	0.982
Cuenca 69 kV	1.014	1.011	0.996	1.010	1.011	0.998
Gualaceo 138 kV	1.001	0.998	0.978	0.997	0.996	0.979
Limón 138 kV	1.014	1.008	0.980	1.009	1.007	0.981
Delsitanisagua 138 kV	1.007	0.991	0.965	1.000	0.987	0.963
Yanacocha 138 kV	1.006	0.990	0.965	0.999	0.986	0.964
Loja 138 kV	1.005	0.988	0.963	0.998	0.984	0.962
Loja 69 kV	1.003	1.002	0.995	1.002	1.004	1.000
Villonaco 69 kV	1.006	1.004	0.998	1.005	1.006	1.003
Villonaco 35 kV	1.006	1.004	0.998	1.005	1.006	1.003
La Paz 138 kV	1.011	1.002	0.981	1.005	0.999	0.981



Uchucay 138 kV	1.014	1.004	0.983	1.006	1.000	0.981
Uchucay 34,5 kV	1.014	1.004	0.983	0.993	0.986	0.967

Tabla A6.51 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda mínima – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	-27.29	-9.40	-15.94	-14.63
Cuenca-Molino-138 kV (2)	-27.29	-9.40	-15.94	-14.63
Gualaceo-Cuenca 138 kV	23.28	-4.18	23.26	-4.34
Limón-Gualaceo 138 kV	28.48	-4.67	28.46	-4.79
Yanacocha-Cuenca 138kV	-3.74	-0.52	6.04	-3.68
Yanacocha-La Paz 138 kV	-11.38	-1.33	-21.15	1.68
La Paz-Cuenca 138 kV	4.05	3.66	28.81	-4.50
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	-0.34	-0.14	-0.34	-0.15
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	-0.34	-0.14	-0.34	-0.15
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	2.27	2.76	2.27	2.77
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	2.27	2.76	2.27	2.77
Uchucay-La Paz 138 kV	15.53	-0.33	50.56	-9.53

Tabla A6.52 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda mínima – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	25.51	0.403	1.48	19.21	0.210	1.32
Cuenca-Molino-138 kV (2)	25.51	0.403	1.48	19.21	0.210	1.32
Gualaceo-Cuenca 138 kV	21.49	0.153	0.66	21.59	0.155	0.67
Limón-Gualaceo 138 kV	32.01	0.501	1.76	32.16	0.506	1.78
Yanacocha-Cuenca 138kV	7.77	0.024	0.64	6.75	0.031	0.51
Yanacocha-La Paz 138 kV	10.27	0.073	0.64	19.31	0.264	1.25
La Paz-Cuenca 138 kV	8.33	0.035	0.86	25.56	0.540	1.87
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	0.92	0.000	0.00	0.91	0.000	0.00
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	0.92	0.000	0.00	0.91	0.000	0.00
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	4.27	0.002	0.09	4.30	0.002	0.09
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	4.27	0.002	0.09	4.30	0.002	0.09
Uchucay-La Paz 138 kV	9.716	0.03	0.19	32.36	0.335	0.66



Tabla A6.53 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda media – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	-37.24	-14.34	-25.79	-18.44
Cuenca-Molino-138 kV (2)	-37.24	-14.34	-25.79	-18.44
Gualaceo-Cuenca 138 kV	18.54	-5.46	18.53	-5.52
Limón-Gualaceo 138 kV	25.76	-5.37	25.75	-5.41
Yanacocha-Cuenca 138kV	-9.99	-3.03	-0.32	-6.25
Yanacocha-La Paz 138 kV	-17.10	-3.04	-26.77	0.110
La Paz-Cuenca 138 kV	-1.76	1.50	23.03	-6.79
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	-1.10	-0.40	-1.10	-0.40
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	-1.10	-0.40	-1.10	-0.40
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	5.80	3.96	5.80	3.97
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	5.80	3.96	5.80	3.97
Uchucay-La Paz 138 kV	15.53	-0.35	50.56	-9.65

Tabla A6.54 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda media – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	35.32	0.779	2.09	28.10	0.474	1.84
Cuenca-Molino-138 kV (2)	35.32	0.779	2.09	28.10	0.474	1.84
Gualaceo-Cuenca 138 kV	17.61	0.102	0.55	17.65	0.103	0.56
Limón-Gualaceo 138 kV	29.35	0.419	1.63	29.40	0.420	1.63
Yanacocha-Cuenca 138kV	9.97	0.087	0.87	5.59	0.004	1.25
Yanacocha-La Paz 138 kV	15.45	0.170	0.99	24.13	0.422	1.58
La Paz-Cuenca 138 kV	5.86	0.012	0.68	21.17	0.360	1.56
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	0.92	0.000	0.00	0.92	0.000	0.00
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	0.92	0.000	0.00	0.92	0.000	0.00
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	7.62	0.006	0.10	7.65	0.006	0.10
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	7.62	0.006	0.10	7.65	0.006	0.10
Uchucay-La Paz 138 kV	9.803	0.031	0.20	32.57	0.339	0.67



Tabla A6.55 Flujos de potencia activa y reactiva (en MW y MVar) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda máxima – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media		Producción Máxima	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	-62.04	-19.35	-50.44	-23.09
Cuenca-Molino-138 kV (2)	-62.04	-19.35	-50.44	-23.09
Gualaceo-Cuenca 138 kV	10.97	-11.50	10.97	-11.48
Limón-Gualaceo 138 kV	21.37	-10.19	21.38	-10.17
Yanacocha-Cuenca 138kV	-23.13	-2.000	-13.60	-5.48
Yanacocha-La Paz 138 kV	-28.76	-0.95	-38.28	2.640
La Paz-Cuenca 138 kV	-13.76	2.23	10.98	-6.52
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	-2.64	-0.92	-2.64	-0.92
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	-2.64	-0.92	-2.64	-0.92
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	13.25	0.56	13.25	0.49
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	13.25	0.56	13.25	0.49
Uchucay-La Paz 138 kV	15.53	-0.42	50.53	-10.12

Tabla A6.56 Cargabilidad de potencia aparente y pérdidas de potencia activa (en MW) en las líneas de transmisión de la zona de influencia para demanda máxima – periodo lluvioso. [Elaboración propia]

Líneas	Producción Media			Producción Máxima		
	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)	Carg. (%)	Pérd. (MW)	Pérd. (%)
Cuenca-Molino 138 kV (1)	58.34	2.163	3.49	49.77	1.555	3.08
Cuenca-Molino-138 kV (2)	58.34	2.163	3.49	49.77	1.555	3.08
Gualaceo-Cuenca 138 kV	14.78	0.069	0.63	14.75	0.069	0.63
Limón-Gualaceo 138 kV	27.18	0.349	1.63	27.15	0.348	1.63
Yanacocha-Cuenca 138kV	21.52	0.487	2.11	13.41	0.170	1.25
Yanacocha-La Paz 138 kV	26.31	0.507	1.76	35.39	0.912	2.38
La Paz-Cuenca 138 kV	13.79	0.143	1.04	11.48	0.094	0.86
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (1)	1.30	0.001	0.04	1.03	0.001	0.04
Delsitanisagua-Yanacocha 138 kV (2)	1.30	0.001	0.04	1.03	0.001	0.04
Yanacocha-Loja 138 kV (1)	13.82	0.022	0.17	13.83	0.022	0.17
Yanacocha-Loja 138 kV (2)	13.82	0.022	0.17	13.83	0.022	0.17
Uchucay-La Paz 138 kV	10.01	0.032	0.21	33.24	0.354	0.70

Anexo VII

7.1 Memoria de cálculo de cortocircuitos.

7.1.1 Periodo seco 2021.

En las siguientes tablas se presentan las corrientes y potencias subtransitorias de cortocircuito (mínimas y máximas) en las barras de la zona de influencia del PEMH para las siguientes fallas: trifásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas; además, se añade la corriente pico subtransitoria de cortocircuito (Ip). Se considera la producción media del PEMH.

Tabla A7.1 Potencias y corrientes (valor rms y pico) mínimas de cortocircuito para una falla trifásica.
[Elaboración propia]

Barra	Sin central			Con central		
	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)
Molino 138 kV	3823,84	16,00	41,10	3831,89	16,03	41,17
Cuenca 138 kV	1580,32	6,61	14,25	1600,58	6,70	14,43
Cuenca 69 kV	1383,06	11,57	25,67	1394,84	11,67	25,91
Gualaceo 138 kV	826,74	3,46	6,54	831,81	3,48	6,57
Limón 138 kV	433,63	1,81	3,38	434,69	1,82	3,38
Delsitanisagua 138 kV	955,96	4,00	9,91	969,02	4,05	10,05
Yanacocha 138 kV	877,20	3,67	8,66	895,33	3,75	8,84
Loja 138 kV	756,84	3,17	7,20	770,41	3,22	7,33
Loja 69 kV	413,43	3,46	8,45	417,52	3,49	8,54
Villonaco 69 kV	349,91	2,93	6,63	352,96	2,95	6,69
Villonaco 35 kV	142,44	2,35	5,85	143,05	2,36	5,87
La Paz 138 kV	604,07	2,53	5,08	645,27	2,70	5,51
Uchucay 138 kV	-	-	-	487,78	2,04	4,19
Uchucay 34,5 kV	-	-	-	279,70	4,68	10,97

Tabla A7.2 Potencias y corrientes (valor rms y pico) máximas de cortocircuito para una falla trifásica.
[Elaboración propia]

Barra	Sin central			Con central		
	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)
Molino 138 kV	5600,64	23,43	62,30	5608,04	23,46	62,36
Cuenca 138 kV	1740,35	7,28	16,19	1760,52	7,37	16,38
Cuenca 69 kV	1505,53	12,60	28,84	1516,59	12,69	29,07
Gualaceo 138 kV	880,04	3,68	7,28	884,85	3,70	7,32
Limón 138 kV	449,73	1,88	3,66	450,76	1,89	3,66
Delsitanisagua 138 kV	1006,76	4,21	10,54	1019,26	4,26	10,67
Yanacocha 138 kV	922,94	3,86	9,26	940,55	3,94	9,44
Loja 138 kV	794,89	3,33	7,75	807,99	3,38	7,87
Loja 69 kV	441,57	3,70	9,17	445,52	3,73	9,25
Villonaco 69 kV	370,70	3,10	7,21	373,59	3,13	7,26
Villonaco 35 kV	145,74	2,40	6,07	146,27	2,41	6,09



La Paz 138 kV	634,86	2,66	5,58	676,29	2,83	6,01
Uchucay 138 kV	-	-	-	508,13	2,13	4,55
Uchucay 34,5 kV	-	-	-	286,03	4,79	11,51

Tabla A7.3 Potencias y corrientes (valor rms y pico) mínimas de cortocircuito para una falla bifásica.
[Elaboración propia]

Barra	Sin central			Con central		
	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)
Molino 138 kV	1104,76	13,87	35,63	1105,66	13,88	35,64
Cuenca 138 kV	455,67	5,72	12,33	458,40	5,75	12,40
Cuenca 69 kV	399,22	10,02	22,23	400,82	10,06	22,34
Gualaceo 138 kV	238,33	2,99	5,65	239,00	3,00	5,66
Limón 138 kV	124,87	1,57	2,92	125,01	1,57	2,92
Delsitanisagua 138 kV	272,23	3,42	8,47	274,09	3,44	8,53
Yanacocha 138 kV	250,86	3,15	7,43	253,46	3,18	7,50
Loja 138 kV	216,59	2,72	6,18	218,56	2,74	6,24
Loja 69 kV	118,66	2,98	7,28	119,30	3,00	7,32
Villonaco 69 kV	100,51	2,52	5,72	100,99	2,54	5,74
Villonaco 35 kV	41,07	2,03	5,06	41,19	2,04	5,07
La Paz 138 kV	173,78	2,18	4,38	179,74	2,26	4,60
Uchucay 138 kV	-	-	-	134,33	1,69	3,47
Uchucay 34,5 kV	-	-	-	73,28	3,68	8,62

Tabla A7.4 Potencias y corrientes (valor rms y pico) máximas de cortocircuito para una falla bifásica.
[Elaboración propia]

Barra	Sin central			Con central		
	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)
Molino 138 kV	1617,45	20,30	53,97	1618,25	20,31	53,98
Cuenca 138 kV	502,24	6,30	14,02	505,00	6,34	14,10
Cuenca 69 kV	435,06	10,92	25,00	436,60	10,96	25,10
Gualaceo 138 kV	253,82	3,19	6,30	254,48	3,19	6,31
Limón 138 kV	129,56	1,63	3,16	129,70	1,63	3,16
Delsitanisagua 138 kV	286,89	3,60	9,01	288,66	3,62	9,06
Yanacocha 138 kV	264,17	3,32	7,95	266,69	3,35	8,03
Loja 138 kV	227,70	2,86	6,66	229,60	2,88	6,71
Loja 69 kV	126,84	3,18	7,90	127,45	3,20	7,94
Villonaco 69 kV	106,57	2,68	6,22	107,03	2,69	6,24
Villonaco 35 kV	42,04	2,08	5,25	42,14	2,09	5,26
La Paz 138 kV	182,77	2,29	4,82	188,72	2,37	5,03
Uchucay 138 kV	-	-	-	140,18	1,76	3,77
Uchucay 34,5 kV	-	-	-	75,12	3,77	9,07



Tabla A7.5 Potencias y corrientes (valor rms y pico) mínimas de cortocircuito para una falla bifásica a tierra.
[Elaboración propia]

Barra	Sin central			Con central		
	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)
Molino 138 kV	1563,12	19,62	50,41	1565,63	19,65	50,46
Cuenca 138 kV	522,55	6,56	14,13	527,10	6,62	14,26
Cuenca 69 kV	516,52	12,97	28,76	519,81	13,05	28,97
Gualaceo 138 kV	246,99	3,10	5,86	247,87	3,11	5,87
Limón 138 kV	128,66	1,62	3,01	128,84	1,62	3,01
Delsitanisagua 138 kV	379,43	4,76	11,81	383,50	4,81	11,93
Yanacocha 138 kV	307,85	3,86	9,11	312,47	3,92	9,25
Loja 138 kV	254,43	3,19	7,26	257,65	3,23	7,35
Loja 69 kV	160,29	4,02	9,83	161,56	4,06	9,91
Villonaco 69 kV	127,55	3,20	7,26	128,41	3,22	7,30
Villonaco 35 kV	41,07	2,03	5,06	41,19	2,04	5,07
La Paz 138 kV	178,50	2,24	4,50	185,69	2,33	4,75
Uchucay 138 kV	-	-	-	139,94	1,76	3,61
Uchucay 34,5 kV	-	-	-	81,19	4,08	9,55

Tabla A7.6 Potencias y corrientes (valor rms y pico) máximas de cortocircuito para una falla bifásica a tierra.
[Elaboración propia]

Barra	Sin central			Con central		
	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)
Molino 138 kV	2130,72	26,74	71,10	2132,71	26,77	71,14
Cuenca 138 kV	567,37	7,12	15,84	571,78	7,18	15,96
Cuenca 69 kV	551,51	13,84	31,69	554,50	13,92	31,88
Gualaceo 138 kV	264,33	3,32	6,56	265,19	3,33	6,58
Limón 138 kV	134,72	1,69	3,29	134,91	1,69	3,29
Delsitanisagua 138 kV	396,97	4,98	12,46	400,82	5,03	12,58
Yanacocha 138 kV	321,75	4,04	9,69	326,18	4,09	9,82
Loja 138 kV	266,04	3,34	7,78	269,12	3,38	7,86
Loja 69 kV	170,13	4,27	10,60	171,34	4,30	10,67
Villonaco 69 kV	133,70	3,36	7,80	134,50	3,38	7,84
Villonaco 35 kV	42,04	2,08	5,25	42,14	2,09	5,26
La Paz 138 kV	188,99	2,37	4,99	196,25	2,46	5,23
Uchucay 138 kV	-	-	-	146,91	1,84	3,95
Uchucay 34,5 kV	-	-	-	83,47	4,19	10,08

Tabla A7.7 Potencias y corrientes (valor rms y pico) mínimas de cortocircuito para una falla monofásica.
[Elaboración propia]

Barra	Sin central			Con central		
	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)
Molino 138 kV	1643,83	20,63	53,01	1644,88	20,65	53,02
Cuenca 138 kV	567,52	7,12	15,35	569,98	7,15	15,42
Cuenca 69 kV	560,73	14,08	31,22	562,56	14,12	31,35
Gualaceo 138 kV	223,11	2,80	5,29	223,44	2,80	5,30
Limón 138 kV	116,63	1,46	2,72	116,69	1,47	2,72
Delsitanisagua 138 kV	392,34	4,92	12,21	394,63	4,95	12,28
Yanacocha 138 kV	325,02	4,08	9,62	327,71	4,11	9,70
Loja 138 kV	269,78	3,39	7,70	271,67	3,41	7,75
Loja 69 kV	170,21	4,27	10,44	171,01	4,29	10,49
Villonaco 69 kV	135,44	3,40	7,70	135,99	3,41	7,73
Villonaco 35 kV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
La Paz 138 kV	143,79	1,81	3,63	147,38	1,85	3,77
Uchucay 138 kV	-	-	-	107,57	1,35	2,78
Uchucay 34,5 kV	-	-	-	67,39	3,38	7,93

Tabla A7.8 Potencias y corrientes (valor rms y pico) máximas de cortocircuito para una falla monofásica.
[Elaboración propia]

Barra	Sin central			Con central		
	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)
Molino 138 kV	2266,00	28,44	75,62	2266,80	28,45	75,62
Cuenca 138 kV	608,00	7,63	16,97	610,40	7,66	17,04
Cuenca 69 kV	600,49	15,07	34,50	602,19	15,12	34,62
Gualaceo 138 kV	229,64	2,88	5,70	229,96	2,89	5,70
Limón 138 kV	117,57	1,48	2,87	117,64	1,48	2,87
Delsitanisagua 138 kV	411,99	5,17	12,94	414,15	5,20	13,00
Yanacocha 138 kV	339,98	4,27	10,24	342,55	4,30	10,31
Loja 138 kV	281,54	3,53	8,23	283,33	3,56	8,28
Loja 69 kV	181,67	4,56	11,31	182,43	4,58	11,36
Villonaco 69 kV	142,22	3,57	8,30	142,72	3,58	8,32
Villonaco 35 kV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
La Paz 138 kV	148,30	1,86	3,91	151,83	1,91	4,05
Uchucay 138 kV	-	-	-	111,00	1,39	2,98
Uchucay 34,5 kV	-	-	-	68,92	3,46	8,32

7.1.2 Periodo lluvioso 2021.

En las siguientes tablas se presentan las corrientes y potencias subtransitorias de cortocircuito (mínimas y máximas) en las barras de la zona de influencia del PEMH para las siguientes fallas: trifásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y



monofásicas; además, se añade la corriente pico subtransitoria de cortocircuito (Ip). Se considera la producción media del PEMH.

Tabla A7.9 Potencias y corrientes (valor rms y pico) mínimas de cortocircuito para una falla trifásica.
[Elaboración propia]

Barra	Sin central			Con central		
	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)
Molino 138 kV	4702,57	19,67	51,70	4714,36	19,72	51,80
Cuenca 138 kV	1568,52	6,56	14,16	1595,96	6,68	14,42
Cuenca 69 kV	1389,57	11,63	25,75	1405,98	11,76	26,08
Gualaceo 138 kV	831,40	3,48	6,59	839,06	3,51	6,64
Limón 138 kV	439,16	1,84	3,42	441,12	1,85	3,44
Delsitanisagua 138 kV	580,26	2,43	5,63	593,44	2,48	5,76
Yanacocha 138 kV	616,38	2,58	5,79	634,64	2,66	5,97
Loja 138 kV	556,82	2,33	5,13	571,81	2,39	5,27
Loja 69 kV	362,17	3,03	7,14	370,63	3,10	7,32
Villonaco 69 kV	311,92	2,61	5,80	318,15	2,66	5,91
Villonaco 35 kV	136,01	2,24	5,50	136,95	2,26	5,54
La Paz 138 kV	547,38	2,29	4,62	589,30	2,47	5,06
Uchucay 138 kV	-	-	-	459,97	1,92	3,98
Uchucay 34,5 kV	-	-	-	275,40	4,61	10,75

Tabla A7.10 Potencias y corrientes (valor rms y pico) máximas de cortocircuito para una falla trifásica.
[Elaboración propia]

Barra	Sin central			Con central		
	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)
Molino 138 kV	5641,70	23,60	62,77	5647,93	23,63	62,82
Cuenca 138 kV	1768,10	7,40	16,47	1786,74	7,48	16,64
Cuenca 69 kV	1535,24	12,85	29,40	1544,98	12,93	29,61
Gualaceo 138 kV	890,23	3,72	7,36	894,83	3,74	7,40
Limón 138 kV	453,98	1,90	3,69	455,06	1,90	3,70
Delsitanisagua 138 kV	1037,92	4,34	10,88	1050,43	4,40	11,01
Yanacocha 138 kV	943,78	3,95	9,48	961,37	4,02	9,66
Loja 138 kV	811,25	3,39	7,91	824,33	3,45	8,03
Loja 69 kV	453,59	3,80	9,42	457,56	3,83	9,51
Villonaco 69 kV	379,02	3,17	7,36	381,93	3,20	7,42
Villonaco 35 kV	146,74	2,42	6,11	147,28	2,43	6,14
La Paz 138 kV	642,92	2,69	5,65	684,25	2,86	6,08
Uchucay 138 kV	-	-	-	513,42	2,15	4,60
Uchucay 34,5 kV	-	-	-	288,18	4,82	11,60



Tabla A7.11 Potencias y corrientes (valor rms y pico) mínimas de cortocircuito para una falla bifásica.
[Elaboración propia]

Barra	Sin central			Con central		
	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)
Molino 138 kV	1358,95	17,06	44,82	1360,33	17,07	44,84
Cuenca 138 kV	452,37	5,68	12,25	456,31	5,73	12,37
Cuenca 69 kV	401,46	10,08	22,32	403,90	10,14	22,48
Gualaceo 138 kV	239,66	3,01	5,70	240,83	3,02	5,72
Limón 138 kV	126,46	1,59	2,96	126,79	1,59	2,96
Delsitanisagua 138 kV	165,32	2,08	4,81	167,28	2,10	4,87
Yanacocha 138 kV	176,24	2,21	4,96	178,95	2,25	5,05
Loja 138 kV	159,40	2,00	4,41	161,66	2,03	4,47
Loja 69 kV	103,99	2,61	6,15	105,64	2,65	6,26
Villonaco 69 kV	89,79	2,25	5,00	90,99	2,28	5,07
Villonaco 35 kV	39,39	1,95	4,78	39,56	1,96	4,80
La Paz 138 kV	157,35	1,98	3,99	163,58	2,05	4,21
Uchucay 138 kV	-	-	-	126,32	1,59	3,28
Uchucay 34,5 kV	-	-	-	72,09	3,62	8,44

Tabla A7.12 Potencias y corrientes (valor rms y pico) máximas de cortocircuito para una falla bifásica.
[Elaboración propia]

Barra	Sin central			Con central		
	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)
Molino 138 kV	1629,74	20,46	54,40	1630,22	20,46	54,40
Cuenca 138 kV	510,14	6,40	14,25	512,49	6,43	14,32
Cuenca 69 kV	443,61	11,14	25,49	444,79	11,17	25,58
Gualaceo 138 kV	256,73	3,22	6,37	257,34	3,23	6,38
Limón 138 kV	130,77	1,64	3,19	130,93	1,64	3,19
Delsitanisagua 138 kV	294,83	3,70	9,27	296,59	3,72	9,33
Yanacocha 138 kV	269,78	3,39	8,13	272,29	3,42	8,21
Loja 138 kV	232,26	2,92	6,79	234,15	2,94	6,84
Loja 69 kV	130,39	3,27	8,13	131,01	3,29	8,17
Villonaco 69 kV	109,18	2,74	6,36	109,64	2,75	6,39
Villonaco 35 kV	42,49	2,10	5,31	42,60	2,11	5,32
La Paz 138 kV	184,98	2,32	4,88	190,99	2,40	5,09
Uchucay 138 kV	-	-	-	141,74	1,78	3,81
Uchucay 34,5 kV	-	-	-	75,79	3,81	9,15



Tabla A7.13 Potencias y corrientes (valor rms y pico) mínimas de cortocircuito para una falla bifásica a tierra.
[Elaboración propia]

Barra	Sin central			Con central		
	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)
Molino 138 kV	1848,59	23,20	60,97	1852,05	23,25	61,04
Cuenca 138 kV	520,51	6,53	14,10	526,87	6,61	14,28
Cuenca 69 kV	519,41	13,04	28,87	524,14	13,16	29,17
Gualaceo 138 kV	248,61	3,12	5,91	250,07	3,14	5,94
Limón 138 kV	130,38	1,64	3,05	130,77	1,64	3,06
Delsitanisagua 138 kV	254,77	3,20	7,41	259,72	3,26	7,57
Yanacocha 138 kV	232,01	2,91	6,53	237,36	2,98	6,69
Loja 138 kV	198,66	2,49	5,49	202,67	2,54	5,61
Loja 69 kV	144,94	3,64	8,57	147,83	3,71	8,76
Villonaco 69 kV	116,34	2,92	6,48	118,13	2,97	6,58
Villonaco 35 kV	39,39	1,95	4,78	39,56	1,96	4,80
La Paz 138 kV	162,71	2,04	4,12	170,35	2,14	4,39
Uchucay 138 kV	-	-	-	132,35	1,66	3,43
Uchucay 34,5 kV	-	-	-	80,13	4,02	9,38

Tabla A7.14 Potencias y corrientes (valor rms y pico) máximas de cortocircuito para una falla bifásica a tierra.
[Elaboración propia]

Barra	Sin central			Con central		
	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)
Molino 138 kV	2147,11	26,95	71,67	2148,65	26,97	71,70
Cuenca 138 kV	576,15	7,23	16,10	580,17	7,28	16,21
Cuenca 69 kV	561,32	14,09	32,25	564,06	14,16	32,44
Gualaceo 138 kV	267,40	3,36	6,63	268,21	3,37	6,65
Limón 138 kV	136,00	1,71	3,32	136,20	1,71	3,32
Delsitanisagua 138 kV	408,07	5,12	12,83	411,92	5,17	12,95
Yanacocha 138 kV	328,56	4,12	9,90	332,99	4,18	10,03
Loja 138 kV	271,27	3,41	7,93	274,34	3,44	8,02
Loja 69 kV	174,60	4,38	10,88	175,82	4,41	10,96
Villonaco 69 kV	136,52	3,43	7,95	137,33	3,45	8,00
Villonaco 35 kV	42,49	2,10	5,31	42,60	2,11	5,32
La Paz 138 kV	191,33	2,40	5,05	198,63	2,49	5,29
Uchucay 138 kV	-	-	-	148,54	1,86	3,99
Uchucay 34,5 kV	-	-	-	84,20	4,23	10,17



Tabla A7.15 Potencias y corrientes (valor rms y pico) mínimas de cortocircuito para una falla monofásica.
[Elaboración propia]

Barra	Sin central			Con central		
	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)
Molino 138 kV	1960,69	24,61	64,67	1962,25	24,63	64,68
Cuenca 138 kV	567,38	7,12	15,37	571,13	7,17	15,48
Cuenca 69 kV	564,89	14,18	31,40	567,78	14,25	31,60
Gualaceo 138 kV	225,61	2,83	5,36	226,31	2,84	5,38
Limón 138 kV	118,39	1,49	2,77	118,61	1,49	2,77
Delsitanisagua 138 kV	256,11	3,21	7,45	258,91	3,25	7,54
Yanacocha 138 kV	248,47	3,12	7,00	251,74	3,16	7,10
Loja 138 kV	216,07	2,71	5,97	218,59	2,74	6,05
Loja 69 kV	153,72	3,86	9,09	155,96	3,92	9,24
Villonaco 69 kV	124,53	3,13	6,94	125,88	3,16	7,02
Villonaco 35 kV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
La Paz 138 kV	139,09	1,75	3,53	143,22	1,80	3,69
Uchucay 138 kV	-	-	-	106,40	1,34	2,76
Uchucay 34,5 kV	-	-	-	67,85	3,41	7,94

Tabla A7.16 Potencias y corrientes (valor rms y pico) máximas de cortocircuito para una falla monofásica.
[Elaboración propia]

Barra	Sin central			Con central		
	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)
Molino 138 kV	2284,28	28,67	76,25	2284,62	28,67	76,24
Cuenca 138 kV	615,90	7,73	17,21	618,00	7,76	17,27
Cuenca 69 kV	610,60	15,33	35,08	612,03	15,36	35,19
Gualaceo 138 kV	231,82	2,91	5,75	232,16	2,91	5,76
Limón 138 kV	118,59	1,49	2,89	118,68	1,49	2,89
Delsitanisagua 138 kV	422,36	5,30	13,28	424,50	5,33	13,35
Yanacocha 138 kV	346,30	4,35	10,44	348,87	4,38	10,51
Loja 138 kV	286,42	3,60	8,38	288,21	3,62	8,42
Loja 69 kV	186,48	4,68	11,62	187,26	4,70	11,67
Villonaco 69 kV	145,17	3,64	8,46	145,69	3,66	8,49
Villonaco 35 kV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
La Paz 138 kV	149,78	1,88	3,95	153,39	1,93	4,09
Uchucay 138 kV	-	-	-	112,12	1,41	3,01
Uchucay 34,5 kV	-	-	-	69,53	3,49	8,40

Anexo VIII

Tabla A8.1 Corrientes de cortocircuito al 99% de la línea de transmisión desde la ubicación del relé para las fallas: trifásica, bifásica, bifásica a tierra y monofásica para escenario de demanda mínima – periodo seco.

[Elaboración propia, tomado de DlgSILENT PowerFactory]

Período seco					
Relé	Corriente mínima de cortocircuito.				Ubicación de la falla
	Monofásica	Bifásica a tierra	Bifásica	Trifásica	
1	1660 A	Fase a: 1902 A Fase b: 2130 A	Fase a: 2053 A Fase b: 2053 A	2209 A	99% de la línea Cuenca – La Paz
4	1660 A	Fase a: 1900 A Fase b: 2127 A	Fase a: 2050 A Fase b: 2050 A	2206 A	99% de la línea Yanacocha – La Paz
6	3228 A	Fase a: 3209 A Fase b: 3101 A	Fase a: 2880 A Fase b: 2880 A	3044 A	99% de la línea Cuenca – Yanacocha

Tabla A8.2 Corrientes de cortocircuito al 99% de la línea de transmisión desde la ubicación del relé para las fallas: trifásica, bifásica, bifásica a tierra y monofásica para escenario de demanda mínima – periodo lluvioso.

[Elaboración propia, tomado de DlgSILENT PowerFactory]

Periodo lluvioso					
Relé	Corriente mínima de cortocircuito.				Ubicación de la falla
	Monofásica	Bifásica a tierra	Bifásica	Trifásica	
1	1615 A	Fase a: 1779 A Fase b: 1982 A	Fase a: 1876 A Fase b: 1876 A	2041 A	99% de la línea Cuenca – La Paz
4	1613 A	Fase a: 1774 A Fase b: 1976 A	Fase a: 1868 A Fase b: 1868 A	2034 A	99% de la línea Yanacocha – La Paz
6	2625 A	Fase a: 2603 A Fase b: 2452 A	Fase a: 2084 A Fase b: 2084 A	2282 A	99% de la línea Cuenca – Yanacocha

Tabla A8.3 Corrientes de cortocircuito para las fallas: bifásica a tierra y monofásica para los escenarios de demanda mínima al 1% de la línea adyacente al relé en la dirección de protección del relé. [Elaboración propia, tomado de DlgSILENT PowerFactory]

Relé	Periodo lluvioso (demanda mínima)		Periodo seco (demanda mínima)		Lugar de la falla
	Corriente que mide el Relé (falla mínima)		Corriente que mide el Relé (falla mínima)		
	Monofásica	Bifásica a tierra	Monofásica	Bifásica a tierra	
R ₁	775 A	645 A	798 A	640 A	Falla al 1% de la línea La Paz – Yanacocha.
R ₂	148 A	154 A	147 A	152 A	Falla al 1% de la línea Cuenca – Yanacocha.
R ₃	142 A	173 A	174 A	190 A	Falla al 1% de la línea Yanacocha – Cuenca.
R ₄	843 A	701 A	867 A	695 A	Falla al 1% de la línea La Paz – Cuenca.
R ₅	185 A	175 A	174 A	182 A	Falla al 1% de la línea Cuenca – La Paz.
R ₆	167 A	205 A	233 A	227 A	Falla al 1% de la línea Yanacocha – La Paz.

Tabla A8.4 Corrientes de cortocircuito para las fallas: bifásica a tierra y monofásica para los escenarios de demanda máxima al 1% de la línea del relé en la dirección de protección del relé – periodo seco. [Elaboración propia, tomado de DlgSILENT PowerFactory]

Anti horario – periodo seco				
Ubicación de la falla	Corriente vista por el relé local (principal)		Corriente vista por el relé remoto (respaldo)	
	Monofásica	Bifásica a tierra	Monofásica	Bifásica a tierra
1 % de la línea Cuenca – La Paz	R ₁ (6923 A)	R ₁ (7045 A)	R ₅ (273 A)	R ₅ (278 A)
1 % de la línea Yanacocha – Cuenca	R ₅ (3797 A)	R ₅ (4181 A)	R ₃ (220 A)	R ₃ (242 A)
1 % de la línea La Paz – Yanacocha	R ₃ (883 A)	R ₃ (683 A)	R ₁ (894 A)	R ₁ (691 A)
Horario – periodo seco				
Ubicación de la falla	Corriente vista por el relé local (principal)		Corriente vista por el relé remoto (respaldo)	
	Monofásica	Bifásica a tierra	Monofásica	Bifásica a tierra
1 % de la línea La Paz – Cuenca	R ₂ (962 A)	R ₂ (743A)	R ₄ (972 A)	R ₄ (751 A)
1 % de la línea Yanacocha – La Paz	R ₄ (3924 A)	R ₄ (4386 A)	R ₆ (260 A)	R ₆ (291 A)
1 % de la línea Cuenca – Yanacocha	R ₆ (6622 A)	R ₆ (6633A)	R ₂ (226 A)	R ₂ (227 A)

Tabla A8.5 Corrientes de cortocircuito para las fallas: bifásica a tierra y monofásica para los escenarios de demanda máxima al 1% de la línea del relé en la dirección de protección del relé – periodo lluvioso. [Elaboración propia, tomado de DlgSILENT PowerFactory]

Anti horario – periodo lluvioso				
Ubicación de la falla	Corriente vista por el relé local (principal)		Corriente vista por el relé remoto (respaldo)	
	Monofásica	Bifásica a tierra	Monofásica	Bifásica a tierra
1 % de la línea Cuenca – La Paz	R ₁ (7011 A)	R ₁ (7116 A)	R ₅ (276 A)	R ₅ (280 A)
1 % de la línea Yanacocha – Cuenca	R ₅ (3866 A)	R ₅ (4250 A)	R ₃ (224 A)	R ₃ (246 A)
1 % de la línea La Paz – Yanacocha	R ₃ (892 A)	R ₃ (689 A)	R ₁ (903 A)	R ₁ (698 A)
Horario – periodo lluvioso				
Ubicación de la falla	Corriente vista por el relé local (principal)		Corriente vista por el relé remoto (respaldo)	
	Monofásica	Bifásica a tierra	Monofásica	Bifásica a tierra
1 % de la línea La Paz – Cuenca	R ₂ (971 A)	R ₂ (750 A)	R ₄ (982 A)	R ₄ (758 A)
1 % de la línea Yanacocha – La Paz	R ₄ (3996 A)	R ₄ (4459 A)	R ₆ (265 A)	R ₆ (296 A)
1 % de la línea Cuenca – Yanacocha	R ₆ (6705 A)	R ₆ (6699A)	R ₂ (229 A)	R ₂ (229 A)



Tabla A8.6 Resultados del proceso iterativo para el sentido anti horario. [Elaboración propia]

Variable	Iteración 0	Iteración 1	Iteración 3	Iteración 4	Iteración 5
t_3	0,1379	0,5597	0,5739	0,5744	0,5744
k_1	0,1419	0,1995	0,2015	0,2015	0,2015
t_1	0,3199	0,4499	0,4542	0,4544	0,4544
k_5	0,1489	0,1648	0,1653	0,1653	0,1653
t_5	0,2819	0,3120	0,3130	0,3130	0,3130
k_3	0,2030	0,2081	0,2083	0,2083	0,2083

Tabla A8.7 Resultados del proceso iterativo para el sentido horario. [Elaboración propia]

Variable	Iteración 0	Iteración 1	Iteración 3	Iteración 4	Iteración 5
t_6	0,0835	0,4438	0,4503	0,4504	0,4504
k_2	0,1471	0,1806	0,1812	0,1812	0,1812
t_2	0,4824	0,5921	0,5941	0,5942	0,5942
k_4	0,1651	0,1743	0,1744	0,1744	0,1744
t_4	0,5408	0,5708	0,5713	0,5713	0,5713
k_6	0,2656	0,2695	0,2696	0,2696	0,2696

Anexo IX

Simulaciones en formato gráfico de DlgSILENT PowerFactory para verificación de la protección diferencial (87L).

9.1 Línea de transmisión Yanacochoa – La Paz 138 kV.

- Falla trifásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.

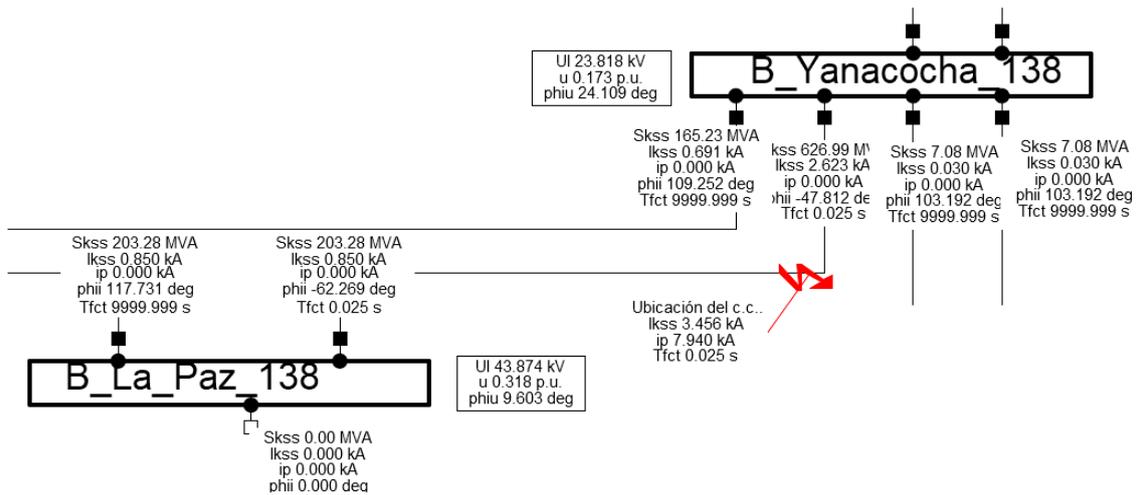


Figura A9.1 Simulación de una falla franca trifásica al 15% de la línea Yanacochoa – La Paz 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

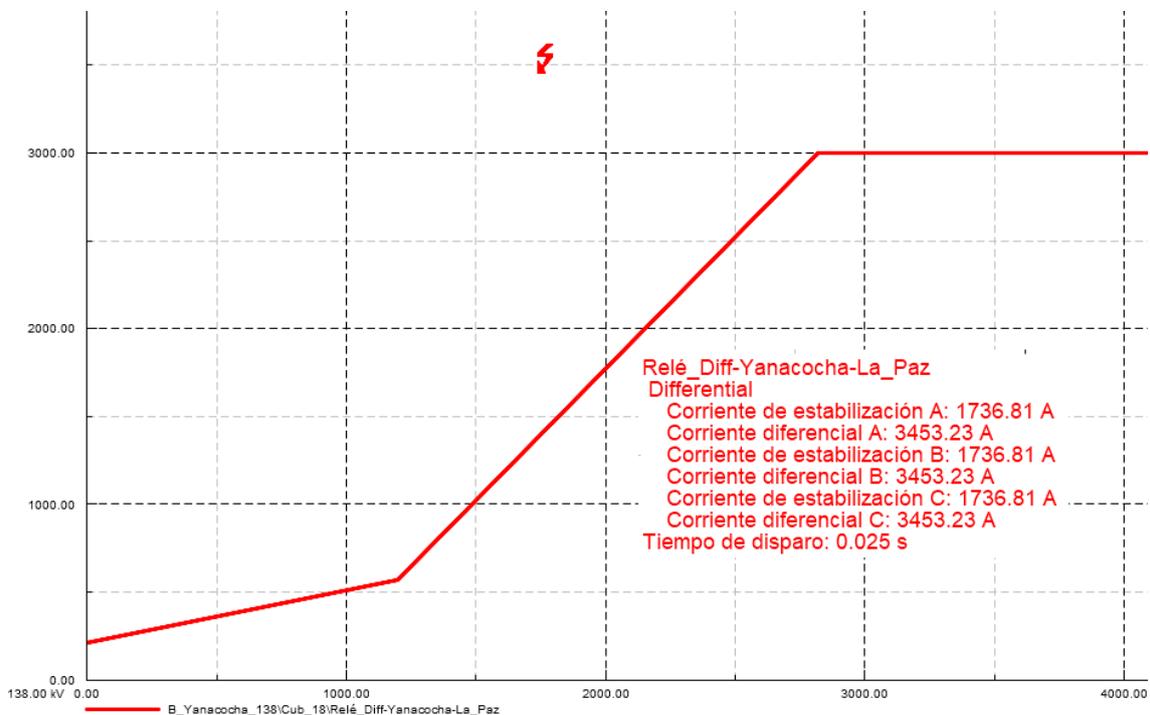


Figura A9.2 Diagrama diferencial de comparación de corrientes. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

- **Falla trifásica al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.**

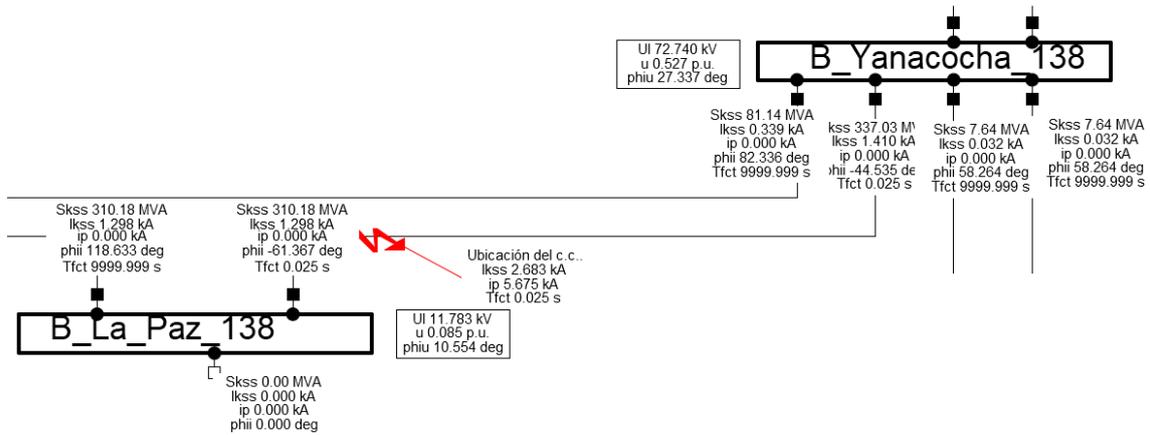


Figura A9.3 Simulación de una falla franca trifásica al 85% de la línea Yanacocha – La Paz 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

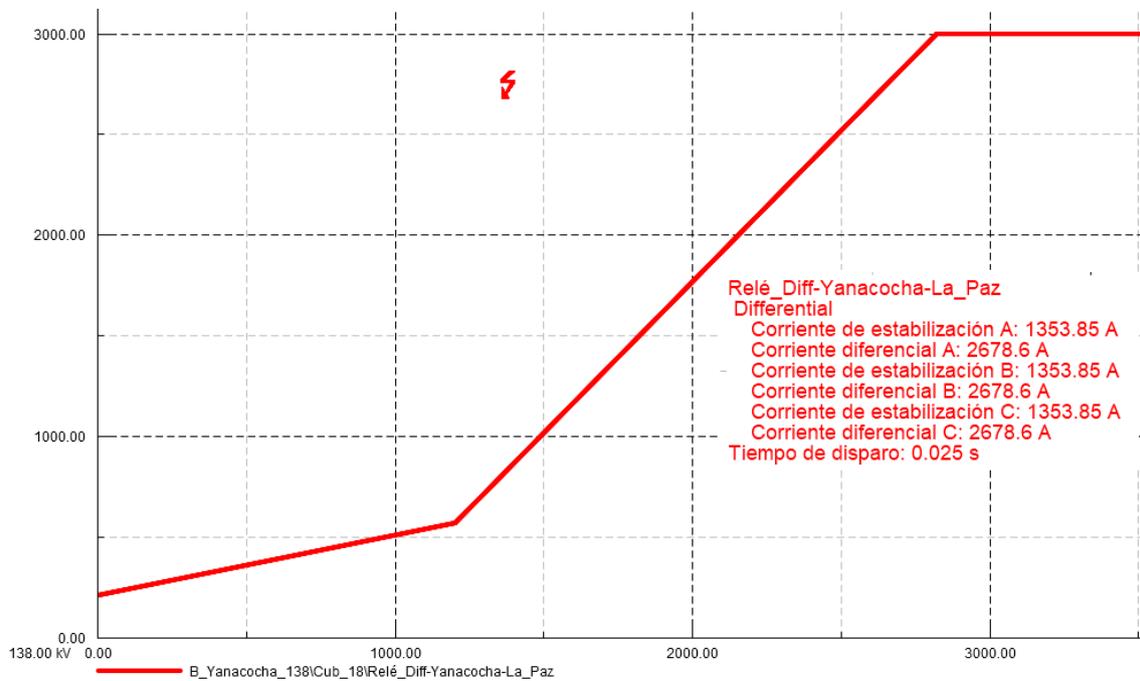


Figura A9.4 Diagrama diferencial de comparación de corrientes al 85% de la línea de transmisión. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

- **Falla en la barra Yanacocha 138 kV para escenario de demanda máxima.**

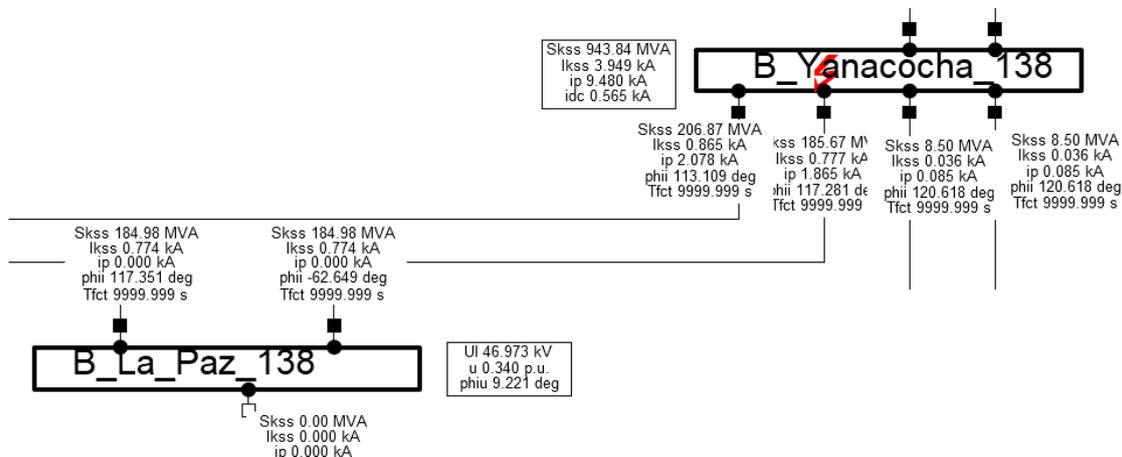


Figura A9.5 Simulación de una falla trifásica para máximas corrientes en la barra Yanacocha 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

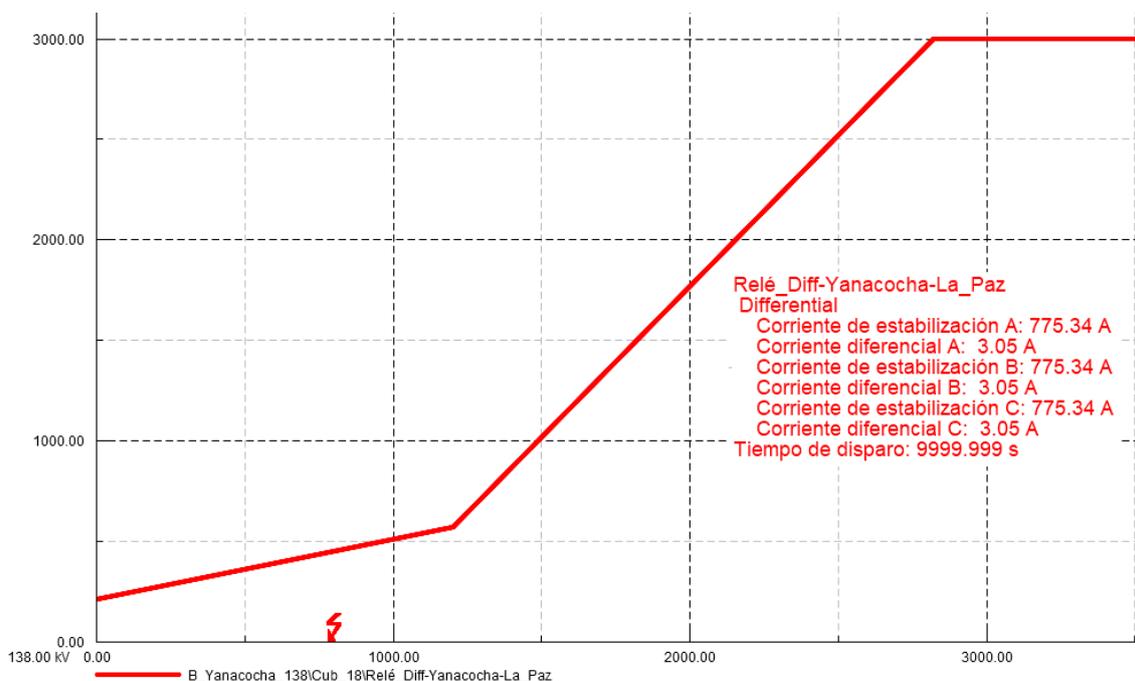


Figura A9.6 Diagrama diferencial de comparación de corrientes para una falla en la barra Cuenca 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

- **Falla monofásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**

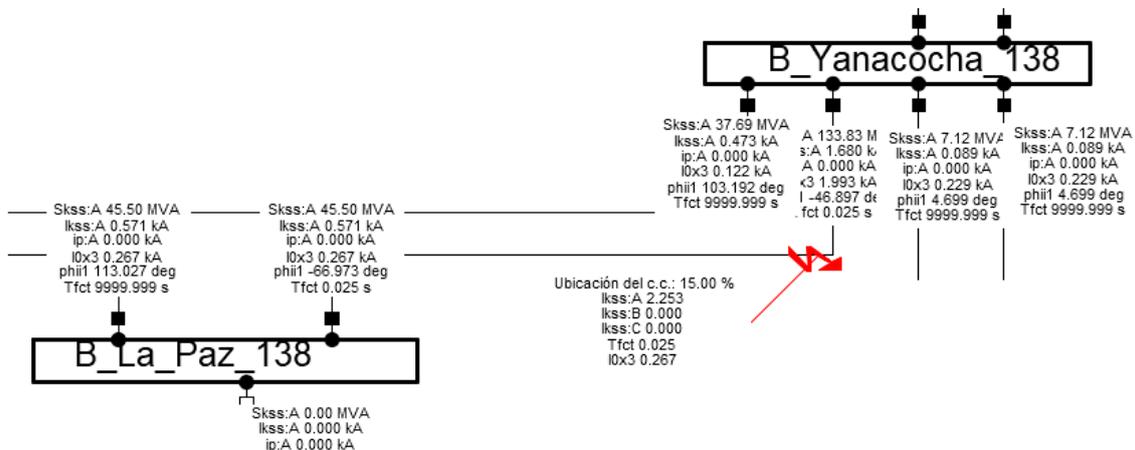


Figura A9.7 Simulación de una falla monofásica para mínimas corrientes al 15% de la línea Yanacocha – La Paz 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

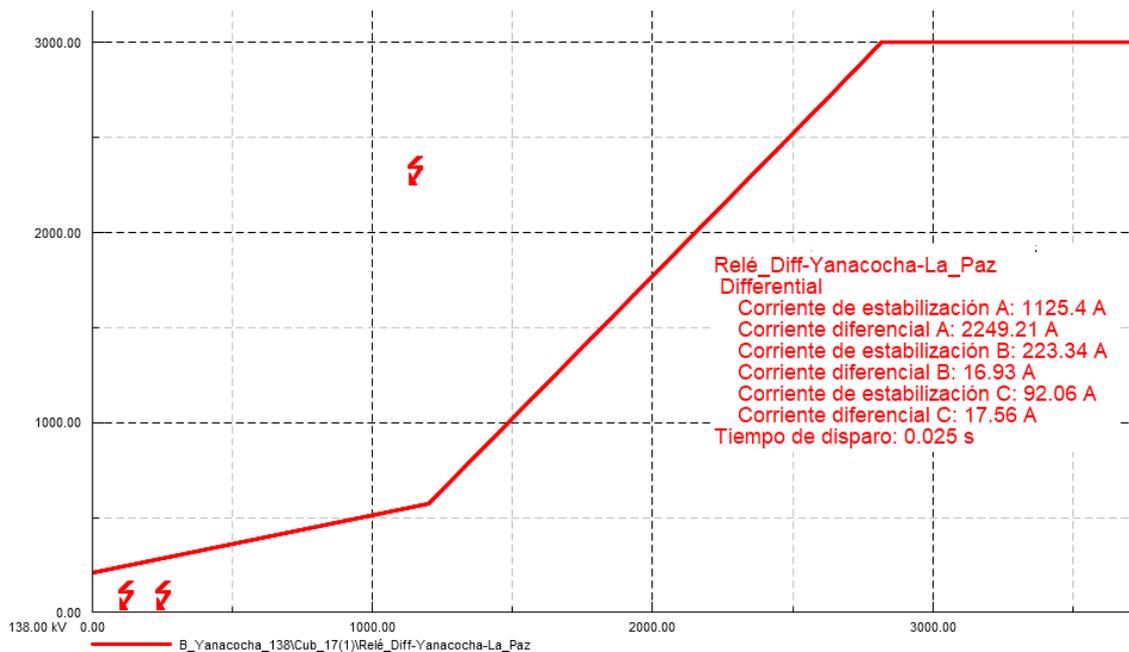


Figura A9.8 Diagrama diferencial de comparación de corrientes al 15 % de la línea de transmisión. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

- **Falla monofásica al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**

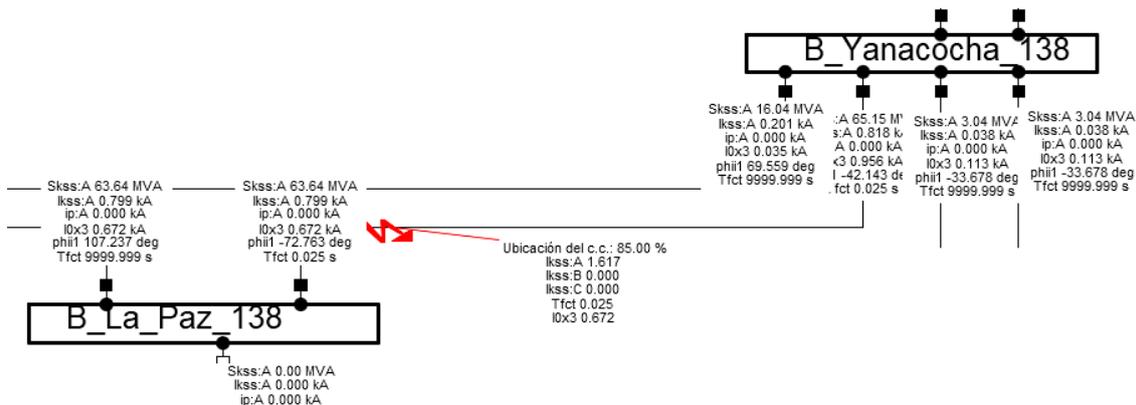


Figura A9.9 Simulación de una falla monofásica para mínimas al 85% de la línea Yanacocha – La Paz 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

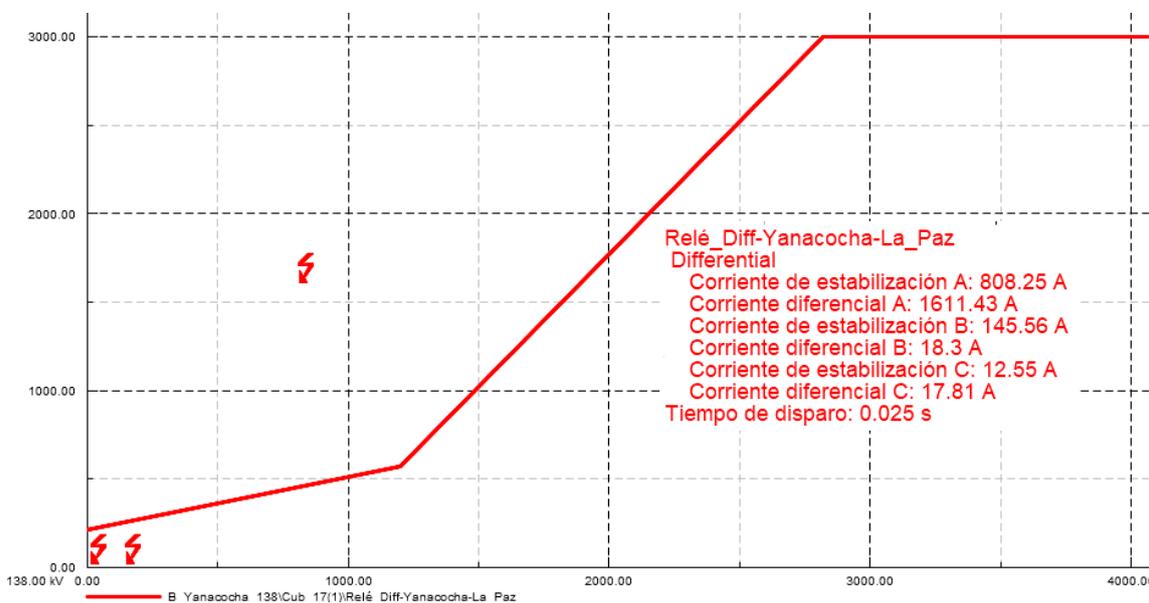


Figura A9.10 Diagrama diferencial de comparación de corrientes al 85% de la línea de transmisión. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

- **Falla en la barra Yanacocha 138 kV para escenario de demanda mínima.**

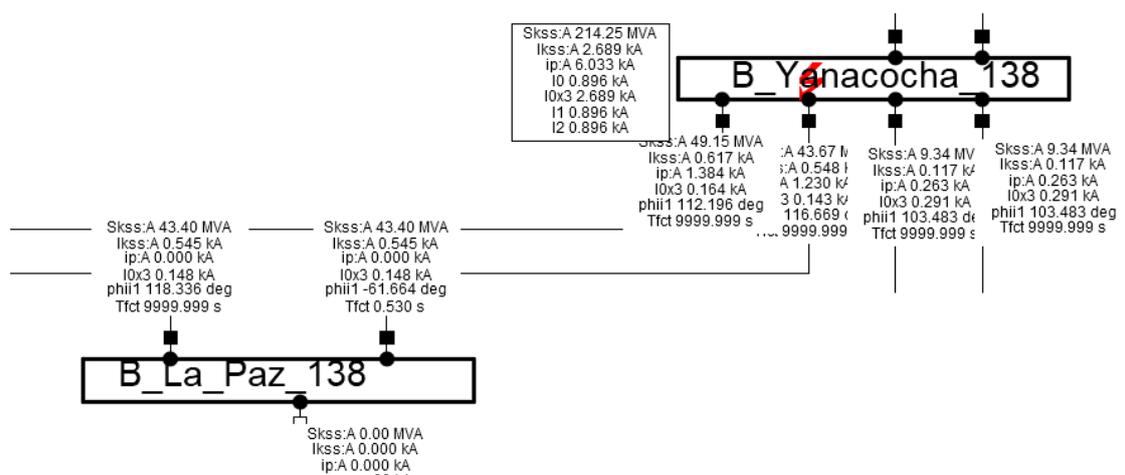


Figura A9.11 Simulación de una falla monofásica para mínimas corrientes en la barra Yanacocha 138 kV.
[Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

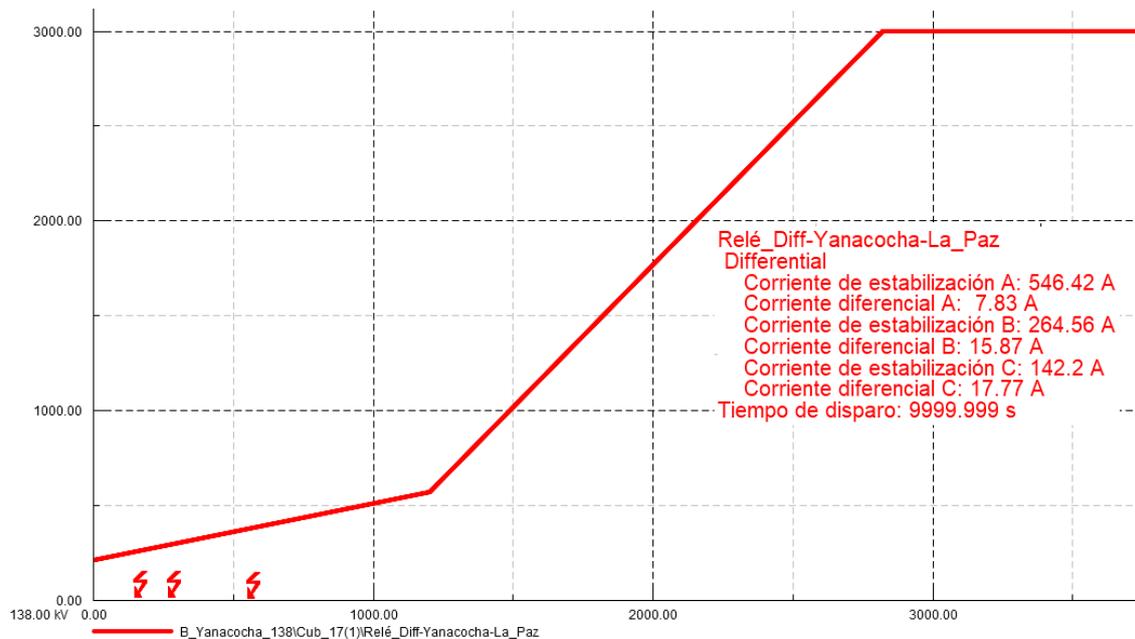


Figura A9.12 Diagrama diferencial de comparación de corrientes para una falla en la barra Yanacocha 138 kV.
[Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

9.2 Línea de transmisión Cuenca – Yanacocha 138 kV.

- Falla trifásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.

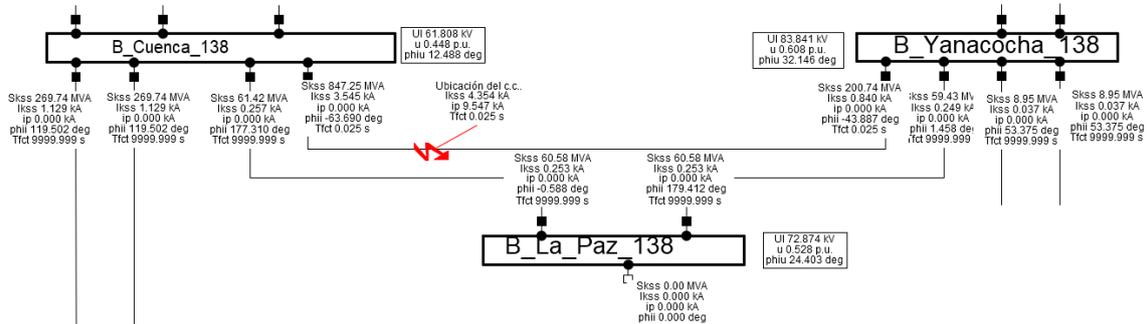


Figura A9.13 Simulación de una falla franca trifásica al 15% de la línea Cuenca – Yanacocha 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

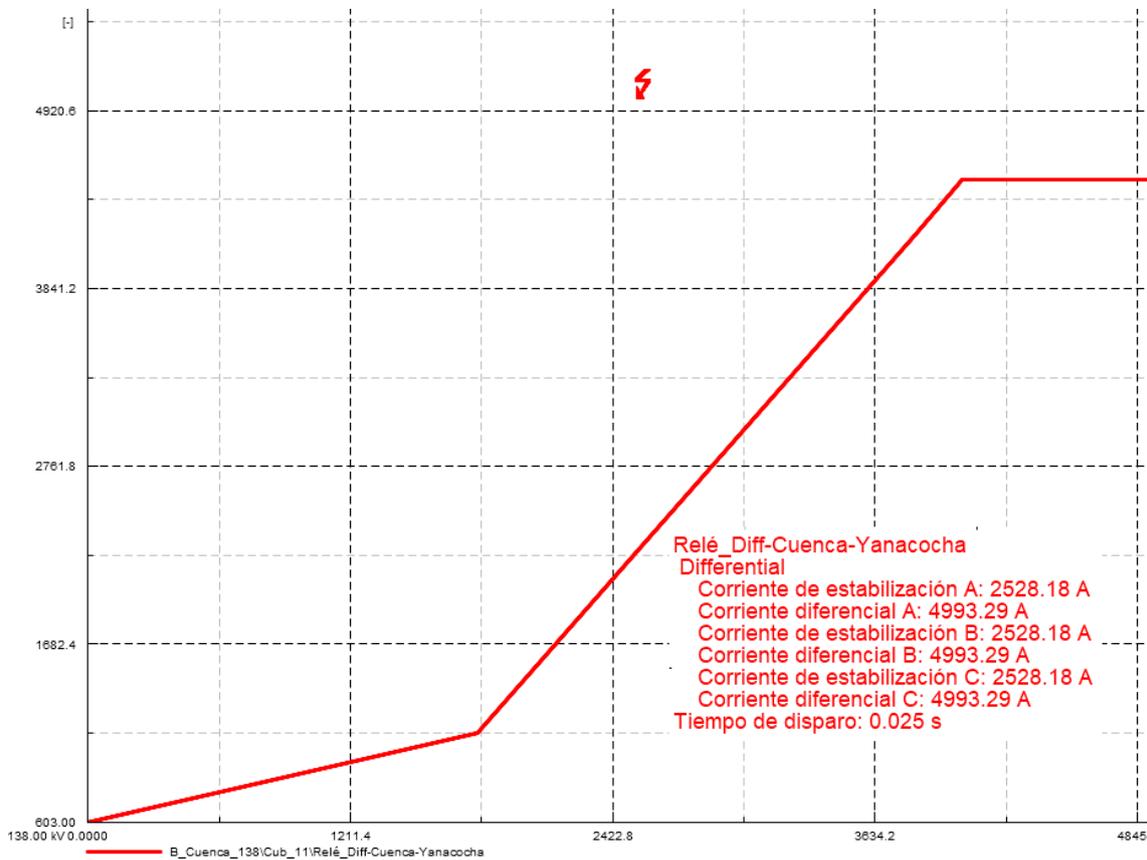


Figura A9.14 Diagrama diferencial de comparación de corrientes. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

- Falla trifásica al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.

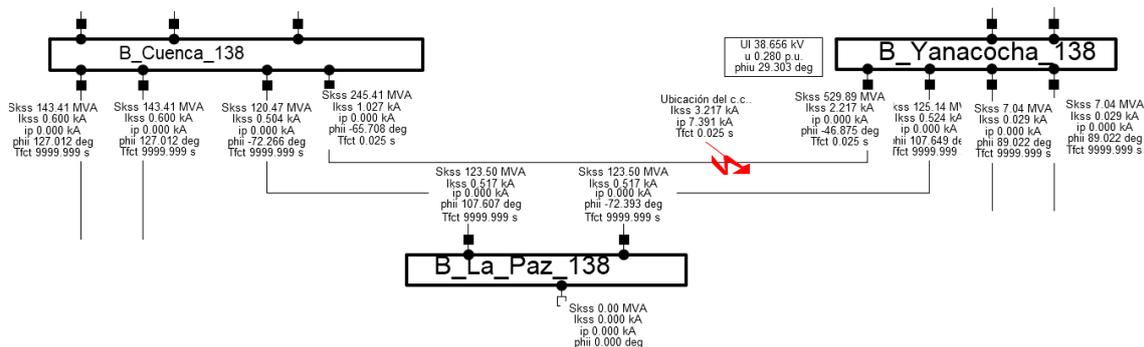


Figura A9.15 Simulación de una falla franca trifásica al 85% de la línea Cuenca – Yanacocha 138 kV. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

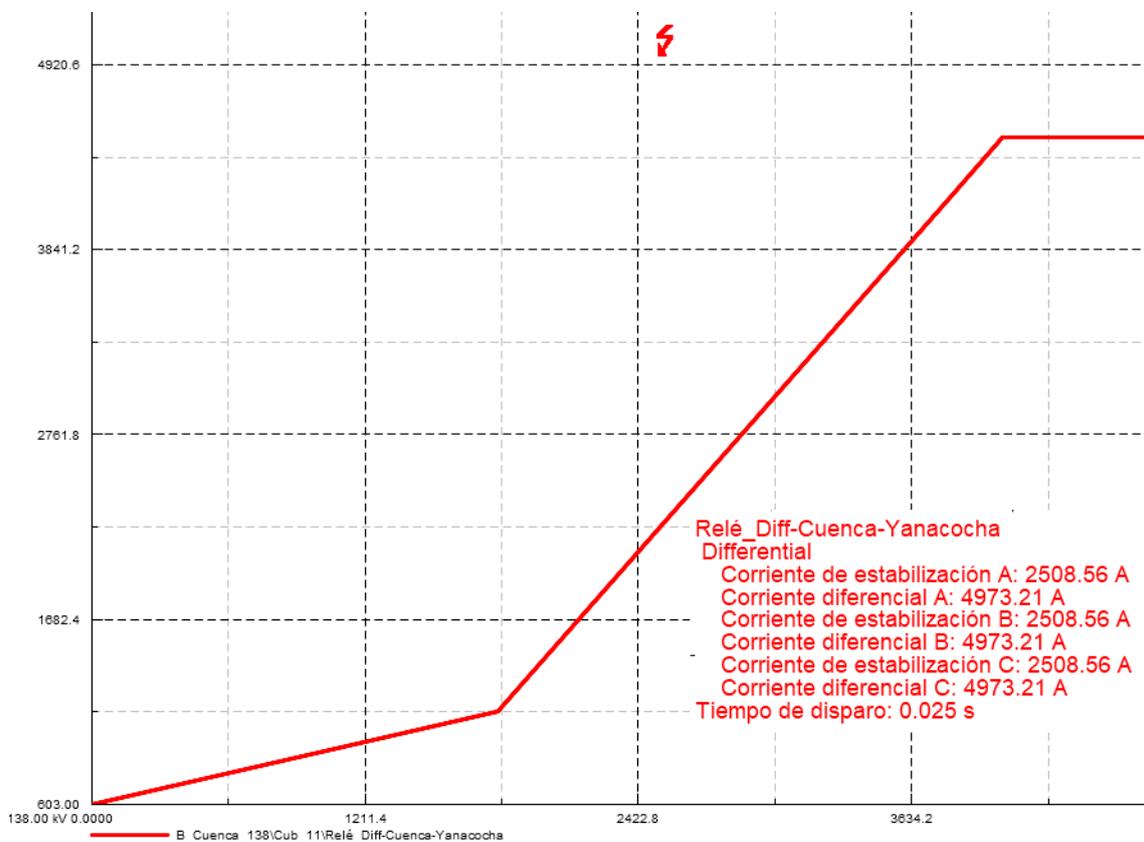


Figura A9.16 Diagrama diferencial de comparación de corrientes al 85% de la línea de transmisión. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- **Falla en la barra Yanacocha 138 kV para escenario de demanda máxima.**

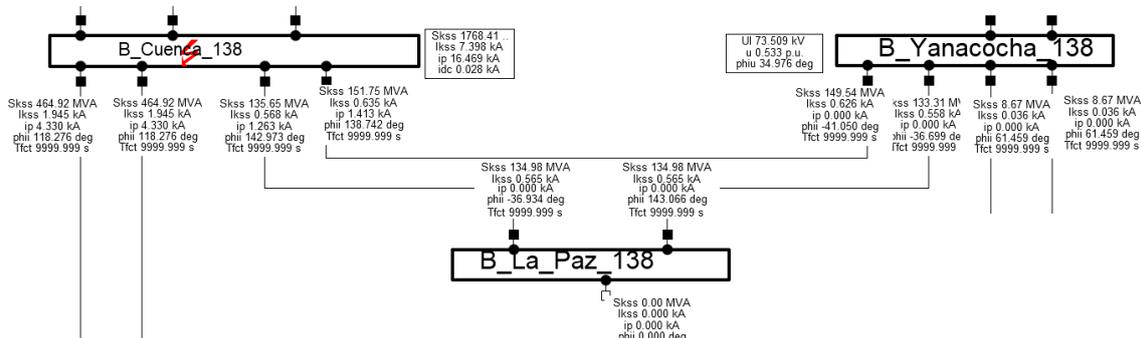


Figura A9.17 Simulación de una falla trifásica para máximas corrientes en la barra Yanacocha 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

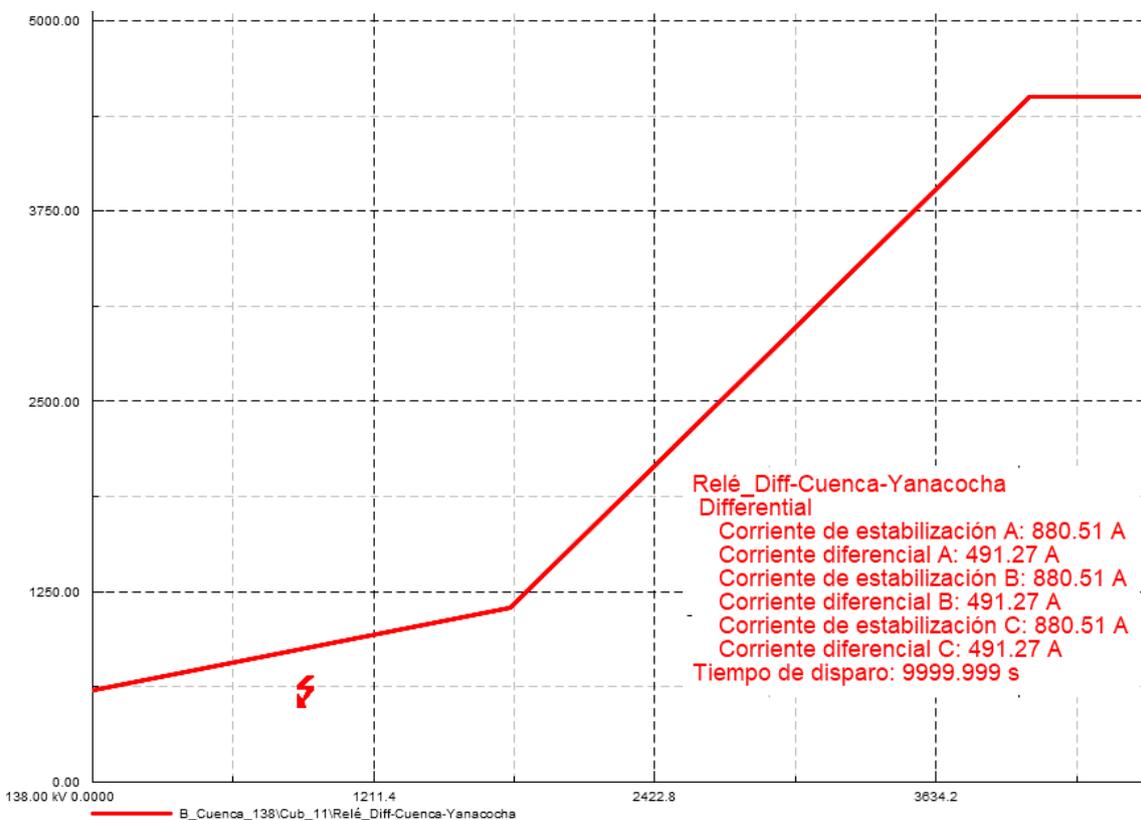


Figura A9.18 Diagrama diferencial de comparación de corrientes para una falla en la barra Cuenca 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

- **Falla monofásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**

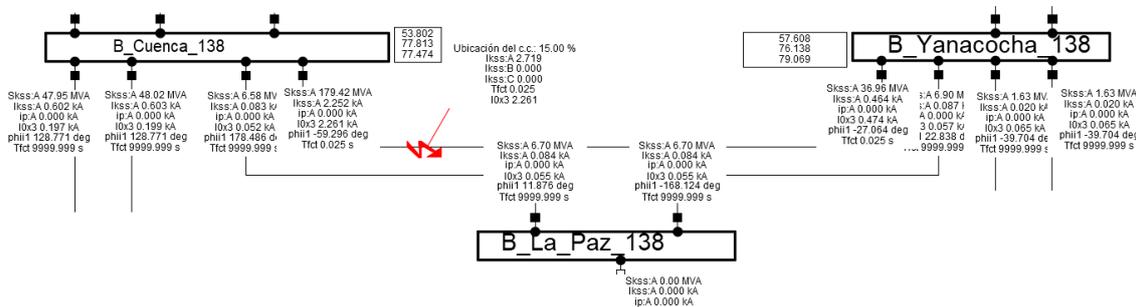


Figura A9.19 Simulación de una falla monofásica para mínimas corrientes al 15% de la línea Yanacocha – La Paz 138 kV. [Tomado de DgSILENT PowerFactory]

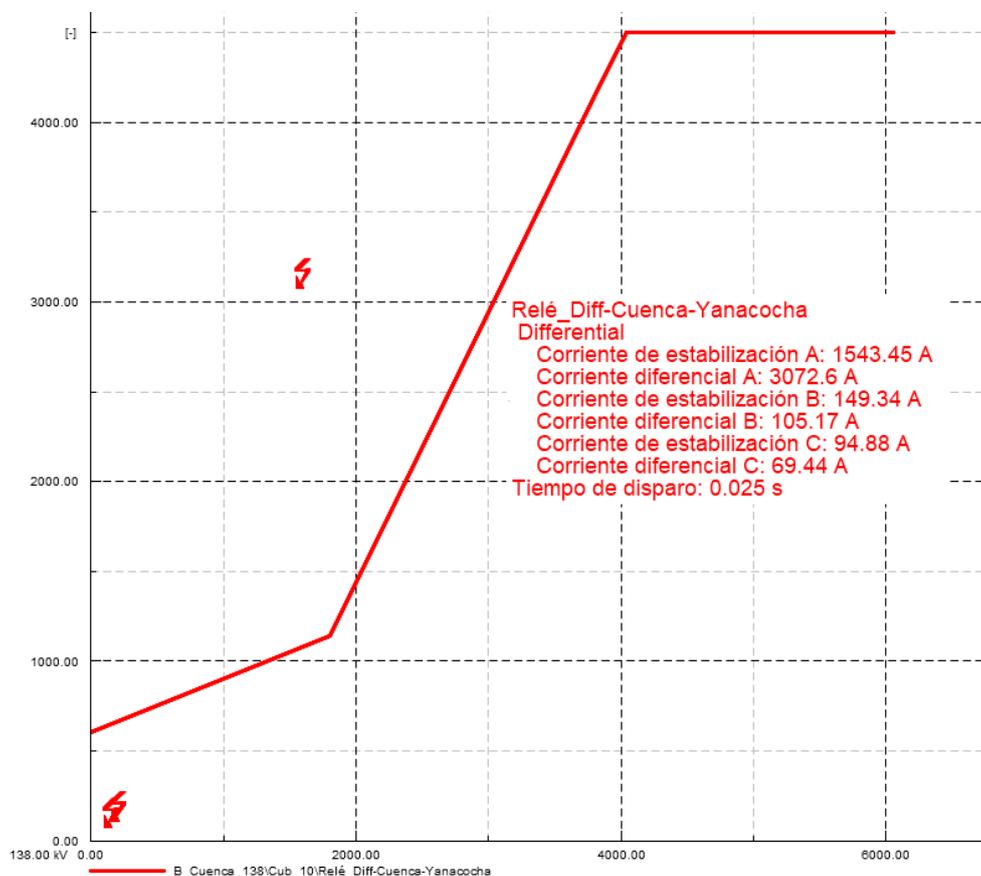


Figura A9.20 Diagrama diferencial de comparación de corrientes al 15 % de la línea de transmisión. [Tomado de DgSILENT PowerFactory]

- **Falla monofásica al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**

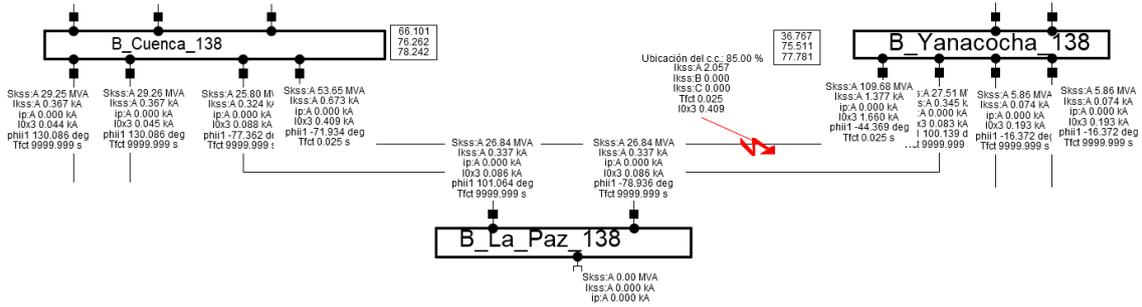


Figura A9.21 Simulación de una falla monofásica para mínimas al 85% de la línea Yanacocha – La Paz 138 kV. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

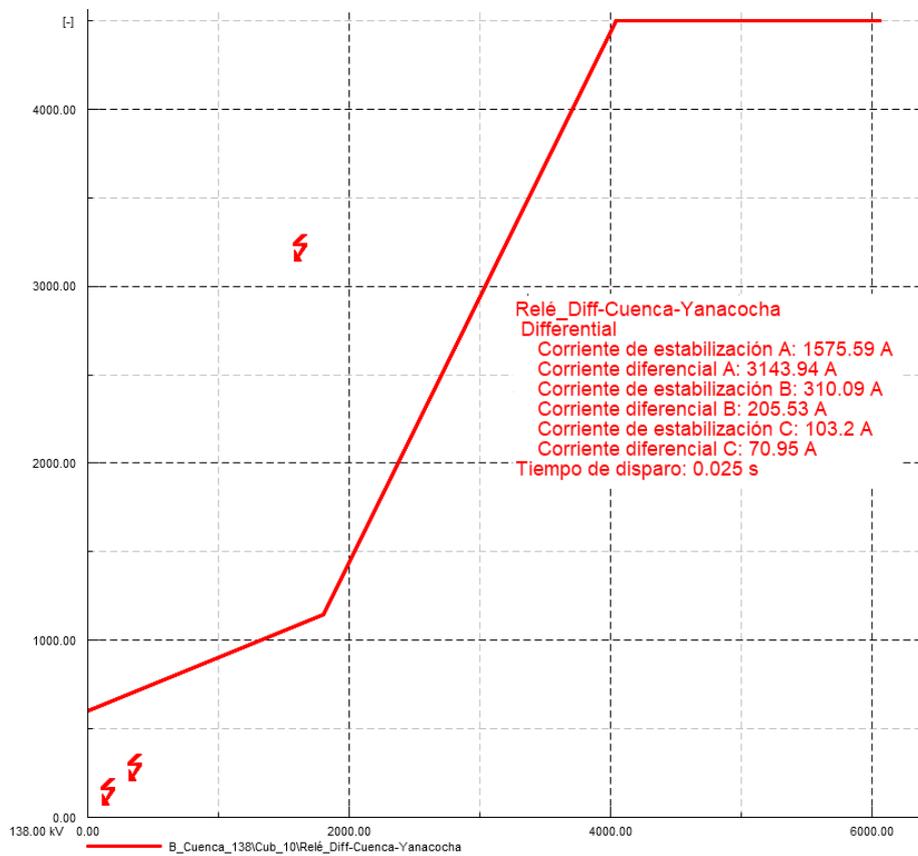


Figura A9.22 Diagrama diferencial de comparación de corrientes al 85% de la línea de transmisión. [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

- **Falla en la barra Yanacocha 138 kV para escenario de demanda mínima.**

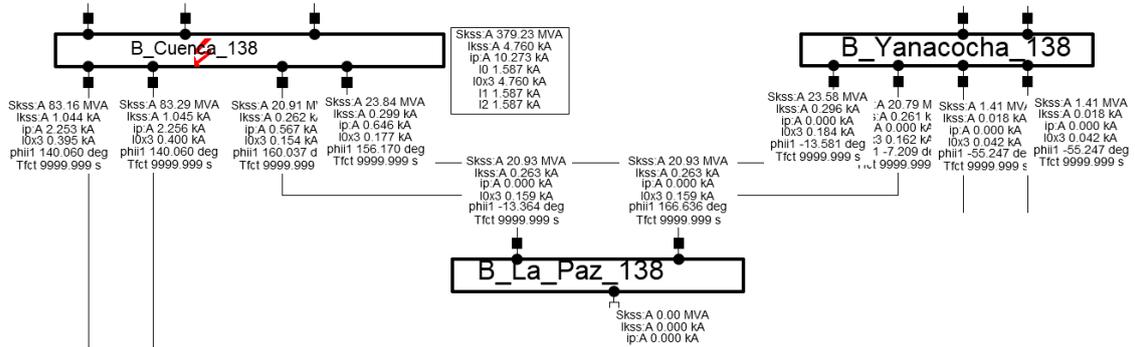


Figura A9.23 Simulación de una falla monofásica para mínimas corrientes en la barra Yanacocha 138 kV.
 [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

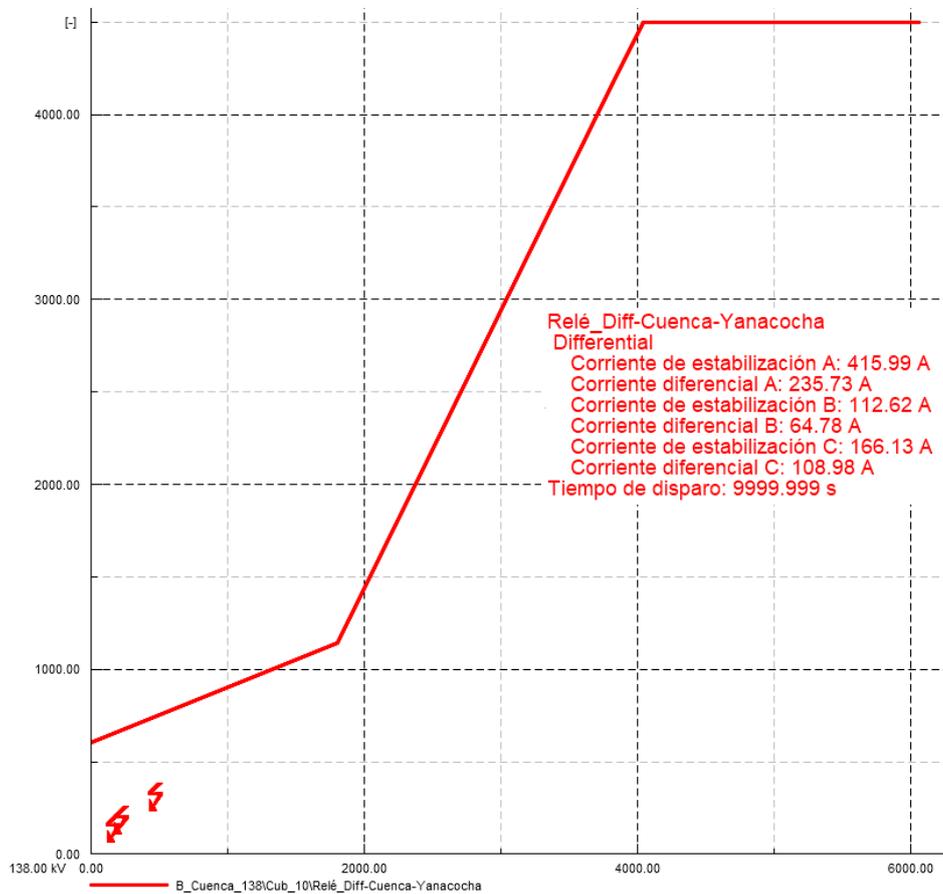


Figura A9.24 Diagrama diferencial de comparación de corrientes para una falla en la barra Yanacocha 138 kV.
 [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

Anexo X

Simulaciones en formato gráfico de DigSILENT PowerFactory para verificación de la protección de distancia (21/21N).

10.1 Línea de transmisión La Paz – Cuenca 138 kV para el relé R₂.

- Falla trifásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.

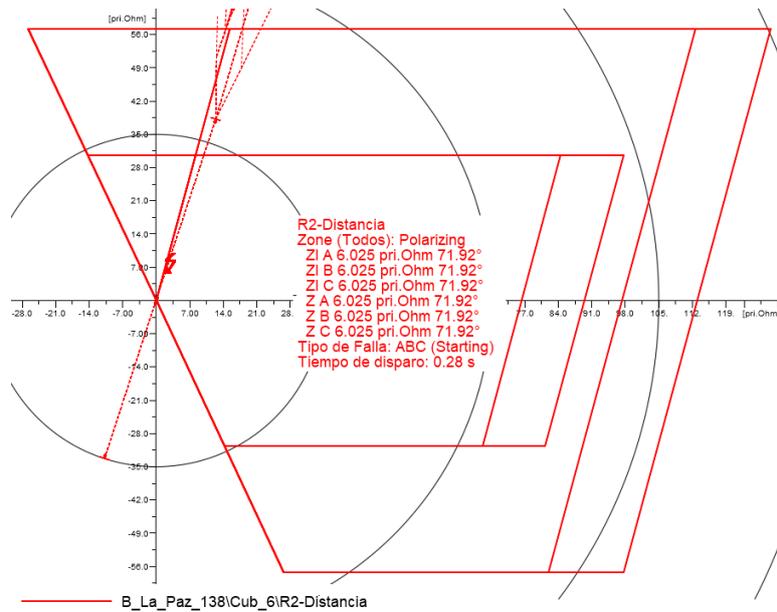


Figura A10.1 Falla trifásica al 15 % de la línea La Paz – Cuenca 138 kV (R₂). [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- Falla trifásica al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.

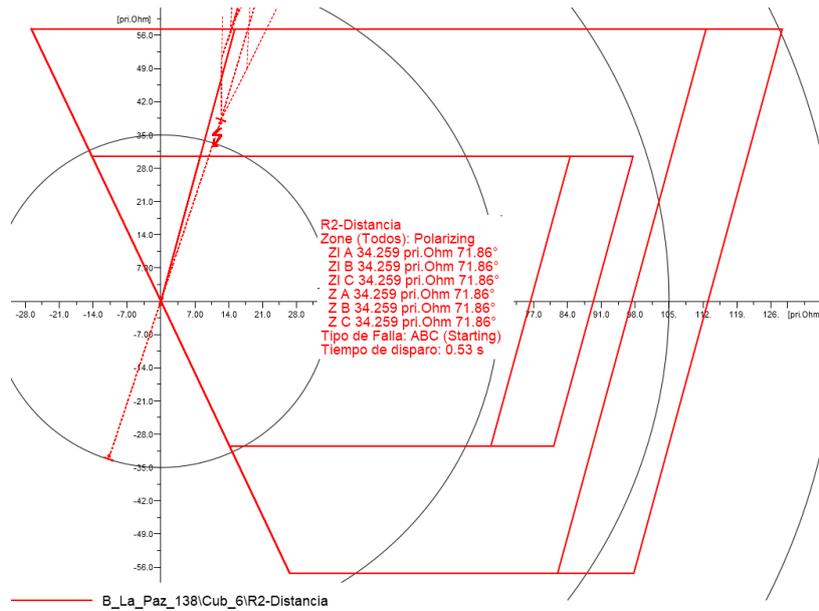


Figura A10.2 Falla trifásica al 85 % de la línea La Paz – Cuenca 138 kV (R₂). [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

- Falla monofásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.

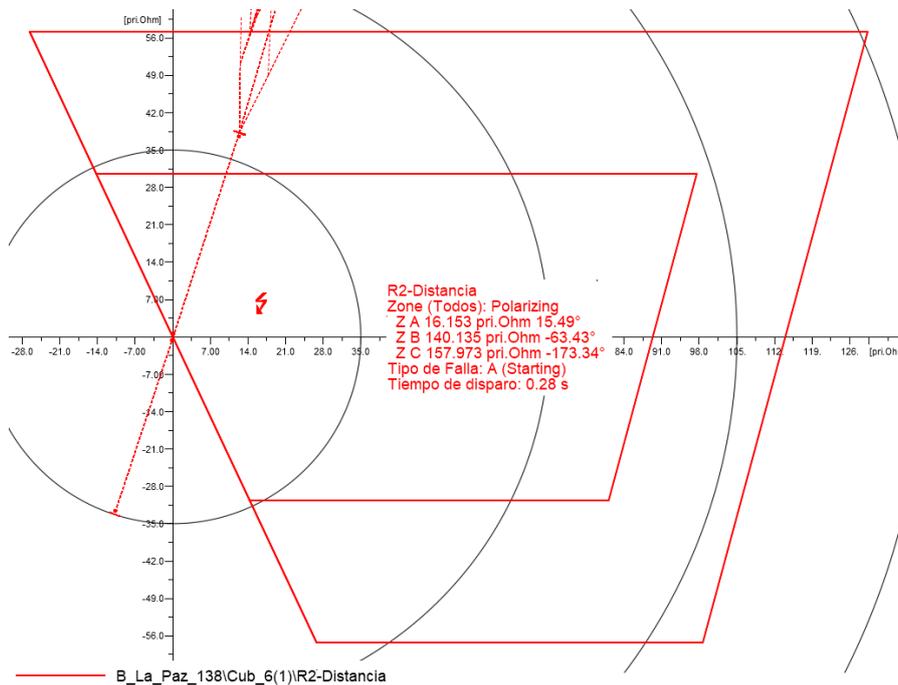


Figura A10.3 Falla monofásica al 15 % de la línea La Paz – Cuenca 138 kV (R₂). [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

- Falla monofásica al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.

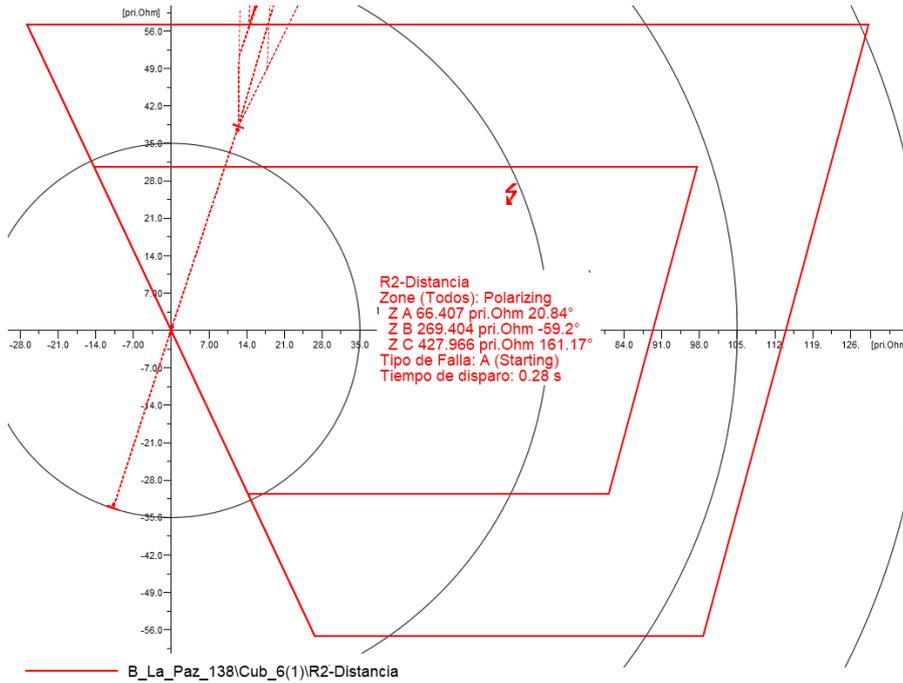


Figura A10.4 Falla monofásica al 85 % de la línea La Paz – Cuenca 138 kV (R₂). [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

10.2 Línea de transmisión La Paz – Yanacocha 138 kV para el relé R₃.

- Falla trifásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.

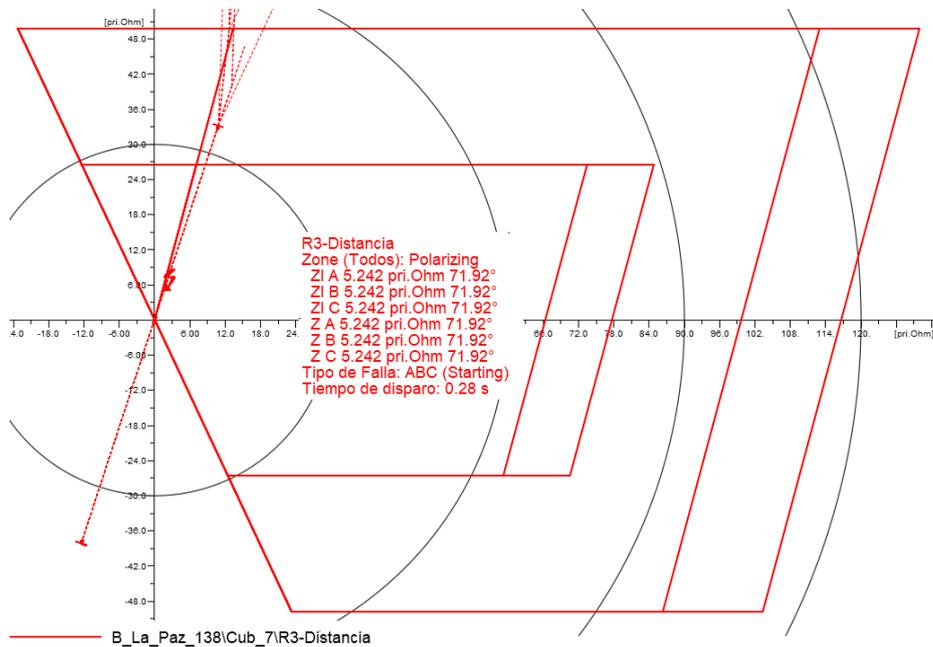


Figura A10.5 Falla trifásica al 15 % de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV (R₃). [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- **Falla trifásica al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.**

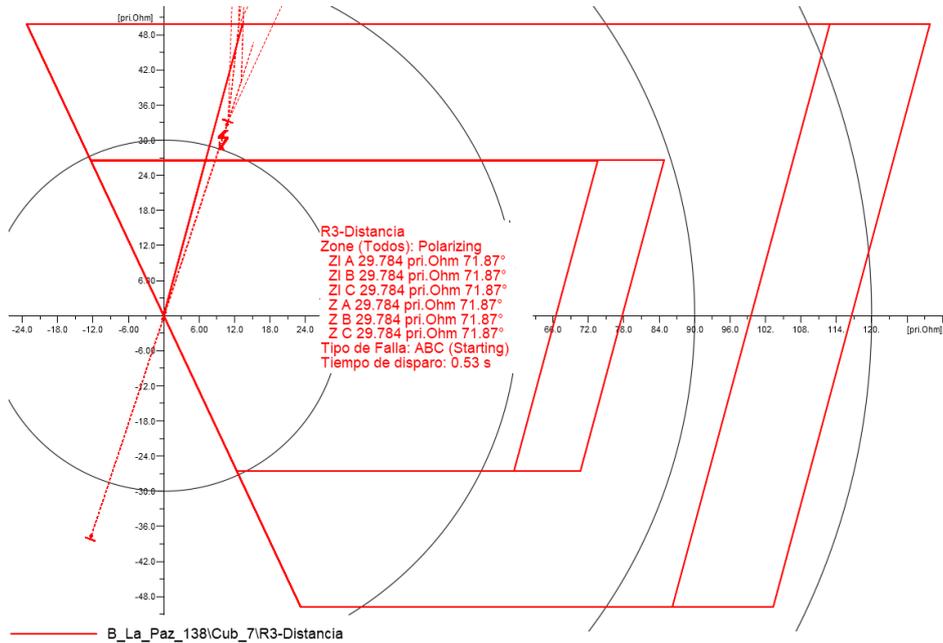


Figura A10.6 Falla trifásica al 85 % de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV (R₃). [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- **Falla monofásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**

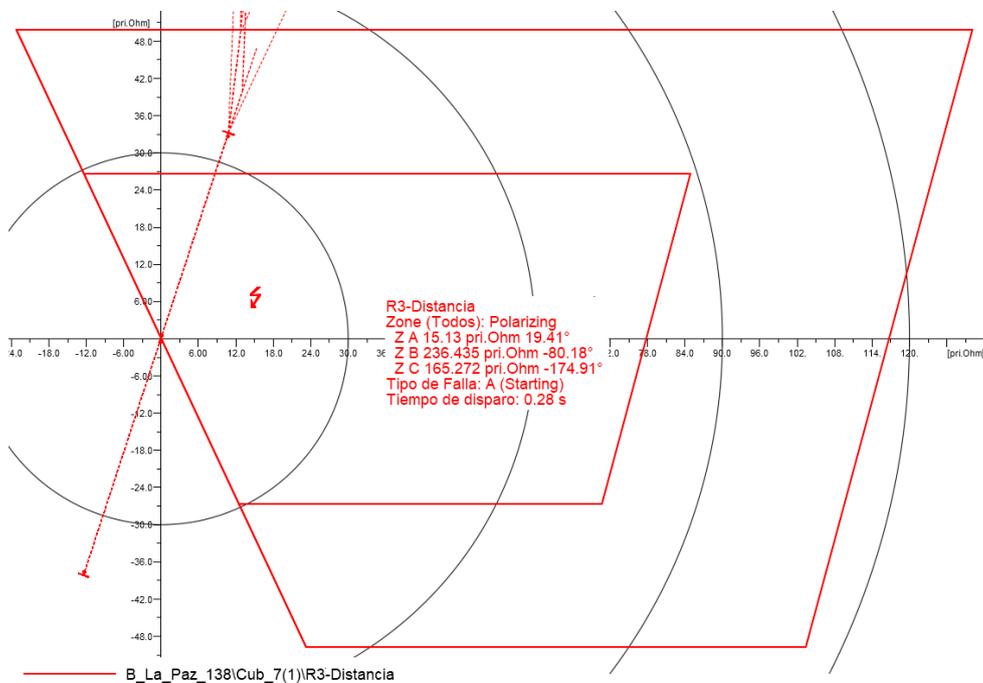


Figura A10.7 Falla monofásica al 15 % de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV (R₃). [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- **Falla monofásica al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**

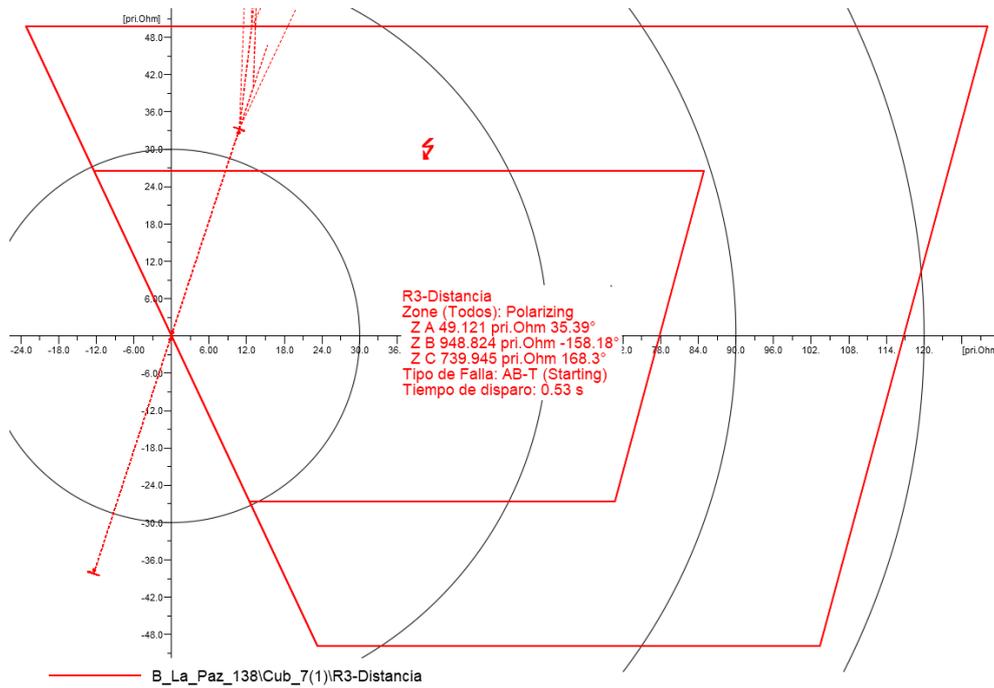


Figura A10.8 Falla monofásica al 85 % de la línea La Paz – Yanacocha 138 kV (R₃). [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

10.3 Línea de transmisión Yanacocha – La Paz 138 kV para el relé R₄.

- **Falla trifásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.**

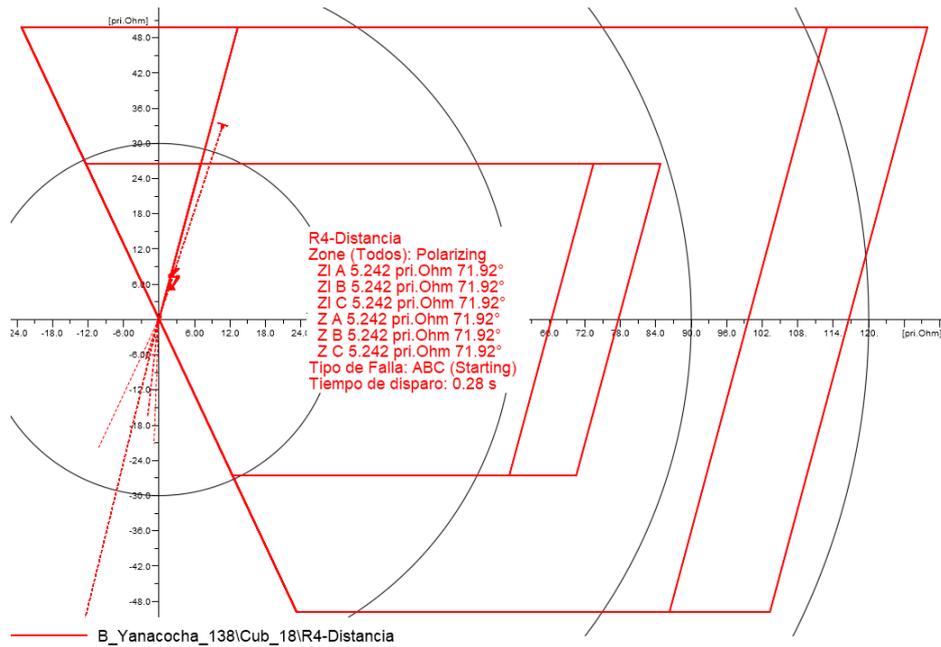


Figura A10.9 Falla trifásica al 15 % de la línea Yanacocha – La Paz 138 kV (R₄). [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

- **Falla trifásica al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.**

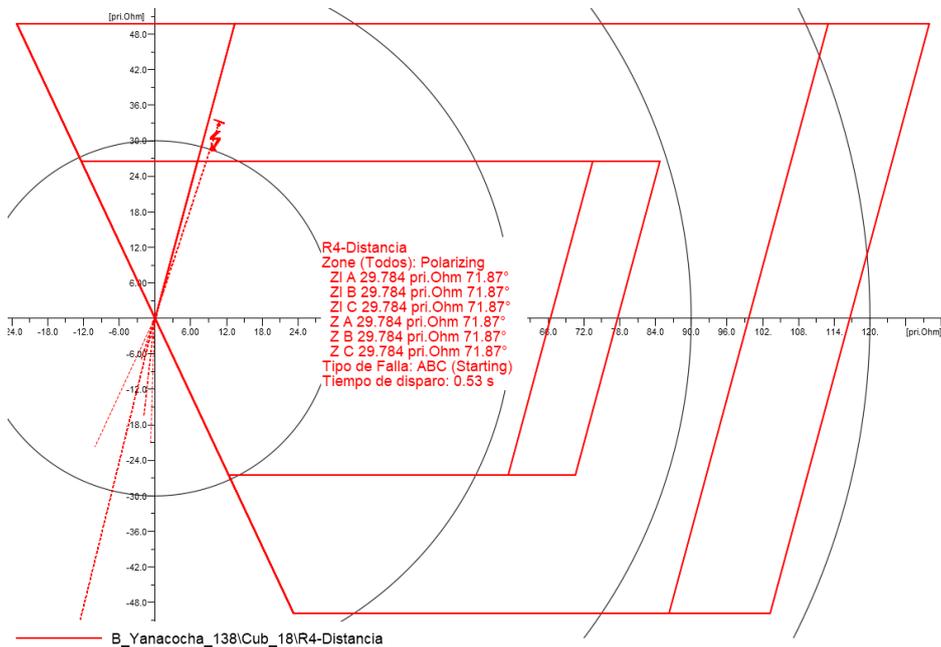


Figura A10.10 Falla trifásica al 85 % de la línea Yanacocha – La Paz 138 kV (R₄). [Tomado de DlgSILENT PowerFactory]

- **Falla monofásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**

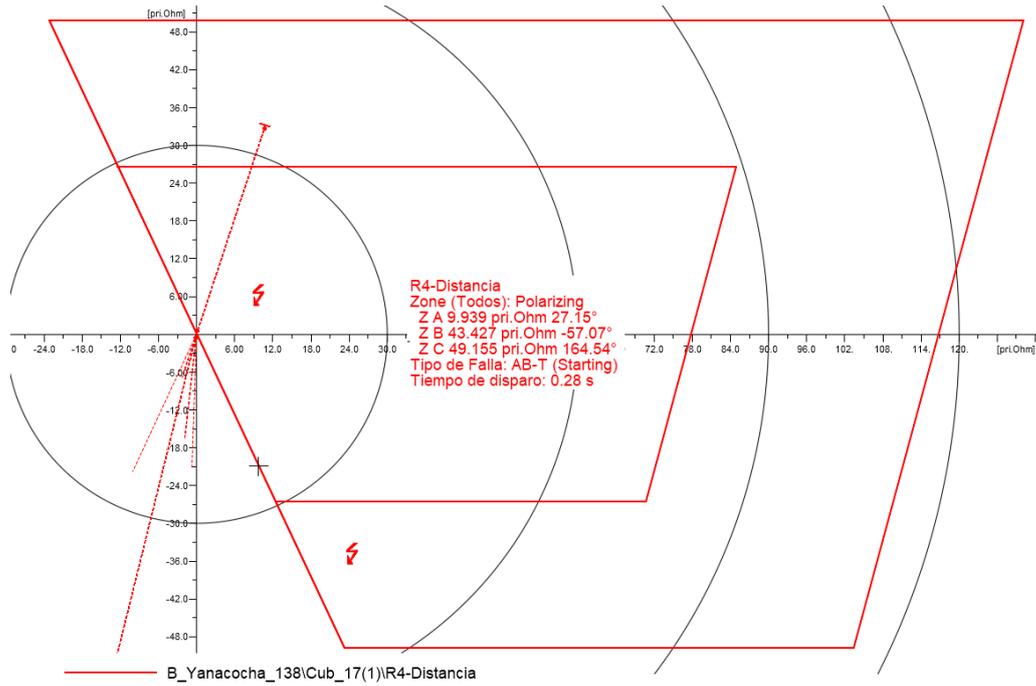


Figura A10.11 Falla monofásica al 15 % de la línea Yanacocha – La Paz 138 kV (R₄). [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- Falla monofásica al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.

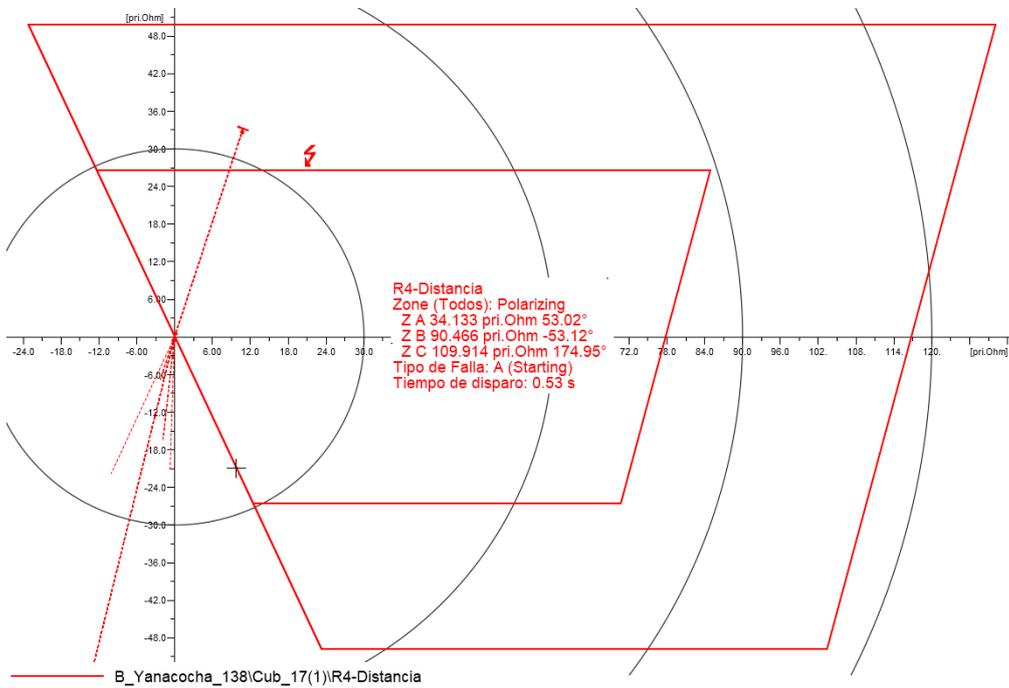


Figura A10.12 Falla monofásica al 85 % de la línea Yanacocha – La Paz 138 kV (R₄). [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

10.4 Línea de transmisión Yanacocha – Cuenca 138 kV para el relé R₅.

- Falla trifásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.

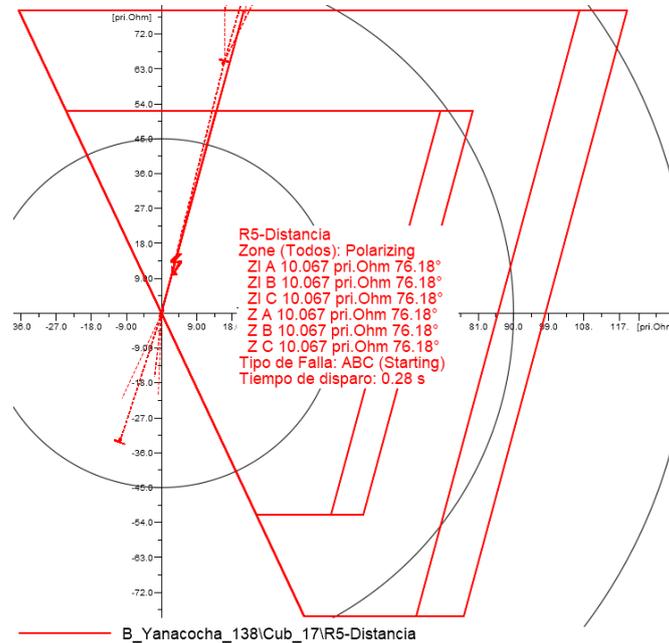


Figura A10.13 Falla trifásica al 15 % de la línea Yanacocha – Cuenca 138 kV (R₅). [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- Falla trifásica al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.

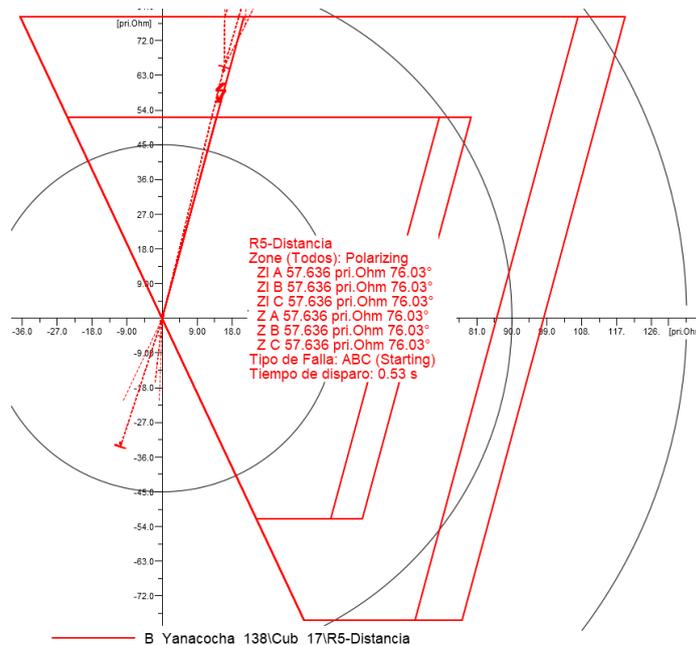


Figura A10.14 Falla trifásica al 85 % de la línea Yanacocha – Cuenca 138 kV (R₅). [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- **Falla monofásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**

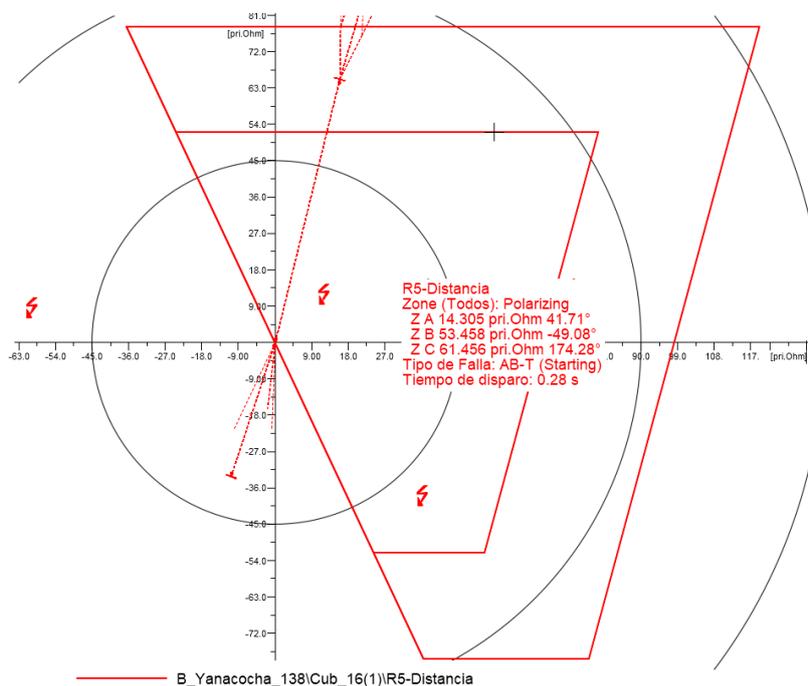


Figura A10.15 Falla monofásica al 15 % de la línea Yanacocha – Cuenca 138 kV (R_s). [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- **Falla monofásica al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**

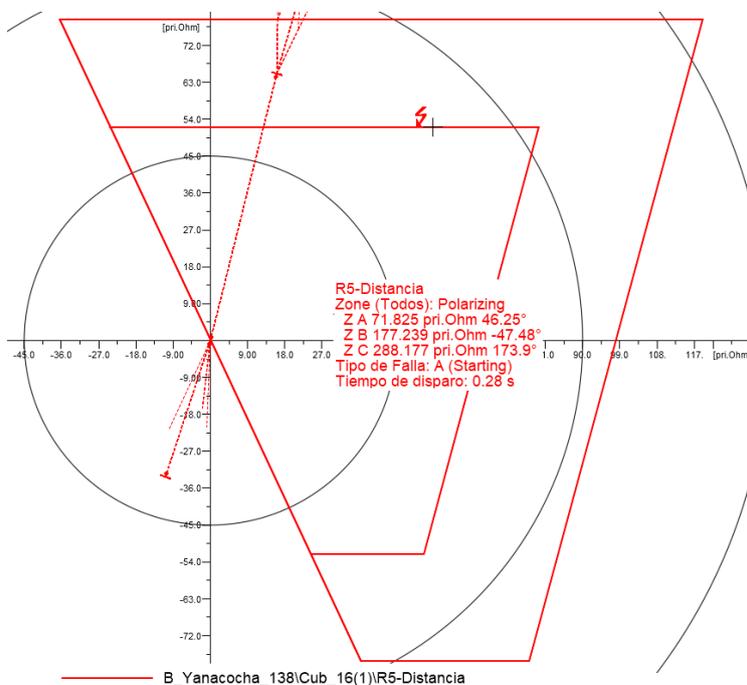


Figura A10.16 Falla monofásica al 85 % de la línea Yanacocha – Cuenca 138 kV (R_s). [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

10.5 Línea de transmisión Cuenca – Yanacocha 138 kV para el relé R₆.

- Falla trifásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.

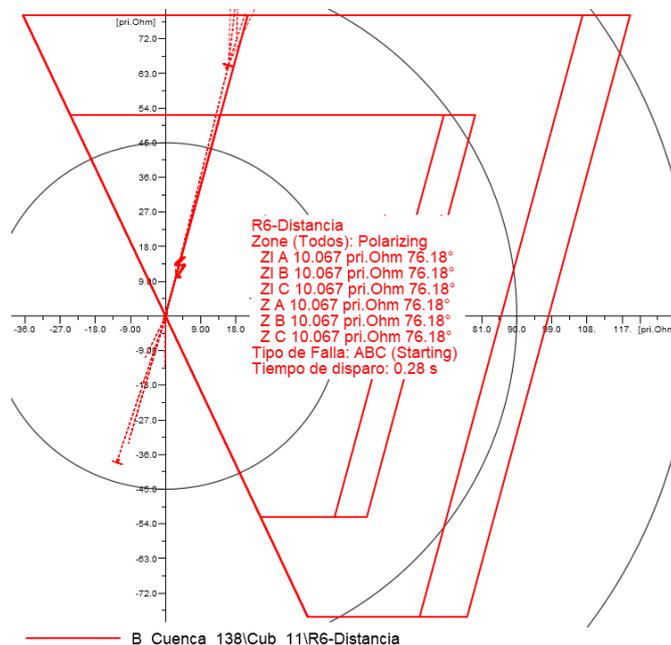


Figura A10.17 Falla trifásica al 15 % de la línea Cuenca – Yanacocha 138 kV (R₆). [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- Falla trifásica al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.

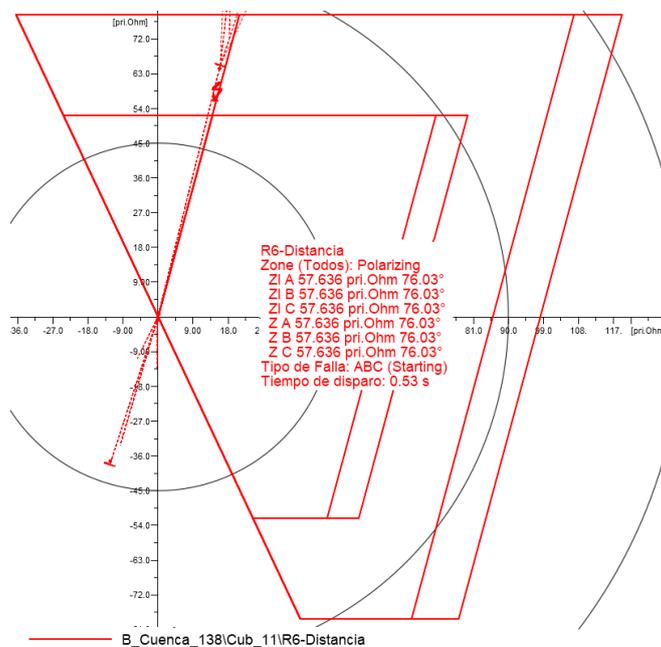


Figura A10.18 Falla trifásica al 85 % de la línea Cuenca – Yanacocha 138 kV (R₆). [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- **Falla monofásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**

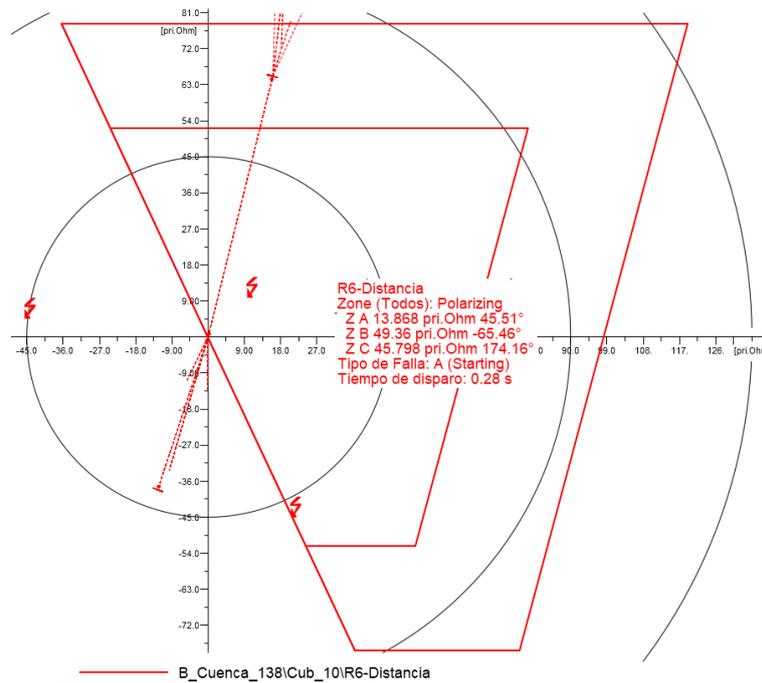


Figura A10.19 Falla monofásica al 15 % de la línea Cuenca – Yanacocha 138 kV (R_0). [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- **Falla monofásica al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**

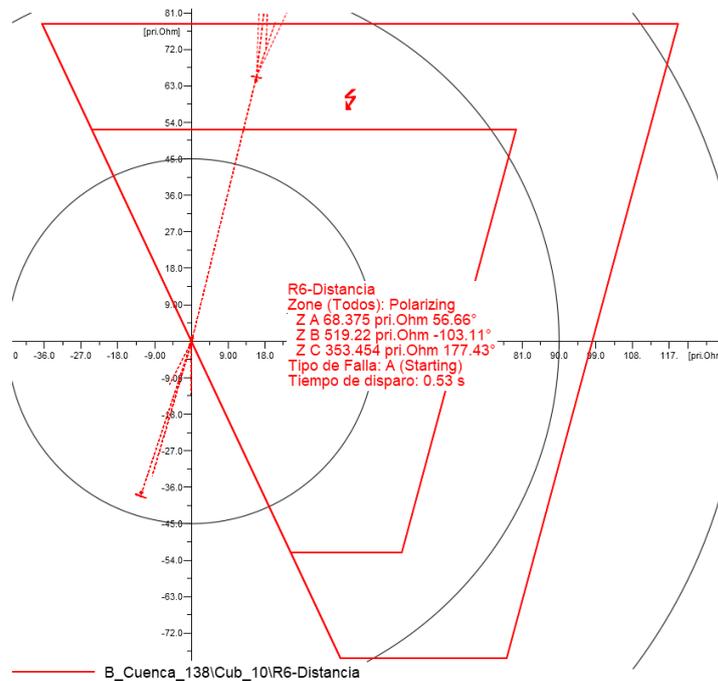


Figura A10.20 Falla monofásica al 85 % de la línea Cuenca – Yanacocha 138 kV (R_0). [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

Anexo XI

Simulaciones en formato gráfico de DigSILENT PowerFactory para verificación de la protección de sobrecorriente direccional a tierra (67N).

11.1 Línea de transmisión La Paz – Yanacocha 138 kV.

- Falla bifásica a tierra al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.
 - Relés R₃ y R₁.

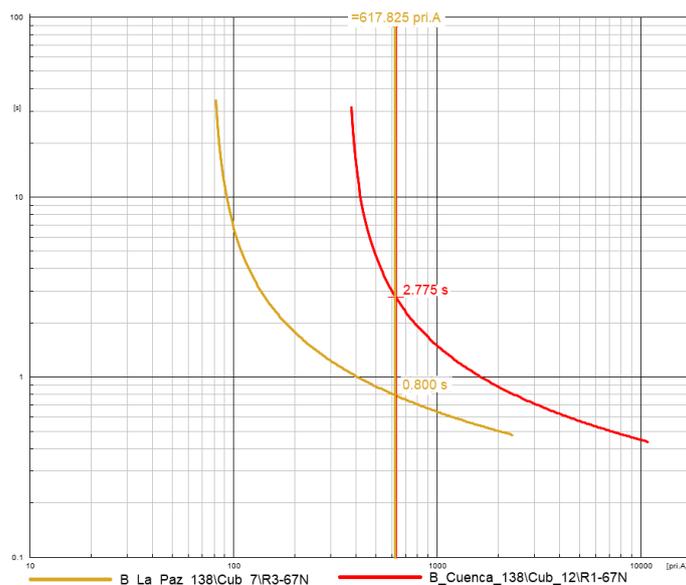


Figura A11.1 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₃ y R₁. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- Relés R₄ y R₆.

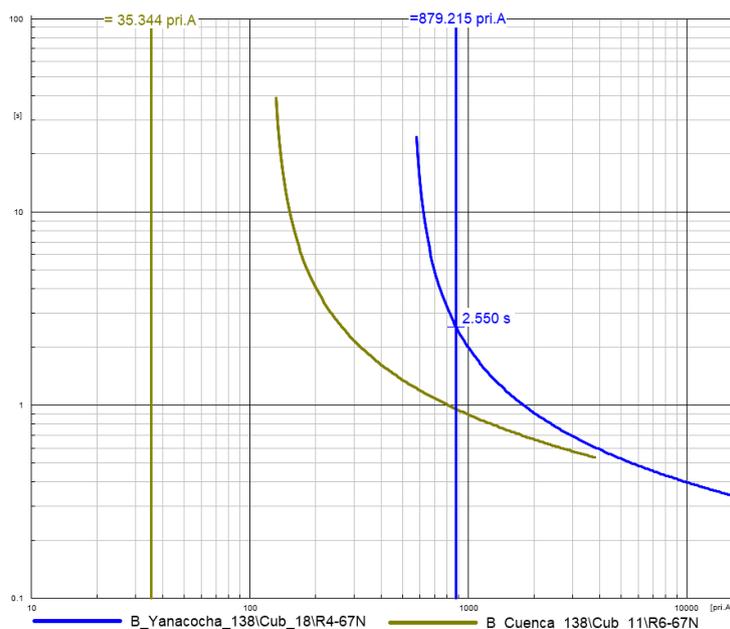


Figura A11.2 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₄ y R₆. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- **Falla bifásica a tierra al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.**
 - Relés R₃ y R₁.

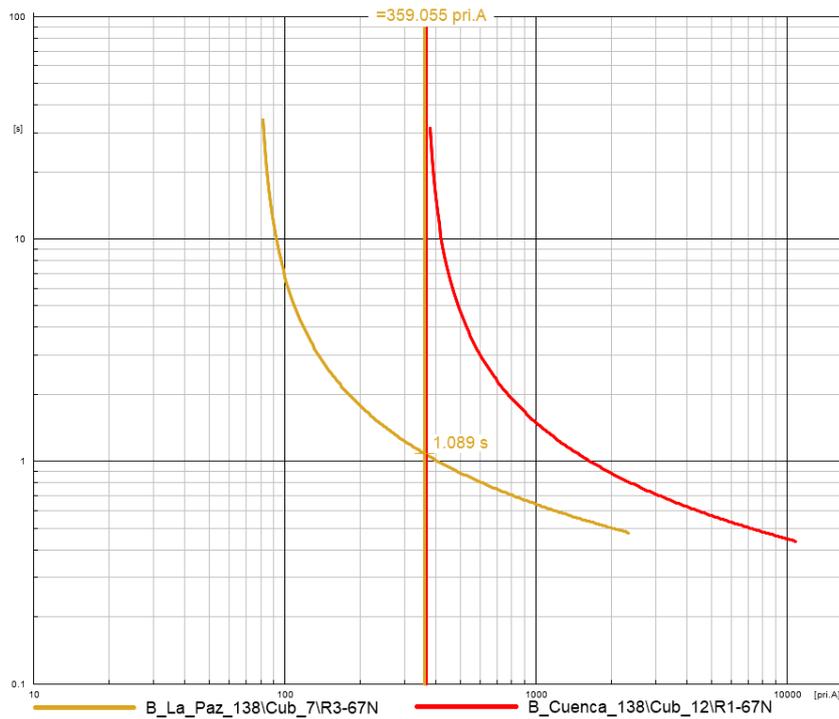


Figura A11.3 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₃ y R₁. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- Relés R₄ y R₆.

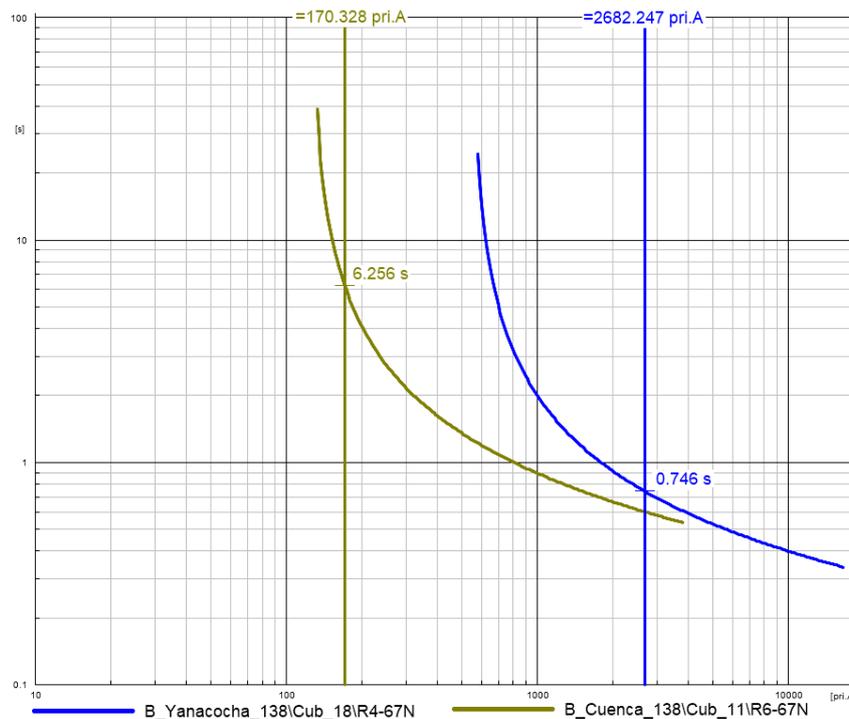


Figura A11.4 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₄ y R₆. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- **Falla monofásica al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.**
 - Relés R₃ y R₁.

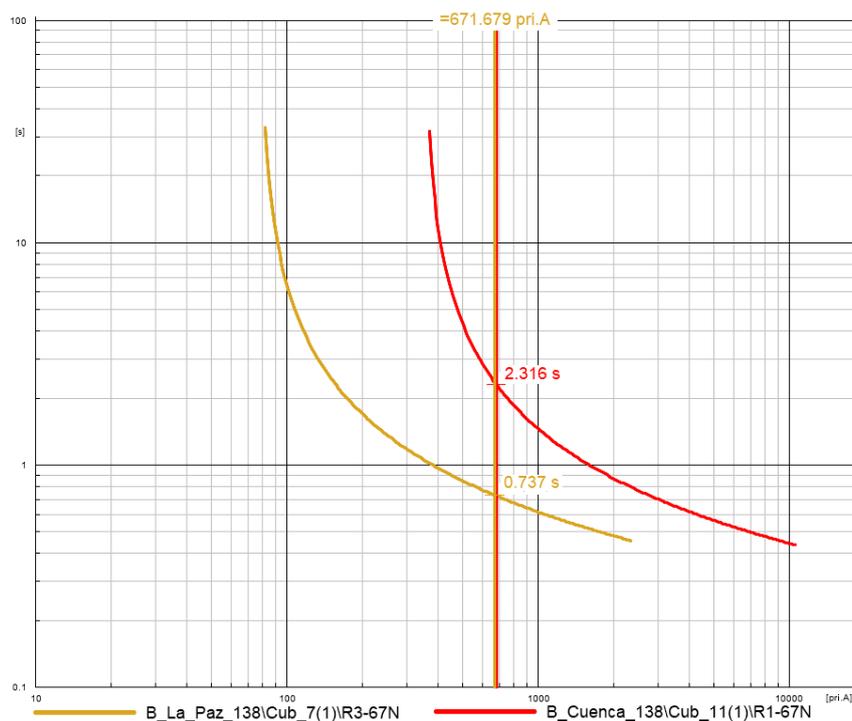


Figura A11.5 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₃ y R₁. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- Relés R₄ y R₆.

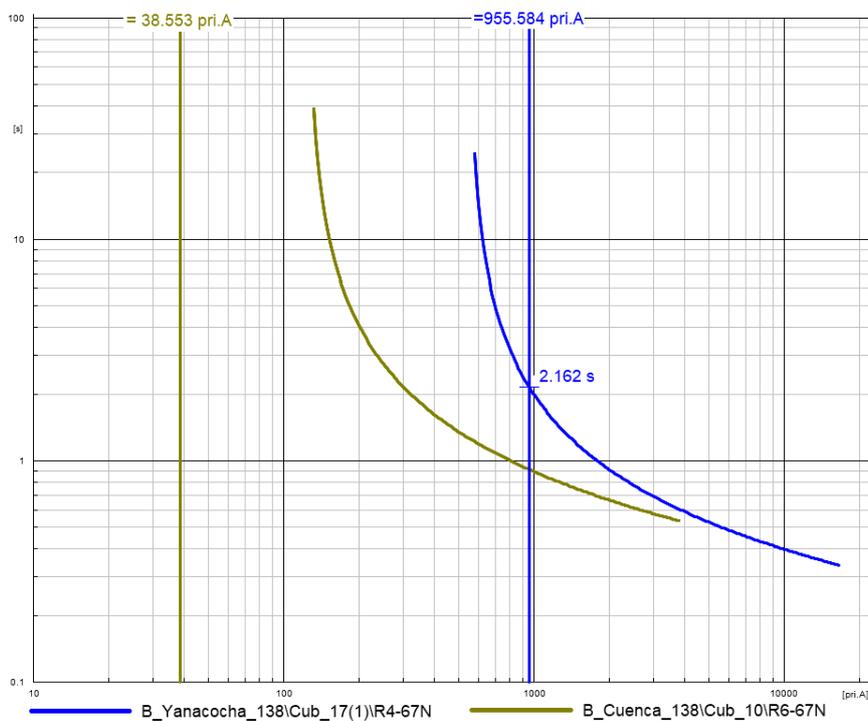


Figura A11.6 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₄ y R₆. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- **Falla monofásica al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.**
 - Relés R₃ y R₁.

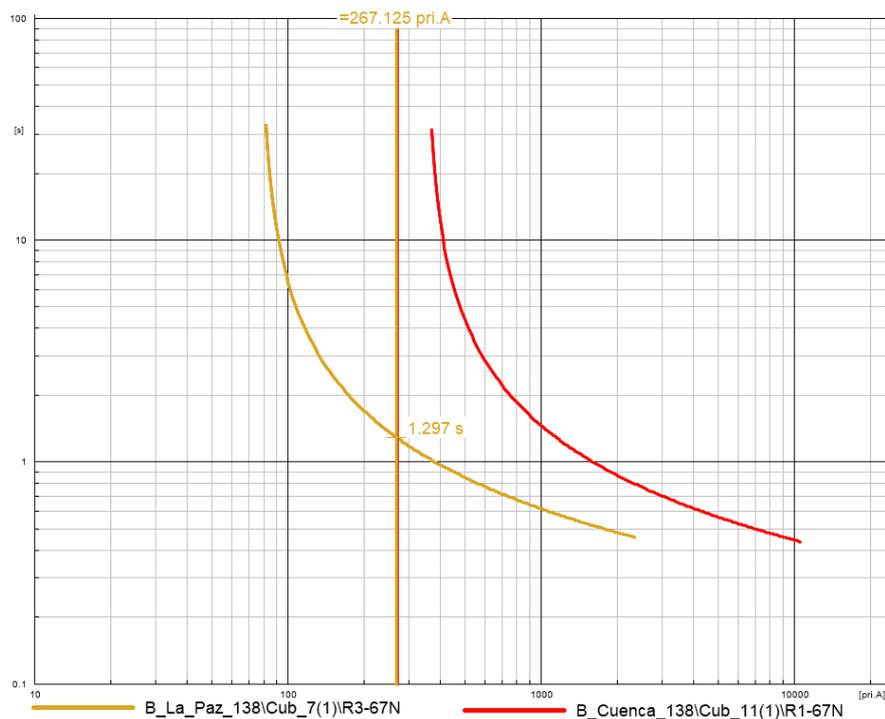


Figura A11.7 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₃ y R₁. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- Relés R₄ y R₆.

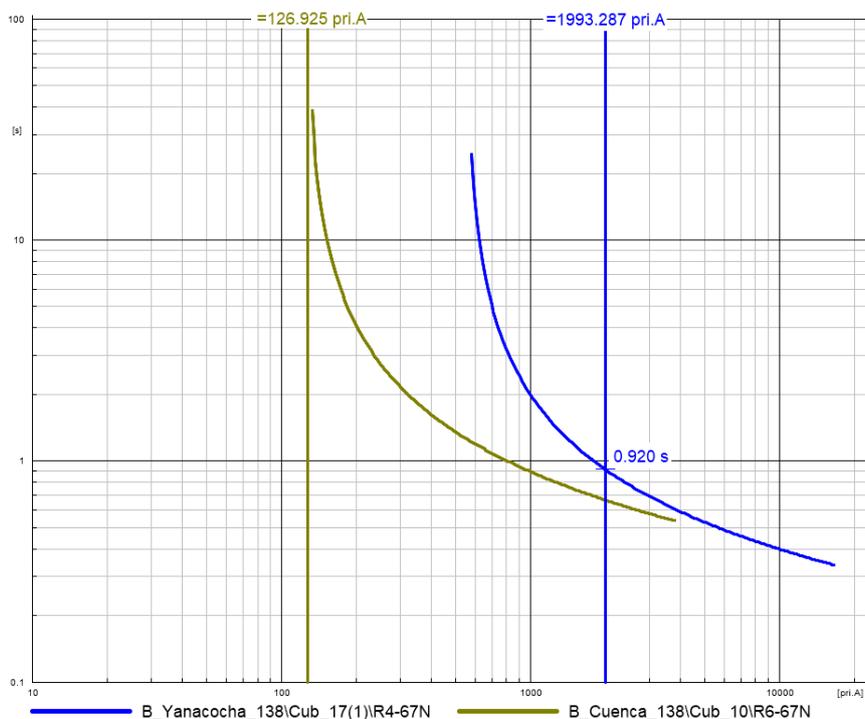


Figura A11.8 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₄ y R₆. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

11.2 Línea de transmisión Yanacocha – Cuenca 138 kV.

- Falla bifásica a tierra al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.
 - Relés R₅ y R₃.

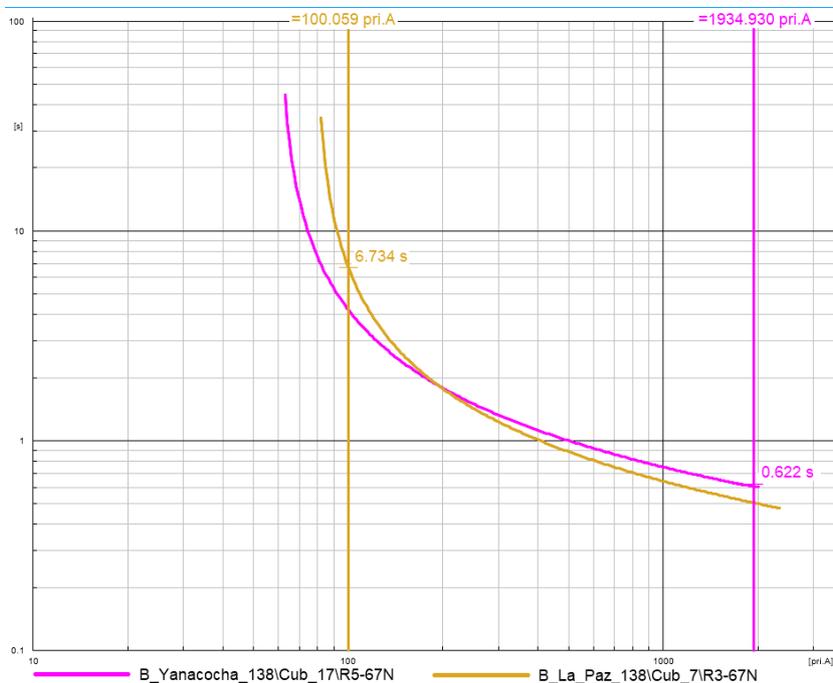


Figura A11.9 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₅ y R₃. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- Relés R₆ y R₂.

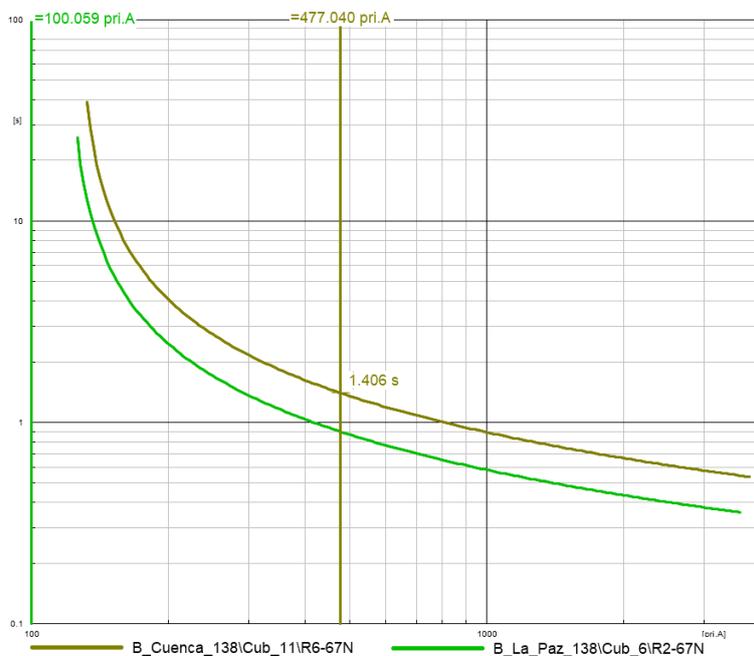


Figura A11.10 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₆ y R₂. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- Falla bifásica a tierra al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda máxima.
 - Relés R₅ y R₃.

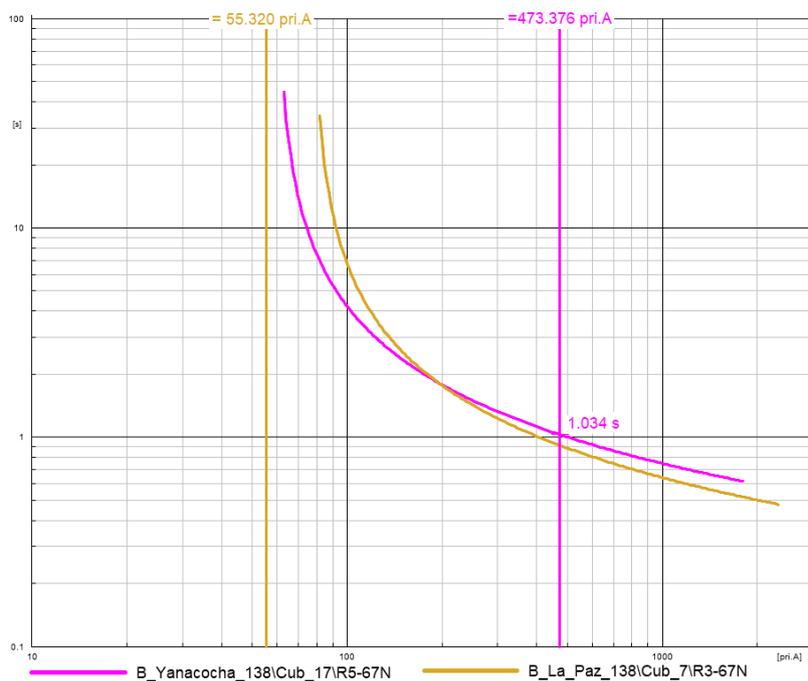


Figura A11.11 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₅ y R₃. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- Relés R₆ y R₂.

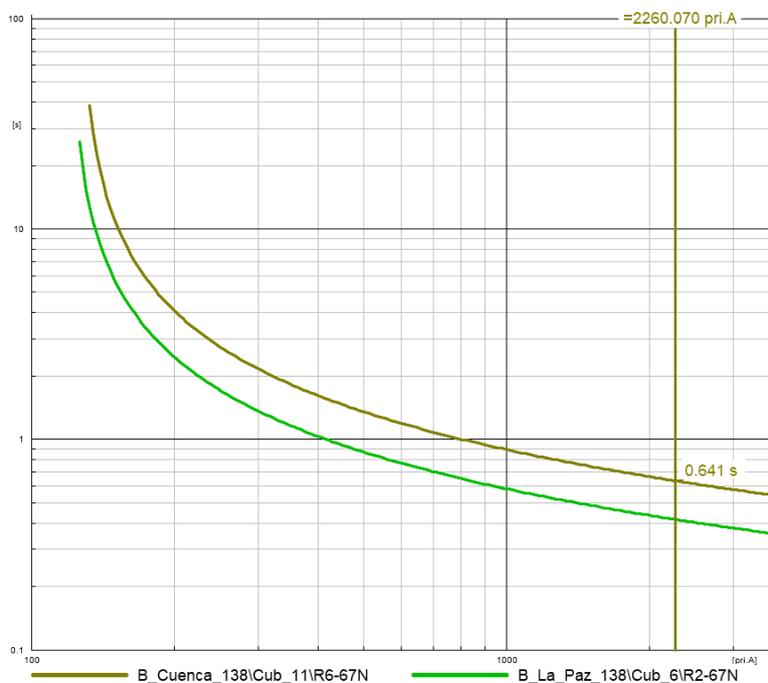


Figura A11.12 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₆ y R₂. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- **Falla monofásica a tierra al 15 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**
 - Relés R₅ y R₃.

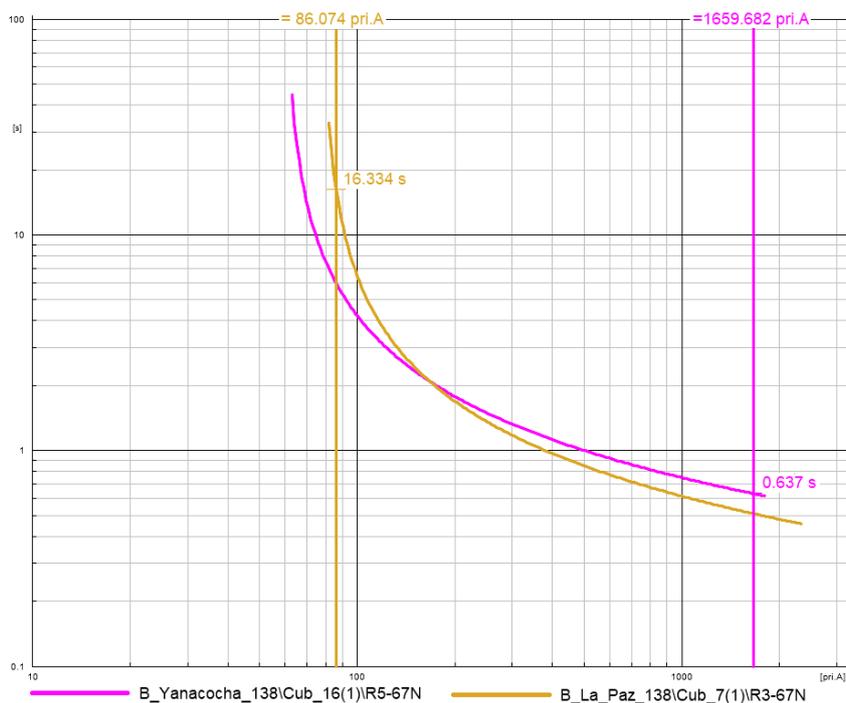


Figura A11.13 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₅ y R₃. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- Relés R₆ y R₂.

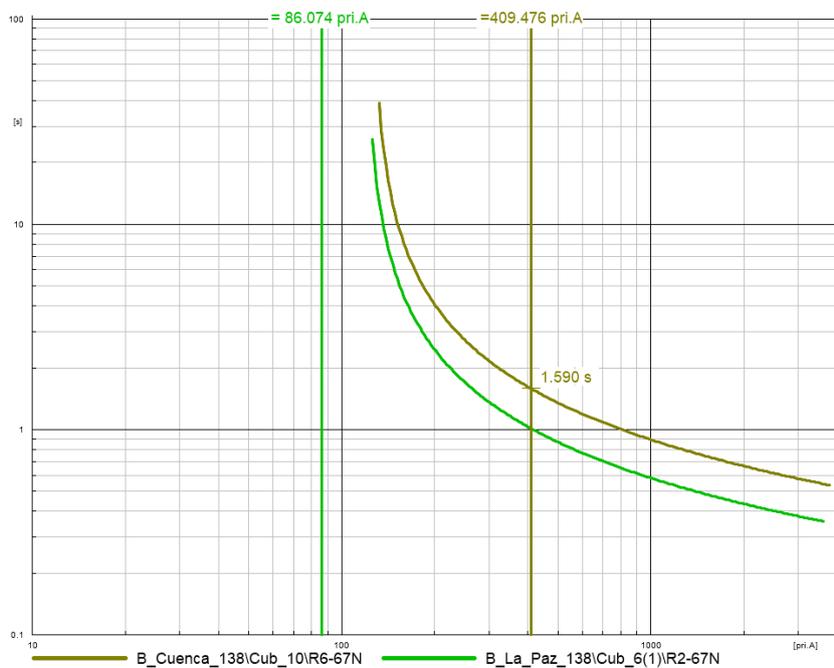


Figura A11.14 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₆ y R₂. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- **Falla monofásica a tierra al 85 % de la línea de transmisión para escenario de demanda mínima.**
 - Relés R₅ y R₃.

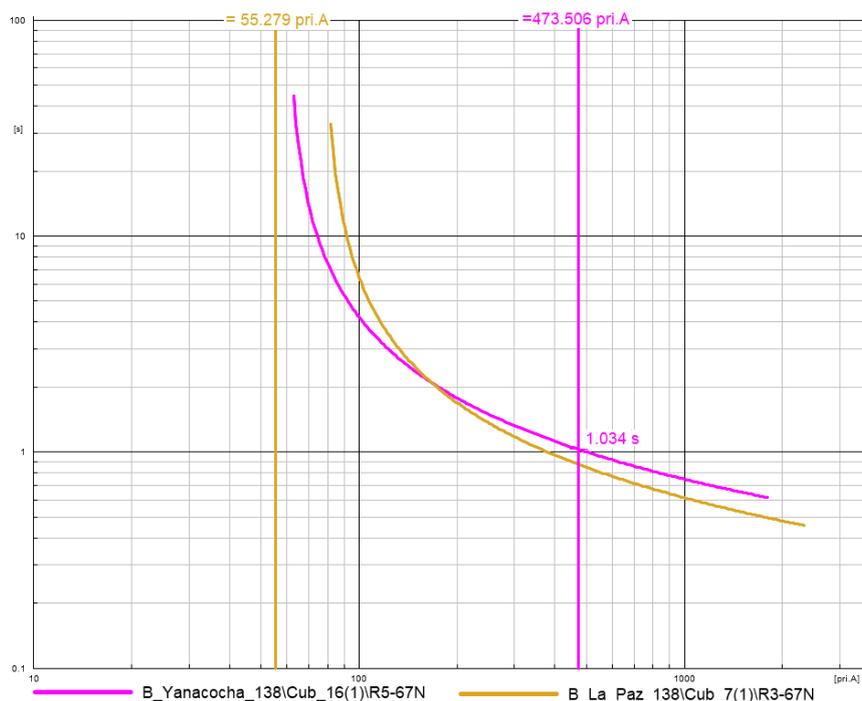


Figura A11.15 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₅ y R₃. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]

- Relés R₆ y R₂.

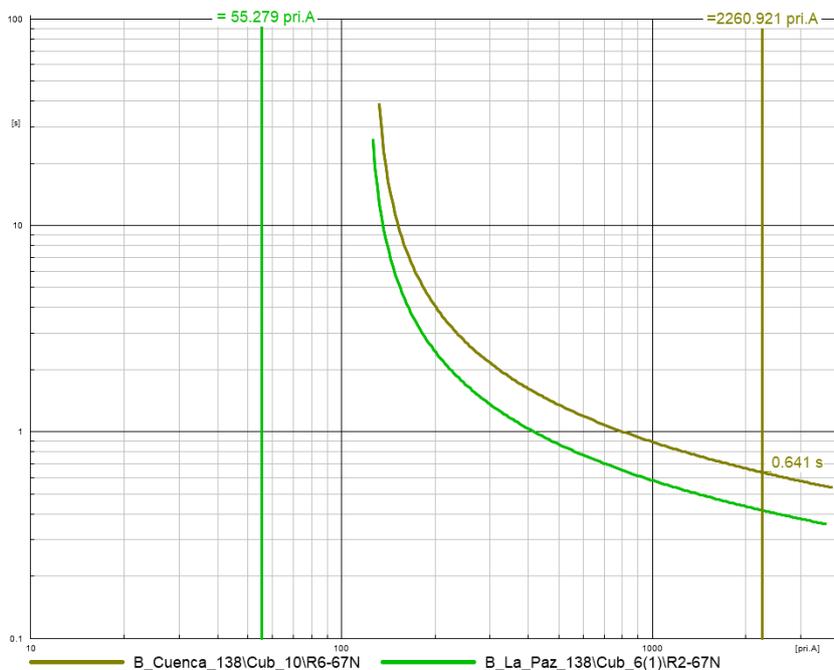


Figura A11.16 Diagrama de tiempo – sobrecorriente para los relés R₆ y R₂. [Tomado de DigSILENT PowerFactory]



Anexo XII

Este anexo se encuentra en un archivo externo, el cual contiene todas las simulaciones realizadas en el software DlgSILENT PowerFactory.