

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN EN
EL SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE
HUAYLAS**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

LUIS ANTONIO RAMÍREZ VERÁSTEGUI

**PROMOCIÓN
2000 - II**

**LIMA – PERU
2006**

**COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN EN EL SUBSISTEMA ELÉCTRICO
CALLEJÓN DE HUAYLAS**

***Dedico este trabajo a:
A la memoria de mi Madre,
inspiración de amor, lucha y sacrificio,
A mi padre, hermanos y amigos,
por el apoyo incondicional en mi carrera.***

SUMARIO

El presente trabajo describe los criterios utilizados para la determinación de los ajustes de los equipos de protección (relés) que se encuentran instalados en las subestaciones de potencia de Caraz, Carhuaz, Huaraz y Ticapampa ubicados en el Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas; en los niveles de tensión de 66, 13.8 y 13.2 kV. Estos criterios obedecen a un análisis previo de flujo potencia y cortocircuito, que son descritos en los dos primeros capítulos de este informe. Para la obtención de estos resultados se ha hecho uso del software de Flujo de Potencia WinFdc, versión 2.01.

En el capítulo tercero se hace una descripción de las funciones de protección utilizadas para la coordinación de protección en las subestaciones antes descritas así como el cálculo correspondiente para el ajuste de los relés que las protegen. Así mismo: se hace notar que en el presente informe se han incrementado los relés de protección diferencial de los transformadores de potencia de las subestaciones de Carhuaz y Ticapampa, las que en la actualidad no cuenta con este tipo de protección.

ÍNDICE

PRÓLOGO

CAPÍTULO I

4

DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS

1.1 Descripción Técnica del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas

4

1.1.1 Subestación Caraz 66/13.8 kV

5

1.1.2 Subestación Carhuaz 66/13.2 kV

5

1.1.3 Subestación Huaraz 66/13.2 kV

5

1.1.4 Subestación Ticapampa 66/13.8 kV

5

1.2 Cálculo de las Impedancias de los Transformadores de Potencia

5

1.2.1 Transformador – S.E. Huallanca

6

1.2.2 Transformador – S.E. Caraz

6

1.2.3 Transformador – S.E. Carhuaz

6

1.2.4 Transformador – S.E. Huaraz

7

1.2.5 Transformador – S.E. Ticapampa

7

1.2.6 Transformador – S.E. Pariac

8

1.3 Parámetros de Líneas Transmisión del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas

8

1.4 Impedancia de Secuencia Positiva de las Líneas de Transmisión

8

1.4.1 Línea 66 kV L-6678 (SE. Huallanca – SE. Caraz)

9

1.4.2 Línea 66 kV L-6679 (SE. Caraz – SE. Carhuaz)

9

1.4.3 Línea 66 kV L -6684 (SE. Caraz – SE. Huaraz)

9

1.4.4 Línea 66 kV L-6680 (SE. Carhuaz – SE. Huaraz)

9

1.4.5 Línea 66 kV L-6681 (Cruce Santa Cruz – SE. Huaraz)

10

1.4.6 Línea 66 kV L-6681 (Cruce Santa Cruz – SE. Ticapampa)

10

1.4.7 C.H. Pariac - Cruce Santa Cruz

10

1.5 Comportamiento de Cargas

10

1.5.1 Máxima Demanda en el Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas

10

1.5.2 Mínima Demanda en el Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas	12
CAPÍTULO II	13
ANÁLISIS DEL FLUJO DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS	
2.1 Análisis de Flujo de Potencia	13
2.1.1 Consideraciones Asumidas	14
2.1.2 Escenarios Considerados	14
2.1.3 Análisis del Escenario - Máxima Demanda y Avenida	14
2.1.4 Análisis del Escenario – Mínima Demanda y Avenida	17
2.1.5 Análisis del Escenario - Máxima Demanda y Estiaje	20
2.1.6 Análisis del Escenario – Mínima Demanda y Estiaje	22
2.2 Análisis de Cortocircuito	25
2.2.1 Análisis del Escenario – Máxima Demanda y Avenida	25
2.2.2 Análisis del Escenario – Mínima Demanda y Avenida	26
2.2.3 Análisis del Escenario - Máxima Demanda y Estiaje	26
2.2.4 Análisis del Escenario – Mínima Demanda y Estiaje	27
2.2.5 Resumen de Cortocircuito	27
CAPÍTULO III	29
CRITERIOS Y CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS DE AJUSTE DE LOS RELÉS DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS	
3.1 Dispositivos de Protección	29
3.1.1 Características básicas	29
3.1.2 Protección con relés de Distancia	32
3.1.3 Protección con relés de Sobrecorriente	39
3.1.4 Protección Diferencial de Transformadores	46
3.1.5 Protección Direccional a Tierra en Sistemas Aislados de Distribución	58
3.2 Cálculo Justificativo de Ajuste de los Relés	64
3.2.1 Protección de Distancia	65
3.2.2 Protección de Sobrecorriente Entre Fases	123
3.2.3 Protección de Sobrecorriente de Fase a Tierra	159
3.2.4 Protección Diferencial de Transformadores	176
3.2.5 Protección Sensitiva de Sobrecorriente Direccional a Tierra (67 NS) en AMT's	192
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	199

ANEXOS	203
ANEXO A: Diagrama Unifilar del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas	
ANEXO B: Lista de Relés y Transformadores de Tensión y Corriente del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas	
ANEXO C: Esquema Unifilar de Flujo de Potencia y Cortocircuito del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas Caso 01: Avenida y Máxima Demanda	
ANEXO D: Esquema Unifilar de Flujo de Potencia y Cortocircuito del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas Caso 02: Avenida y Mínima Demanda	
ANEXO E: Esquema Unifilar de Flujo de Potencia y Cortocircuito del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas Caso 03: Estiaje y Máxima Demanda	
ANEXO F: Esquema Unificar de Flujo de Potencia y Cortocircuito del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas Caso 04: Estiaje y Mínima Demanda	
ANEXO G: Alcances de las Zonas de Operación de los Relés de Distancia	
ANEXO H: Características de Ajuste de los Relés de Distancia General Electric Modelo UR D60	
ANEXO I: Esquemas Eléctricos de Protección del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas	
BIBLIOGRAFÍA	240

PRÓLOGO

Los Sistemas Eléctricos de Potencia han sido diseñados para generar y transferir energía eléctrica, satisfacer la demanda de los usuarios y prever demandas futuras. Para mantener a los usuarios satisfechos con un servicio continuo y confiable, el total de los equipos que conforman una Subestación Eléctrica de Potencia deberán ser mantenidos en perfecto estado de operación, lo cual se consigue de dos formas: La primera es mediante un programa de mantenimiento para cada componente, con el fin de prevenir fallas que podrían destruir los componentes utilizados y la segunda forma es controlar las fallas para minimizar los efectos destructivos que pudieran ocurrir. El relé de protección es el dispositivo que opera instantáneamente para desconectar la zona en falla, protegiendo al sistema eléctrico de fallas permanentes que podrían ocasionar grandes daños al sistema y así minimizar las interrupciones del servicio eléctrico. Así mismo los relés de protección tienen la función de indicar el tipo de falla y la localización de la misma, de tal manera que la comparación con la observación humana y los registros de falla contribuyan en el análisis de la efectividad de la prevención de fallas y la mitigación de sus efectos.

Los relés de protección son ayudados en su función por los interruptores que son los encargados de desconectar el elemento defectuoso ya sea en condiciones normales (operación del sistema) o en cortocircuito que se da cuando el equipo de protección (relés) se los manda. Los interruptores están localizados de tal forma que cada equipo (generador, transformador, línea, etc.) pueda desconectarse por completo del resto del sistema, o sea que los interruptores siempre se encuentren como elemento separador entre dos (2) equipos.

Por otro lado, los fusibles se utilizan como elementos de protección cuando los relés y los interruptores no son justificables económicamente.

Una falla es por lo general un cortocircuito que implica sobrecorrientes y/o desbalance de tensión. Las fallas son producidas por el rompimiento del aislamiento, el cual puede ser producido por: el aire (fuertes vientos), ramas de árboles sobre las líneas de transmisión, aves, envejecimiento de conductores y aisladores, humedad, contaminación (industrial,

salinidad marina, suciedad), calentamiento, fuego y sobretensiones producidas por rayos, etc.

En un sistema típico de potencia las fallas se distribuyen de la siguiente forma:

Líneas de Transmisión	33%
Cables	9%
Equipos de maniobra	10%
Equipos de generación	7%
Equipos de transformación	12%
Sistemas secundarios	29%

Cerca del ochenta y cinco por ciento (85 %) de las fallas son monofásicas a tierra, el cinco por ciento (5%) involucran más de una fase y el diez por ciento (10%) son del tipo mecánico o anormal.

El presente Informe de Suficiencia comprenderá el Estudio del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas cuyas subestaciones de transformación de potencia lo conforman Caraz, Carhuaz, Huaraz y Ticapampa, estas subestaciones pertenecen a la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronorte Medio S.A. (Hidrandina S.A.) que serán motivo de estudio y análisis en tres capítulos distribuidos de la siguiente manera:

Capítulo I: Se hará una descripción técnica de la subestaciones de transformación que comprenden el Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas. En este capítulo también se mostrará los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión, así como la determinación de las impedancias de los transformadores de cada subestación de potencia, que luego serán utilizadas en el *Capítulo III*. También se realizará el análisis del comportamiento de las cargas que comprenden el sistema eléctrico, materia del presente estudio.

Capítulo II: En este capítulo se realizará la evaluación del flujo de potencia, así como la determinación de las corrientes de cortocircuito del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas obtenidas con el software WinFdc, versión 2.01.

Capítulo III: Este capítulo comprenderá la descripción de los criterios y filosofías utilizadas para la coordinación de la protección del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas, en las que se determinarán los ajustes recomendados para la protección de distancia y sobrecorriente en las líneas de transmisión. También se describirán las protecciones que son utilizadas para los transformadores de potencia del Subsistema

Eléctrico Callejón de Huaylas tales como la protección diferencial, protección de sobrecorriente de fases y de fase a tierra, siendo éstas las protecciones más importantes de los transformadores.

Finalmente, se realizará el análisis de los criterios establecidos para la determinación de las protecciones en los alimentadores de media tensión en sistemas con neutro aislados.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS

El Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas está ubicado en el departamento de Ancash y comprende las localidades de Caraz, Yungay, Ranrahirca, Carhuaz, Huaraz, Recuay, Catac y Ticapampa. La empresa concesionaria responsable de operar los sistemas de subtransmisión eléctrica y las redes de distribución primaria y secundaria es Hidrandina S.A. Para poder cumplir con la actividad básica de brindar un buen suministro eléctrico, en su área de concesión, Hidrandina S.A. cuenta con líneas de sub transmisión, subestaciones de transformación y redes de distribución primaria en los niveles de 66, 13.8, 13.2 kV; así como con redes de distribución secundarias en 338/220 V de 5 hilos y 220 V de 4 hilos. A las subestaciones de transformación de Hidrandina S.A se le suministra energía eléctrica a través de la Central Hidroeléctrica del Cañón del Pato de la empresa EGENOR y de la Central Hidroeléctrica de Pariac de la empresa CAHUA.

1.1 Descripción Técnica del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas

Las subestaciones involucradas en el presente estudio son la SE. Caraz 66/13.8 kV, SE. Carhuaz 66/13.2 kV, SE. Huaraz 66/13.2 kV y la SE. Ticapampa 66/13.8 kV, que se encuentran interconectadas a través de las siguientes líneas de sub transmisión en 66 kV

- L-6678 (SE. Huallanca – SE. Caraz) de 29.1 Km,
- L-6679 (SE. Caraz - SE. Carhuaz) de 32.4 Km
- L-6680 (SE. Carhuaz – SE. Huaraz) de 29.2 Km
- L-6684 (SE. Caraz – SE. Huaraz) de 62 Km
- L-6681 (SE. Huaraz – SE. Ticampa) de 30 Km,

En el diagrama unifilar del Subsistema Eléctrico en estudio se encuentra detallado en el **ANEXO A** del presente estudio.

En los ítems siguientes se detallarán las características de los transformadores de potencia que se encuentran instalados en las subestaciones que intervendrán en el presente estudio.

1.1.1 Subestación Caraz 66/13.8 kV

Transformador de Potencia	5 / 6.25 MVA (ONAN y ONAF)
Relación de Transformación	66 / 13.8 kV
Grupo de Conexión	YNd5
Con regulación bajos Carga	$\pm 9 \times 1.11\%$
Tensión de Cortocircuito	6%

1.1.2 Subestación Carhuaz 66/13.2 kV

Transformador de Potencia	2.5 MVA (ONAN)
Relación de Transformación	66 / 13.2 kV
Grupo de Conexión	YNd11
Sin regulación bajos carga	$\pm 2 \times 2.50\%$
Tensión de Cortocircuito	6%

1.1.3 Subestación Huaraz 66/13.2 kV

Transformador de Potencia	9.2 MVA (ONAN)
Relación de Transformación	60.016 / 13.2 kV
Grupo de Conexión	YNd5
Con regulación bajos carga	$\pm 12 \times 0.846\%$
Tensión de Cortocircuito	8.1%

1.1.4 Subestación Ticapampa 66/13.8 kV

Transformador de Potencia	5 MVA (ONAN)
Relación de Transformación	66 / 13.8 kV
Grupo de Conexión	YNd5
Con regulación bajos Carga	$\pm 9 \times 1.11\%$
Tensión de Cortocircuito	6.3%

1.2 Cálculo de las Impedancias de los Transformadores de Potencia

Seguidamente determinaremos las Impedancias de los Transformadores de Potencia en Ohms referidas al Primario y Secundario del mismo; estos resultados luego serán utilizadas en los cálculos justificativos de la protección de distancia del Capítulo III. Para la determinación de estos resultados haremos uso de las siguientes ecuaciones:

$$Z_{\text{Primario}} (\Omega) = \frac{(V_{\text{Primario}}(\text{kV}))^2}{N(\text{MVA})} \quad (1.1)$$

$$\Rightarrow Z_{\text{Trafo-Primario}} (\Omega) = V_{cc} * Z_{\text{Primario}} (\Omega) \quad (1.2)$$

$$Z_{\text{Secundario}} (\Omega) = \frac{(V_{\text{Secundario}}(\text{kV}))^2}{N(\text{MVA})} \quad (1.3)$$

$$\Rightarrow Z_{\text{Trafo-Secundario}} (\Omega) = V_{cc} * Z_{\text{Secundario}} (\Omega) \quad (1.4)$$

1.2.1 Transformador - SE. Huallanca

$$N = 20 \text{ MVA}$$

$$V_{cc} = 9.30\%$$

$$V_{\text{Primario}} = 138 \text{ kV}$$

$$V_{\text{Secundario}} = 66 \text{ kV}$$

De las ecuaciones (1.1), (1.2), (1.3) y (1.4), obtenemos:

$$Z_{\text{Primario}} = 952.2 (\Omega)$$

$$\Rightarrow Z_{\text{Trafo-Primario}} = 88.55(\Omega)$$

$$Z_{\text{Secundario}} = 217.8 (\Omega)$$

$$\Rightarrow Z_{\text{Trafo-Secundario}} = 20.26(\Omega)$$

1.2.2 Transformador - SE Caraz

$$N = 5 \text{ MVA}$$

$$V_{cc} = 6\%$$

$$V_{\text{Primario}} = 66 \text{ kV}$$

$$V_{\text{Secundario}} = 13.8 \text{ kV}$$

De las ecuaciones (1.1), (1.2), (1.3) y (1.4), obtenemos:

$$Z_{\text{Primario}} = 871.2 (\Omega)$$

$$\Rightarrow Z_{\text{Trafo-Primario}} = 52.27(\Omega)$$

$$Z_{\text{Secundario}} = 38.09 (\Omega)$$

$$\Rightarrow Z_{\text{Trafo-Secundario}} = 2.29(\Omega)$$

1.2.3 Transformador - SE Carhuaz

$$N = 2.5 \text{ MVA}$$

$$V_{cc} = 6\%$$

$$V_{\text{Primario}} = 66 \text{ kV}$$

$$V_{\text{Secundario}} = 13.2 \text{ kV}$$

De las ecuaciones (1.1), (1.2), (1.3) y (1.4), obtenemos:

$$Z_{\text{Primario}} = 1742.4 (\Omega)$$

$$\Rightarrow Z_{\text{Trafo-Primario}} = 104.5 (\Omega)$$

$$Z_{\text{Secundario}} = 69.70 (\Omega)$$

$$\Rightarrow Z_{\text{Trafo-Secundario}} = 4.18 (\Omega)$$

1.2.4 Transformador - SE Huaraz

$$N = 9.2 \text{ MVA}$$

$$V_{cc} = 8.10\%$$

$$V_{\text{Primario}} = 60.016 \text{ kV}$$

$$V_{\text{Secundario}} = 13.2 \text{ kV}$$

De las ecuaciones (1.1), (1.2), (1.3) y (1.4), obtenemos:

$$Z_{\text{Primario}} = 391.51 (\Omega)$$

$$\Rightarrow Z_{\text{Trafo-Primario}} = 31.71 (\Omega)$$

$$Z_{\text{Secundario}} = 18.94 (\Omega)$$

$$\Rightarrow Z_{\text{Trafo-Secundario}} = 1.53 (\Omega)$$

1.2.5 Transformador - SE Ticapampa

$$N = 5 \text{ MVA}$$

$$V_{cc} = 6.30\%$$

$$V_{\text{Primario}} = 66 \text{ kV}$$

$$V_{\text{Secundario}} = 13.8 \text{ kV}$$

De las ecuaciones (1.1), (1.2), (1.3) y (1.4), obtenemos:

$$Z_{\text{Primario}} = 871.2 (\Omega)$$

$$\Rightarrow Z_{\text{Trafo-Primario}} = 38.09 (\Omega)$$

$$Z_{\text{Secundario}} = 38.09 (\Omega)$$

$$\Rightarrow Z_{\text{Trafo-Secundario}} = 2.40 (\Omega)$$

1.2.6 Transformador - SE Pariac

$$N = 9.2 \text{ MVA}$$

$$V_{cc} = 6\%$$

$$V_{\text{Primario}} = 66 \text{ kV}$$

$$V_{\text{Secundario}} = 13.2 \text{ kV}$$

De las ecuaciones (1.1), (1.2), (1.3) y (1.4), obtenemos:

$$Z_{\text{Primario}} = 473.48 (\Omega)$$

$$\Rightarrow Z_{\text{Trafo-Primario}} = 28.41 (\Omega)$$

$$Z_{\text{Secundario}} = 18.94 (\Omega)$$

$$\Rightarrow Z_{\text{Trafo-Secundario}} = 1.14 (\Omega)$$

1.3 Parámetros de las Líneas de Transmisión del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas

En la TABLA N° 1.1 se muestran los parámetros medido de las líneas de transmisión en 66 kV que son motivo de estudio:

TABLA N° 1.1
PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

DESCRIPCION	UNIDAD	L-6678 HUALLANCA CARAZ	L-6679 CARAZ CARHUAZ	L-6680 CARHUAZ HUARAZ	L-6684 CARAZ HUARAZ	L-6681 HUARAZ TICAPAMPA	L-6686 PARIAC HUARAZ
Tensión	kV	66.00	66.00	66.00	66.00	66.00	66.00
Longitud	km	29.10	32.40	29.20	62.30	30.00	14.00
R1	ohm/km	0.290	0.426	0.426	0.427	0.479	0.479
X1	ohm/km	0.524	0.529	0.537	0.533	0.518	0.518
R0	ohm/km	0.658	0.810	0.575	0.692	0.829	0.829
X0	ohm/km	1.755	1.610	1.727	1.711	1.624	1.624
Total R1	ohm	8.448	13.802	12.430	26.627	14.367	1.916
Total X1	ohm	15.248	17.149	15.669	33.206	15.537	2.072
Total Z1	ohm	17.432	22.014	20.001	42.563	21.161	2.822
Ang Z1	grados	61.013	51.172	51.574	51.275	47.241	47.241
Total Ro	ohm	19.136	26.254	16.796	43.124	24.861	3.315
Total Xo	ohm	51.071	52.148	50.420	106.583	48.708	6.494
Total Z0	ohm	54.538	58.384	53.144	114.976	54.686	7.291
Ang Zo	grados	69.459	63.277	71.576	67.971	62.960	62.960

1.4 Impedancias de Secuencia Positiva de las Líneas de Transmisión

Del acápite anterior determinaremos las Impedancias de las Líneas de Transmisión de Secuencia Positiva para el Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas; estos cálculos luego serán utilizados en los cálculos justificativos de la protección de distancia del

Capítulo III. La impedancia de secuencia positiva de las líneas de transmisión en ohmios será determinada tomando los datos de la Tabla N° 1.1 y con las siguientes ecuaciones:

$$Z_1 = R_1 + jX_1 \quad (\Omega / Km) \quad (1.5)$$

$$\Rightarrow Z = (R_1 + jX_1)(L) \quad (\Omega) \quad (1.6)$$

Donde:

Z_1 : es la impedancia de secuencia positiva de la línea en (Ω / Km)

Z : es la impedancia de secuencia positiva de la línea en (Ω)

L : es la longitud de la línea en Km.

1.4.1 Línea 66 kV L-6678 (SE. Huallanca – SE. Caraz)

De la Tabla N°1.1 y de las ecuaciones (1.5) y (1.6) obtenemos:

$$Z_1 = 0.2903 + j0.524 (\Omega / Km)$$

$$L = 29.1 (Km)$$

$$Z = 8.4477 + j15.2484 (\Omega)$$

$$Z = 17.43 \angle 61.01^\circ (\Omega)$$

1.4.2 Línea 66 kV L-6679 (SE. Caraz – SE. Carhuaz)

De la Tabla N°1.1 y de las ecuaciones (1.5) y (1.6) obtenemos:

$$\bar{Z}_1 = 0.426 + j0.5293 (\Omega / Km)$$

$$L = 32.4 (Km)$$

$$\bar{Z} = 13.8024 + j17.1493 (\Omega)$$

$$Z = 22.01 \angle 51.17^\circ (\Omega)$$

1.4.3 Línea 66 kV L -6684 (SE. Caraz – SE. Huaraz)

De la Tabla N°1.1 y de las ecuaciones (1.5) y (1.6) obtenemos:

$$Z_1 = 0.4274 + j0.533 (\Omega / Km)$$

$$L = 62 (Km)$$

$$Z = 26.4988 + j33.4988 (\Omega)$$

$$\bar{Z} = 42.36 \angle 51.27^\circ (\Omega)$$

1.4.4 Línea 66 kV L-6680 (SE. Carhuaz – SE. Huaraz)

De la Tabla N°1.1 y de las ecuaciones (1.5) y (1.6) obtenemos:

$$\bar{Z}_1 = 0.4257 + j0.5366 (\Omega / Km)$$

$$L = 29.2(Km)$$

$$Z = 12.4304 + j15.6688(\Omega)$$

$$Z = 20.00 \angle 51.57^\circ (\Omega)$$

1.4.5 Línea 66 kV L-6681 (Cruce Santa Cruz – SE.Huaraz)

De la Tabla N°1.1 y de las ecuaciones (1.5) y (1.6) obtenemos:

$$Z_i = 0.4789 + j0.5179(\Omega / Km)$$

$$L = 10(Km)$$

$$Z = 4.789 + j5.179(\Omega)$$

$$Z = 7.05 \angle 47.24^\circ (\Omega)$$

1.4.6 Línea 66 kV L-6681 (Cruce Santa Cruz – SE.Ticapampa)

De la Tabla N°1.1 y de las ecuaciones (1.5) y (1.6) obtenemos:

$$\bar{Z}_i = 0.4789 + j0.5179(\Omega / Km)$$

$$L = 20(Km)$$

$$\bar{Z} = 9.578 + j10.358(\Omega)$$

$$Z = 14.108 \angle 47.24^\circ (\Omega)$$

1.4.7 C.H. Pariac - Cruce Santa Cruz

De la Tabla N°1.1 y de las ecuaciones (1.5) y (1.6) obtenemos:

$$\bar{Z}_i = 0.4789 + j0.5179(\Omega / Km)$$

$$L = 4(Km)$$

$$\bar{Z} = 1.9156 + j2.0716(\Omega)$$

$$\bar{Z} = 2.82 \angle 47.24^\circ (\Omega)$$

1.5 Comportamiento de Cargas

Las cargas del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas son predominantemente rurales, con factores de carga y factores de promedio por el orden de 0.65 a 0.90

1.5.1 Máxima Demanda en el Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas

En el cuadro que describimos a continuación (Tabla N° 1.2) podemos observar que la carga principal del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas es el de la SE. Huaraz, cuya máxima demanda promedio es de 7.90 MW, mientras que la máxima

demanda promedio de las SS.EE. Caraz, Carhuaz y Ticapampa son 2.28, 1.93 y 1.05 MW respectivamente.

TABLA N° 1.2
MÁXIMA DEMANDA DE SS.EE. Y AMT's DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO
CALLEJÓN DE HUAYLAS

	ENE-04	FEB-04	MAR-04	ABR-04	MAY-04	JUN-04	JUL-04	AGO-04	SET-04	OCT-04	NOV-04	DIC-04
SE. CARAZ	2.21	2.22	2.21	2.22	2.26	2.20	2.27	2.34	2.37	2.37	2.34	2.30
AMT CRZ_101	1.06	1.09	1.12	1.11	1.11	1.09	1.08	1.11	1.11	1.12	1.10	1.09
AMT CRZ_102	1.23	1.11	1.06	1.10	1.14	1.10	1.11	1.10	1.25	1.22	1.22	1.21
SE. CARHUAZ	1.90	1.92	1.94	1.97	1.94	1.95	1.94	1.96	1.94	1.99	1.89	1.80
AMT CRH_101	0.36	0.36	0.38	0.37	0.37	0.36	0.36	0.39	0.42	0.38	0.37	0.38
AMT CRH_102	0.98	0.96	1.02	1.01	1.02	1.00	1.00	1.08	1.05	1.10	1.01	0.92
AMT CRH_103	0.61	0.60	0.59	0.60	0.59	0.59	0.59	0.57	0.55	0.58	0.55	0.55
SE. HUARAZ	7.29	7.41	7.70	7.89	8.02	7.96	8.04	8.16	8.05	7.99	7.93	7.89
AMT HRZ_101	2.70	2.66	2.70	2.80	2.80	2.70	2.81	2.57	2.53	2.54	2.53	2.52
AMT HRZ_102	2.32	2.31	2.32	2.27	2.33	2.32	2.30	2.35	2.33	2.32	2.45	2.50
AMT HRZ_103	1.10	1.06	1.11	1.15	1.19	1.12	1.14	1.43	1.40	1.39	1.33	1.39
AMT HRZ_104	1.24	1.24	1.43	1.53	1.54	1.54	1.54	1.59	1.53	1.54	1.58	1.34
AMT HRZ_105	0.26	0.28	0.30	0.34	0.32	0.32	0.32	0.31	0.33	0.33	0.33	0.32
SE. TICAPAMPA	1.00	1.00	1.02	0.99	1.12	0.99	1.04	1.05	1.04	1.07	1.04	1.08
AMT TCP_101	0.24	0.24	0.25	0.24	0.25	0.25	0.24	0.25	0.26	0.26	0.24	0.24
AMT TCP_102	0.11	0.11	0.11	0.09	0.10	0.09	0.09	0.10	0.09	0.11	0.10	0.10
AMT TCP_103	0.52	0.51	0.52	0.52	0.54	0.54	0.49	0.55	0.54	0.54	0.54	0.57
AMT TCP_104	0.23	0.24	0.23	0.27	0.27	0.23	0.25	0.22	0.22	0.22	0.21	0.21

En el cuadro siguiente (**Tabla N° 1.3**) se muestra el día y la hora en el año 2004, en la que se ha llegado a obtener la máxima demanda en cada una de las subestaciones del Callejón de Huaylas, así mismo se muestra la potencia reactiva que se obtuvo en esa oportunidad. Estos resultados han sido utilizados para la simulación de flujo de potencia y cortocircuito en Avenida y Estiaje en Máxima Demanda del Capítulo II del presente informe.

TABLA N° 1.3
MÁXIMA DEMANDA DEL AÑO 2004

S.E.	MW	MVAR	MES	HORA
CARAZ	2.37	0.92	05_OCT_04	19:15
CARHUAZ	1.99	0.60	14_OCT_04	19:30
HUARAZ	8.16	4.14	03_AGO_04	19:30
TICAPAMPA	1.12	0.66	24_MAY_04	19:15

1.5.2 Mínima Demanda en el Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas

En el cuadro siguiente (Tabla N° 1.4) se muestra el día y la hora en el año 2004, de mínima demanda de cada una de las subestaciones del Callejón de Huaylas, así mismo se muestra la potencia reactiva que se obtuvo en esa oportunidad. Estos resultados han sido utilizados para la simulación de flujo de potencia y cortocircuito en Avenida y Estiaje

**TABLA N° 1.4
MÍNIMA DEMANDA DEL AÑO 2004**

S.E.	MW	MVAR	MES	HORA
CARAZ	0.73	0.43	22_JUN_04	03:45
CARHUAZ	0.69	0.62	15_DIC_04	13:00
HUARAZ	2.11	1.06	21_ENE_04	03:15
TICAPAMPA	0.20	0.21	22_JUN_04	16:45

CAPÍTULO II

ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS

El análisis del comportamiento del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas, se ha realizado mediante un análisis de flujo de potencia, el cual nos ha permitido observar el comportamiento del sistema en estado estacionario determinándose los niveles tensiones en las barras, la distribución de los flujos de potencia activa y reactiva en las redes.

En régimen permanente, para evaluar los resultados de los flujos de potencia se ha considerado criterios de calidad y confiabilidad que el Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas debiendo satisfacer las siguientes condiciones:

- Niveles de tensión admisibles en barras independientes de la potencia transmitida
 - Operación normal en barras con carga: $\pm 5 \% V_n$
 - Operación en contingencia en barras con carga: $\pm 10 \% V_n$
- Cargas de líneas y transformadores:
 - Línea de Transmisión: 100 % de su potencia nominal en MVA
 - Transformador de Potencia: 100 % de su potencia nominal en MVA

Aunque existen flujos de cargas específicamente concebidos para redes desequilibradas, en este informe nos limitaremos al caso más común de redes equilibradas, modeladas por tanto mediante su equivalente monofásico en “por unidad” (p.u.).

Los cálculos de flujo de potencia y cortocircuito han sido realizados mediante el software WinFdc versión 2.01 del Ing. Alberto Rojas, considerado el Sistema Interconectado Nacional y tomando como barra de referencia a la SE. Chimbote 01 en 138 kV.

2.1 Análisis de Flujo de Potencia

Como se indico líneas arriba, el análisis de Flujo de Carga se ha realizado, haciendo uso del software WinFdc 2.01. Esta herramienta nos permite calcular las tensiones y los flujos de potencia en una red eléctrica trifásica en estado estacionario, cuyas principales de características son las siguientes:

- Define barras carga (PQ), de generación (PV) y de holgura (SL)

- Modela líneas con resistencias, reactancias, susceptancias y conductancias.
- Modela a transformadores con taps variables bajo carga
- Modela impedancias shunts, es decir condensadores y reactores que puedan existir en las redes

2.1.1 Consideraciones Asumidas

Las consideraciones que han sido asumidas para la simulación de flujo de potencia son las siguientes:

- Se han considerado regulación automática de taps en los transformadores de las subestaciones de Caraz, Huaraz y Ticapampa.
- La información de los parámetros eléctricos de líneas han sido tomados de las mediciones efectuadas por Hidrandina S.A., así mismo las demandas consideradas han sido tomadas del análisis de cargas del año 2004 para cada una de las subestaciones de Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas que describimos en el capítulo anterior.
- En la red en estudio hacemos notar que no existe equipos de Compensación capacitiva y ni reactiva
- El análisis se ha hecho para los casos de Máxima y Mínima Demanda en estaciones de avenida y estiaje del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas

2.1.2 Escenario Considerados

Se han planteado los siguientes escenarios:

- Máxima Demanda y Avenida
- Mínima Demanda y Avenida
- Máxima Demanda y Estiaje
- Máxima Demanda y Estiaje

Las contingencias consideradas para la realización del estudio, han sido considerando la salida de la Central Hidroeléctrica Cañón del Pato y la salida de la Central de Hidroeléctrica Pariac.

2.1.3 Análisis del Escenario - Máxima Demanda y Avenida

Para el análisis de este escenario se ha considerado que las cargas de las SS.EE. del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas están tomando su máxima demanda y las

centrales de generación del Cañón del Pato y Pariac se encuentran en avenida; obteniéndose los resultados en la **TABLA N° 2.1**

TABLA N° 2.1
NIVEL DE TENSIÓN EN EL ESCENARIO DE MÁXIMA
DEMANDA Y AVENIDA

Barras	Código-Barra	KVbase	kV	Vpu	Ang
Huall_138 kV	13HLLC	138.00	139.17	1.01	9.48
CH_Pariac_13.2 kV	31CHPARI	13.20	12.89	0.98	5.20
Huall_13.8 kV	31HLLC2	13.80	13.86	1.00	4.28
Caraz_13.8 kV	31SECARA	13.80	13.92	1.01	2.04
Carhu_13.2 kV	31SECARZ	13.20	12.19	0.92	-0.30
Huara_13.2 kV	31SEHRAZ	13.20	13.37	1.01	-1.30
Ticap_13.8 kV	31SETICA	13.80	13.46	0.98	1.80
CH_Pariac_66 kV	66CHPARI	66.00	58.96	0.89	2.85
Huall_66 kV	66HLLC	66.00	66.36	1.01	4.93
Caraz_66 kV	66SECARA	66.00	63.66	0.96	3.60
Carhu_66 kV	66SECARZ	66.00	60.68	0.92	2.81
Huara_66 kV	66SEHRAZ	66.00	58.48	0.89	2.45
Ticap_66 kV	66SETICA	66.00	58.50	0.89	2.62

Se puede ver de la Tabla N° 2.1, caídas de tensión en las barras en 66 kV de las SS.EE Huaraz y Ticapampa; lográndose regular la tensión de MT de las dos subestaciones debido a que sus transformadores de potencia cuentan con regulación automática bajo carga. Además se observa del reporte de eventos para esta condición de operación, el transformador de potencia de la SE Huaraz se encontraría sobrecargado.

a) Contingencia 01: Salida de Central Hidroeléctrica Cañón del Pato

Se ha considerado esta Contingencia, teniendo en cuenta que nos encontramos en el escenario de Máxima Demanda y Avenida, obteniéndose como resultado el colapso del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas ya que la C.H. Pariac no podría soportar toda la carga del Callejón de Huaylas además de que se estaría sobrepasando lo límites de generación de reactiva de los grupos de la C.H. Pariac

TABLA N° 2.2
REPORTE DE LA CONTINGENCIA 01

Reporte de condiciones anormales						
Barras con tensiones fuera de limites: 95.0% / 105.0%						
Barra	Red	kV	kVnormal	kV%		
=====						
31CHPARI	1	13.90	13.20	105.3%		
66CHPARI	1	62.12	66.00	94.1%		
66DVPARI	1	61.86	66.00	93.7%		
66SEHRAZ	1	61.32	66.00	92.9%		
66SETICA	1	61.59	66.00	93.3%		
Generadores fuera de limites operativos						
Generador	Barra	Red	Pgen/Qgen	P/Qmin	P/Qmax	
=====						
PARIAC CH1	31CHPARI	1	0.10	-0.02	0.02 MVAR	
PARIAC CH2	31CHPARI	1	0.22	-0.05	0.04 MVAR	
PARIAC CH3A	31CHPARI	1	0.22	-0.05	0.04 MVAR	
PARIAC CH3N	31CHPARI	1	0.79	-0.10	0.20 MVAR	
PARIAC CH4I	31CHPARI	1	1.29	-0.20	0.30 MVAR	
PARIAC CH4II	31CHPARI	1	1.29	-0.20	0.30 MVAR	
Transformadores de 2 devanados con sobrecargas						
Trafo	Envio	Recepcion	Flujo		Capacidad	
	Barra	Barra	Red	MVA	MVA	%
=====						
T2HUARAZ	66SEHRAZ	31SEHRAZ	1	9.54	9.20	103.7

b) Contingencia 02: Salida de Central Hidroeléctrica Pariac

El escenario de esta contingencia es en Máxima Demanda y Avenida, obteniéndose como resultado caídas de tensión en Alta y Media Tensión a excepción de la barra en 13.8 kV de la SE. Caraz donde el transformador de potencia de la subestación logra regular automáticamente la tensión de Media Tensión, conforme al reporte de la **TABLA N° 2.3**:

TABLA N° 2.3
REPORTE DE LA CONTINGENCIA 02

Reporte de condiciones anormales (alarmas)						
Reporte de condiciones anormales						
Barras con tensiones fuera de limites: 95.0% / 105.0%						
Barra	Red	kV	kVnormal	kV%		
=====						
31CHPARI	1	11.91	13.20	90.2%		
31SECARZ	1	12.21	13.20	92.5%		
31SEHRAZ	1	12.53	13.20	95.0%		
31SETICA	1	12.21	13.80	88.5%		
66CHPARI	1	53.47	66.00	81.0%		
66DVPARI	1	53.47	66.00	81.0%		
66SECARA	1	61.38	66.00	93.0%		
66SECARZ	1	60.77	66.00	92.1%		
66SEHRAZ	1	53.61	66.00	81.2%		
66SETICA	1	53.15	66.00	80.5%		
Transformadores de 2 devanados con sobrecargas						
Trafo	Envio Barra	Recepcion Barra	Red	Flujo MVA	Capacidad MVA	%
=====						
T2HUARAZ	66SEHRAZ	31SEHRAZ	1	9.56	9.20	103.9
Transformadores de 3 devanados con sobrecargas						
Trafo	Devanado	Barra	Red	Flujo MVA	Capacidad MVA	%
=====						
T3-HUALLANCA	Primario	13HLLC	1	22.10	20.00	110.5
T3-HUALLANCA	Secundario	66HLLC	1	20.80	20.00	104.0

En este escenario se presentan problemas de sobrecarga en el transformador de potencia de la SE. Huallanca

2.1.4 Análisis del Escenario – Mínima Demanda y Avenida

Para el análisis de este escenario se ha considerado que las cargas de las SS.EE. del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas se encuentran en mínima demanda y que las Centrales Hidroeléctricas del Cañón del Pato y Pariac se encuentran en avenida; obteniéndose los resultados, que se muestran en la **TABLA N° 2.4**

TABLA N° 2.4
NIVEL DE TENSIÓN EN EL ESCENARIO DE
MÍNIMA DEMANDA Y AVENIDA

Barras	Código-Barra	KVbase	kV	Vpu	Ang
Huall_ 138 Kv	13HLLC	138.00	139.39	1.01	8.84
CH_Pariac_ 13.2 kV	31CHPARI	13.20	13.12	0.99	12.02
Huall_ 13.8 kV	31HLLC2	13.80	13.92	1.01	8.50
Caraz_ 13.8 kV	31SECARA	13.80	13.88	1.01	8.16
Carhu_ 13.2 kV	31SECARZ	13.20	13.44	1.02	7.70
Huara_ 13.2 kV	31SEHRAZ	13.20	13.40	1.02	8.44
Ticap_ 13.8 kV	31SETICA	13.80	13.89	1.01	9.50
CH_Pariac_ 66 kV	66CHPARI	66.00	68.29	1.03	9.75
Huall_ 66 kV	66HLLC	66.00	66.60	1.01	8.54
Caraz_ 66 kV	66SECARA	66.00	66.77	1.01	8.64
Carhu_ 66 kV	66SECARZ	66.00	66.52	1.01	8.56
Huara_ 66 kV	66SEHRAZ	66.00	67.77	1.03	9.44
Ticap_ 66 kV	66SETICA	66.00	68.10	1.03	9.64

Se puede observar de la **TABLA N° 2.4**, que las barras de Media Tensión y Alta Tensión del Sistema Eléctrico Callejón de Huaylas estarían con un adecuado nivel de tensión.

a) Contingencia 01: Salida de Central Hidroeléctrica Cañón del Pato

Se ha considerado esta Contingencia, teniendo en cuenta que nos encontramos en el escenario de Mínima Demanda y Avenida, obteniéndose como resultado el colapso del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas ya que la Central Hidroeléctrica Pariac no podría soportar a toda la carga del Callejón de Huaylas además de que se estaría sobrepasando lo límites de generación de potencia reactiva de cada uno de los grupos de la Central Hidroeléctrica Pariac, conforme al siguiente reporte de flujo de potencia , que se muestran en la **TABLA N° 2.5**

b) Contingencia 02: Salida de Central Hidroeléctrica Pariac

Se ha considerado esta Contingencia, teniendo en cuenta que nos encontramos en el escenario de Mínima Demanda y Avenida, obteniéndose como resultado que la central Hidroeléctrica del Cañón de Pato podría soportar la salida de la Central Hidroeléctrica Pariac y asumir toda la carga del Sistema Eléctrico Callejón de Huaylas entregando un adecuado nivel de tensión en cada una de las barras de Media y Alta Tensión como se puede ver en la **TABLA N° 2.6**

**TABLA N° 2.5
 REPORTE DE LA CONTINGENCIA 01**

Reporte de condiciones anormales (alarmas)					
Generadores fuera de limites operativos					
Generador	Barra	Red	Pgen/Qgen	P/Qmin	P/Qmax
=====					
PARIAC CH1	31CHPARI	1	0.11	-0.02	0.02 MVAR
PARIAC CH2	31CHPARI	1	0.24	-0.05	0.04 MVAR
PARIAC CH3A	31CHPARI	1	0.24	-0.05	0.04 MVAR
PARIAC CH3N	31CHPARI	1	0.86	-0.10	0.20 MVAR
PARIAC CH4I	31CHPARI	1	1.41	-0.20	0.30 MVAR
PARIAC CH4II	31CHPARI	1	1.41	-0.20	0.30 MVAR
Reporte de condiciones anormales					
Barras con tensiones fuera de limites: 95.0% / 105.0%					
Barra	Red	kV	kVnormal	kV%	
=====					
31CHPARI	1	13.90	13.20	105.3%	
66CHPARI	1	70.51	66.00	106.8%	
66DVPARI	1	70.27	66.00	106.5%	
66SEHRAZ	1	69.67	66.00	105.6%	
66SETICA	1	70.23	66.00	106.4%	

**TABLA N° 2.6
 REPORTE DE LA CONTINGENCIA 02**

Barras	Código-Barra	Kvbase	Kv	Vpu	Ang
Huall_138 kV	13HLLC	138.00	139.35	1.01	8.66
CH_Pariac_13.2 kV	31CHPARI	13.20	13.21	1.00	5.18
Huall_13.8 kV	31HLLC2	13.80	13.82	1.00	6.75
Caraz_13.8 kV	31SECARA	13.80	13.78	1.00	5.60
Carhu_13.2 kV	31SECARZ	13.20	13.18	1.00	5.11
Huara_13.2 kV	31SEHRAZ	13.20	13.23	1.00	4.19
Ticap_13.8 kV	31SETICA	13.80	13.87	1.00	5.03
CH_Pariac_66 kV	66CHPARI	66.00	64.33	0.97	5.18
Huall_66 kV	66HLLC	66.00	66.13	1.00	6.79
Caraz_66 kV	66SECARA	66.00	65.52	0.99	6.08
Carhu_66 kV	66SECARZ	66.00	65.26	0.99	6.00
Huara_66 kV	66SEHRAZ	66.00	64.33	0.97	5.21
Ticap_66 kV	66SETICA	66.00	64.28	0.97	5.16

2.1.5 Análisis del Escenario - Máxima Demanda y Estiaje

Para el análisis de este escenario se ha considerado que las cargas de las SS.EE. del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas están tomando su máxima demanda y las Centrales Hidroeléctricas del Cañón del Pato y Pariac se encuentran en estiaje; obteniéndose los siguientes resultados que son mostrados en la **TABLA N° 2.7**

TABLA 2.7
NIVEL DE TENSIÓN EN EL ESCENARIO DE
MÁXIMA DEMANDA Y ESTIAJE

Barras	Código-Barra	KVbase	kV	Vpu	Ang
Huall_138 kV	13HLLC	138.00	139.12	1.01	5.48
CH_Pariac_13.2 kV	31CHPARI	13.20	13.14	1.00	-2.67
Huall_13.8 kV	31HLLC2	13.80	13.84	1.00	-0.59
Caraz_13.8 kV	31SECARA	13.80	13.85	1.00	-3.40
Carhu_13.2 kV	31SECARZ	13.20	12.63	0.96	-5.13
Huara_13.2 kV	31SEHRAZ	13.20	13.31	1.01	-7.66
Ticap_13.8 kV	31SETICA	13.80	13.24	0.96	-4.76
CH_Pariac_66 kV	66CHPARI	66.00	57.96	0.88	-3.76
Huall_66 kV	66HLLC	66.00	66.30	1.00	0.06
Caraz_66 kV	66SECARA	66.00	63.35	0.96	-1.83
Carhu_66 kV	66SECARZ	66.00	62.77	0.95	-2.22
Huara_66 kV	66SEHRAZ	66.00	57.73	0.87	-3.86
Ticap_66 kV	66SETICA	66.00	57.56	0.87	-3.91

Se puede ver de la **TABLA N° 2.7**, caídas de tensión en las barras en 66 kV de las SS.EE Huaraz y Ticapampa; lográndose regular la tensión de MT de las dos subestaciones debido a que sus transformadores de potencia cuentan con regulación automática bajo carga. Además se observa del reporte de eventos para esta condición de operación, el transformador de potencia de la SE Huaraz se encontraría sobrecargado.

a) Contingencia 01: Salida de Central Hidroeléctrica Cañón del Pato

Se ha considerado esta Contingencia, teniendo en cuenta que nos encontramos en el escenario de Máxima Demanda y Estiaje, obteniéndose como resultado el colapso del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas ya que la C.H. Pariac no podría soportar toda la carga del Callejón de Huaylas además de que se estaría sobrepasando lo límites de generación de potencia reactiva de cada uno de los grupos de la C.H. Pariac, conforme al siguiente resultado de la **TABLA N° 2.8**:

TABLA N° 2.8
REPORTE DE LA CONTINGENCIA 01

Reporte de condiciones anormales						
Barras con tensiones fuera de limites: 95.0% / 105.0%						
Barra	Red	kV	kVnormal	kV%		
=====						
31CHPARI	1	13.90	13.20	105.3%		
66CHPARI	1	60.34	66.00	91.4%		
66DVPARI	1	60.17	66.00	91.2%		
66SEHRAZ	1	59.87	66.00	90.7%		
66SETICA	1	59.89	66.00	90.7%		
Generadores fuera de limites operativos						
Generador	Barra	Red	Pgen/Qgen	P/Qmin	P/Qmax	
=====						
PARIAC CH1	31CHPARI	1	0.08	-0.02	0.02 MVAR	
PARIAC CH2	31CHPARI	1	0.17	-0.05	0.04 MVAR	
PARIAC CH3A	31CHPARI	1	0.17	-0.05	0.04 MVAR	
PARIAC CH3N	31CHPARI	1	0.63	-0.10	0.20 MVAR	
PARIAC CH4I	31CHPARI	1	1.01	-0.20	0.30 MVAR	
PARIAC CH4II	31CHPARI	1	1.01	-0.20	0.30 MVAR	
Transformadores de 2 devanados con sobrecargas						
Trafo	Envio Barra	Recepcion Barra	Red	Flujo MVA	Capacidad MVA	%
=====						
T2HUARAZ	66SEHRAZ	31SEHRAZ	1	9.53	9.20	103.6

b) Contingencia 02: Salida de Central Hidroeléctrica Pariac

Se ha considerado esta Contingencia, teniendo en cuenta que nos encontramos en el escenario de Máxima Demanda y Estiaje, obteniéndose como resultado caídas de tensión en Alta Tensión y Media Tensión a excepción de la barra en 13.8 kV de la SE. Caraz donde el transformador de potencia de la subestación logra regular automáticamente la tensión de Media Tensión, conforme a la **TABLA N° 2.9**

**TABLA N° 2.9
REPORTE DE LA CONTINGENCIA 02**

Reporte de condiciones anormales						
Barras con tensiones fuera de limites: 95.0% / 105.0%						
Barra	Red	kV	kVnormal	kV%		
=====						
31CHPARI	1	11.91	13.20	90.2%		
31SECARZ	1	12.21	13.20	92.5%		
31SEHRAZ	1	12.53	13.20	94.9%		
31SETICA	1	12.21	13.80	88.4%		
66CHPARI	1	53.46	66.00	81.0%		
66DVPAI	1	53.46	66.00	81.0%		
66SECARA	1	61.37	66.00	93.0%		
66SECARZ	1	60.77	66.00	92.1%		
66SEHRAZ	1	53.61	66.00	81.2%		
66SETICA	1	53.15	66.00	80.5%		
Transformadores de 2 devanados con sobrecargas						
Trafo	Envio Barra	Recepcion Barra	Red	Flujo MVA	Capacidad MVA	%
=====						
T2HUARAZ	66SEHRAZ	31SEHRAZ	1	9.56	9.20	103.9
Transformadores de 3 devanados con sobrecargas						
Trafo	Devanado	Barra	Red	Flujo MVA	Capacidad MVA	%
=====						
T3-HUALLANCA	Primario	13HLLC	1	22.10	20.00	110.5
T3-HUALLANCA	Secundario	66HLLC	1	20.80	20.00	104.0

Así mismos se presentarían problemas de sobrecarga en el transformador de potencia de la SE. Huallanca

2.1.6 Análisis del Escenario – Mínima Demanda y Estiaje

Para el análisis de este escenario se ha considerado que las cargas de las SS.EE. del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas se encuentran en mínima demanda y las Centrales Hidroeléctricas Cañón del Pato y Pariac se encuentran en estiaje; obteniéndose los siguientes resultados, que se muestran en la **TABLA N° 2.10**

TABLA N° 2.10
NIVEL DE TENSIÓN EN EL ESCENARIO DE
MÍNIMA DEMANDA Y ESTIAJE

Barras	Código-Barra	KVbase	kV	Vpu	Ang
Huall_138 kV	13HLLC	138.00	139.36	1.01	4.71
CH_Pariac_13.2 kV	31CHPARI	13.20	13.19	1.00	4.21
Huall_13.8 kV	31HLLC2	13.80	13.92	1.01	3.57
Caraz_13.8 kV	31SECARA	13.80	13.99	1.01	2.78
Carhu_13.2 kV	31SECARZ	13.20	13.39	1.01	2.30
Huara_13.2 kV	31SEHRAZ	13.20	13.29	1.01	2.02
Ticap_13.8 kV	31SETICA	13.80	13.95	1.01	2.95
CH_Pariac_66 kV	66CHPARI	66.00	67.00	1.02	3.14
Huall_66 kV	66HLLC	66.00	66.61	1.01	3.61
Caraz_66 kV	66SECARA	66.00	66.52	1.01	3.25
Carhu_66 kV	66SECARZ	66.00	66.27	1.00	3.17
Huara_66 kV	66SEHRAZ	66.00	66.69	1.01	3.03
Ticap_66 kV	66SETICA	66.00	66.87	1.01	3.08

Se puede ver de la Tabla 2.10 que las barras de Media Tensión y Alta Tensión del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas estarían con un adecuado nivel de tensión.

a) Contingencia 01: Salida de Central Hidroeléctrica Cañón del Pato

Se ha considerado esta Contingencia, teniendo en cuenta que nos encontramos en el escenario de Mínima Demanda y Estiaje, obteniéndose como resultado el colapso del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas ya que la Central Hidroeléctrica de Pariac no podría soportar a toda la carga del Callejón de Huaylas además de que se estaría sobrepasando lo límites de generación de potencia reactiva de cada grupo de generación de la Central Hidroeléctrica Pariac, conforme al siguiente reporte del software de flujo de potencia , que se muestran en la **TABLA N° 2.11**

b) Contingencia 02: Salida de Central Hidroeléctrica Pariac

Se ha considerado esta Contingencia, teniendo en cuenta que nos encontramos en el escenario de Mínima Demanda y Estiaje, obteniéndose como resultado que la central Hidroeléctrica del Cañón de Pato podría soportar la salida de la Central Hidroeléctrica Pariac y asumir toda la carga del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas entregando un adecuado nivel de tensión en cada una de las barras de Media y Alta Tensión como se puede ver en la **TABLA N° 2.12**

**TABLA N° 2.11
REPORTE DE LA CONTINGENCIA 01**

Reporte de condiciones anormales					
Barras con tensiones fuera de limites: 95.0% / 105.0%					
Barra	Red	kV	kVnormal	kV%	
=====					
31CHPARI	1	13.90	13.20	105.3%	
Generadores fuera de limites operativos					
Generador	Barra	Red	Pgen/Qgen	P/Qmin	P/Qmax
=====					
PARIAC CH4II	31CHPARI	1	1.33	-0.20	0.30 MVAR
PARIAC CH1	31CHPARI	1	0.10	-0.02	0.02 MVAR
PARIAC CH2	31CHPARI	1	0.23	-0.05	0.04 MVAR
PARIAC CH3A	31CHPARI	1	0.23	-0.05	0.04 MVAR
PARIAC CH3N	31CHPARI	1	0.82	-0.10	0.20 MVAR
PARIAC CH4I	31CHPARI	1	1.33	-0.20	0.30 MVAR

**TABLA N° 2.12
REPORTE DE LA CONTINGENCIA 02**

Barras	Código-Barra	KVbase	kV	Vpu	Ang
Huall_138 kV	13HLLC	138.00	139.35	1.01	7.93
CH_Pariac_13.2 kV	31CHPARI	13.20	13.20	1.00	4.44
Huall_13.8 kV	31HLLC2	13.80	13.82	1.00	6.01
Caraz_13.8 kV	31SECARA	13.80	13.78	1.00	4.86
Carhu_13.2 kV	31SECARZ	13.20	13.18	1.00	4.37
Huara_13.2 kV	31SEHRAZ	13.20	13.22	1.00	3.45
Ticap_13.8 kV	31SETICA	13.80	13.87	1.00	4.29
CH_Pariac_66 kV	66CHPARI	66.00	64.33	0.97	4.44
Huall_66 kV	66HLLC	66.00	66.13	1.00	6.05
Caraz_66 kV	66SECARA	66.00	65.52	0.99	5.35
Carhu_66 kV	66SECARZ	66.00	65.26	0.99	5.26
Huara_66 kV	66SEHRAZ	66.00	64.33	0.97	4.47
Ticap_66 kV	66SETICA	66.00	64.28	0.97	4.43

2.2 Análisis de Cortocircuito

El propósito del presente análisis de cortocircuito es determinar el comportamiento del Subsistema Eléctrico de Callejón de Huaylas, que corresponde las subestaciones Caraz, Carhuaz, Huaraz y Ticapampa además de la CH. Pariac, ante la ocurrencia de fallas con el fin de determinar el ajuste de las protecciones.

Para determinar las máximas corrientes de falla en operación normal se ha definido un escenario de falla correspondiente a máximas demandas en avenida y estiaje del 2004.

Los resultados obtenidos nos han permitido analizar el comportamiento de la red cuando se presenta una falla en diferentes puntos del sistema en estudio, de esta manera se ha podido determinar los valores de ajuste de la protecciones de distancia y sobrecorriente de fase y tierra en los equipos de protección involucrados, así como también asegurar la actuación rápida y confiable de los relés de protección.

2.2.1 Análisis del Escenario – Máxima Demanda y Avenida

Luego de realizar el Análisis de flujo de potencia en Máxima Demanda y Avenida se ha procedido a realizar el cálculo de cortocircuito para esta condición, obteniéndose el siguiente resultado que se muestra en la **TABLA N° 2.13**

TABLA N° 2.13
CORRIENTE Y POTENCIA DE CORTO CIRCUITO
EN AVENIDA Y MÁXIMA DEMANDA

BARRA	kV base	AVE_MAX						
		kVpf	LLL(kA)	LLL(MVA)	LL(kA)	LL(MVA)	L-T (kA)	L-T (MVA)
Huall_138 kV	138.00	139.21	4.08	982.90	3.53	851.20	5.58	1345.70
CH_Pariac_13.2 kV	13.20	13.16	2.06	46.80	1.78	40.60	0.00	0.00
Huall_13.8 kV	13.80	13.92	1.42	34.20	1.23	29.60	0.00	0.00
Caraz_13.8 kV	13.80	14.03	1.98	48.10	1.71	41.70	0.00	0.00
Carhua_13.8 kV	13.20	12.80	1.16	25.80	1.01	22.30	0.00	0.00
Huara_13.2 kV	13.20	13.42	1.78	41.30	1.54	35.80	0.00	0.00
Ticap_13.2 kV	13.80	13.76	1.27	30.20	1.10	26.10	0.00	0.00
CH_Pariac_66 kV	66.00	60.21	0.53	55.20	0.46	47.80	0.71	73.80
Huall_66 kV	66.00	66.68	1.36	157.30	1.18	136.20	1.79	206.20
Caraz_66 kV	66.00	64.18	0.94	104.70	0.82	90.60	1.30	125.70
Carhua_66 kV	66.00	63.60	0.62	67.80	0.53	58.70	0.67	73.90
Huara_66 kV	66.00	59.74	0.58	59.90	0.50	51.90	0.77	80.00
Ticap_66 kV	66.00	59.76	0.45	46.40	0.39	40.20	0.58	60.30

2.2.2 Análisis del Escenario – Mínima Demanda y Avenida

Luego de realizar el Análisis de flujo de potencia en Mínima Demanda y Avenida se ha procedido a realizar el cálculo de cortocircuito para esta condición, obteniéndose el resultado que se muestra en la **TABLA N° 2.14**

**TABLA N° 2.14
CORRIENTE Y POTENCIA DE CORTO CIRCUITO
EN AVENIDA Y MÍNIMA DEMANDA**

BARRA	kV base	AVE_MIN						
		kVpf	LLL(kA)	LLL(MVA)	LL(kA)	LL(MVA)	L-T (kA)	L-T (MVA)
Huall_138 kV	138.00	139.39	3.96	955.50	3.43	827.50	5.43	1311.30
CH_Pariac_13.2 kV	13.20	13.20	2.16	49.10	1.87	42.50	0.00	0.00
Huall_13.8 kV	13.80	13.92	1.40	33.80	1.22	29.30	0.00	0.00
Caraz_13.8 kV	13.80	13.88	1.96	47.00	1.69	40.70	0.00	0.00
Carhua_13.8 kV	13.20	13.44	1.18	27.40	1.02	23.70	0.00	0.00
Huara_13.2 kV	13.20	13.40	1.83	42.40	1.58	36.70	0.00	0.00
Ticap_13.2 kV	13.80	13.89	1.34	32.30	1.16	28.00	0.00	0.00
CH_Pariac_66 kV	66.00	68.29	0.51	60.20	0.44	52.10	0.68	80.10
Huall_66 kV	66.00	66.60	1.31	151.10	1.13	130.90	1.72	198.90
Caraz_66 kV	66.00	66.77	0.90	104.50	0.78	90.50	1.09	126.10
Carhua_66 kV	66.00	66.52	0.61	70.30	0.53	60.90	0.67	77.30
Huara_66 kV	66.00	67.77	0.55	64.80	0.48	56.00	0.73	85.80
Ticap_66 kV	66.00	68.10	0.44	52.10	0.38	45.10	0.57	67.30

2.2.3 Análisis del Escenario – Máxima Demanda y Estiaje

Luego de realizar el Análisis de flujo de potencia en Máxima Demanda y Avenida se ha procedido a realizar el cálculo de cortocircuito para esta condición, obteniéndose el resultado que se muestra en la **TABLA N° 2.15**

**TABLA N° 2.15
CORRIENTE Y POTENCIA DE CORTO CIRCUITO
EN ESTIAJE Y MÁXIMA DEMANDA**

BARRA	kV base	EST_MAX						
		kVpf	LLL(kA)	LLL(MVA)	LL(kA)	LL(MVA)	L-T (kA)	L-T (MVA)
Huall_138 kV	138.00	139.13	3.62	873.00	3.14	756.10	5.01	1206.60
CH_Pariac_13.2 kV	13.20	13.14	1.98	45.10	1.72	39.10	0.00	0.00
Huall_13.8 kV	13.80	13.85	1.41	33.70	1.22	29.20	0.00	0.00
Caraz_13.8 kV	13.80	13.85	1.96	46.90	1.69	40.60	0.00	0.00
Carhua_13.8 kV	13.20	12.63	1.15	25.10	0.99	21.70	0.00	0.00
Huara_13.2 kV	13.20	13.32	1.73	39.80	1.50	34.50	0.00	0.00
Ticap_13.2 kV	13.80	13.25	1.24	28.30	1.07	24.50	0.00	0.00
CH_Pariac_66 kV	66.00	57.97	0.52	52.30	0.45	45.30	0.70	70.10
Huall_66 kV	66.00	66.31	1.34	153.70	1.16	133.10	1.76	201.80
Caraz_66 kV	66.00	63.36	0.93	102.10	0.81	88.40	1.12	122.60
Carhua_66 kV	66.00	62.78	0.61	66.10	0.53	57.30	0.66	72.00
Huara_66 kV	66.00	57.14	0.57	57.10	0.50	49.50	0.76	76.40
Ticap_66 kV	66.00	57.58	0.44	43.90	0.38	38.00	0.57	56.90

2.2.4 Análisis del Escenario – Mínima Demanda y Estiaje

Luego de realizar el Análisis de flujo de potencia en Mínima Demanda y Estiaje se ha procedido a realizar el cálculo de cortocircuito para esta condición, obteniéndose el siguiente resultado que se muestra en la **TABLA N° 2.16**

TABLA N° 2.16
CORRIENTE Y POTENCIA DE CORTO CIRCUITO
EN ESTIAJE Y MÍNIMA DEMANDA

BARRA	kV base	EST_MIN						
		kVpf	LLL(kA)	LLL(MVA)	LL(kA)	LL(MVA)	L-T (kA)	L-T (MVA)
Huall_138 kV	138.00	139.37	3.13	754.40	2.71	653.30	4.37	1054.00
CH_Pariac_13.2 kV	13.20	13.19	2.10	48.10	1.82	41.60	0.00	0.00
Huall_13.8 kV	13.80	13.92	1.39	33.60	1.21	29.10	0.00	0.00
Caraz_13.8 kV	13.80	13.99	1.93	46.80	1.67	40.60	0.00	0.00
Carhua_13.8 kV	13.20	13.39	1.17	27.10	1.01	23.40	0.00	0.00
Huara_13.2 kV	13.20	13.29	1.79	41.20	1.55	35.70	0.00	0.00
Ticap_13.2 kV	13.80	13.95	1.31	31.70	1.14	27.40	0.00	0.00
CH_Pariac_66 kV	66.00	67.00	0.50	58.00	0.43	50.20	0.67	77.40
Huall_66 kV	66.00	66.61	1.27	146.20	1.10	126.60	1.67	193.20
Caraz_66 kV	66.00	66.52	0.88	101.90	0.77	88.20	1.07	123.50
Carhua_66 kV	66.00	66.17	0.60	69.00	0.52	59.80	0.66	76.60
Huara_66 kV	66.00	66.69	0.54	62.50	0.47	54.10	0.72	83.10
Ticap_66 kV	66.00	66.88	0.43	50.30	0.38	43.60	0.56	65.10

2.2.5 Resumen de Cortocircuito

De los resultados de cortocircuito en Avenida y Estiaje, tanto para Máxima como para Mínima demanda se ha procedido a seleccionar las máximas y mínimas corrientes para los diferentes puntos eléctricos que son motivo de estudio, que se muestra en la **TABLA N° 2.17**

TABLA N° 2.17
RESUMEN DE CORTOCIRCUITO

BARRA	kVbase	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO ENTRE FASES		CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO A TIERRA	
		MAX_ lcc FASES (kA)	MIN_ lcc FASES (kA)	MAX_ lcc TIERRA (kA)	MIN_ lcc TIERRA (kA)
Huall_138 kV	138.00	4.08	2.71	5.58	4.37
CH_Pariac_13.2 kV	13.20	2.16	1.72	0.00	0.00
Huall_13.8 kV	13.80	1.42	1.21	0.00	0.00
Caraz_13.8 kV	13.80	1.98	1.67	0.00	0.00
Carhu_13.2 kV	13.20	1.18	0.99	0.00	0.00
Huara_13.2 kV	13.20	1.83	1.50	0.00	0.00
Ticap_13.8 kV	13.80	1.34	1.07	0.00	0.00
CH_Pariac_66 kV	66.00	0.53	0.43	0.71	0.67
Huall_66 kV	66.00	1.36	1.10	1.79	1.67
Caraz_66 kV	66.00	0.94	0.77	1.13	1.07
Carhu_66 kV	66.00	0.62	0.52	0.67	0.66
Huara_66 kV	66.00	0.58	0.47	0.77	0.72
Ticap_66 kV	66.00	0.45	0.38	0.58	0.56

CAPÍTULO III

CRITERIOS Y CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS DE AJUSTE DE LOS RELÉS DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS

En este capítulo describimos los criterios básicos utilizados para la determinación de los ajustes de los equipos de protección con el objetivo principal de aislar de forma rápida el área en falla de un sistema y así poder mantener en funcionamiento la mayor parte del sistema restante.

3.1 Dispositivos de Protección

El dispositivo de protección encargado de desconectar la parte fallada de un sistema eléctrico, en forma casi instantánea es el relé, para tal fin este deberá localizar rápidamente las fallas y disparar el interruptor correspondiente que interrumpirá la corriente que fluye dentro del elemento fallado, protegiendo de esta manera el sistema eléctrico de fallas permanentes que podrían ocasionar grandes daños al sistema y así minimizar las interrupciones del servicio

3.1.1 Características básicas

Las características básicas de las protecciones son: la confiabilidad, la selectividad (coordinación), la sensibilidad, la velocidad y la simplicidad, características que están siempre presentes en todas las situaciones de protección.

a) Confiabilidad

Esta es una de las consideraciones más importantes para el diseño de un sistema de protección. La confiabilidad está definida como la probabilidad de que un relé o sistema de protecciones no actúe inadecuadamente y está compuesta por dos aspectos: fiabilidad y seguridad.

La fiabilidad está definida como el grado de certeza con el que un relé o sistema de relés operará correctamente cuando sea requerido para hacerlo, es decir, que no omita disparos cuando se requieren.

La seguridad está definida como el grado de certeza de que un relé o sistema de relés operará incorrectamente en ausencia de fallas, es decir, que no omita disparos erróneos.

De acuerdo con las definiciones anteriores, se puede decir que *la fiabilidad* es relativamente más fácil de obtener que *la seguridad*, dado que existen métodos para asegurarla, como por ejemplo la redundancia en los sistemas de protección y el respaldo local y remoto, mientras que para obtener *seguridad* sería necesario simular todas las condiciones posibles a las cuales estará sometido el relé y no se podría garantizar que todas fueron simuladas.

Una forma de lograr *la seguridad* podrá ser la instalación en serie de los contactos de disparo de dos protecciones que protegen el mismo equipo, de modo que se requiera que ambas protecciones vean la falla para dar orden de disparo. *La fiabilidad* en este caso se lograría colocando los contactos de dichas protecciones en paralelo, de tal forma que cualquiera de las dos que vea la falla produzca el disparo.

En vista de todo lo anterior se puede concluir que cuando se aumenta *la fiabilidad* se disminuye en cierto grado *la seguridad* y viceversa.

b) Sensibilidad y coordinación

La selectividad de un sistema de protección consiste en que cuando ocurra una falla, ésta sea despejada por los relés adyacentes a la misma, evitando la salida de otros circuitos o porciones del sistema. *La coordinación* se refiere al proceso de operación rápida de los relés para condiciones de falla de tal forma que actúen inicialmente las protecciones principales (de equipos o sistémicas), aislando el elemento fallado o la porción del sistema que tiene problemas (por ejemplo la actuación de la primera zona de protección en el caso de las líneas) y que se tenga respaldo por parte de otras protecciones en caso de que la protección principal no pueda cumplir su cometido (zonas temporizadas en el caso de líneas de transmisión). Para lograr una máxima

continuidad en el servicio se debe alcanzar, tanto la selectividad como la coordinación.

Cada protección principal de equipos debe tener un área delimitada de operación, de acuerdo con la cual las protecciones se clasifican en:

- Protecciones coordinadas o relativamente selectivas: son aquellas que por sí solas no determinan cuál es la zona que están protegiendo. Por ejemplo la protección de distancia, la cual tiene varias zonas de protección, la primera generalmente de operación instantánea y protege un porcentaje relativo de la línea; las demás zonas protegen toda línea y parte de las líneas adyacentes y operan temporizadas.
- Protecciones unitarias o absolutamente selectivas: Determinan claramente cuál es su zona de protección. Por ejemplo la protección diferencial (de transformador 87T, de línea 87L, de generador 87G, de barras 87B) cuya zona de protección está determinada por los CT's asociados con la protección.

c) Velocidad de tiempo de despeje de fallas

Los requerimientos de velocidad deben determinarse muy cuidadosamente, teniendo en cuenta que si la protección es muy lenta el sistema puede desestabilizarse y los equipos pueden sufrir daños adicionales, pero si la protección es demasiado rápida se pueden ver comprometidas la seguridad y la selectividad del sistema.

d) Sensibilidad de la protección

Ésta se refiere a las mínimas cantidades actuantes con las cuales se debe ajustar el relé para que detecte una condición anormal. Cuando se va a observar la sensibilidad de la protección, deben tenerse en cuenta algunos problemas como: fallas a tierra de alta impedancia, desbalances de voltaje inherentes al sistema, etc.

e) Simplicidad

En los diseños de las protecciones de línea, es común que no se tenga en cuenta esta característica tan importante de un sistema de protección. Dado que los nuevos relés multifuncionales han creado una gran cantidad de soluciones especiales para posibles problemas del sistema,

es muy común que la implementación de esas soluciones se haga en forma incorrecta o incompleta y por consiguiente se pueden presentar consecuencias más graves que si no se implementaran dichas soluciones.

f) Respaldo

En general, el proceso de coordinación de protecciones requiere que se utilice un sistema de respaldo para el caso en que falle la protección principal o el interruptor. Dicho sistema deberá ser más complejo mientras más importante sea el sistema.

Este sistema de respaldo puede ser:

Respaldo local para falla de la protección

Se utiliza un relé que protege contra la misma anomalía, pero ajustado con un tiempo de operación mayor y conectado a otro núcleo del TC.

Respaldo local contra falla del interruptor

Se utiliza el relé de falla interruptor. Esta protección se presentará posteriormente con más detalle.

Respaldo remoto contra fallas del interruptor y de la protección

Este respaldo lo suministran protecciones relativamente selectivas colocadas en las barras adyacentes. Por ejemplo la zona 2 de las protecciones de distancia.

3.1.2 Protección con relés de distancia

Los relés de distancia utilizan la medida de la relación entre el voltaje y la corriente para determinar si la falla está en la zona de protección del relé. Las características de estos relés se pueden describir en el diagrama R-X. Estos relés se ajustan de acuerdo con las impedancias de secuencia cero y positiva de la línea de transmisión.

La impedancia medida durante operación normal es la relación entre el voltaje en el extremo terminal y el flujo de corriente en la línea. Este valor es usualmente un valor alto y predominantemente resistivo. Sin embargo, durante fallas este valor es bajo y con alto contenido reactivo. Un cambio repentino en la impedancia medida determina la ocurrencia de una falla y si ésta se encuentra dentro en su zona de protección o en otra parte del

sistema. Esto es llevado a cabo por la limitación del relé a una cierta franja de la impedancia observada, comúnmente llamada “Alcance”.

La mayor ventaja de los relés distancia para fallas polifásicas, es que su zona de operación es función sólo de la impedancia medida y de la resistencia de falla, excepto para situaciones donde hay efecto “Infeed” en el punto de la falla por inyección de corrientes del otro extremo de la línea sobre impedancia de falla, o cuando hay acople mutuo con circuitos paralelos. Su ajuste es fijo, independiente de las magnitudes de las corrientes de falla, por lo que no es necesario modificar sus ajustes a menos que cambien las características de la línea.

a) Características básicas de la protección distancia

Normalmente se tiende a confundir el término “relé de impedancia” con el término “relé de distancia”. La medida de impedancia es una de las características que puede tener un relé de distancia. Existen varias características para los relés de distancia, las cuales se explican a continuación:

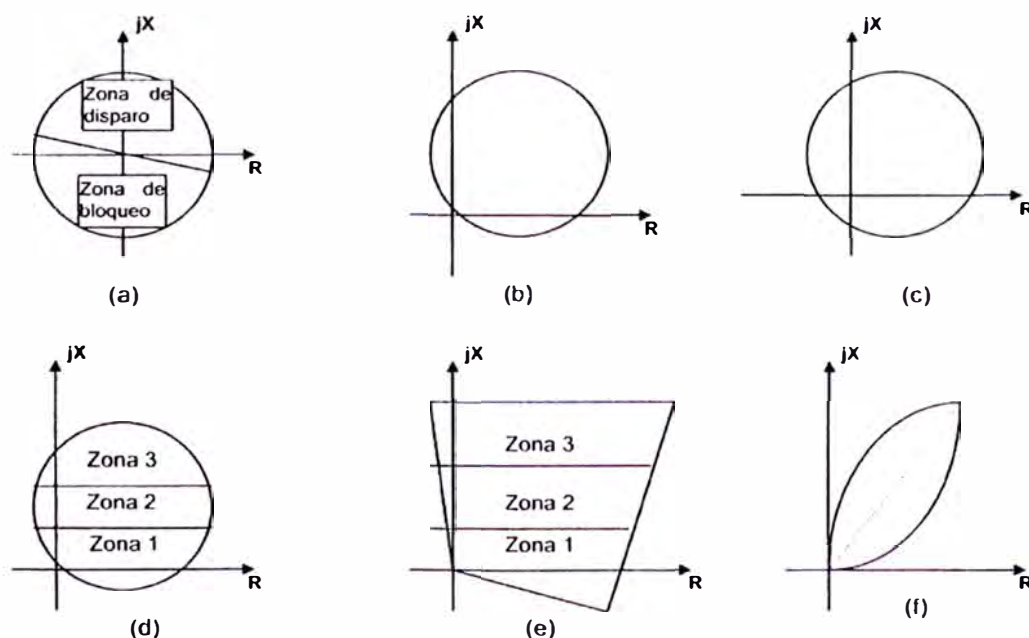


Fig. 3.1 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DEL RELÉ DE DISTANCIA

- **Impedancia (a):** El relé de impedancia no toma en cuenta el ángulo de fase entre el voltaje y la corriente que se le aplica, por esta razón, la

impedancia característica en el plano R-X es un círculo con su centro en el origen. El relé opera cuando la impedancia medida es menor que el ajuste. Para darle direccionalidad a este relé se requiere normalmente de una unidad direccional.

- **Mho (b):** La característica del relé Mho es un círculo cuya circunferencia pasa a través del origen. El relé opera si la impedancia medida cae dentro del círculo.
- **Mho Offset (c):** La característica de este relé en el plano R-X es un círculo desplazado y que incluye el origen, con lo cual se obtiene una mejor protección para las fallas cercanas al relé. Cuando esta unidad se utiliza para dar disparo debe ser supervisada por una unidad direccional o ser de tiempo retardado.
- **Reactancia (d):** Este relé solamente mide la componente reactiva de la impedancia. La característica de un relé de reactancia en el plano R-X es una línea paralela al eje R. Este relé debe ser supervisado por alguna otra función para asegurar direccionalidad y para prevenir disparo bajo condiciones de carga.
- **Cuadrilateral (e):** La característica de este relé puede ser alcanzada con la combinación de características de reactancia y direccional con dos características de control de alcance resistivo.
- **Lenticular (f):** Este relé es similar al relé Mho, excepto que su forma es más de lente que de círculo, lo cual lo hace menos sensible a las condiciones de carga.

Actualmente se han diseñado muchas características de relés de distancia a partir de la combinación de las características básicas arriba descritas, para el presente informe se tomara la característica Mho para falla entre fases y cuadrilateral para fallas a tierra, esto último con el fin de poder obtener una mayor alcance resistivo; siempre y cuando el relé lo permita. Mas adelante podremos ver que en los relés General Electric Modelo D60 y en el relé ALSTOM modelo MICOM P442 cuentan con las opciones de Mho y Cuadrilateral mientras que los relés General Electric modelo DLP cuentan solo la características de Mho.

b) Zonas de Protección de Distancia

La protección de distancia emplea varias zonas para proteger la línea de transmisión. Por lo que en general se zonifican los sectores protegidos como zona 1, zona 2, zona 3 y zona reversa. Sin embargo, algunos relés sólo disponen de dos o tres zonas, y existen relés que pueden llegar a tener hasta cinco (5) zonas y una zona adicional llamada zona de arranque.

En la **Fig. 3.2** se presentan los alcances de las zonas de una protección distancia con tres zonas adelante y una reversa, con características Mho y cuadrilateral.

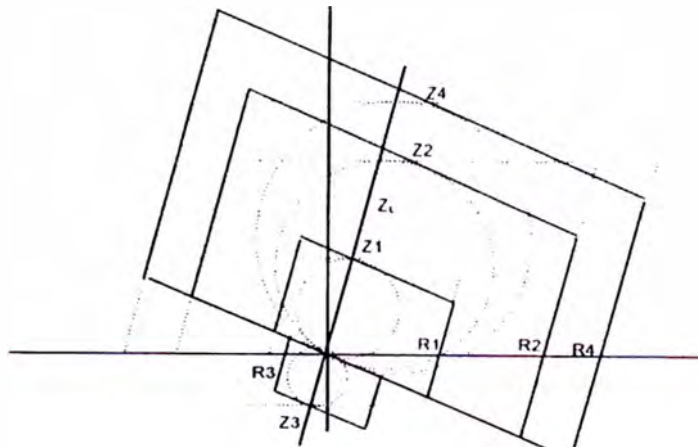


Fig. 3.2 CARACTERÍSTICAS GENERAL DE ALCANCE DE ZONAS DE PROTECCIÓN DISTANCIA

Para el ajuste de las zonas en los relés de distancia se debe tener en cuenta no sólo la impedancia de la línea a proteger sino también las de las líneas adyacentes, dado que el ajuste de algunas de las zonas del relé de distancia cubre una parte o la totalidad de la línea adyacente.

En la **Fig.3.3** se presentan los alcances de zona hacia adelante que se pueden encontrar en una protección distancia.

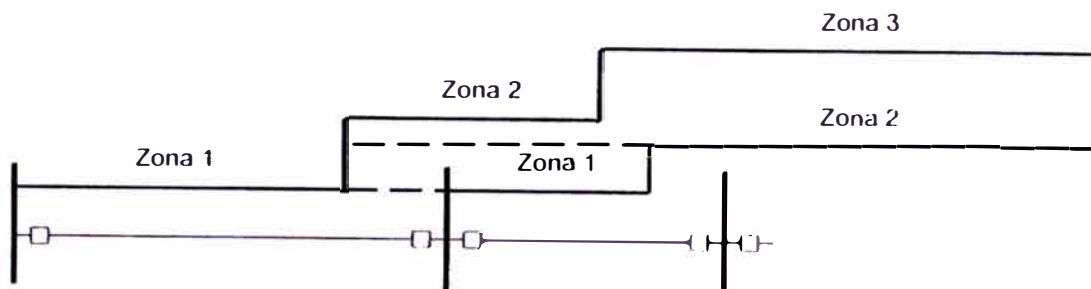


Figura 3.3 ALCANCES DE ZONA

En la **Fig.3.4** se presenta un diagrama unifilar sencillo que se puede utilizar como modelo para ajustar las zonas de un relé de distancia.

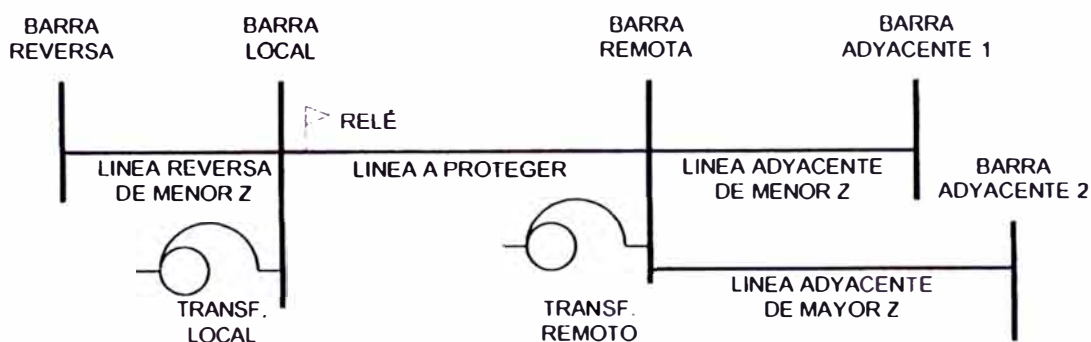


Fig.3.4 DIAGRAMA UNIFILAR TÍPICO PARA AJUSTAR LAS ZONAS DE LA PROTECCIÓN DISTANCIA

- **Ajuste de la Zona 1**

La primera zona de la protección distancia es normalmente de operación instantánea y tiene por finalidad proveer un despeje rápido de fallas que ocurran a lo largo de la línea. La zona 1 normalmente se ajusta entre 80 ó 90% de la impedancia de la línea, para evitar operaciones innecesarias cuando se presente una falla más allá de la barra remota (sobrealcance), esta es calculado de la con la siguiente ecuación:

$$Z1 = K * Z_L \quad (3.1)$$

Donde:

$Z1$: Ajuste d Zona 1

K : Constante

Z_L : Impedancia de secuencia positiva de la línea

Como criterio se recomienda un factor K del 85% de la impedancia de la línea. Para líneas cortas, el factor K puede ser menor e incluso puede ser del 70%. Tiempo de Zona 1: Instantáneo (0 ms).

- **Análisis del efecto “Infeed” en Zona 1**

Cuando ocurre una falla con impedancia de falla (común en fallas a tierra), la inyección de corriente del otro extremo de la línea, introduce un error de medida en el extremo inicial, denominado efecto “Infeed”.

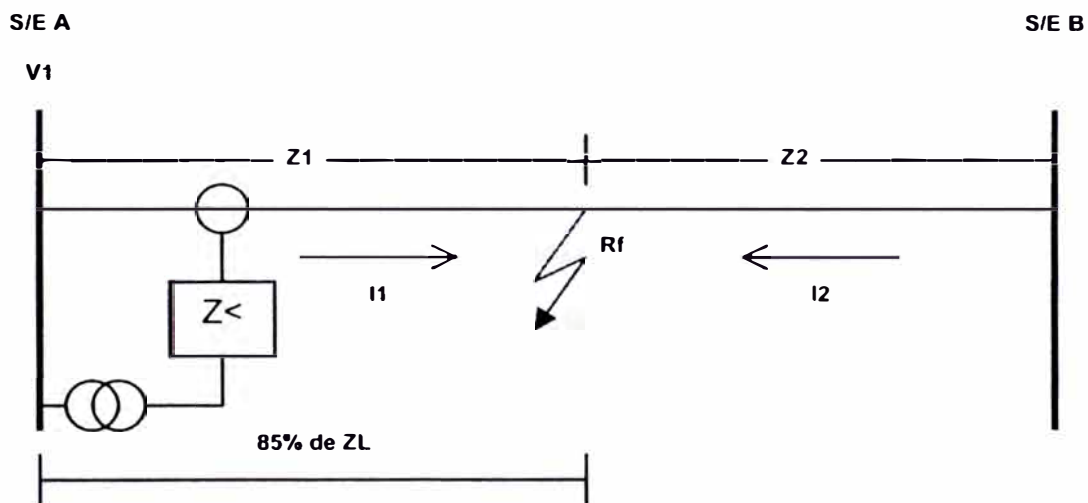


Fig. 3.5 EFECTO INFEEED EN ZONA 1

De la Figura 3.5 se puede deduce la ecuación (3.2):

$$V_1 = I_1 * Z_1 + (I_1 + I_2) * R_f \quad (3.2)$$

Si se divide la ecuación anterior (3.2) por I_1 se obtiene la ecuación de la impedancia aparente (3.3):

$$\frac{V_1}{I_1} = Z_{aparente} = Z_1 + R_f * \left(1 + \frac{I_2}{I_1} \right)$$

$$Z_{aparente} = Z_1 + R_f * \left(1 + \frac{I_2}{I_1} \right) \quad (3.3)$$

Es decir, que la impedancia aparente vista por el relé para una falla en Zona 1 de la línea se ve afectada por la resistencia de falla, multiplicada por un factor I_2/I_1 , pudiéndose presentar los siguientes casos:

Si I_2/I_1 es cero o cercano a cero, la impedancia vista por el relé de la subestación A no sería afectada significativamente por el efecto “Infeed”.

Si la corriente I_2 es muy grande o I_1 muy pequeña, el término I_2/I_1 sería alto, ocasionando subalcance en el relé dado que vería un valor de impedancia mayor o una falla más lejana (dependiendo del valor de la resistencia de falla y las corrientes asociadas).

La **Fig. 3.6** se muestra el efecto de variación de la impedancia aparente vista por el relé respecto a la distancia del punto de falla, teniendo en cuenta para todos los casos una resistencia de falla R_f de 5 Ohm y una impedancia de la línea a proteger de 0,5 Ohm/km.

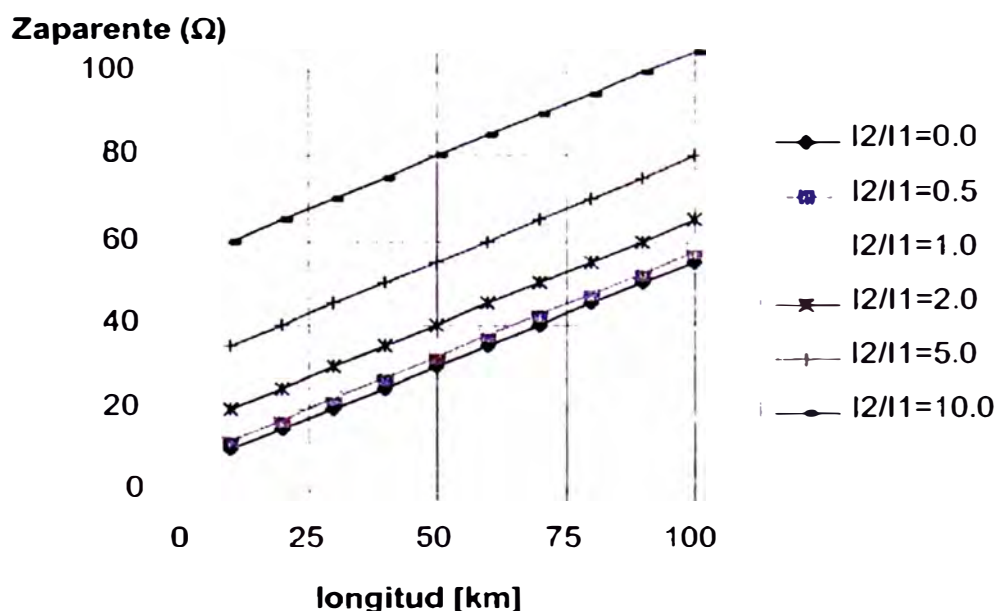


Fig. 3.6 VARIACIÓN DE $Z_{APARENTE}$ POR EL EFECTO INFEED EN ZONA 1

De dicha figura se tienen las siguientes observaciones:

La diferencia en la impedancia observada para cada relación de corrientes es constante, dado que las pendientes de las curvas son constantes.

El porcentaje de variación de la impedancia es mayor para líneas cortas.

El error en la impedancia vista por el relé se puede despreciar para variaciones de I_2/I_1 menores de 2 y fallas ubicadas a más de 50 Km.

En conclusión, cuando se ajusta la Zona I se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones particulares:

Efecto infeed en Zona I.

Errores en el relé que deforman la característica de la zona produciendo sobrealcances ó subalcances por diferentes efectos del sistema que no se tuvieron en cuenta al hacer el ajuste de la zona. En estos casos es necesario modificar el ajuste, en el sitio, para corregir el alcance del relé y evitar operación errónea del mismo.

3.1.3 Protección con relés de Sobrecorriente:

La protección de sobrecorriente fue una de las primeras protecciones involucradas en un sistema eléctrico, sin embargo no debe ser confundida con la protección de sobrecarga la cual hace uso de un tiempo relativo, equivalente a la capacidad térmica del elemento a ser protegido.

a) Coordinación de la Protección

La correcta aplicación de los relés de sobrecorriente requiere de un conocimiento de la corriente de falla que puede fluir en cada parte del sistema eléctrico. Los datos necesarios para un estudio de calibración con relés de sobrecorriente son los siguientes:

- Un esquema unifilar del sistema donde se indique los dispositivos de protección y las características de sus transformadores de corriente.
- Las impedancias de todos los elementos del circuito.
- Las potencias de cortocircuito máxima y mínima en cada relé.
- Las corrientes y tiempos de arranque de los motores
- El máximo pico de corriente de carga a través de los relés
- Curvas de los transformadores de medida

El problema de la calibración consiste en conseguir los tiempos más cortos a las máximas corrientes de fallas y chequear si la operación es satisfactoria a una corriente de falla. Es aconsejable dibujar las curvas

de los relés y otros circuitos de protección, tal como fusibles, que operen en circuitos de protección tal como fusibles que operen en serie en una red.

Las reglas básicas para una correcta coordinación pueden ser las siguientes:

- Usar en lo posible relés de las mismas características
- Asegurar que los relés alejados a la fuente tengan calibración igual ó menor que el relé ubicado detrás, esto significa que la corriente primaria necesaria para la operación debe ser igual ó menor que el relé ubicado detrás

b) Principios de Calibración Tiempo / Corriente

Entre los métodos utilizados para una correcta coordinación existen, la calibración por tiempo, la calibración por corriente o ambos.

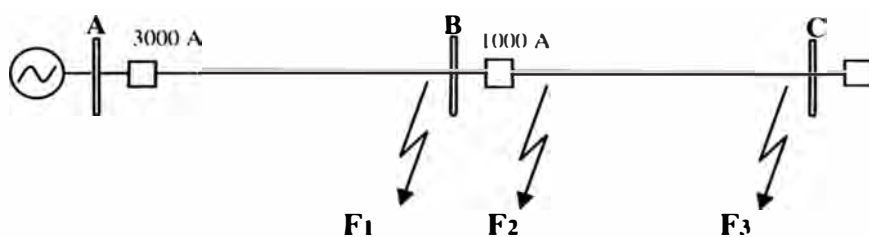
- ***Calibración por Tiempo.***

Este método consiste en dar un adecuado intervalo de tiempo entre dos relés que controlan interruptores, de manera que asegure que el interruptor más cercano a la falla opere primero.

Como característica de esta protección es que los tiempos de apertura son independientes de la corriente de falla. Por esta razón, el relé es llamado Relé de Tiempo Definido. La principal desventaja de este método es que los tiempos mayores de despeje de la falla ocurren en los puntos donde la potencia de cortocircuito es mayor

- ***Calibración por Corriente***

Este método se basa en el hecho de que las corrientes de falla varían con la posición de las fallas. Luego lo que se debe hacer es calibrar la corriente de los relés de manera que el relé más cercano a la falla opere de manera que no operen los otros relés.



If	3000 A	1000 A	Max.Dem
If	1000 A	300 A	Min.Dem

Fig 3.7 CALIBRACIÓN POR CORRIENTE

En el esquema ante una falla en el tramo BC solo opera el relé en B. Sin embargo hay dos puntos importantes que afectan este método:

- i) No es posible distinguir entre una falla en F1 y una falla en F2 a pesar que la distancia entre estos puntos puede ser de solo unos pocos metros y las corrientes de falla pueden variar aproximadamente 0.1 %.
- ii) En la práctica existen variaciones de las potencias de cortocircuitos de manera que en mínima demanda las corrientes de falla pueden ser tan pequeñas que aun para fallas cercanas al relé, este no actuaría.

Luego este tipo de coordinación no es muy practico, salvo que exista una gran impedancia tal como un transformador de potencia.

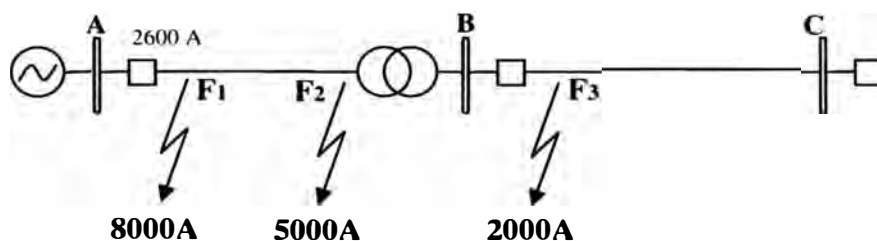


Fig. 3.8 EJEMPLO DE CALIBRACIÓN POR CORRIENTE

Por ejemplo en el esquema anterior (Fig. 3.8) si asumimos una seguridad del 20% por errores de medición y 10% por variaciones de la impedancia del sistema tenemos que la regulación del relé en A es igual a $1.3 \times 2000 = 2600$ A.

Se puede apreciar que si la falla ocurre en F2 no habría problema en A aun cuando la aumente o disminuya la potencia de cortocircuito. En

otras palabras este tipo de protección podría operar correctamente de acuerdo a las circunstancias presentadas por el sistema de potencia.

- **Discriminación por Tiempo y Corriente**

Cada uno de los métodos descritos anteriormente tiene sus desventajas.

- En el caso de la discriminación por tiempo la desventaja es debido al hecho que las fallas más severas son despejadas en tiempos muy largos.
- El caso de la discriminación por corriente puede ser aplicado solo donde hay una apreciable impedancia entre los dos interruptores involucrados.

De las limitaciones de los métodos anteriores es que se desarrollaron los relés de sobrecorriente de tiempo inverso. Con esta característica, el tiempo de operación es inversamente proporcional a la corriente de falla siendo la característica de operación una función de operación de tiempo y la corriente, tal y como se muestra en la **Fig. 3.9**



Fig.3.9 CURVA CARACTERÍSTICA DE TIEMPO INVERSO

La calibración se efectúa de la siguiente manera (Fig.3.10) y en máxima potencia de cortocircuito.

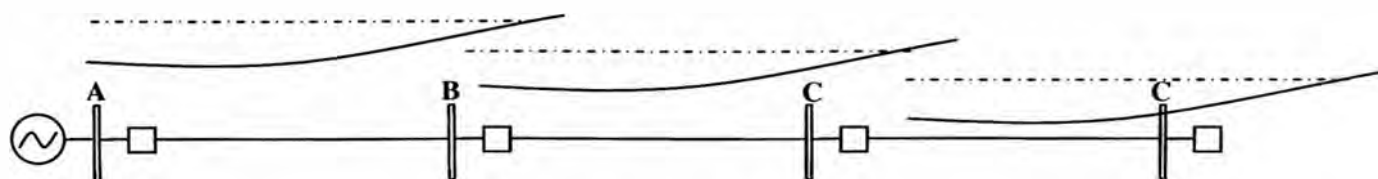


Fig.3.10 COORDINACIÓN DE CURVAS DE TIEMPO INVERSO

En la comparación se puede apreciar que es más conveniente este último método

c) Protección de Sobrecorriente a Tiempo Definido

Un relé de sobrecorriente a tiempo definido operará en el mismo tiempo para todo valor de corriente superior al valor ajustado en el propio relé, se toma en consideración este criterio de ajuste cuando la potencia de cortocircuito varía muy ampliamente de manera que dificulta una buena coordinación con los relés de tiempo inverso, es conveniente para este caso los relés de tiempo inverso.

Casi todos los relés de sobrecorriente incorporan una unidad denominada "elemento instantáneo", en serie con el relé de sobrecorriente a tiempo inverso, de forma que ambas unidades están recorridas por la misma corriente. Usualmente esta unidad se ajusta a un valor muy superior al de la intensidad de arranque del elemento a tiempo dependiente. El elemento instantáneo se ajusta para fallas cercanas al punto de medición.

d) Protección de Sobrecorriente a Tiempo Inverso

Un relé de protección de sobrecorriente a tiempo inverso operará en un tiempo de actuación. Los fabricantes suelen suministrar relés con diferentes características de operación: Normal Inverso, Muy Inverso, Extremadamente Inverso, etc. Lo normal es que un relé de sobrecorriente, dentro de su característica, ofrezca no sólo una curva de operación sino una familia de ellas. Uno de los valores más importante por determinar es el valor de la intensidad que hay que aplicar al relé para que este empiece a funcionar. En teoría, la corriente de arranque ha de ser precisamente la corriente ajustada, aunque debe admitirse una cierta tolerancia. Se considera correcto que el relé arranque para una corriente comprendida dentro del margen: $I_{arr} = 115\% I_{aj} \pm 10\%$

Los relés de sobrecorriente de tiempo inverso (característica inversa, muy inversa, extremadamente inversa) se emplean con preferencia en redes malladas o de longitudes importantes, ofreciendo curvas muy

selectivas con los fusibles de posibles derivaciones del circuito principal. Por otro lado cuando las potencias de cortocircuito varían muy ampliamente de manera que dificulta una buena coordinación con los relés de tiempo inverso, es conveniente en este caso el uso de los relés de tiempo definido **Fig.3.11**. Por tanto los relés de tiempo definido tienen mayor ventaja a menores potencias de cortocircuito mientras que a altas potencias los relés de tiempo inverso tienen menores tiempos de operación.

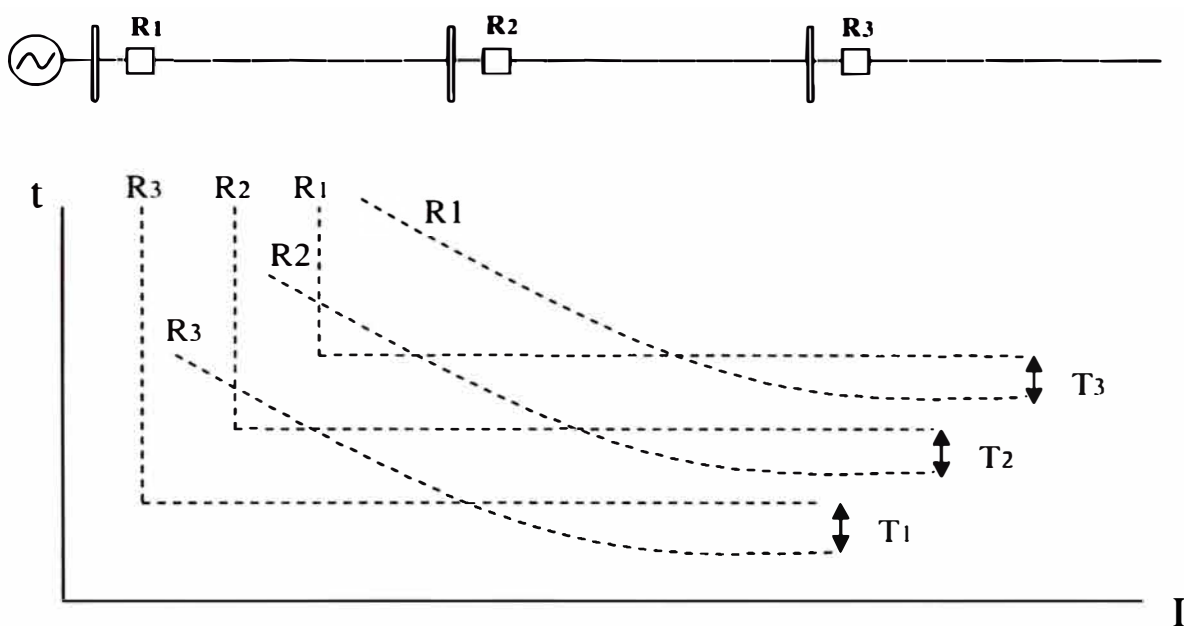


Fig.3.11 COMPARACIÓN CALIBRACIÓN RELÉS CON CURVAS DE TIEMPO INVERSO Y TIEMPO DEFINIDO

e) Calibración de Relés de Sobrecorriente

La correcta coordinación de relés de sobrecorriente requiere del cálculo y gráficos en papel log-log en términos de corriente y tiempo de los relés de subestaciones adyacentes.

La calibración de relés de Tiempo Definido presenta pocas dificultades para su calibración, esta debe ser efectuada con la mínima corriente de falla o sea en condiciones de mínima demanda, así mismo esta calibración debe ser lo suficientemente alta de manera de permitir la máxima carga del sistema así como el arranque de grandes motores o las corrientes de inserción de los transformadores.

En cuanto a la calibración de los relés de tiempo inverso, se deberá tener en cuenta el valor de la corriente de falla, si es o no muy variable. De ser muy poco variable entre secciones de cable, es posible regular los relés de la misma forma que los relés de tiempo definido, sin embargo de ser muy variable se utilizan ambas calibraciones de corriente y tiempo. Se debe tener en cuenta que esta calibración debe ser lo suficiente mente alta como para, tal que no sea afectado por las corrientes de pico de carácter transitorio de las cargas.

Una vez que se regula las corrientes del relé hay que regular el multiplicador del tiempo.

f) Protección de Falla a Tierra

Este tipo de fallas son de las más difíciles de detectar en un sistema eléctrico, ya que las corrientes de falla a tierra muchas veces es menor que las corrientes de carga. Por esto, este tipo de protección no se puede hacer con los relés anteriormente descritos. Se obtiene una buena protección sensitiva a las corrientes de falla a tierra, haciendo que el relé responda solo a las corrientes residuales del sistema, desde que estas corrientes solo existen cuando la corriente de falla fluye a tierra. De esta manera la corriente de falla es independiente de la corriente de la carga aunque exista desbalance, sin embargo en la práctica las capacidades parásitas, pueden originar corrientes de tierra que producen corrientes residuales, por lo tanto estos relés sensibles deben ser regulados por encima de estas corrientes.

La corriente residual es medida con las siguientes conexiones dependiendo de las necesidades.

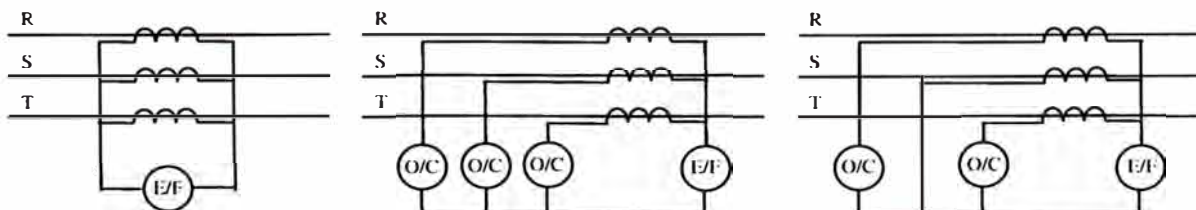


Fig. 3.12 MEDICIÓN DE LA CORRIENTE RESIDUAL

g) Calibración de relés de Sobrecorriente de Falla a Tierra

Para el ajuste del TAP de los relés de sobrecorriente a tierra en las Líneas de Transmisión se suele colocar entre el 10% al 40% la máxima corriente de carga que pasa por el relé; sin embargo a menos que la máxima corriente de falla sea limitada por una impedancia en el neutro del transformador, el relé podría estar sujeto a altas corrientes de falla a tierra; considerando que los transformadores de corriente cuentan con un alto factor de saturación, el relé podría experimentar un considerable calentamiento durante fallas severas, por esta razón se considera un rango de ajuste entre el 20% al 50% de máxima corriente de carga que pase por el relé a calibrar.

Para nuestro informe se ha tomado como TAP Primario del relé el 40% de la corriente de carga. Si la I_{Falla} a tierra tuviera una resistencia de falla 50Ω y sea menor que la corriente del TAP del relé se considera el 20% de la máxima I_{Carga} como TAP del relé. En cuanto a los relés de falla a tierra ubicados en el primario de los transformadores de potencia se considerará como TAP de éstos el 30% de la corriente nominal del transformador dado que los niveles de desbalance esperados en el sistema son inferiores a este valor.

3.1.4 Protección Diferencial de Transformadores

El transformador de potencia es uno de los elementos más importantes del sistema de transmisión y distribución. La elección de la protección apropiada puede estar condicionada tanto por consideraciones económicas como por el tamaño del transformador.

Los transformadores y autotransformadores, en general, están sometidos a cortocircuitos internos, por lo que son protegidos por relés diferenciales porcentuales o de alta impedancia y con relés de presión o acumulación de gas. En el presente informe se plantea los criterios utilizados para la protección diferencial de los transformadores de potencia del Sistema Eléctrico Callejón de Huaylas utilizado para ello relés diferenciales ABB modelo TPU2000R. Así mismo hacemos notar que en la actualidad solo los transformadores de las subestaciones Caraz y Huaraz, cuenta protección

diferencial, sin embargo se presentara el criterio de ajuste de todas las subestaciones de transformación de la SE. Callejón de Huaylas. Para el caso en el que el transformador de potencia se encuentre sometido a sobrecorrientes externas, estos son protegidos por relés de sobrecorriente, cuyos criterios de ajuste fueron explicados en el punto “g” del acápite anterior.

El relé diferencial de corriente es el tipo de protección usada más comúnmente para transformadores. La protección diferencial es muy apropiada para detectar fallas que se producen tanto en el interior del transformador como en sus conexiones externas, hasta los transformadores de corriente asociados con esta protección, es por esta razón que se trata de una protección selectiva absoluta. Así mismo la protección diferencial compara por lo general los valores instantáneos de las corrientes, sus módulos y fases. Para implementar la protección diferencial se usan relés de varias clases, así:

- Protección diferencial usando relés de sobrecorriente temporizados. Estos relés de sobrecorriente sin restricción, son poco usados en aplicaciones actuales debido a que son susceptibles de operar mal por causas tales como corriente de magnetización "Inrush" cuando se energiza el transformador y errores de saturación o errores de disparidad de los transformadores de corriente.
- Protección diferencial usando relés diferenciales porcentuales. Esta es una protección que dispone de una restricción para evitar disparos indeseados ante fallas externas debido a la disparidad en los transformadores de corriente. Esto permite incrementar la velocidad y seguridad de la protección con una sensibilidad razonable para corrientes de falla bajas y al mismo tiempo, se pueden obtener beneficios en caso de errores de saturación. Estos relés son aplicables particularmente a transformadores de tamaño moderado localizados a alguna distancia de la fuente de generación mayor.

La aplicación de la protección diferencial a los transformadores, reviste especiales cuidados debido a las características que tienen estas máquinas en condiciones normales. Así deberá tenerse en cuenta lo siguiente:

- El valor de las corrientes es diferente en los arrollamientos primario y secundario
- La presencia de tomas o gradines da lugar a una relación de transformación variable
- La intensidad de excitación circula por un solo arrollamiento.
- La intensidad de conexión, cuyo valor es alto y de forma no sinusoidal circula por un solo arrollamiento.
- Dependiendo del grupo de conexión de los transformadores, las intensidades entre el primario y secundario pueden resultar desfasados.

a) **Compensación para la Protección Diferencial**

- Compensación por diferencias entre las intensidades

Las intensidades a ambos lados de un transformador guardan entre si una relación inversa al número de espiras del arrollamiento que recorren. Idealmente esta diferencia se compensara empleando transformadores de corriente con una corriente primaria del mismo valor que las corrientes nominales del transformador de potencia, de no ser posible el cumplimiento de esta condición se estaría introduciendo un desbalance que debe ser reconocido por el relé diferencial como normal. Esta restricción es establecida como un porcentaje entre la corriente de operación ó motora ($I_{\text{Diferencial}}$ ó I_{Oper} ó I_{Δ}), ecuación (3.4) y la corriente de restricción ó antagonista (I_{Bias} ó I_{Rest} ó I_{H}) ecuación (3.5) del transformador.

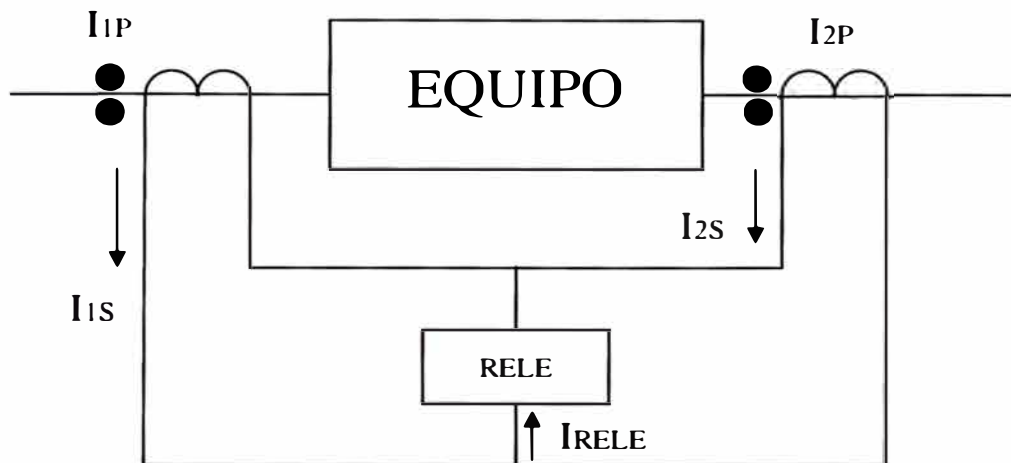


Fig. 3.13 ESQUEMA BÁSICO DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL

ecuación de la Corriente de Operación (3.4):

$$I_{op} = I_{1s} - I_{2s} \quad (3.4)$$

Ecuación de la Corriente de Restricción (3.5):

$$I_{Rest} = \frac{I_{1s} + I_{2s}}{2} \quad (3.5)$$

- Polarización requerida por la Operación de los Taps

Supongamos un transformador de relación $V_1/V_2=N$, por lo tanto la relación entre las intensidades del transformador será $N I_1=I_2$, y además la corriente que circula por el circuito diferencial es cero, en estas condiciones se efectúa un cambio de tomas de manera que el secundario tenga a ahora una tensión igual a kV_2 , por lo tanto la intensidades primarias cambiarían de relación, por lo que deber cumplirse la ecuación (3.6):

$$\frac{V_1}{V_2 k} = \frac{N}{k} \quad y \quad \frac{I_2}{I_1} = \frac{N}{k} \quad (3.6)$$

Como el circuito diferencial esta calculado para compensar $I_1.N$ pero no $I_1.N/k$

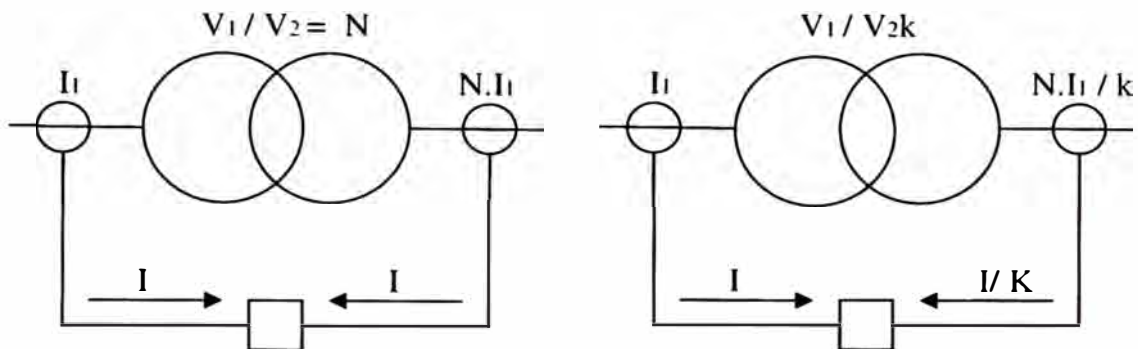


Fig. 3.14 ESQUEMA DE CORRIENTES POR LA OPERACIÓN DE TAPS

Las corrientes que se inyectaran al relé son como las mostradas en las anteriores figuras por lo tanto el relé deberá polarizarse para compensar el desbalance producido por el cambio de taps en los transformadores de potencia:

$$P = \frac{(I_1 - I_1/k) \times 100}{0.5 (I_1 + I_1/k)}$$

$$\Rightarrow P = 200 \frac{k-1}{k+1} \% \quad (3.7)$$

- **Compensación por Corriente de Excitación**

La corriente de excitación depende de la f.e.m. en los arrollamientos y de la calidad del núcleo magnético del transformador. Dependiendo de la calidad del núcleo podemos tener valores entre el 1% al 4%, de la corriente nominal, sin embargo debido a que estas maquinas se diseñan por motivos económicos justo debajo del codo de saturación, puede presentarse el caso de que un pequeño aumento de tensión se traduzca en un notable aumento de la corriente de excitación, luego es necesario contar con un perfil de tensiones de la red en que se empleara el transformador protegido, a fin de que pueda evaluarse el máximo valor de tensión que se le va a aplicar y el máximo valor de corriente de excitación que debe, ser considerado como normal por los circuitos de protección. Los transformadores generalmente operan alimentados de uno de sus lados siendo solo este el que se encarga de suministrar la corriente de excitación. En estas

condiciones su valor pasa íntegramente a ser considerado por el circuito diferencial como una corriente no balanceada. Usualmente se torna su porcentaje directamente como uno de los que afectan el ajusté del valor mínimo de operación del relé diferencial.

- **Compensación por Corriente de Conexión**

En el instante que se conecta un transformador a una fuente de energía, la corriente en el arrollamiento conectado a la red puede ser muchas veces mayor que la intensidad a plena carga. La condición más desfavorable ocurre cuando la conexión se produce en el instante que la tensión es cero y cuando el magnetismo residual es opuesto en polaridad al que sería si no fuera el primer ciclo de trabajo del núcleo. Debido a la saturación del núcleo, la intensidad de conexión es muy deformada y con un alto contenido de segunda armónica, llegando a alcanzar valores máximos de ó a 8 veces el de la corriente nominal. Desde el punto de vista de la protección diferencial las intensidades de conexión aparentan ser originadas por una falla en el elemento protegido. Por esta razón debe proveerse de algún elemento que evite que el relé opere en estas condiciones, logrando así que se mantenga la estabilidad del sistema de protección. Los relés normalmente emplean un filtro de segunda armónica como magnitud antagonista para así evitar una mal operación.

- **Compensación por desfase de Corrientes**

Dependiendo del grupo de conexión de los transformadores, las intensidades de línea a ambos lados del transformador están normalmente desfasados un ángulo que la protección diferencial debe ser capaz de considerar como normal. Ya que el desfase es producido por la forma como se han conectado los devanados en el transformador podemos efectuar el mismo artificio con los transformadores de medida con el fin de corregir los desfases en el secundario de los transformadores de corriente donde se encuentra el circuito diferencial

En el siguiente ejemplo mostramos la forma de conexión de estos transformadores auxiliares para la protección diferencial del

transformador de la SE. Carhuaz cuyo grupo de conexión es YNd11 y cuyos datos se muestran en la figura (Fig.3.15):

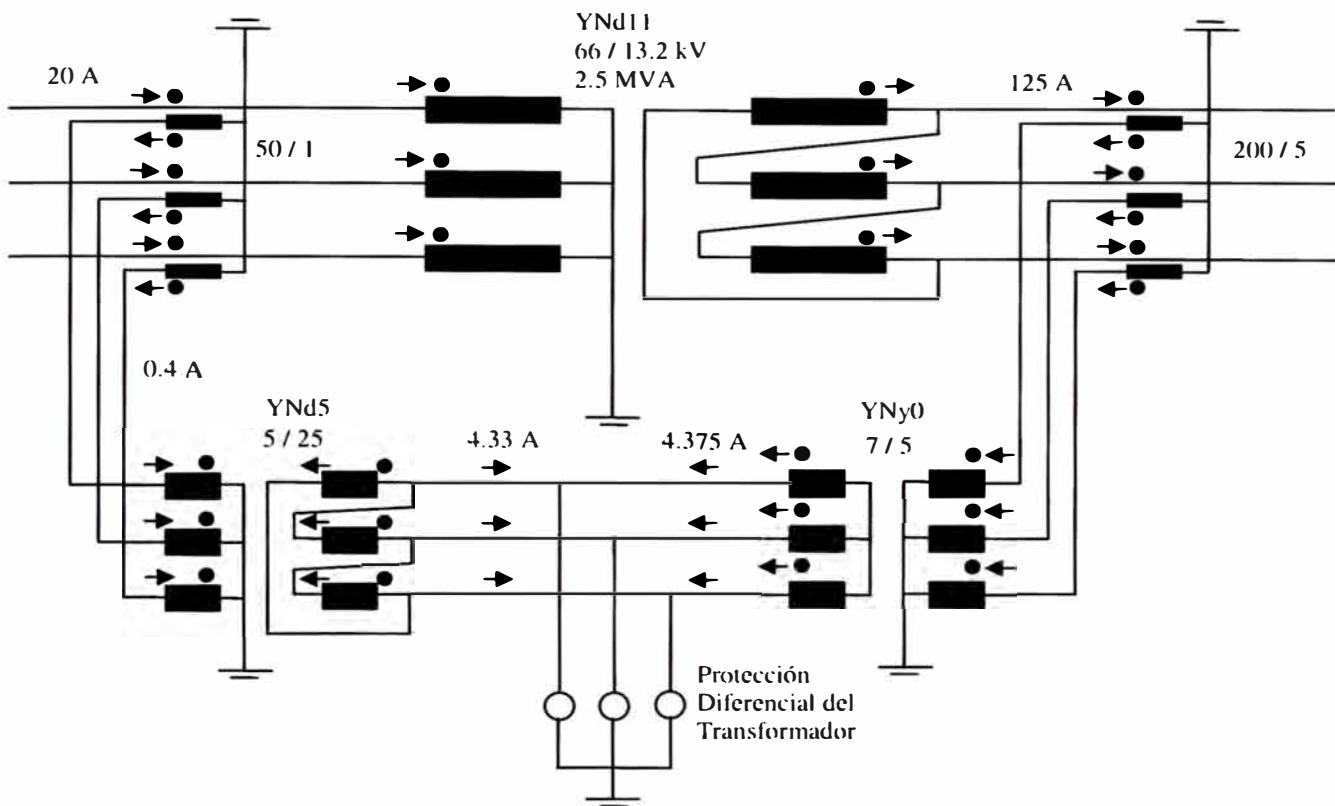


Fig. 3.15 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE LA S.E. CARHUAZ

Si consideramos que el devanado primario de los transformadores de corriente intermedios son de 5 A, tanto para el primario y secundario del transformador de potencia de Carhuaz, por lo tanto se deberá calcular la relación de corriente del devanado secundario de estos transformadores de medida (en delta para devanado primario y en estrella para el devanado secundario de transformador de potencia):

$$X = \frac{5 \cdot 0.4}{\frac{3.5}{\sqrt{3}}}$$

$$\Rightarrow X = 25.25 \approx 25 \text{ Amp.}$$

(3.8)

$$X = \frac{5 \cdot 2.5}{3.46}$$

$$\Rightarrow X = 6.93 \approx 7 \text{ Amp.}$$

El transformador de corriente sera de 5 / 25 Amp. y con grupo de conexión YNd5

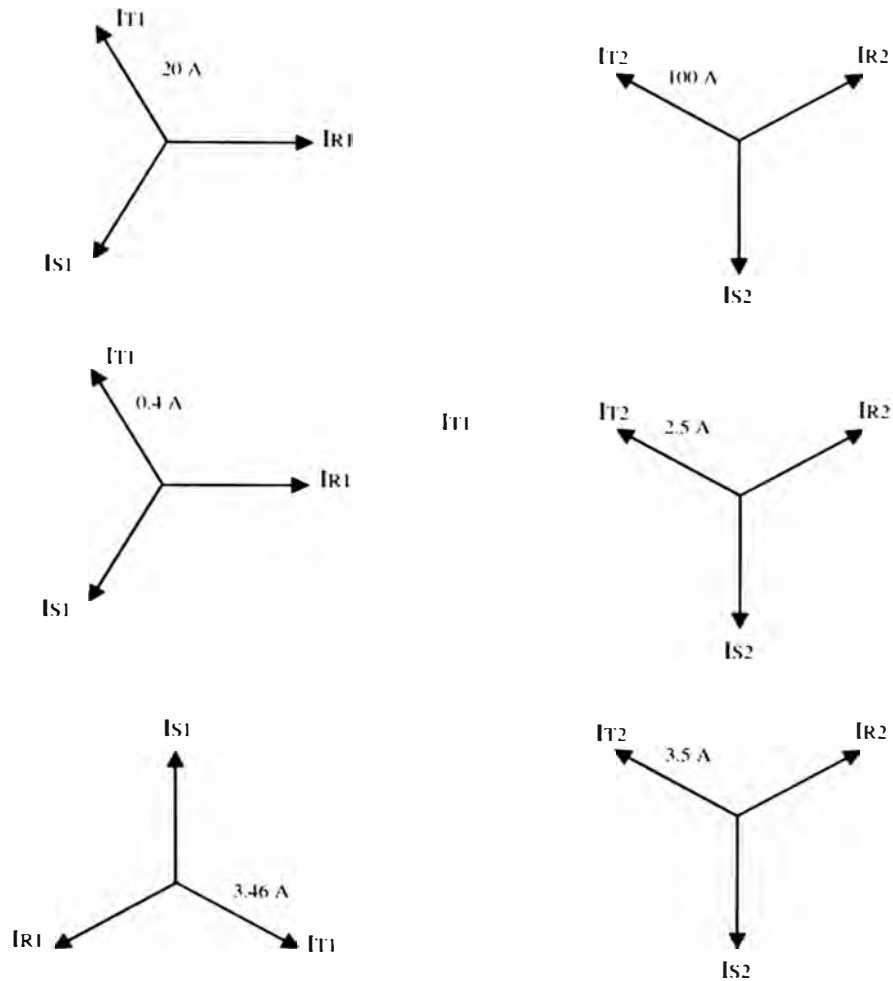


Fig 3.16 ESQUEMA DE COMPENSACIÓN POR MÓDULO Y ÁNGULO DE UN RELÉ DIFERENCIAL

- Compensación de las corrientes de secuencia cero.
Supongamos el transformador siguiente (**Fig. 3.17**) en la que se ha producido una falta a tierra externa al transformador

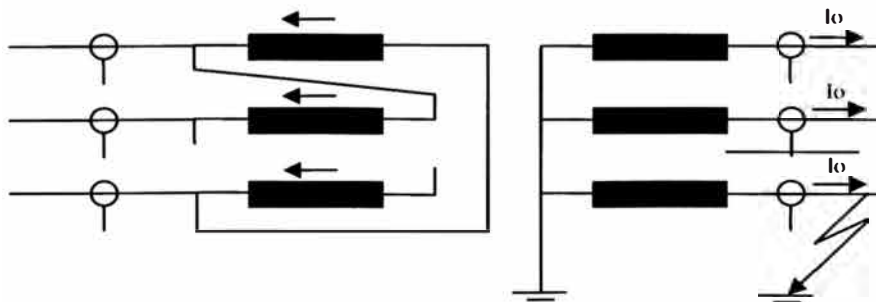


Fig. 3.17 COMPESACIÓN DE SECUENCIA CERO

Como se observa en el lado delta, la corriente de secuencia cero no circula por los transformadores de corriente sin embargo en el lado en estrella la intensidad de esta secuencia circulará. Si ha este lado conectado los transformadores de medida también en estrella, la intensidad de secuencia cero es transformada e inyectada al circuito diferencial haciéndolo operar indebidamente. Este hecho se puede evitar conectando los transformadores, de medida en delta al lado de la estrella y viceversa o con transformadores auxiliares de corriente conectándolos en la misma forma.

b) Ajuste de la Protección Diferencial

Las dos magnitudes que es necesario ajustar en los relés diferentes son:

- Valor mínimo de Operación
- Porcentaje de Polarización

A continuación pasamos a describirlos:

- Valor mínimo de Operación (g)

Este valor esta afectado principalmente por los siguientes factores e independientes de la corriente de restricción:

- i. Máxima corriente de excitación
- ii. Error de los transformadores de corriente a bajas corrientes
- iii. Error en la medida del relé
- iv. Presencia de transitorios

Por ejemplo, si el valor máximo de corriente de excitación es 5%, el error de los T.C. es 5% y el relé 5%, puede ajustarse a un valor de 20% sin embargo, por otras consideraciones adicionales puede ajustar en. 30 % ó más.

- Valor porcentaje de Polarización

Este valor se define como $v = I\Delta / IH$ y es afectado por los siguientes valores:

- i. Imperfecta compensación de los módulos de las intensidades a ambos lados de la maquina.
- ii. Presencia de tomas o gradines.
- iii. Error de los transformadores de corriente.

- iv. Error de relés.
- v. Presencia de transitorios.

Supongamos que la compensación imperfecta de las corrientes requiere una polarización de 5%, la presencia de tomas 15%, el error de los T.C. en el límite de su exactitud 10%, el error de los relés 5%, podemos ajustar la polarización en un 40%, sin embargo con el fin de darle mayor estabilidad en caso de fallas externas que puedan originar transitorios puede llegarse al 50%.

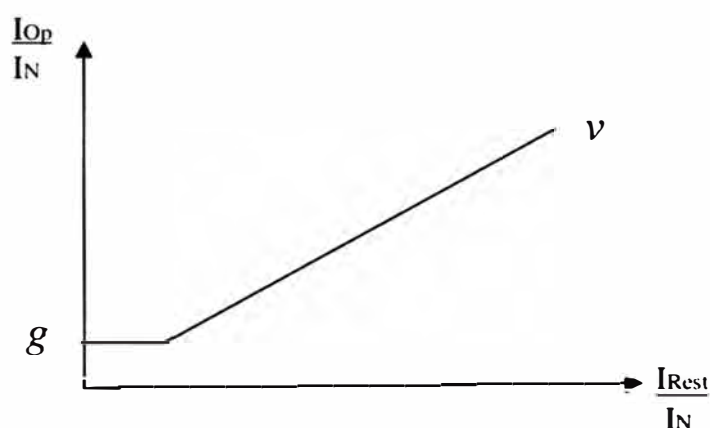


Fig. N° 3.18 CURVA DE OPERACIÓN ... RELÉ DIFERENCIAL

De las ecuación de la Corriente de Operación (3.4) y de la ecuación de la Corriente de Restricción (3.5)

$$I_{Op} = I_{1s} - I_{2s} \quad (3.4)$$

$$I_{Rest} = \frac{I_{1s} + I_{2s}}{2} \quad (3.5)$$

Obtenemos que la Porcentaje de Polarización (Slope %) que es calculada con la ecuación (3.9), mientras que el valor mínimo de Operación (%Tap) es calculada con la ecuación (3.10)

$$v = \frac{I_{Op}}{I_{Rest}} = \frac{I_{1s} - I_{2s}}{\frac{I_{1s} + I_{2s}}{2}} \quad (3.9)$$

$$g = \frac{I_{Op}}{I_{Nominal}} \quad (3.10)$$

c) **Calculo de ajuste del relé Diferencial ABB TPU2000 R de 2 Devanados**

Los pasos para calcular los ajustes del relé diferencial ABB TPU2000R de dos devanados son los siguientes:

1. Determine el desfase (desplazamiento de fase) del transformador de potencia entre los lados de alto voltaje y bajo voltaje. Asigne el lado alto (HS) al devanado 1 y el lado bajo (LS) al devanado 2. Defina el ajuste de Compensación de Fase igual al ángulo por el cual las corrientes del devanado se adelantan a las corrientes del devanado 2.
2. Determine las máximas corrientes de carga, I_H e I_L , en el lado de alta y del lado de baja del transformador de potencia.
3. Determine las máximas corrientes de falla pasante, I_{HF} e I_{LF} , en ambos lados del transformador.
4. Escoja la relación del transformador de corriente (TC) de acuerdo con el Paso 1 para dar aproximadamente 5 A de corriente secundaria con corriente de carga máxima, manteniendo la máxima corriente de falla externa a menos de 100 A en el secundario. En transformadores de dos devanados, la corriente de falla pasante está limitada por la impedancia del transformador.
5. Calcule las corrientes de carga, I_{HS} e I_{LS} , en los lados de secundario del TC.
6. Calcule las corrientes secundarias del TC que fluyen a los terminales del relé TPU-2000R: $I_{HR}=I_{HS}*HSECF$; $I_{LR}=I_{LS}*LSECF$, donde $HSICF$ y $LSICF$ son los factores multiplicadores de la Tabla N° 3.1 siguiente para compensación interna:

**TABLA N° 3.1
PARÁMETROS DE COMPENSACIÓN PARA UN RELÉ
DIFERENCIAL DE DOS DEVANADOS ABB TPU2000 R**

CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR		CONEXIÓN DEL TC		FACTOR MULTIPLICATIVO COMPENSACIÓN INTERNA		FACTOR MULTIPLICATIVO COMPENSACIÓN EXTERNA	
HS	LS	HS	LS	HS	LS	HS	LS
Estrella	Estrella	Delta	Delta	1	1	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$
		Estrella	Estrella	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1	1
Delta	Delta	Estrella	Estrella	1	1	1	1
Estrella	Delta	Estrella	Estrella	$\sqrt{3}$	1	1	1
		Delta	Estrella	1	1	$\sqrt{3}$	1
Delta	Estrella	Estrella	Delta	1	1	1	$\sqrt{3}$
		Estrella	Estrella	1	$\sqrt{3}$	1	1

7. Calcule las corrientes de restricción usadas en el relé luego de aplicar la compensación interna de fase: $I_{HAR} = I_{HR} * HSICF$; $I_{LAR} = I_{LR} * LSICF$, donde HSICF y LSICF son los factores multiplicadores de la Tabla N° 3.1 del paso 6 para compensación interna.
8. Seleccione los ajustes de toma de los lados alto y bajo redondeando I_{HAR} e I_{LAR} respectivamente a la décima (0,1) de amperio más cercana. Si cualquiera de estos valores es mayor o menor que el rango de toma disponible, calcule la relación entre ambos valores y defina las tomas con la misma relación.
9. Verifique si las corrientes de falla pasante en los secundarios de los TCs de los lados de alta y baja son menores que 35 veces los ajustes de toma seleccionados ($I_{HFS} - 35 * TH$ e $I_{LFS} - 35 * TL$). Esta es una limitación interna del convertidor analógico a digital.
10. Seleccione la curva característica diferencial de porcentaje. Se recomienda seleccionar una pendiente de 20% a 30% para transformadores sin cambiadores de tomas en carga y de 30% a 40% para transformadores con dichos cambiadores.
11. Seleccione la mínima corriente de operación entre 0,2 y 0,4 por unidad. La mínima corriente de operación es la diferencia por unidad entre las corrientes de restricción por unidad de los devanados 1 y 2.

12. Para bloquear el disparo por corriente de irrupción (entrada) del transformador, seleccione el Modo de Restricción Armónica y el Porcentaje de Restricción Armónica. Las selecciones son de 2da y 5ta., o de Todas las Armónicas y 7,5% a 25% de la Fundamental en pasos de 2,5%.
13. Seleccione el ajuste 87H Diferencial Instantáneo sin Restricción de Ajuste Alto de modo que no dispare por corriente de irrupción del transformador. Si se desconoce la corriente de irrupción del transformador, use un valor de 10 veces la capacidad de corriente de carga con autoenfriamiento del transformador de potencia.

3.1.5 Protección Direccional a Tierra en Sistemas Aislados de Distribución

Todos los alimentadores de media tensión (AMT) del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas se encuentran en sistemas de neutro aislado, por este motivo analizaremos el comportamiento de las corrientes homopolares, luego de producirse una falla a tierra. En sistemas aislados donde existen alimentadores de media tensión en paralelo, la protección para fallas a tierra se realiza a través de la protección direccional a tierra. Al producirse una falla monofásica a tierra, a través de la capacitancia característica a tierra de la línea, se va a producir un retorno de corriente en las fases no falladas tanto en el alimentador donde se localiza la falla como en los demás alimentadores paralelos a él. Es ahí en donde se hace necesario discriminar el sentido de la corriente, ya que la protección de sobrecorriente no debe actuar cuando las corrientes de retorno que se presentan en estos casos. En la figura (Fig. 3.19) siguiente podemos observar un sistema en neutro aislado con dos AMT en paralelo, luego de producirse una falla a tierra en la fase T de uno de los AMT, las corrientes homopolares ($3I_0$) toman una dirección definitiva, razón que les permite a los relés de sobrecorriente direccional discriminar el AMT en falla por la dirección de la corriente homopolar

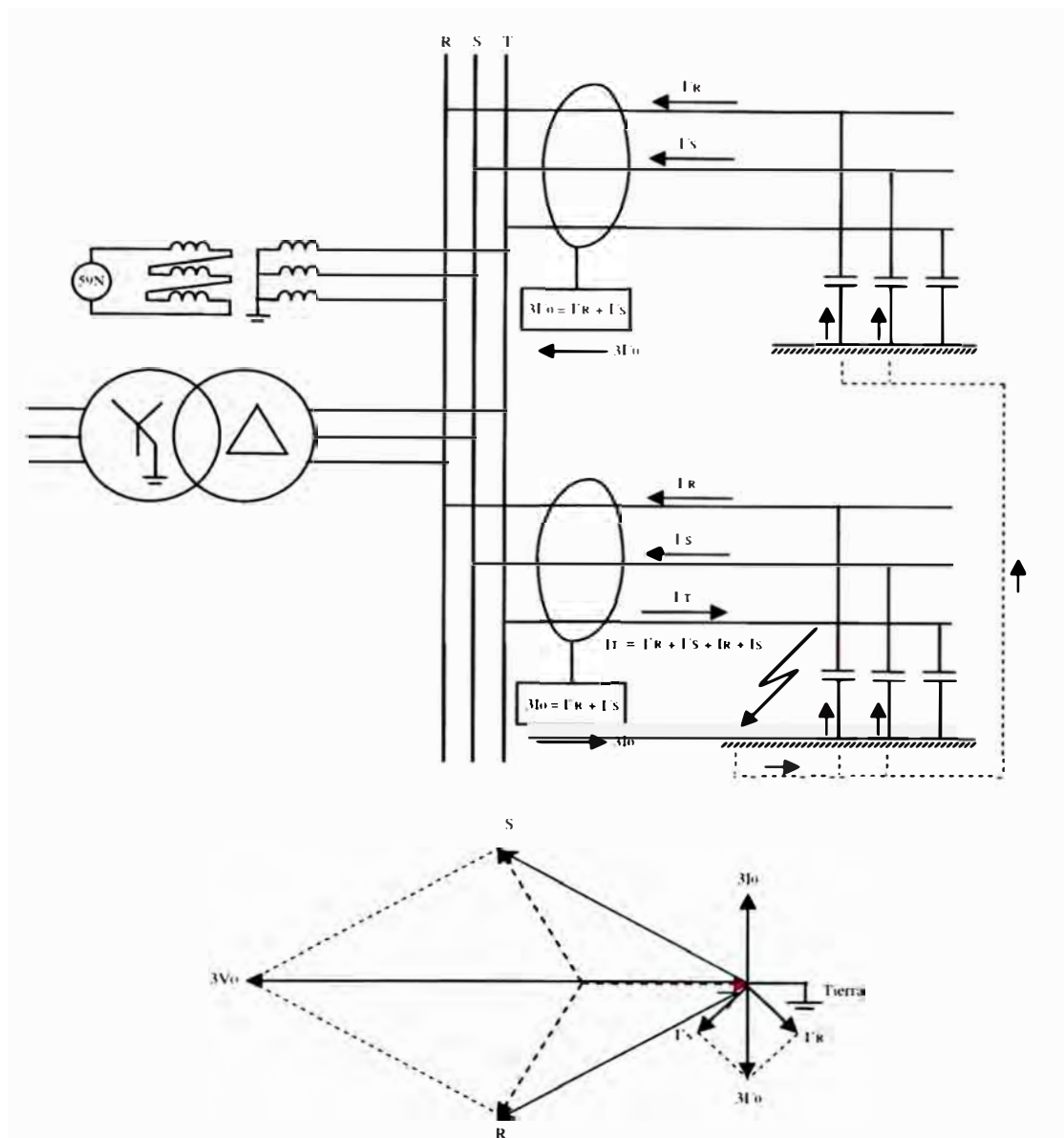


Fig. 3.19 ESQUEMA ELÉCTRICO ENTRE UNA FALLA A TIERRA EN UN SISTEMA AISLADO

Cuanto mayor sean el número de AMT en paralelo, mayor será la contribución de las corrientes de las fases sanas de cada uno de los AMT en paralelo y del AMT en falla, por lo que la magnitud de la corriente homopolar será mayor y por tanto será mas fácilmente detectada por los transformadores de corriente toroidal.

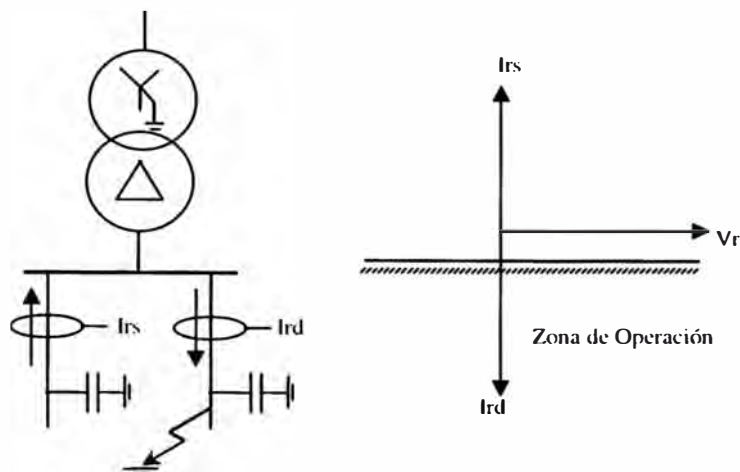


Fig.3.20 DIRECCIÓN DE LA CORRIENTE HOMOPOLAR ANTE UNA FALLA A TIERRA EN EL SISTEMA AISLADO

En la siguiente figura (Fig.3.21) se muestra un sistema en neutro aislado en la que indican los fasores de tensión antes y después de una falla a tierra.

En este se observará el corrimiento del neutro ante una falla de fase a tierra, característica importante de este tipo de fallas que permite la generación de tensiones homopolares que polarizan los relés direccionales.

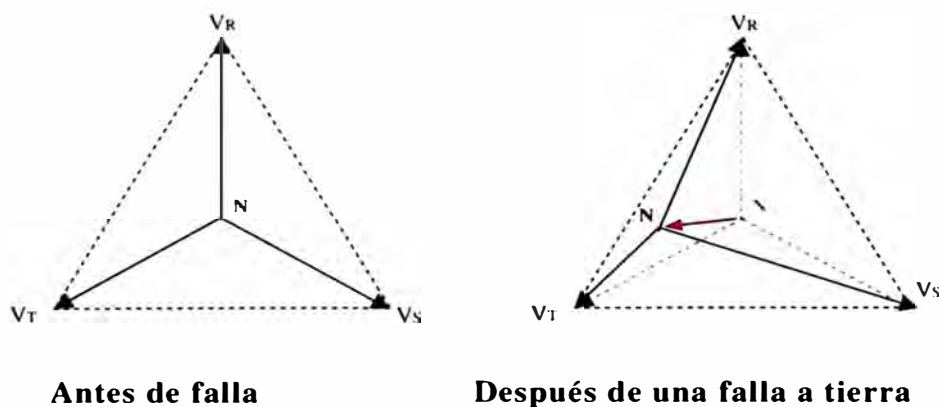


Fig. 3.21 CORRIMIENTO DEL NEUTRO FICTICIO ANTE UNA FALLA A TIERRA EN SISTEMA AISLADO

Así mismo se observa en la Fig.3.21 que la fase T se fue a tierra (no se hace nula debido a que se asume una resistencia de tierra), además del corrimiento del neutro (neutro ficticio) ante una falla monofásica a tierra. El ajuste adecuado de esta protección se efectúa midiendo las corrientes capacitivas de secuencia cero que cada relé medirá para cada uno de los AMT a los que se

les desea proteger contra fallas de fase a tierra, el valor de ajuste tanto de corriente homopolar como de tensión homopolar deberá ser el mas alto valor de corriente de secuencia homopolar que el relé puede medir durante su operación sin falla.

Para la protección de fallas a tierra en los AMTs del Sistema Eléctrico Callejón de Huaylas, se cuenta con reles GE en sus modelos DFP 300 y F6.50

a) Ajuste 67N del relé GE modelo DFP 300

Los relés GE modelo DFP-300, utilizará la función de sobrecorriente direccional de tierra sensible 67NUH (alta) y 67NUL (baja) para falla a tierra en sistema en neutro aislado, al cual se le ingresan dos (2) valores de corriente (I_H e I_L) y dos (2) valores de tensión (V_H y V_L) con la finalidad de delimitar la actuación de esta función mediante esos dos parámetros y evitar así actuaciones no deseadas ya que se hace una comprobación de tensión de neutro mayor que la ajustada.

Para le ajuste de la función de protección 67NUL del relé esta condicionada a la perdida de potencia que se halla producido, para lo cual y luego de un tiempo ajustado esta actuaría. En la siguiente figura (Fig.3.22) podemos ver la zona donde se ubica de Operación del relé por fallas a tierra en sistemas aislados.

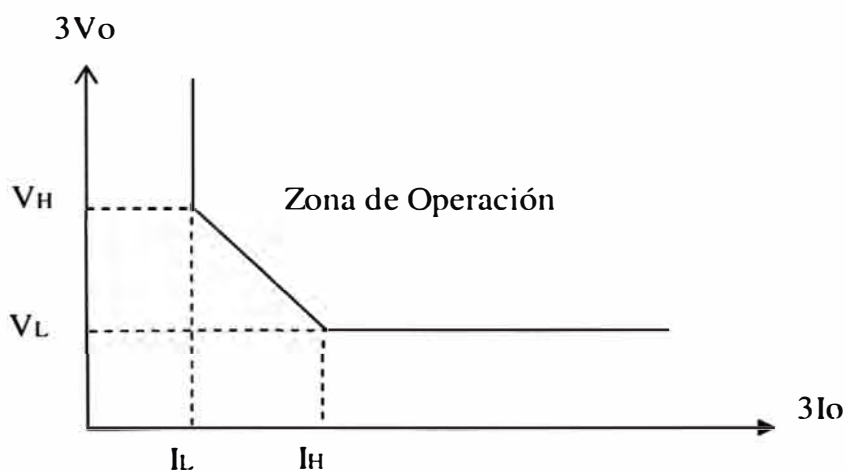


Fig.3.22 ZONA DE OPERACIÓN DE UN RELÉ GE MODELO DFP 300 PARA FALLAS A TIERRA EN SISTEMAS AISLADOS

La función 6/NUH tendrá direccionalidad gracias a la habilitación del control direccional (direccional control function), específicamente del torque, cuyo ángulo máximo torque será ajustado en 90°.

b) Ajuste 67N del relé GE modelo F650

Para el caso de los relés F650, se utilizará la función de sobrecorriente instantánea de tierra aislada (50IG), supervisada por la función direccional de tierra sensible (6/SG).

El funcionamiento de la unidad de tierra aislada (50IG) está basado en la detección de una corriente superior al ajuste, con una supervisión de tensión de neutro (3V0). Esto permite ajustar la unidad de modo muy sensible, con un nivel de corriente muy bajo, con la seguridad de que pequeños errores de ángulo o relación en los transformadores de intensidad no van a provocar la operación del equipo, ya que se hace una comprobación de tensión homopolar mayor que la ajustada.

La característica de operación corresponde a la mostrada en la figura anterior (Fig. 3.22) donde VII, VI, III e II son ajustes de la unidad.

Para darle la direccionalidad necesaria a esta función, en el caso del relé F650, la función 50IG será supervisada por la función 6/SG.

La función 6/SG es un elemento direccional que se emplea entonces para supervisar las funciones de sobrecorriente de tierra sensible, cuya magnitud de corriente las toma de la señal que le entregan el secundario de los transformadores de corriente toroidal, mientras que la magnitud de polarización es la tensión de neutro (3V0) calculada a partir de las tres tensiones de fase.

Ejemplo 01

En el siguiente ejemplo mostramos la polarización de un relé direccional F650 en un sistema en neutro aislado, con un ángulo de máximo torque de 75°, donde se ha producido una falla a tierra en la fase "A" ($i_f \approx V_A - 0$); al ser la corriente de falla una corriente capacitiva, esta adelantará 90° a su tensión de referencia ("V_A").

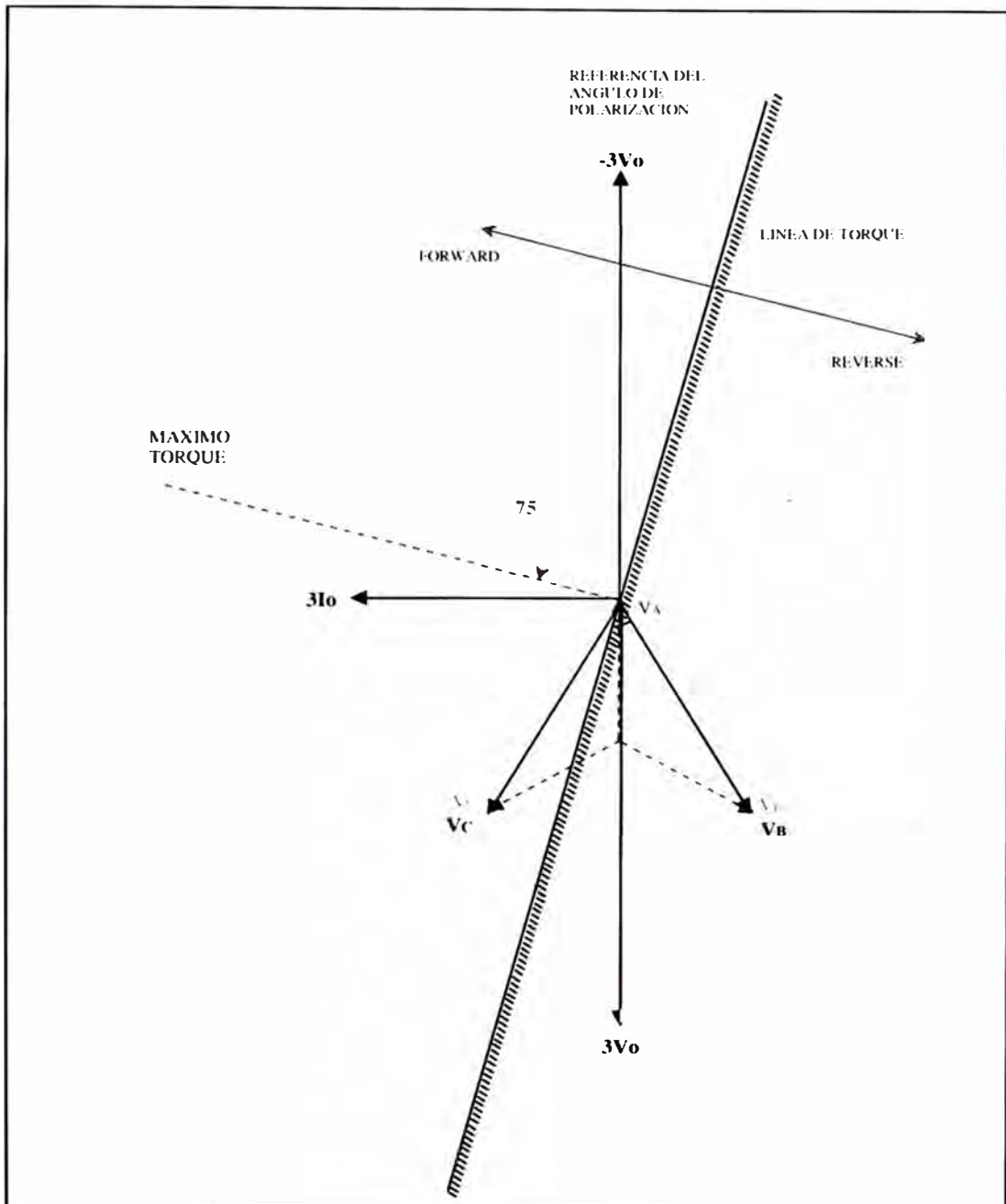


Fig. 3.23 LA POLARIZACIÓN DE REFERENCIA ($-3V_0$) ESTARÁ RETRASADA 90° CON RESPECTO A $3I_0$ Y EN ESTE SENTIDO (↻) Y ADEMÁS ES LA REFERENCIA EN 75° DEL ÁNGULO DE MÁXIMO TORQUE

Ejemplo 02

En el siguiente ejemplo mostramos la polarización de un relé direccional F650 en un sistema atterrado, con un ángulo de máximo torque de -45° , donde se ha producido una falla a tierra en la fase "A" ($\Rightarrow V_A \approx 0$). A

diferencia de los sistemas aislados la corriente de falla ya no es capacitiva y se retrasa 90° a su tensión de referencia (" V_A ").

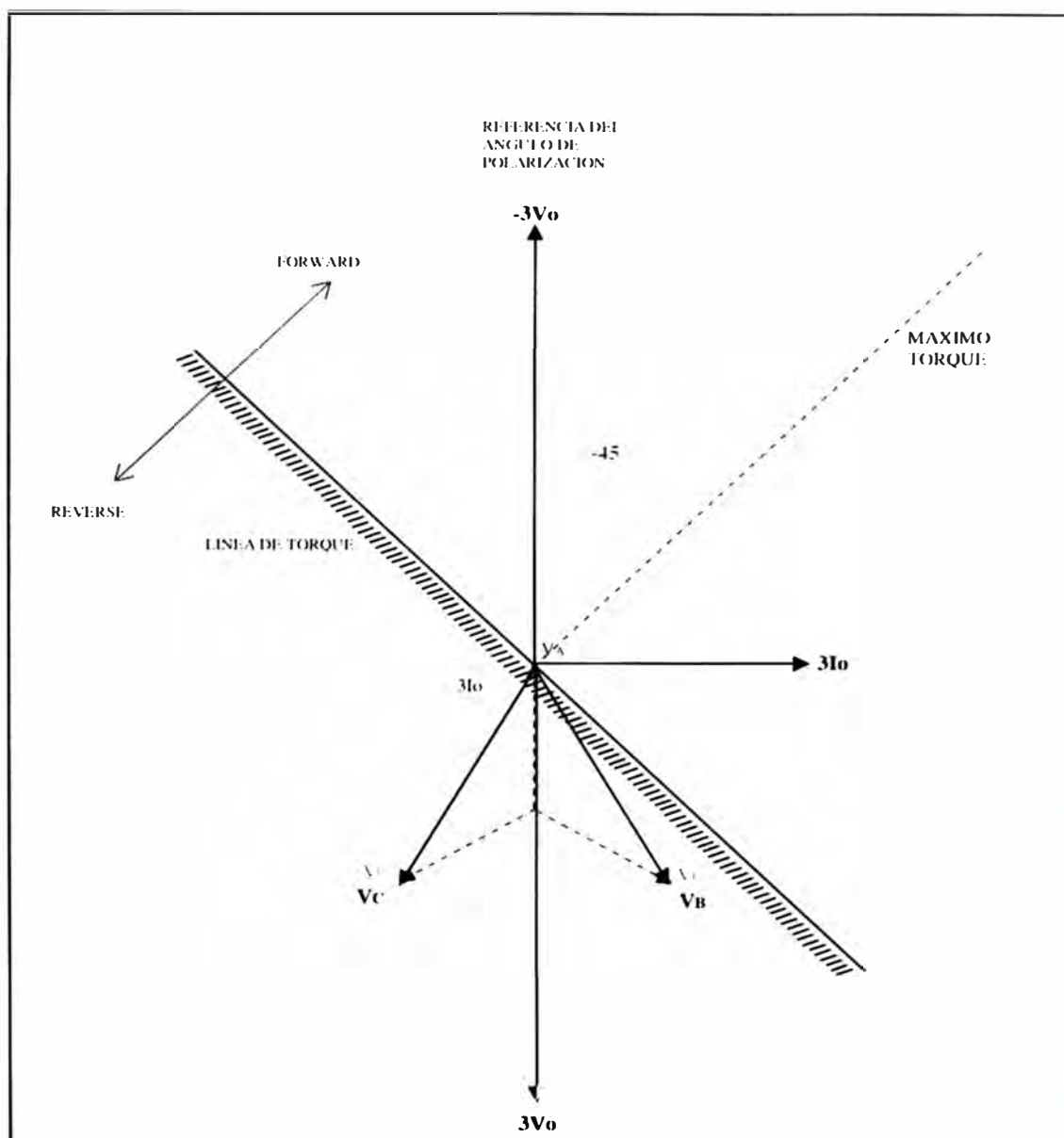


FIG. 3.24 LA POLARIZACIÓN DE REFERENCIA ($-3V_0$) ESTARÁ ADELANTADA 90° CON RESPECTO A $3I_0$ Y EN ESTE SENTIDO (✓) Y ADEMÁS ES LA REFERENCIA EN -45° DEL ÁNGULO DE MÁXIMO TORQUE

3.2 Cálculo Justificativo de Ajuste de los Relés

A continuación pasaremos a describir el cálculo justificativo de cada uno de los relés del Sistema Eléctrico Callejón de Huaylas

3.2.1 Protección de Distancia

a) Línea 66 kV L-6678 (SE. Huallanca – SE. Caraz)

La SE. Huallanca cuenta con dos relés de distancia existentes en la dirección de salida a la SE. Caraz, el relé General Electric modelo UR D60 como relé principal y el relé ALSTOM modelo MICOM P442 como relé de respaldo, así mismo en el extremo, en decir en la SE. Caraz y en dirección a la SE. Huallanca se ha instalado un relé General Electric modelo URPC-D60.

La característica de ajuste de los relés General Electric URD60 es descrita en el Anexo G.

Se ha considerado los siguientes porcentajes de ajuste, tanto para el relé GE UR D60 así como para le relé ALSTOM – MICOM P442.

- El alcance de la primera zona es el 90 % de la longitud de la línea protegida con un tiempo máximo de eliminación de falla de aproximadamente 80 ms (tiempo del interruptor + tiempo del relé).
- El alcance de la segunda zona cubre el 100% de la longitud de la línea protegida más el 110% de la Impedancia de la línea contigua L-6679 (SE. Caraz – SE. Carhuaz). Este alcance no sobrepasa la impedancia del transformador de la SE. Caraz. El tiempo de operación propuesto es 250 ms.
- El alcance de la tercera zona cubre el 100 % de la longitud de la línea protegida más el 80% de la impedancia del transformador de la SE. Caraz. El tiempo de operación propuesto es 500 ms.
- El alcance de la zona de dirección inversa corresponde al 40% de la impedancia del transformador de la SE. Huallanca. El tiempo de operación propuesto es de 1.5 s.

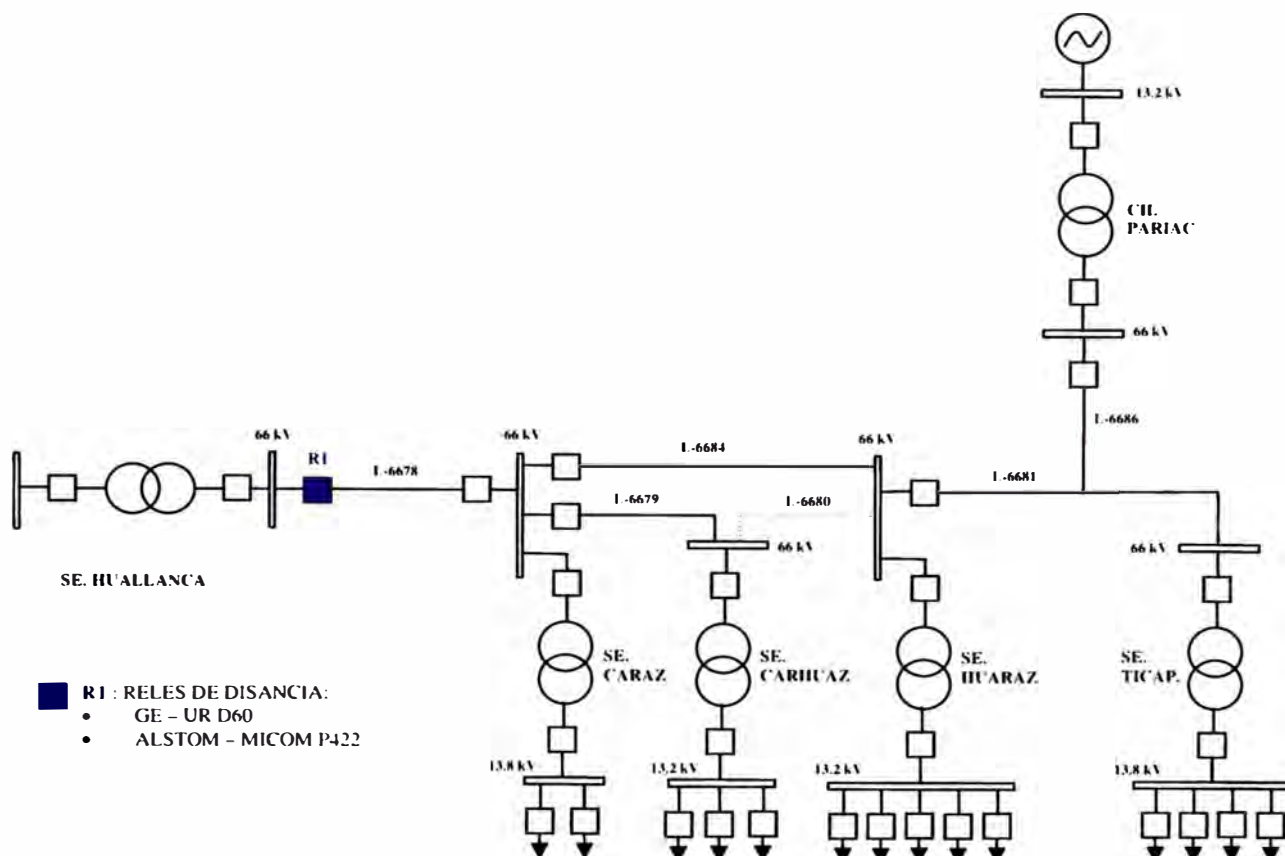


Fig. 3.25 ESQUEMA ELÉCTRICO CON EL RELÉ DE DISTANCIA R1

⇒ *Entonces*

$$Z_1 = 90\% \text{ de la línea (Huallanca-Caraz)} \quad (3.11)$$

$$\text{top} = 80 \text{ m seg}$$

$$Z_2 = 100\% \text{ (Huallanca-Caraz)} + 110\% \text{ (Caraz-Carhuaz)} \quad (3.12)$$

$$\text{top} = 250 \text{ m seg}$$

$$Z_3 = 100\% \text{ (Huallanca-Caraz)} + 80\% \text{ (} Z_{\text{Trafo-Caraz}} \text{)} \quad (3.13)$$

$$\text{top} = 500 \text{ m seg}$$

$$Z_4 = \text{(Dirección Inversa)} \quad (3.14)$$

$$Z_4 = 40\% \text{ (} Z_{\text{Trafo-Huallanca}} \text{)}$$

$$\text{top} = 1.5 \text{ seg}$$

De las ecuaciones (3.11), (3.12), (3.13) y (3.14) obtenemos los ajustes de las zonas de Operación (Z_1 , Z_2 , Z_3 y Z_4) para el rele de distancia

⇒ *Ajustes*

$$\bar{Z}_1 = (0.90)(17.43 \angle 61.03) = 15.69(\Omega)$$

$$\bar{Z}_1 = 15.69 \angle 61.03$$

$$\text{top} = 80 \text{ m seg}$$

$$\bar{Z}_2 = (1.00)(17.43 \angle 61.03) + (22.01 \angle 51.17)(110\%)(\Omega)$$

$$\bar{Z}_2 = 41.49 \angle 55.30$$

$$\text{top} = 250 \text{ m seg}$$

$$Z_3 = (1.00)(17.43\angle 61.03) + (0.80)(52.27\angle 90)$$

$$Z_3 = 57.69\angle 81.58$$

$$\text{top} = 500 \text{ m seg}$$

$$Z_4 = (0.40)(20.26\angle 90)$$

$$Z_4 = 8.10\angle 90$$

$$\text{top} = 1.5 \text{ seg}$$

En las Tablas N° 3.2 y 3.3 se encuentran los datos generales de la línea 66 kV L-6678 (SE. Huallanca – SE. Caraz), cuyos datos serán usados tanto para la programación del relé UR D60 como del relé Micom P442

TABLA N° 3.2
DATOS PARA EL AJUSTE DEL RELÉ
DE DISTANCIA R1

ITEM	DESCRIPCION	VARIABLE	VALOR	UNIDADES
1.- DATOS DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE PROTECCION				
1.1	CORRIENTE NOMINAL PRIMARIO	Inp	150	A
1.2	CORRIENTE NOMINAL SECUNDARIO	Ins	5	A
2.- DATOS DEL TRANSFORMADOR DE TENSION DE PROTECCION				
2.1	TENSION NOMINAL PRIMARIO	Unp	66	kV
2.2	TENSION NOMINAL SECUNDARIO	Uns	0.1	kV
3.- LINEA DE TRANSMISION 66 kV L-6678 (SE. HUALLANCA - SE. CARAZ)				
3.1	LONGITUD	L	29.1	km
3.2	RESISTENCIA DE SECUENCIA POSITIVA	R1	0.2903	Ω / km
3.3	REACTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	X1	0.5240	Ω / km
3.4	RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO	R0	0.6576	Ω / km
3.5	REACTANCIA DE SECUENCIA CERO	X0	1.7550	Ω / km
3.6	CAPACIDAD DE TRANSPORTE	Smax	27	MVA
3.7	CARGA MAXIMA	%Smax	80	%
3.8	TENSION NOMINAL	Vn	66	kV
4.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA SE. CARAZ				
4.1	POTENCIA NOMINAL	S	5	MVA
4.2	TENSION NOMINAL PRIMARIO (ALTA)	VAT	66	kV
4.3	TENSION BASE	Vb	66	kV
4.4	TENSION NOMINAL SECUNDARIO (BAJA)	VBT	13.8	kV
4.5	TENSION DE CORTOCIRCUITO	Vcc	6	%
5.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA SE. HUALLANCA				
5.1	POTENCIA NOMINAL	S	20	MVA
5.2	TENSION NOMINAL PRIMARIO (ALTA)	VAT	138	kV
5.3	TENSION BASE	Vb	66	kV
5.4	TENSION NOMINAL SECUNDARIO (BAJA)	VBT	66	kV
5.5	TENSION DE CORTOCIRCUITO	Vcc	9.3	%

TABLA N° 3.3
DATOS PARA EL AJUSTE DEL RELÉ
DE DISTANCIA R1

ITEM	DESCRIPCION	VARIABLE	VALOR	UNIDAD	VALOR	UNID
1.- COEFICIENTE REDUCTOR DE IMPEDANCIA						
1.1	RELACION DEL TRANSFORMADOR DE TESIION	Kp	30	Adimens.		
1.2	RELACION DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	Ki	660	Adimens.		
1.3	COEFICIENTE REDUCTOR DE IMPEDANCIA	Kz	0.0455	Adimens.		
2.- LINEA DE TRANSMISIÓN 66 kV L-6678 (SE. HUALLANCA - SE. CARAZ)						
2.1	RESISTENCIA DE SECUENCIA POSITIVA	R1	8.4477	Ω prim	0.3840	Ω sec
2.2	REACTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	X1	15.2484	Ω prim	0.6931	Ω sec
2.3	RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO	R0	19.1362	Ω prim	0.8698	Ω sec
2.4	REACTANCIA DE SECUENCIA CERO	X0	51.0705	Ω prim	2.3214	Ω sec
2.5	IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	Z1	17.4321	Ω prim	0.7924	Ω sec
		Arg(Z1L)	61.01	°	61.01	°
2.6	IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO	Z0	54.5380	Ω prim	2.4790	Ω sec
		Arg(Z0L)	69.46	°	69.46	°
3.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA S.E. CARAZ						
3.1	IMPEDANCIA REFERIDA AL DEVANADO PRIMARIO	Z1ab	52.27	Ω prim	2.3759	Ω sec
		Arg(Z1ab)	90	°	90	°
4.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA S.E. HUALLANCA						
4.1	IMPEDANCIA REFERIDA AL DEVANADO SECUNDARIO	Z1ab	20.26	Ω prim	0.9209	Ω sec
		Arg(Z1ab)	90	°	90	°

En las Tablas N° 3.4 y 3.5 se describen los ajustes del relé de distancia UR D60 de la línea L-6678

TABLA N° 3.4
AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA UR D60-R1

ITEM	PARAMETRO	DESCRIPCION	AJUSTES				UNID
			ZONA 1	ZONA 2	ZONA 3	ZONA 4	
1.- AJUSTES DE ZONAS PARA FALLA FASE-FASE							
1.1	DIRECTION	DIRECCION	FORWARD	FORWARD	FORWARD	REVERSE	
1.2	SHAPE	CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	MHO	MHO	MHO	MHO	
1.3	REACH	IMPEDANCIA DE SECUNECIA POSITIVA	0.714	1.888	2.616	0.368	Ω sec
1.4	RCA	ANGULO DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	61.0	61.0	61.0	61.0	°
1.5	COMP LIMIT	CAMBIO DE FORMA DE LA CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	90	90	90	90	°
1.6	DIR RCA	ANGULO CARACTERISTICO DE SUPERVISION DIRECCIONAL (ANG MAX TORQUE)	61.0	61.0	61.0	61.0	°
1.7	DIR COMP LIMIT	ANGULO DE LIMITE COMPARATIVO PARA LA SUPERVISIÓN DIRECCIONAL	90	90	90	90	°
1.8	QUAD RIGH BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	-	-	-	-	Ω sec
1.9	QUAD RIGH BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	-	-	-	-	°
1.10	QUAD LEFT BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	-	-	-	-	Ω sec
1.11	QUAD LEFT BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	-	-	-	-	°
1.12	DELAY	TEMPORIZACION	0.00	0.25	0.50	1.50	s

Nota: El ajuste “Quad Right Blinder” y el “Quad Right Blinder RCA” así como el ajuste para “Quad Left Blinder” y el “Quad Left Blinder RCA” se esta asignando únicamente para la protección de fallas a tierra, estos ajustes son iguales (Righty Left).

TABLA N° 3.5
AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA UR D60-R1

ITEM	PARAMETRO	DESCRIPCION	AJUSTES				UNID
			ZONA 1	ZONA 2	ZONA 3	ZONA 4	
2.- AJUSTES DE ZONAS PARA FALLA FASE-TIERRA							
2.1	DIRECTION	DIRECCION	FORWARD	FORWARD	FORWARD	REVERSE	
2.2	SHAPE	CARACTERISTICA DE OPERACION	QUAD	QUAD	QUAD	QUAD	
2.3	ZO/Z1 Mag	MAGNITUD DE LA RELACION DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO Y POSTIVA	3.129	3.129	3.129	3.129	Adimens.
2.4	ZO/Z1 Ang	ANGULO DE RELACION DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO Y POSITIVA	8.45	8.45	8.45	8.45	°
2.5	REACH	IMPEDANCIA DE SECUNECIA POSITIVA	0.714	1.888	2.616	0.368	Ω sec
2.6	RCA	ANGULO DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	61.0	61.0	61.0	61.0	°
2.7	COMP LIMIT	CAMBIO DE FORMA DE LA CARACTERISTICA DE OPERACION	90	90	90	90	°
2.8	DIR RCA	ANGULO CARACTERISTICO DE SUPERVISION DIRECCIONAL (ANG MAX TORQUE)	61.0	61.0	61.0	61.0	°
2.9	DIR COMP LIMIT	ANGULO DE LIMITE COMPARATIVO PARA LA SUPERVISION DIRECCIONAL	90	90	90	90	°
2.10	QUAD RIGH BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	3.00	4.00	5.00	5.00	Ω sec
2.11	QUAD RIGH BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	61.0	61.0	61.0	61.0	°
2.12	QUAD LEFT BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	3.00	4.00	5.00	5.00	Ω sec
2.13	QUAD LEFT BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	61.0	61.0	61.0	61.0	°
2.14	DELAY	TEMPORIZACION	0.00	0.25	0.50	1.50	s

En las siguientes figuras (Fig. 3.26 y Fig.3.27) se muestran las zonas de protección, teniendo en consideración que para fallas entre fases se ha considerado la característica Mho y para fallas a tierra se ha considerado la característica Cuadrilateral

**COORDINACION DE LA PROTECCION DE DISTANCIA
LINEA L-6678 (SE. HUALLANCA - SE. CARAZ)
FALLA ENTRE FASE
RELE - GE UR D60**

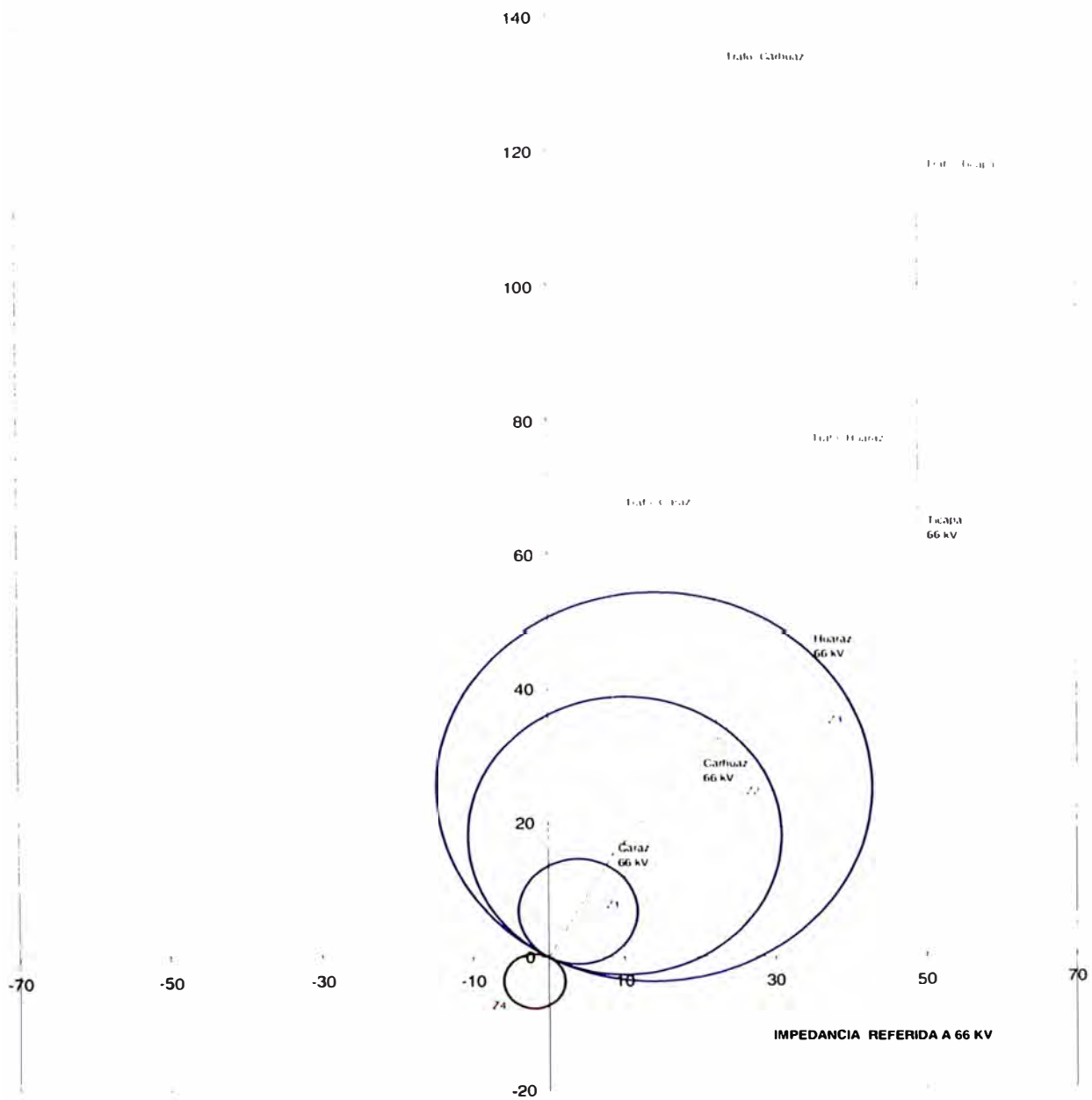


Fig. 3.26

**COORDINACION DE LA PROTECCION DE DISTANCIA
L-6678 (SE. HUALLANCA - SE. CARAZ)
FALLA A TIERRA
RELE - GE UR D60**

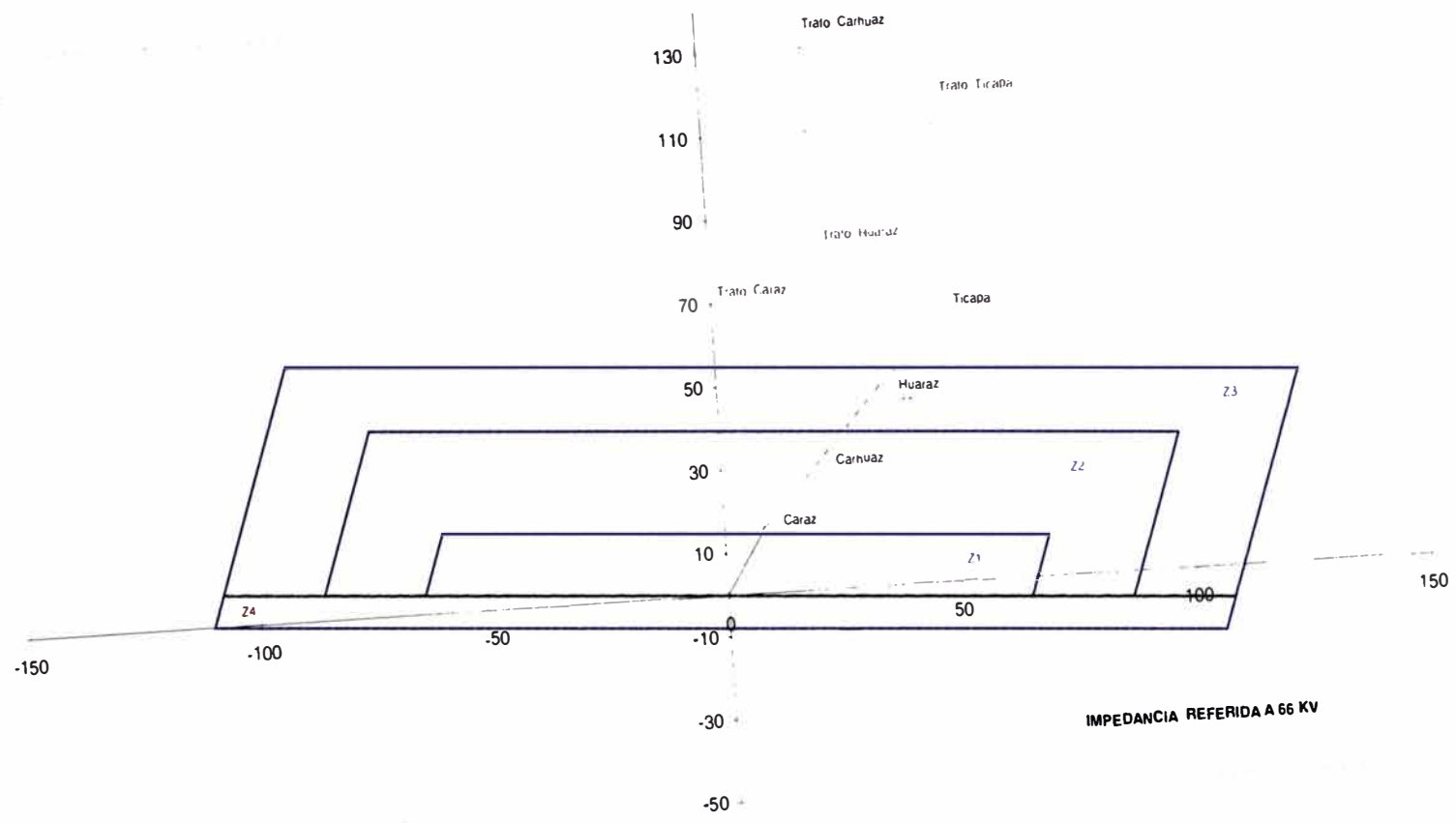


Fig. 3.27

En las Tablas N° 3.6 y 3.7 se describen los ajustes del relé de distancia MICOM P422 de la línea L-6678

TABLA N° 3.6
AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA MICOM P422

ITEM	PARAMETRO	DESCRIPCION	AJUSTES				UNID
			ZONA 1	ZONA 2	ZONA 3	ZONA 4	
CARACTERISTICA POLIGONAL							
1.1	DIRECTION ZONE N _i	DIRECCIÓN	FORWARD	FORWARD	FORWARD	REVERSE	
1.2	SHAPE ZONE i	CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	POLYGON	POLYGON	POLYGON	POLYGON	
1.3	X ZONE i	ALCANCE REACTIVO	0.669	1.770	2.460	-0.259	Ω sec
1.4	R PG ZONE i	ALCANCE RESISTIVO PARA FALLA A TIERRA	3.00	4.00	5.00	5.00	Ω sec
1.5	R PP ZONE i	ALCANCE RESISTIVO PARA FALLA ENTRE FASES	-	-	-	-	Ω sec
1.6	A ZONE i	ANGULO DEL ALCANCE RESISTIVO	61.15	61.15	61.15	61.15	°
1.7	A ZONE i	ANGULO DEL ALCANCE REACTIVO	0.00	0.00	0.00	0.00	°
CARACTERISTICA CIRCULAR							
1.8	SHAPE ZONE i	CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	CIRCLE	CIRCLE	CIRCLE	CIRCLE	
1.9	Z ZONE i	IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	0.709	1.875	2.606	0.366	Ω sec
1.10	A ZONE i	ANGULO DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	61.15	61.15	61.15	61.15	°
TEMPORIZACION							
1.11	T ZONE i	TEMPORIZACION	0.00	0.25	0.50	1.50	s

TABLA N° 3.7
AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA MICOM P422

ITEM	PARAMETRO	DESCRIPCION	AJUSTES	UNID
			ZONA 1	
AJUSTES COMUNES				
2.1	Xfw	REACTANCIA EN DIRECCION ADELANTE	-	Ω sec
2.2	Rfw PG	RESISTENCIA EN DIRECCION ADELANTE PARA FALLAS A TIERRA	-	Ω sec
2.3	Rfw PP	RESISTENCIA EN DIRECCION ADELANTE PARA FALLAS ENTRE FASES	-	Ω sec
2.4	β	ANGULA DE CARGA	28.94	
2.5	Zfw PG	IMPEDANCIA DE DIRECCION ADELANTE PARA FALLAS A TIERRA	-	Ω sec
2.6	Zfw PP	IMPEDANCIA DE DIRECCION ADELANTE PARA ENTRE FASES	-	Ω sec
2.7	Zbw/Zfw	RELACION ENTRE IMPEDANCIAS HACIA UBICACIÓN Y ADELANTE	-	
2.8	t1 ze	TEMPORIZACION DE LA ZONA DE EXTENSION	Bloked	
2.9	ABS VALUE KG	MAGNITUD DE POLARIZACION POR SECUENCIA CERO	0.715	Ω sec
2.10	ANGLE KG	ANGULO DE LA POLARIZACION POR SECUENCIA CERO	12.37	
2.11	TRIP ZONE 1 PG	DISPARO ZONA 1 PARA FALLAS A TIERRA	3 Polos	
2.12	TRIP ZONE 1 PP	DISPARO ZONA 1 PARA FALLAS ENTRE FASES	3 Polos	

En las siguientes figuras (Fig. 3.28 y Fig.3.29) se muestran las, teniendo en consideración que para fallas entre fases se ha considerado la característica Mho y para fallas a tierra se ha considerado la característica Cuadrilateral

**COORDINACION DE LA PROTECCION DE DISTANCIA
LINEA L-6678 (SE. HUALLANCA - SE. CARAZ)
FALLA ENTRE FASE
RELE - ALSTOM- MICOM M-P422**

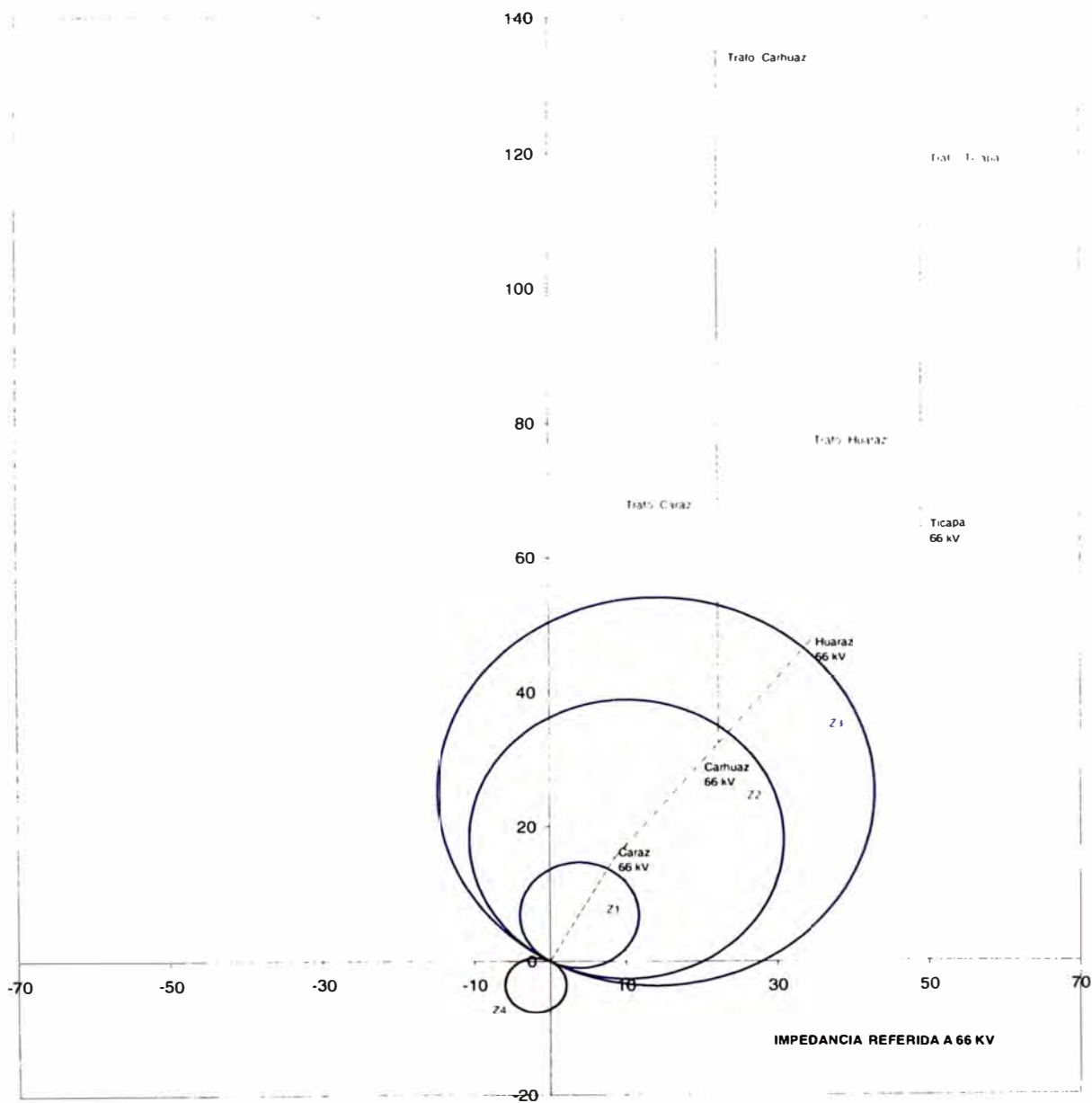


Fig. 3.28

**COORDINACION DE LA PROTECCION DE DISTANCIA
L-6678 (SE. HUALLANCA - SE. CARAZ)
FALLA A TIERRA
RELE - ALSTOM - MICOM M P422**

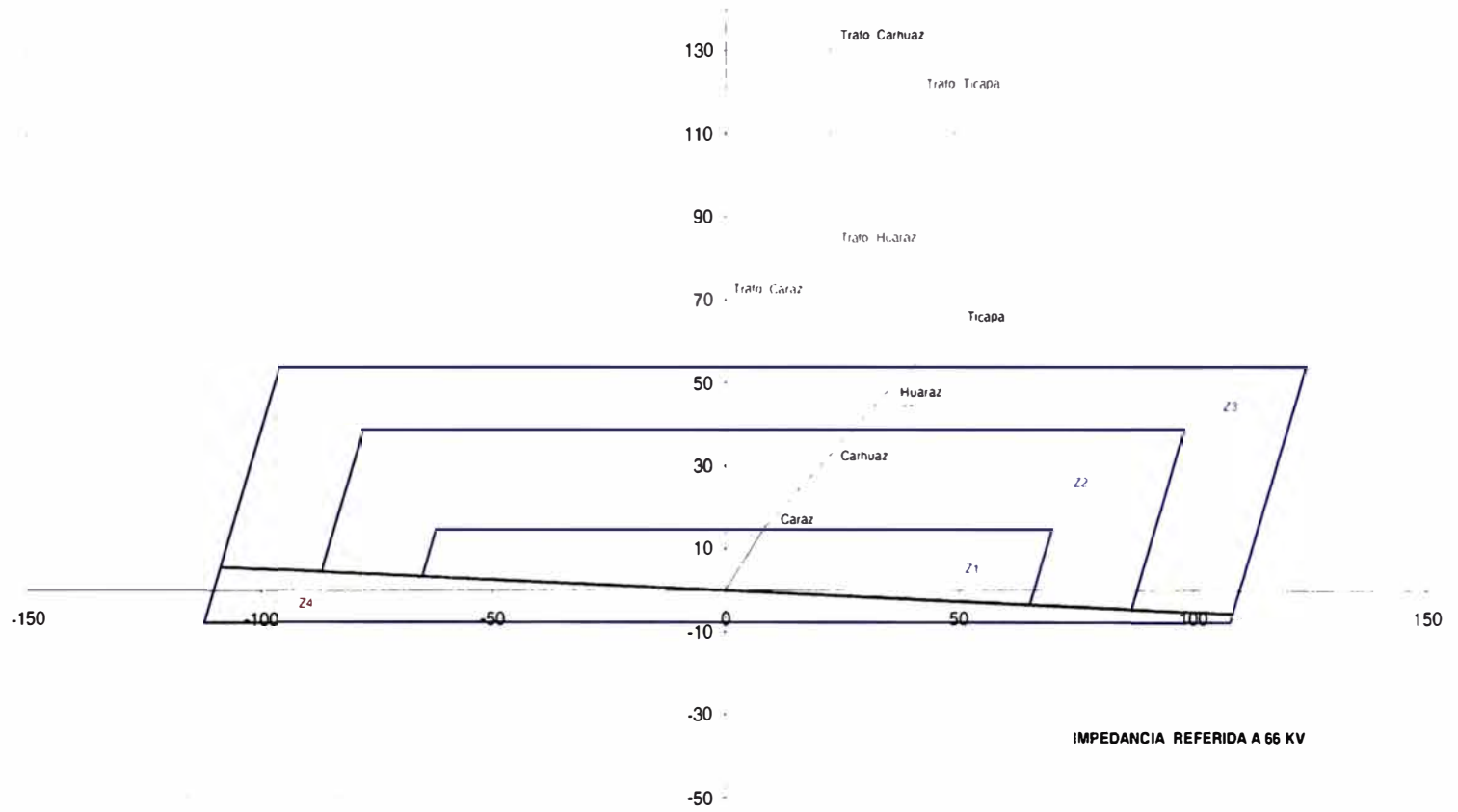


Fig. 3.29

b) Línea 66 kV L-6679 (SE. Caraz – SE. Carhuaz)

Esta línea cuenta con un relé de distancia General Electric modelo UR D60 que la protege como relé principal y un relé de sobrecorriente General Electric modelo DFP100 de respaldo.

Debido a que no se tiene teleprotección el alcance de la primera zona de protección de distancia deberá cubrir el 90% o más de la línea protegida por lo que han sido considerados los siguientes criterios de ajuste:

- El alcance de la primera zona es el 90% de la longitud de la línea protegida con un tiempo máximo de eliminación de falla de aproximadamente 80 ms (tiempo del interruptor + tiempo del relé).
- Considerando que la línea 66 kV L-6680 (SE. Carhuaz – SE. Huaraz) ingrese en algún momento en operación (normalmente esa línea se encuentra fuera de servicio) se ha considerado que el alcance de la segunda zona llegue a la barra en 66 kV de la SE. Ticapampa. El tiempo de operación propuesto es 250 ms.
- El alcance de la tercera zona llegara hasta el 90 % de la impedancia del transformador de la SE. Huaraz. El tiempo de operación propuesto es 500 ms.
- El alcance de la zona de dirección inversa corresponde al 50% de la impedancia del transformador de la SE. Huallanca. El tiempo de operación propuesto es de 1.5 s.

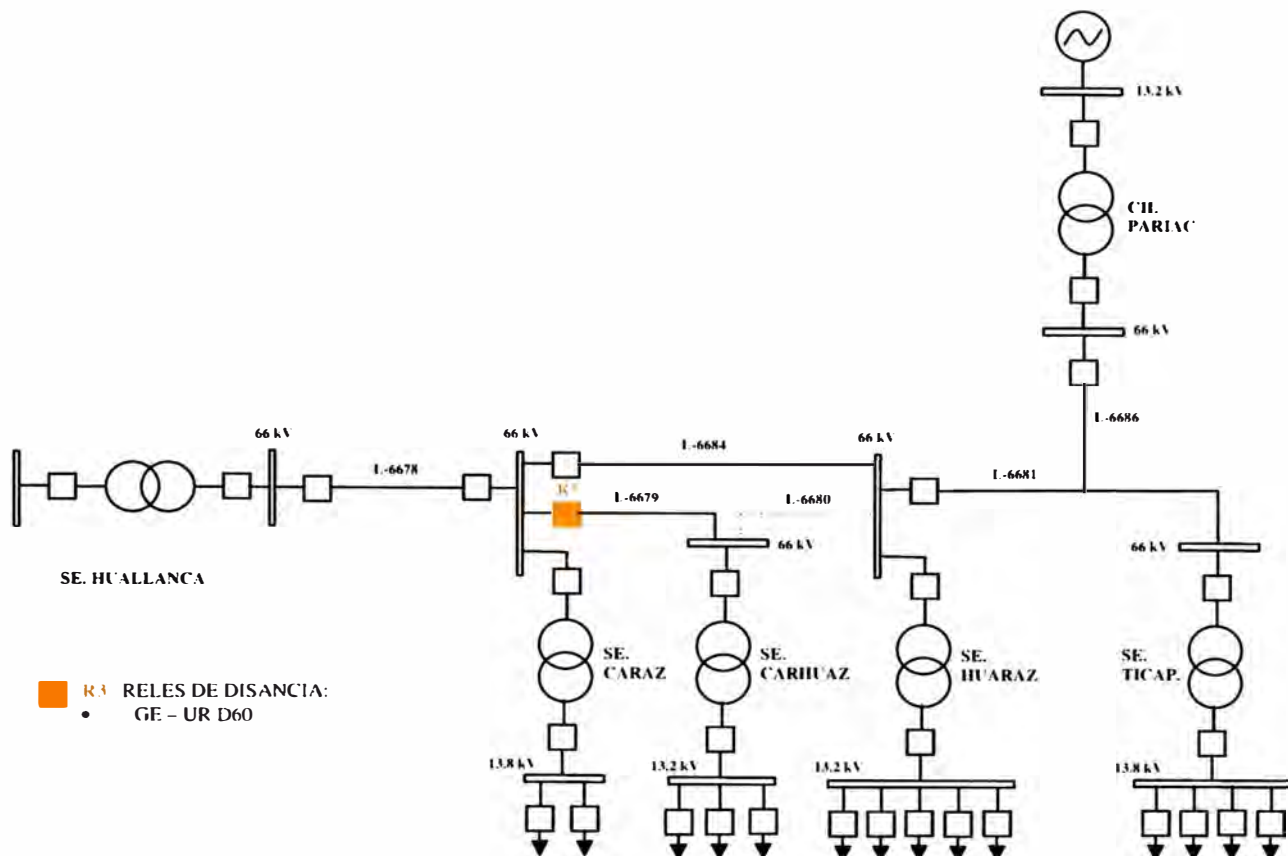


Fig. 3.30 ESQUEMA ELÉCTRICO CON EL RELÉ DISTANCIA R3

⇒ *Entonces*

$$Z1 = 90\% \text{ de la línea (Caraz-Carhuaz)} \quad (3.15)$$

$$\text{top} = 80 \text{ m seg}$$

$$Z2 = 100\% \text{ (Caraz-Carhuaz)} + 100\% \text{ (Carhuaz-Huaraz)} + 100\% \text{ (Huaraz-Ticapampa)} \quad (3.16)$$

$$\text{top} = 250 \text{ m seg}$$

$$Z3 = 100\% \text{ (Caraz-Carhuaz)} + 100\% \text{ (Carhuaz-Huaraz)} + 90\% \text{ (ZTrafo-Huaraz)} \quad (3.17)$$

$$\text{top} = 500 \text{ m seg}$$

$$Z4 = \text{(Dirección Inversa)}$$

$$Z4 = 28\% \text{ de la línea (Caraz-Huallanca)} \quad (3.18)$$

$$\text{top} = 1.5 \text{ seg}$$

De las ecuaciones (3.15), (3.16), (3.17) y (3.18) obtenemos los ajustes de las zonas de Operación (Z_1 , Z_2 , Z_3 y Z_4) para el rele de distancia

⇒ Ajustes

$$Z_1 = (0.90)(22.01 \angle 51.17)$$

$$Z_1 = 19.81 \angle 51.17$$

$$\text{top} = 80 \text{ m seg}$$

$$Z_2 = (1.00)(22.01 \angle 51.17) + (1.00)(20.00 \angle 51.57) + (1.00)(21.16 \angle 47.24)$$

$$Z_2 = 63.13 \angle 49.98$$

$$\text{top} = 250 \text{ m seg}$$

$$Z_3 = (1.00)(22.01 \angle 51.17) + (1.00)(20.00 \angle 51.57) + 0.90(31.71 \angle 90)$$

$$Z_3 = 66.72 \angle 66.85$$

$$\text{top} = 500 \text{ m seg}$$

$$Z_4 = (0.28)(17.43 \angle 61.03)$$

$$Z_4 = 4.88 \angle 61.03$$

$$\text{top} = 1.5 \text{ seg}$$

En las Tablas N° 3.8 y 3.9 están los datos generales de la línea 66 kV L-6679

TABLA N° 3.8
DATOS PARA EL AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA R3

ITEM	DESCRIPCION	VARIABLE	VALOR	UNIDADES
1.- DATOS DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE PROTECCION				
1.1	CORRIENTE NOMINAL PRIMARIO	Inp	100	A
1.2	CORRIENTE NOMINAL SECUNDARIO	Ins	5	A
2.- DATOS DEL TRANSFORMADOR DE TENSION DE PROTECCION				
2.1	TENSION NOMINAL PRIMARIO	Unp	66	kV
2.2	TENSION NOMINAL SECUNDARIO	Uns	0.1	kV
3.- LINEA DE TRANSMISIÓN 66 kV L-6679 (SE. CARAZ - SE. CARHUAZ)				
3.1	LONGITUD	L	32.4	km
3.2	RESISTENCIA DE SECUENCIA POSITIVA	R1	0.4260	Ω / km
3.3	REACTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	X1	0.5293	Ω / km
3.4	RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO	R0	0.8103	Ω / km
3.5	REACTANCIA DE SECUENCIA CERO	X0	1.6095	Ω / km
3.6	CAPACIDAD DE TRANSPORTE	Smax	27	MVA
3.7	CARGA MÁXIMA	%Smax	80	%
3.8	TENSION NOMINAL	Vn	66	kV
4.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA SE. CARHUAZ				
4.1	POTENCIA NOMINAL	S	2.5	MVA
4.2	TENSION NOMINAL PRIMARIO (ALTA)	VAT	66	kV
4.3	TENSION BASE	Vb	66	kV
4.4	TENSION NOMINAL SECUNDARIO (BAJA)	VBT	13.2	kV
4.5	TENSION DE CORTOCIRCUITO	Vcc	6	%
5.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA SE. CARAZ				
5.1	POTENCIA NOMINAL	S	5	MVA
5.2	TENSION NOMINAL PRIMARIO (ALTA)	VAT	66	kV
5.3	TENSION BASE	Vb	66	kV
5.4	TENSION NOMINAL SECUNDARIO (BAJA)	VBT	13.8	kV
5.5	TENSION DE CORTOCIRCUITO	Vcc	6	%

TABLA N° 3.9
DATOS PARA EL AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA R3

ITEM	DESCRIPCIÓN	VARIABLE	VALOR	UNIDAD	VALOR	UNID
1.- COEFICIENTE REDUCTOR DE IMPEDANCIA						
1.1	RELACION DEL TRANSFORMADOR DE TESIION	Kp	20	Adimens.		
1.2	RELACION DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	Ki	660	Adimens.		
1.3	COEFICIENTE REDUCTOR DE IMPEDANCIA	Kz	0.0303	Adimens.		
2.- LINEA DE TRANSMISIÓN 66 kV L-6679 (SE CARAZ - SE. CARHUAZ)						
2.1	RESISTENCIA DE SECUENCIA POSITIVA	R1	13.8024	Ω prim	0.4183	Ω sec
2.2	REACTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	X1	17.1493	Ω prim	0.5197	Ω sec
2.3	RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO	R0	26.2537	Ω prim	0.7956	Ω sec
2.4	REACTANCIA DE SECUENCIA CERO	X0	52.1478	Ω prim	1.5802	Ω sec
2.5	IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	Z1	22.0138	Ω prim	0.6671	Ω sec
		Arg(Z1L)	51.17	°	51.17	°
2.6	IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO	Z0	58.3837	Ω prim	1.7692	Ω sec
		Arg(Z0L)	63.28	°	63.28	°
3.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA S.E.CARHUAZ						
3.1	IMPEDANCIA REFERIDA AL DEVANADO PRIMARIO	Z1ab	10.45	Ω prim	0.3167	Ω sec
		Arg(Z1ab)	90	°	90	°
4.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA S.E.CARAZ						
4.1	IMPEDANCIA REFERIDA AL DEVANADO PRIMARIO	Z1ab	52.27	Ω prim	1.5839	Ω sec
		Arg(Z1ab)	90	°	90	°

En las Tablas N° 3.10 y 3.11 se describen los ajustes del relé de distancia UR D60 de la línea L-6679

**TABLA N° 3.10
AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA UR-D60-R3**

ITEM	PARAMETRO	DESCRIPCION	AJUSTES				UNID
			ZONA 1	ZONA 2	ZONA 3	ZONA 4	
1.- AJUSTES DE ZONAS PARA FALLA FASE-FASE							
1.1	DIRECTION	DIRECCIÓN	FORWARD	FORWARD	FORWARD	REVERSE	
1.2	SHAPE	CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	MHO	MHO	MHO	MHO	
1.3	REACH	IMPEDANCIA DE SECUNECIA POSITIVA	0.602	1.917	2.026	0.148	Ω sec
1.4	RCA	ANGULO DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	63.3	63.3	63.3	63.3	°
1.5	COMP LIMIT	CAMBIO DE FORMA DE LA CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	90	90	90	90	°
1.6	DIR RCA	ANGULO CARACTERISTICO DE SUPERVISION DIRECCIONAL (ANG MAX TORQUE)	63.3	63.3	63.3	63.3	°
1.7	DIR COMP LIMIT	ANGULO DE LIMITE COMPARATIVO PARA LA SUPERVISIÓN DIRECCIONAL	90	90	90	90	°
1.8	QUAD RIGH BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	-	-	-	-	Ω sec
1.9	QUAD RIGH BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	-	-	-	-	°
1.10	QUAD LEFT BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	-	-	-	-	Ω sec
1.11	QUAD LEFT BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	-	-	-	-	°
1.12	DELAY	TEMPORIZACION	0.00	0.25	0.50	1.50	s

Nota: El ajuste “Quad Right Blinder” y el “Quad Right Blinder RCA” así como el ajuste para “Quad Left Blinder” y el “Quad Left Blinder RCA” se esta asignando únicamente para la protección de fallas a tierra, estos ajustes son iguales (Righty Left).

**TABLA N° 3.11
AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA UR D60-R3**

ITEM	PARAMETRO	DESCRIPCIÓN	AJUSTES				UNID
			ZONA 1	ZONA 2	ZONA 3	ZONA 4	
2.- AJUSTES DE ZONAS PARA FALLA FASE-TIERRA							
2.1	DIRECTION	DIRECCIÓN	FORWARD	FORWARD	FORWARD	REVERSE	
2.2	SHAPE	CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	QUAD	QUAD	QUAD	QUAD	
2.3	ZO/Z1 Mag	MAGNITUD DE LA RELACION DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO Y POSTIVA	2.652	2.652	2.652	2.652	Adimens.
2.4	ZO/Z1 Ang	ANGULO DE RELACION DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO Y POSITIVA	12.11	12.11	12.11	12.11	°
2.5	REACH	IMPEDANCIA DE SECUNECIA POSITIVA	0.602	1.917	2.026	0.148	Ω sec
2.6	RCA	ANGULO DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	51.2	51.2	51.2	51.2	°
2.7	COMP LIMIT	CAMBIO DE FORMA DE LA CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	90	90	90	90	°
2.8	DIR RCA	ANGULO CARACTERISTICO DE SUPERVISION DIRECCIONAL (ANG MAX TORQUE)	51.2	51.2	51.2	51.2	°
2.9	DIR COMP LIMIT	ANGULO DE LIMITE COMPARATIVO PARA LA SUPERVISIÓN DIRECCIONAL	90	90	90	90	°
2.10	QUAD RIGH BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	2.50	2.50	2.50	2.50	Ω sec
2.11	QUAD RIGH BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	51.2	51.2	51.2	51.2	°
2.12	QUAD LEFT BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	2.50	2.50	2.50	2.50	Ω sec
2.13	QUAD LEFT BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	51.2	51.2	51.2	51.2	°
2.14	DELAY	TEMPORIZACION	0.00	0.25	0.50	1.50	s

En las siguientes figuras (Fig. 3.31 y Fig.3.32) se muestran las zonas de protección, teniendo en consideración que para fallas entre fases se ha considerado la característica Mho y para fallas a tierra se ha considerado la característica Cuadrilateral

COORDINACION DE LA PROTECCION DE DISTANCIA
LINEA L-6679 (SE. CARAZ - SE. CARHUAZ)
FALLA ENTRE FASE
RELE - GE UR D60

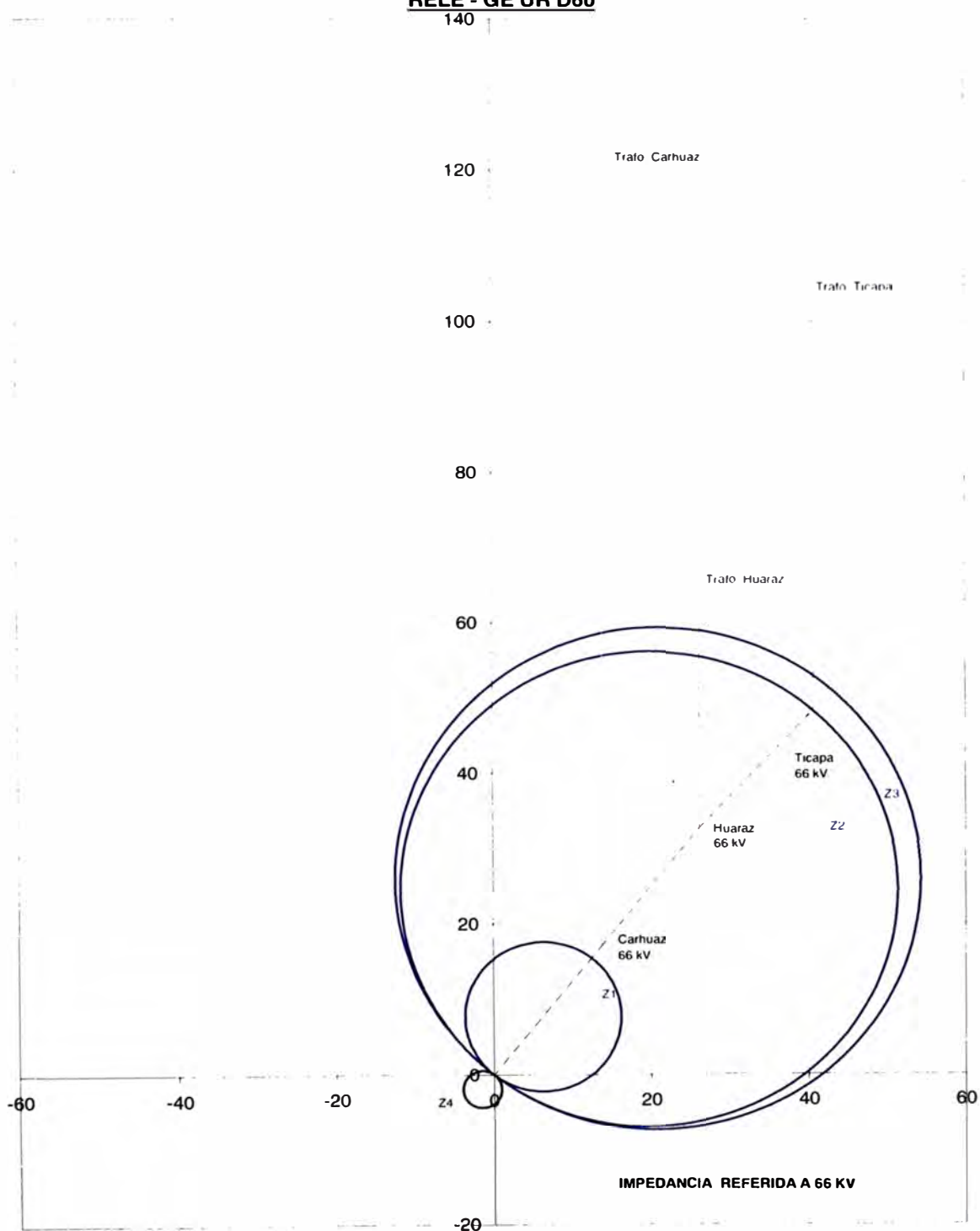


Fig. 3.31

**COORDINACION DE LA PROTECCION DE DISTANCIA
L-6679 (SE. CARAZ - SE. CARHUAZ)
FALLA A TIERRA
RELE - GE UR D60**

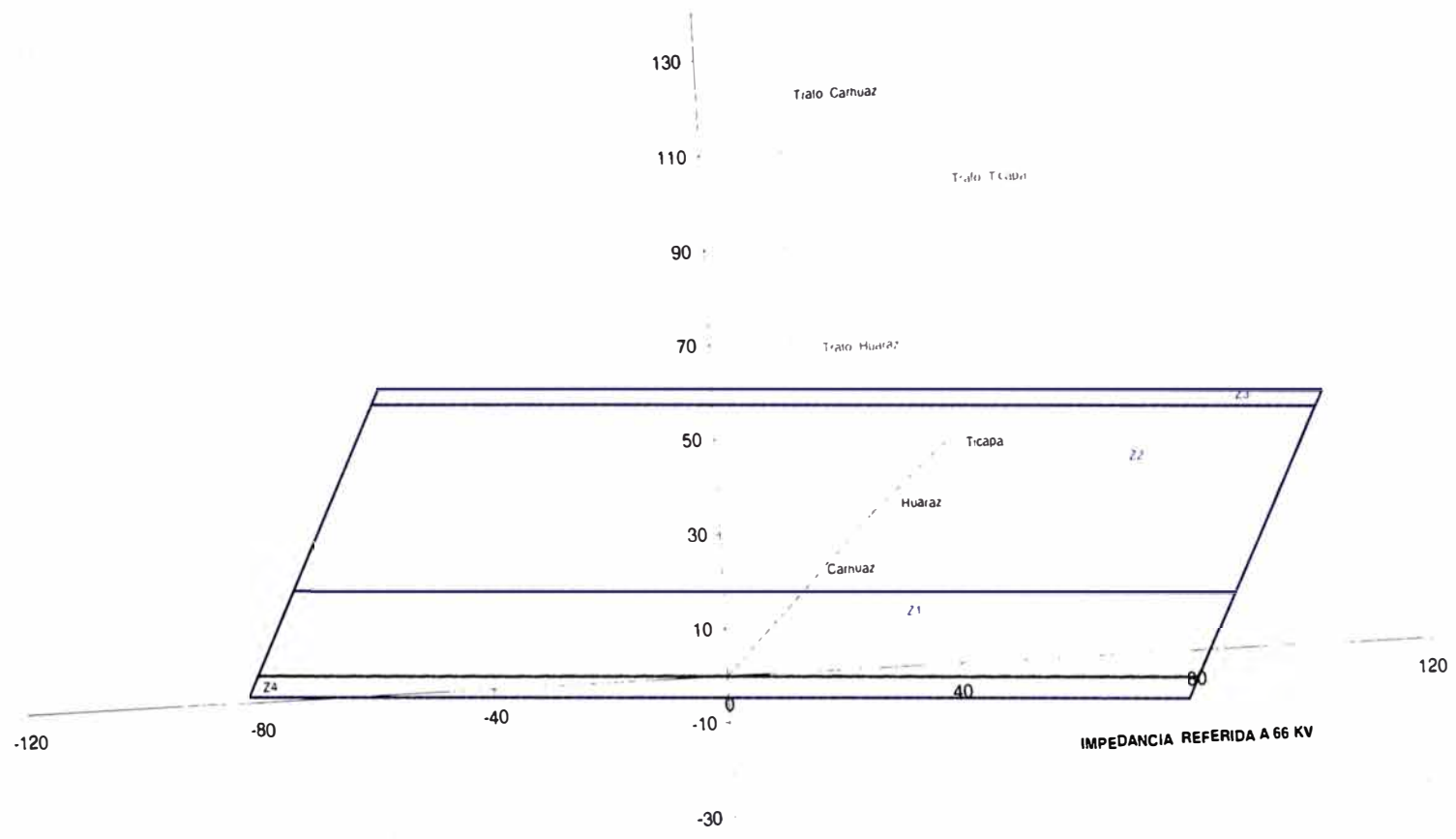


Fig. 3.32

c) Línea 66 kV L-6684 (SE. Caraz – SE. Huaraz)

Esta línea cuenta con un relé de distancia General Electric modelo UR D60 que la protege como relé principal y un relé de sobrecorriente General Electric modelo F650 de respaldo.

Debido a que no se tiene teleprotección el alcance de la primera zona de protección de distancia deberá cubrir el 90% el restante 10% será protegida por la segunda zona. Los ajustes consideran los siguientes porcentajes:

- El alcance de la primera zona es el 90 % de la longitud de la línea protegida con un tiempo máximo de eliminación de falla de aproximadamente 80 ms (tiempo del interruptor + tiempo del relé).
- El alcance de la segunda zona cubre el 100% de la longitud de la línea más el 100% de la Impedancia de la línea adyacente L-6681 (SE. Huaraz – SE. Ticapampa). Hacemos notar que no se sobrepasara la impedancia del transformador de la subestación de Huaraz. El tiempo de operación propuesto es 250 ms.
- El alcance de la tercera zona cubre el 100 % de la longitud de la línea protegida más el 90% de la impedancia del transformador de la SE. Huaraz. El tiempo de operación propuesto es 500 ms.
- El alcance de la zona de dirección inversa corresponde al 50% de la impedancia de la línea que llega de la SE. Huallanca. El tiempo de operación propuesto es de 1.5 s.

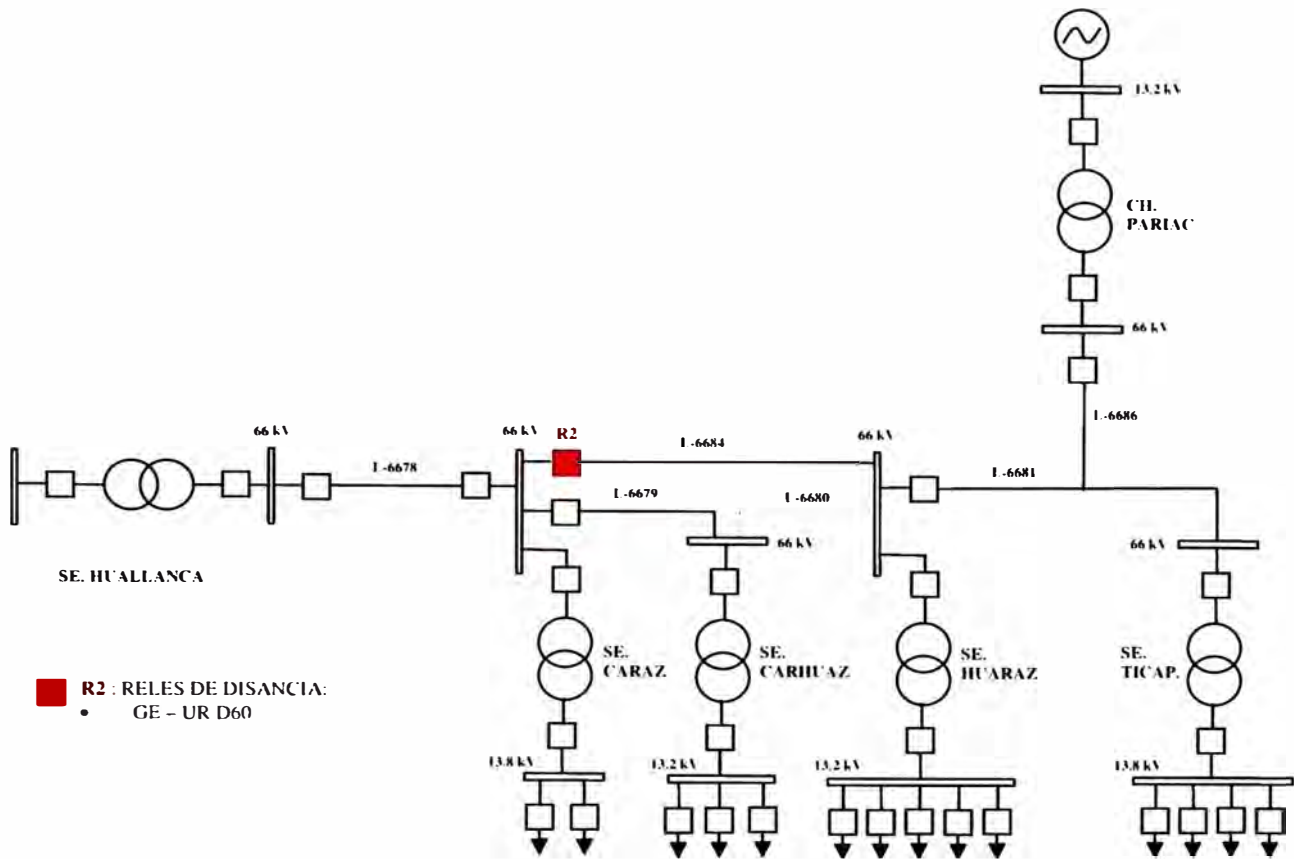


Fig. 3.33 ESQUEMA ELÉCTRICO CON EL RELÉ DE DISTANCIA R2

⇒ Entonces

$$Z1 = 90\% \text{ de la línea (Caraz-Huaraz)} \quad (3.19)$$

$$\text{top} = 80 \text{ m seg}$$

$$Z2 = 100\% \text{ (Caraz-Huaraz)} + 100\% \text{ (Huaraz-Ticapampa)} \quad (3.20)$$

$$\text{top} = 250 \text{ m seg}$$

$$Z3 = 100\% \text{ (Caraz-Huaraz)} + 90\% (Z_{\text{Trafo-Huaraz}}) \quad (3.21)$$

$$\text{top} = 500 \text{ m seg}$$

$$Z4 = \text{(Dirección Inversa)}$$

$$Z4 = 50\% \text{ de la línea (Caraz-Huallanca)} \quad (3.22)$$

$$\text{top} = 1.5 \text{ seg}$$

De las ecuaciones (3.19), (3.20), (3.21) y (3.22) obtenemos los ajustes de las zonas de Operación (Z_1 , Z_2 , Z_3 y Z_4) para el rele de distancia

⇒ Ajustes

$$Z_1 = (0.90)(42.56 \angle 51.27)$$

$$Z_1 = 38.30 \angle 51.27$$

$$\text{top} = 80 \text{ m seg}$$

$$Z_2 = (1.00)(42.56 \angle 51.27) + (1.00)(21.16 \angle 47.24)$$

$$Z_2 = 63.68 \angle 49.93$$

$$\text{top} = 250 \text{ m seg}$$

$$Z_3 = (1.00)(42.56 \angle 51.27) + (0.90)(31.71 \angle 90)$$

$$Z_3 = 67.23 \angle 66.67$$

$$\text{top} = 500 \text{ m seg}$$

$$Z_4 = (0.50)(17.43 \angle 61.03)$$

$$Z_4 = 8.72 \angle 61.03$$

$$\text{top} = 1.5 \text{ seg}$$

En las Tablas N° 3.12 y 3.13 están los datos generales de la línea 66 kV L-6679

**TABLA N° 3.12
DATOS PARA EL AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA R2**

ITEM	DESCRIPCION	VARIABLE	VALOR	UNIDADES
1.- DATOS DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE PROTECCION				
1.1	CORRIENTE NOMINAL PRIMARIO	I_{np}	100	A
1.2	CORRIENTE NOMINAL SECUNDARIO	I_{ns}	1	A
2.- DATOS DEL TRANSFORMADOR DE TENSION DE PROTECCION				
2.1	TENSION NOMINAL PRIMARIO	U_{np}	66	kV
2.2	TENSION NOMINAL SECUNDARIO	U_{ns}	0.1	kV
3.- LINEA DE TRANSMISION 66 kV L-6684 (SE. CARAZ - SE. HUARAZ)				
3.1	LONGITUD	L	62.3	km
3.2	RESISTENCIA DE SECUENCIA POSITIVA	R1	0.4274	Ω / km
3.3	REACTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	X1	0.5330	Ω / km
3.4	RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO	R0	0.6922	Ω / km
3.5	REACTANCIA DE SECUENCIA CERO	X0	1.7108	Ω / km
3.6	CAPACIDAD DE TRANSPORTE	Smax	27	MVA
3.7	CARGA MAXIMA	%Smax	80	%
3.8	TENSION NOMINAL	Vn	66	kV
4.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA SE. HUARAZ				
4.1	POTENCIA NOMINAL	S	9.2	MVA
4.2	TENSION NOMINAL PRIMARIO (ALTA)	VAT	60.014	kV
4.3	TENSION BASE	Vb	66	kV
4.4	TENSION NOMINAL SECUNDARIO (BAJA)	VBT	13.2	kV
4.5	TENSION DE CORTOCIRCUITO	Vcc	8.1	%
5.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA SE. CARAZ				
5.1	POTENCIA NOMINAL	S	5	MVA
5.2	TENSION NOMINAL PRIMARIO (ALTA)	VAT	66	kV
5.3	TENSION BASE	Vb	66	kV
5.4	TENSION NOMINAL SECUNDARIO (BAJA)	VBT	13.8	kV
5.5	TENSION DE CORTOCIRCUITO	Vcc	6	%

TABLA N° 3.13
DATOS PARA EL AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA R2

ITEM	DESCRIPCIÓN	VARIABLE	VALOR	UNIDAD	VALOR	UNID
1.- COEFICIENTE REDUCTOR DE IMPEDANCIA						
1.1	RELACION DEL TRANSFORMADOR DE TESIION	Kp	100	Adimens.		
1.2	RELACION DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	Ki	660	Adimens.		
1.3	COEFICIENTE REDUCTOR DE IMPEDANCIA	Kz	0.1515	Adimens.		
2.- LINEA DE TRANSMISIÓN 66 kV L-6684 (SE. CARAZ - SE. HUARAZ)						
2.1	RESISTENCIA DE SECUENCIA POSITIVA	R1	26.6270	Ω prim	4.0344	Ω sec
2.2	REACTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	X1	33.2059	Ω prim	5.0312	Ω sec
2.3	RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO	R0	43.1241	Ω prim	6.5339	Ω sec
2.4	REACTANCIA DE SECUENCIA CERO	X0	106.5828	Ω prim	16.1489	Ω sec
2.5	IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	Z1	42.5632	Ω prim	6.4490	Ω sec
		Arg(Z1L)	51.27	°	51.27	°
2.6	IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO	Z0	114.9765	Ω prim	17.4207	Ω sec
		Arg(Z0L)	67.97	°	67.97	°
3.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA S.E. HUARAZ						
3.1	IMPEDANCIA REFERIDA AL DEVANADO PRIMARIO	Z1ab	31.71	Ω prim	4.8045	Ω sec
		Arg(Z1ab)	90	°	90	°
4.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA S.E. CARAZ						
4.1	IMPEDANCIA REFERIDA AL DEVANADO PRIMARIO	Z1ab	52.27	Ω prim	7.9197	Ω sec
		Arg(Z1ab)	90	°	90	°

En las Tablas N° 3.14 y 3.15 se describen los ajustes del relé de distancia UR D60 de la línea L-6684

TABLA N° 3.14
AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA UR D60-R2

ITEM	PARAMETRO	DESCRIPCION	AJUSTES				UNID
			ZONA 1	ZONA 2	ZONA 3	ZONA 4	
1.- AJUSTES DE ZONAS PARA FALLA FASE-FASE							
1.1	DIRECTION	DIRECCION	FORWARD	FORWARD	FORWARD	REVERSE	
1.2	SHAPE	CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	MHO	MHO	MHO	MHO	
1.3	REACH	IMPEDANCIA DE SECUNECIA POSITIVA	5.801	9.642	10.183	1.321	Ω sec
1.4	RCA	ANGULO DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	51.3	51.3	51.3	51.3	°
1.5	COMP LIMIT	CAMBIO DE FORMA DE LA CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	90	90	90	90	°
1.6	DIR RCA	ANGULO CARACTERISTICO DE SUPERVISION DIRECCIONAL (ANG MAX TORQUE)	51.3	51.3	51.3	51.3	°
1.7	DIR COMP LIMIT	ANGULO DE LIMITE COMPARATIVO PARA LA SUPERVISION DIRECCIONAL	90	90	90	90	°
1.8	QUAD RIGH BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	-	-	-	-	Ω sec
1.9	QUAD RIGH BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	-	-	-	-	°
1.10	QUAD LEFT BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	-	-	-	-	Ω sec
1.11	QUAD LEFT BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	-	-	-	-	°
1.12	DELAY	TEMPORIZACION	0.00	0.25	0.50	1.50	s

Nota: El ajuste “Quad Right Blinder” y el “Quad Right Blinder RCA” así como el ajuste para “Quad Left Blinder” y el “Quad Left Blinder RCA” se esta asignando únicamente para la protección de fallas a tierra, estos ajustes son iguales (Righty Left).

**TABLA N° 3.15
AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA UR D60-R2**

ITEM	PARAMETRO	DESCRIPCIÓN	AJUSTES				UNID
			ZONA 1	ZONA 2	ZONA 3	ZONA 4	
2.- AJUSTES DE ZONAS PARA FALLA FASE-TIERRA							
2.1	DIRECTION	DIRECCIÓN	FORWARD	FORWARD	FORWARD	REVERSE	
2.2	SHAPE	CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	QUAD	QUAD	QUAD	QUAD	
2.3	ZO/Z1 Mag	MAGNITUD DE LA RELACION DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO Y POSTIVA	2.701	2.701	2.701	2.701	Adimens.
2.4	ZO/Z1 Ang	ANGULO DE RELACION DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO Y POSITIVA	16.70	16.70	16.70	16.70	°
2.5	REACH	IMPEDANCIA DE SECUNECIA POSITIVA	5.801	9.642	10.183	1.321	Ω sec
2.6	RCA	ANGULO DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	51.3	51.3	51.3	51.3	°
2.7	COMP LIMIT	CAMBIO DE FORMA DE LA CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	90	90	90	90	°
2.8	DIR RCA	ANGULO CARACTERISTICO DE SUPERVISION DIRECCIONAL (ANG MAX TORQUE)	51.3	51.3	51.3	51.3	°
2.9	DIR COMP LIMIT	ANGULO DE LIMITE COMPARATIVO PARA LA SUPERVISION DIRECCIONAL	90	90	90	90	°
2.10	QUAD RIGH BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	11.00	12.00	13.00	13.00	Ω sec
2.11	QUAD RIGH BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	51.3	51.3	51.3	51.3	°
2.12	QUAD LEFT BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	11.00	12.00	13.00	13.00	Ω sec
2.13	QUAD LEFT BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	51.3	51.3	51.3	51.3	°
2.14	DELAY	TEMPORIZACION	0.00	0.25	0.50	1.50	s

En las siguientes figuras (Fig. 3.34 y Fig.3.35) se muestran las zonas de protección, teniendo en consideración que para fallas entre fases se ha considerado la característica M_{ho} y para fallas a tierra se ha considerado la característica Cuadrilateral

**COORDINACION DE LA PROTECCION DE DISTANCIA
 LINEA L-6684 (SE. CARAZ - SE. HUARAZ)
 FALLA ENTRE FASE
 RELE - GE UR D60**

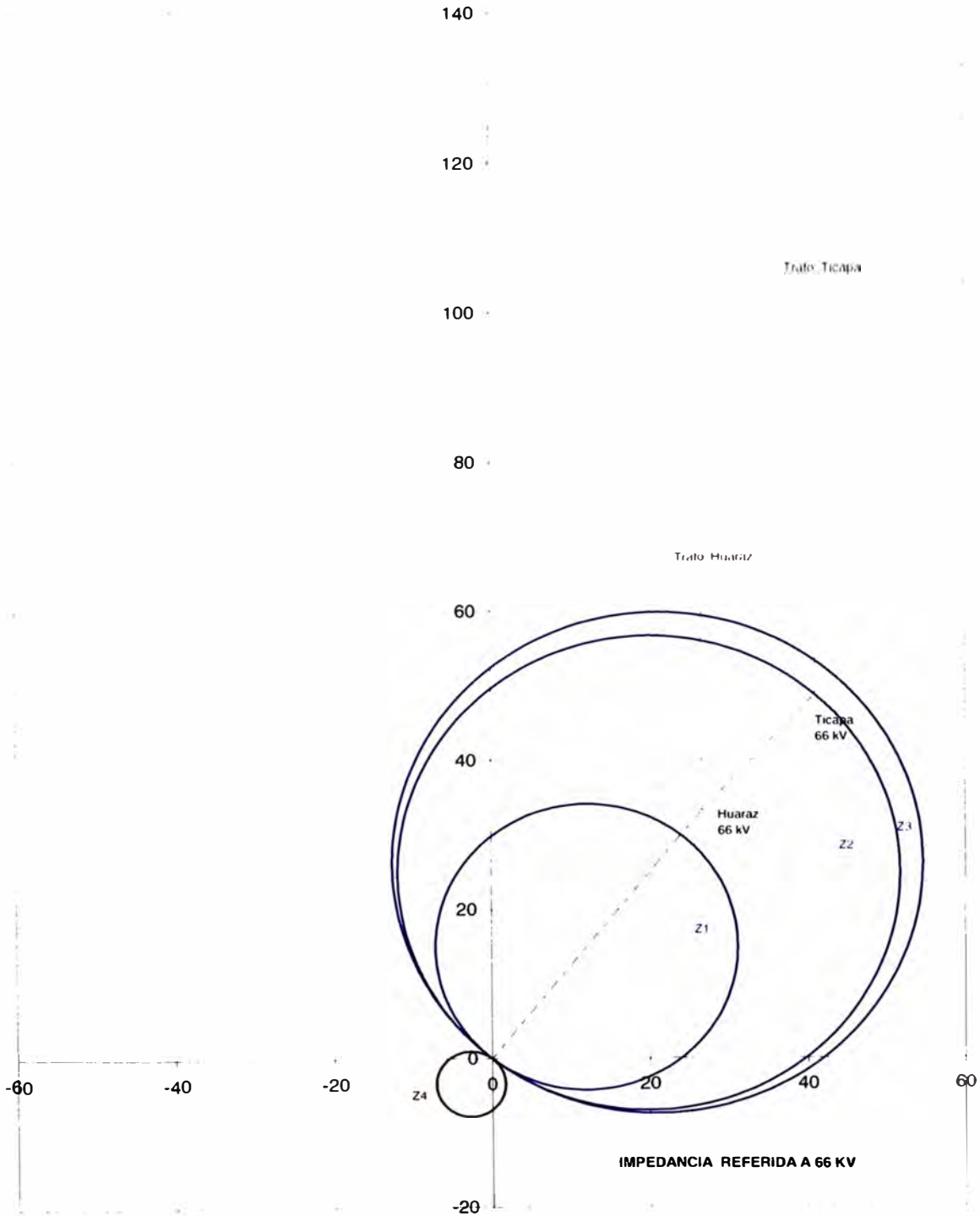


Fig. 3.34

COORDINACION DE LA PROTECCION DE DISTANCIA
L-6684 (SE. CARAZ - SE. HUARAZ)
FALLA A TIERRA
RELE - GE UR D60

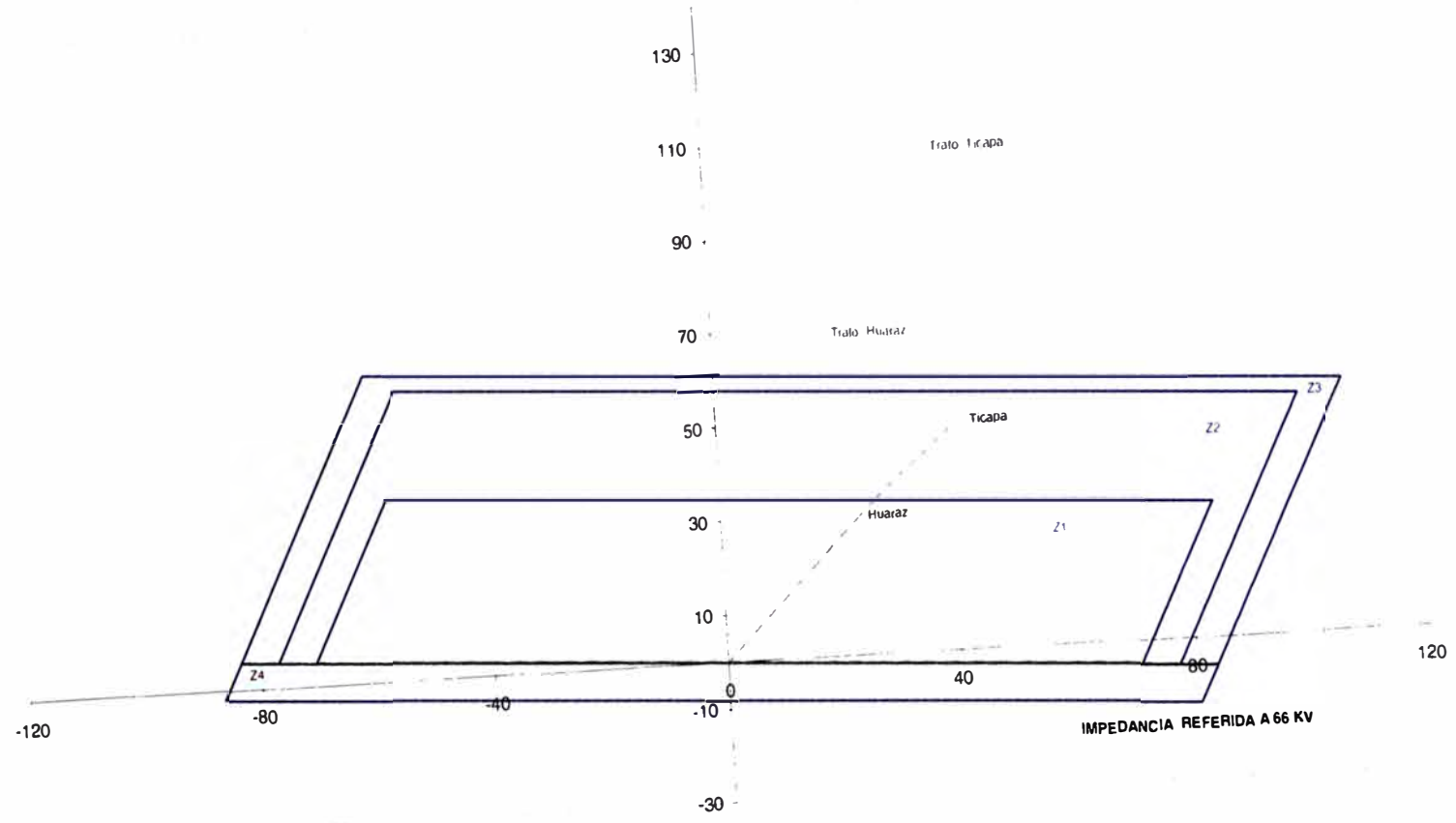


Fig. 3.35

d) Línea 66 kV L-6681 (SE. Huaraz – SE. Ticapampa)

Esta línea cuenta con un relé de distancia General Electric modelo DLP que la protege como relé principal y un relé de sobrecorriente General Electric modelo F650 de respaldo.

Debido a que no se tiene teleprotección el alcance de la primera zona de protección de distancia deberá cubrir el 90% el restante 10% será protegida por la segunda zona. Los ajustes consideran los siguientes porcentajes:

- El alcance de la primera zona es el 90 % de la longitud de la línea protegida con un tiempo máximo de eliminación de falla de aproximadamente 80 ms (tiempo del interruptor + tiempo del relé).
- El alcance de la segunda zona cubre el 140% de la longitud de la línea protegida. El tiempo de operación propuesto es 250 ms.
- El alcance de la tercera zona cubre el 100% de la longitud de la línea protegida más 80% de la Impedancia del transformador de Pariac. El tiempo de operación propuesto es 500 ms.
- El alcance de la zona de dirección inversa corresponde al 12% de la impedancia de la línea L-6680 protegida. El tiempo de operación propuesto es de 1.5 s.

Hacemos notar que este modelo de relé no cuenta con la característica cuadrilateral, por lo que para ambos casos de la protección de fases y de tierra utilizaremos la característica MHO

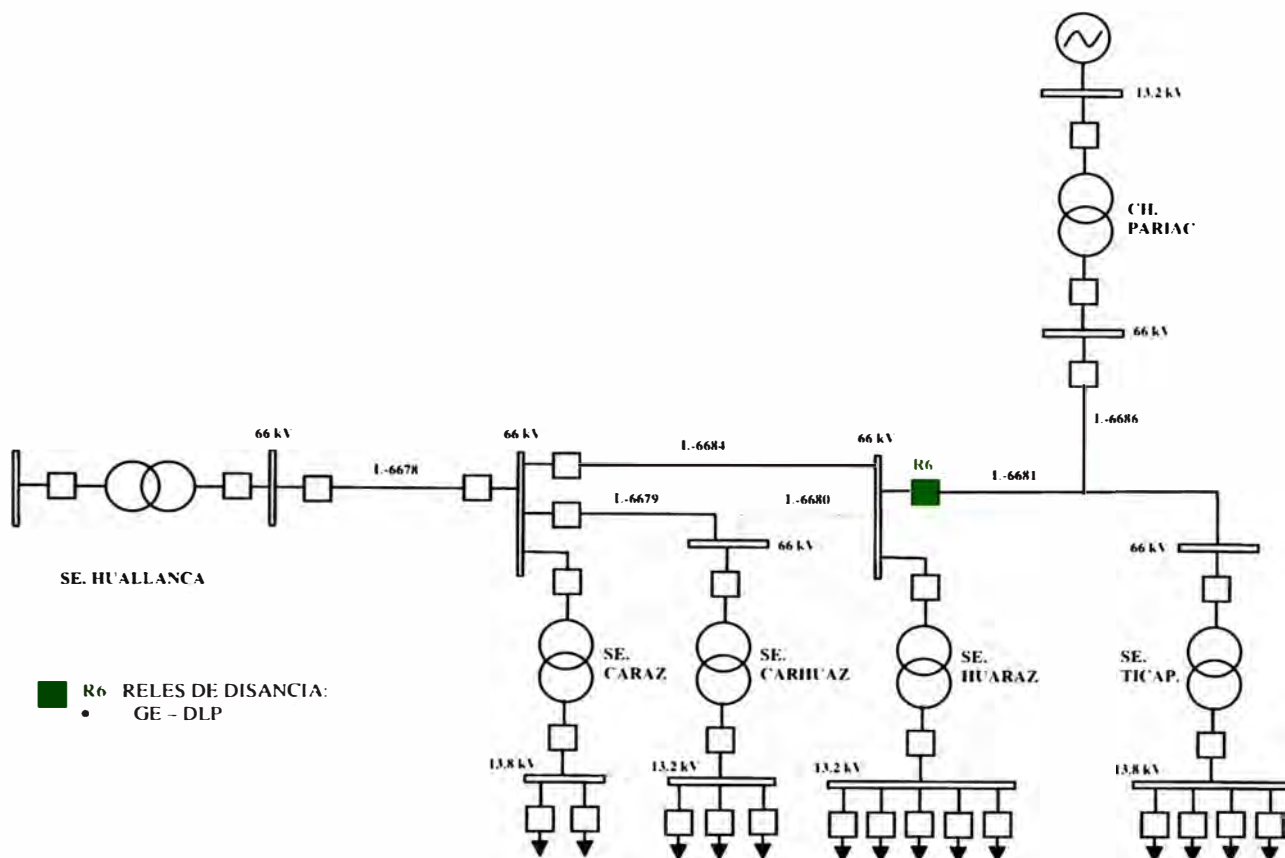


Fig. 3.36 ESQUEMA ELÉCTRICO CON EL RELÉ DE DISTANCIA

⇒ Entonces

$$Z_1 = 90\% \text{ de la línea (Huaraz-Ticapampa)} \quad (3.23)$$

$$\text{top} = 80 \text{ m seg}$$

$$Z_2 = 140\% \text{ (Huaraz-Ticapampa)} \quad (3.24)$$

$$\text{top} = 250 \text{ m seg}$$

$$Z_3 = 100\% \text{ (Huaraz-Ticapampa)} + 90\% \text{ (ZTrafo-Pariac)} \quad (3.25)$$

$$\text{top} = 500 \text{ m seg}$$

$$Z_4 = \text{(Dirección Inversa)}$$

$$Z_4 = 12\% \text{ de la línea (Huaraz-Carhuaz)} \quad (3.26)$$

$$\text{top} = 1.5 \text{ seg}$$

De las ecuaciones (3.23), (3.24), (3.25) y (3.26) obtenemos los ajustes de las zonas de Operación (Z_1 , Z_2 , Z_3 y Z_4) para el rele de distancia

⇒ Ajustes

$$\bar{Z}_1 = (0.90)(21.16 \angle 47.24)$$

$$\bar{Z}_1 = 19.04 \angle 47.24$$

$$\text{top} = 80 \text{ m seg}$$

$$Z_2 = (1.40)(21.16\angle 47.24)$$

$$Z_2 = 29.62\angle 47.24$$

$$\text{top} = 250 \text{ m seg}$$

$$Z_3 = (1.00)(21.16\angle 47.24) + (0.80)(28.41\angle 90)$$

$$Z_3 = 40.87\angle 69.42$$

$$\text{top} = 500 \text{ m seg}$$

$$Z_4 = 12\%(20.00\angle 51.57)$$

$$Z_4 = 2.40\angle 51.27$$

$$\text{top} = 1.5 \text{ seg}$$

En las Tablas N° 3.16 y 3.17 están los datos generales de la línea 66 kV L-6681 (SE. Huaraz - SE. Ticapampa)

TABLA N° 3.16
DATOS PARA EL AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA R6

ITEM	DESCRIPCION	VARIABLE	VALOR	UNIDADES
1.- DATOS DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE PROTECCION				
1.1	CORRIENTE NOMINAL PRIMARIO	I_{np}	100	A
1.2	CORRIENTE NOMINAL SECUNDARIO	I_{ns}	5	A
2.- DATOS DEL TRANSFORMADOR DE TENSION DE PROTECCION				
2.1	TENSION NOMINAL PRIMARIO	U_{np}	60	kV
2.2	TENSION NOMINAL SECUNDARIO	U_{ns}	0.11	kV
3.- LINEA DE TRANSMISIÓN 66 kV L-6681 (SE. HUARAZ - SE. TICAPAMPA)				
3.1	LONGITUD	L	30	km
3.2	RESISTENCIA DE SECUENCIA POSITIVA	R1	0.4789	Ω / km
3.3	REACTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	X1	0.5179	Ω / km
3.4	RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO	R0	0.8287	Ω / km
3.5	REACTANCIA DE SECUENCIA CERO	X0	1.6236	Ω / km
3.6	CAPACIDAD DE TRANSPORTE	Smax	27	MVA
3.7	CARGA MAXIMA	%Smax	80	%
3.8	TENSION NOMINAL	V_n	66	kV
4.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA SE. TICAPAMPA				
4.1	POTENCIA NOMINAL	S	5	MVA
4.2	TENSION NOMINAL PRIMARIO (ALTA)	VAT	66	kV
4.3	TENSION BASE	Vb	66	kV
4.4	TENSION NOMINAL SECUNDARIO (BAJA)	VBT	13.8	kV
4.5	TENSION DE CORTOCIRCUITO	Vcc	6.3	%
5.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA SE. HUARAZ				
5.1	POTENCIA NOMINAL	S	5	MVA
5.2	TENSION NOMINAL PRIMARIO (ALTA)	VAT	60.016	kV
5.3	TENSION BASE	Vb	66	kV
5.4	TENSION NOMINAL SECUNDARIO (BAJA)	VBT	13.2	kV
5.5	TENSION DE CORTOCIRCUITO	Vcc	8.1	%

TABLA N° 3.17
DATOS PARA EL AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA R6

ITEM	DESCRIPCION	VARIABLE	VALOR	UNIDAD	VALOR	UNID
1.- COEFICIENTE REDUCTOR DE IMPEDANCIA						
1.1	RELACION DEL TRANSFORMADOR DE TESIION	Kp	20	Adimens.		
1.2	RELACION DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	Ki	545.4545455	Adimens.		
1.3	COEFICIENTE REDUCTOR DE IMPEDANCIA	Kz	0.0367	Adimens.		
2.- LINEA DE TRANSMISIÓN 66 kV L-6681 (SE. HUARAZ - SE. TICAPAMPA)						
2.1	RESISTENCIA DE SECUENCIA POSITIVA	R1	14.3670	Ω prim	0.5268	Ω sec
2.2	REACTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	X1	15.5370	Ω prim	0.5697	Ω sec
2.3	RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO	R0	24.8610	Ω prim	0.9116	Ω sec
2.4	REACTANCIA DE SECUENCIA CERO	X0	48.7080	Ω prim	1.7860	Ω sec
2.5	IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	Z1	21.1615	Ω prim	0.7759	Ω sec
		Arg(Z1L)	47.24	°	47.24	°
2.6	IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO	Z0	54.6858	Ω prim	2.0051	Ω sec
		Arg(Z0L)	62.96	°	62.96	°
3.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA S.E.TICAPAMPA						
3.1	IMPEDANCIA REFERIDA AL DEVANADO PRIMARIO	Z1ab	54.89	Ω prim	2.0126	Ω sec
		Arg(Z1ab)	90	°	90	°
4.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA S.E.HUARAZ						
4.1	IMPEDANCIA REFERIDA AL DEVANADO PRIMARIO	Z1ab	31.71	Ω prim	1.1627	Ω sec
		Arg(Z1ab)	90	°	90	°

En las Tablas N° 3.18 y 3.19 se describen los ajustes del relé de distancia DLP de la línea L-6681

TABLA N° 3.18
AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA GE DLP-R6

ITEM	PARAMETRO	DESCRIPCION	AJUSTES				UNID
			ZONA 1	ZONA 2	ZONA 3	ZONA 4	
1.- AJUSTES DE ZONAS PARA FALLA FASE-FASE							
1.1	DIRECTION	DIRECCION	FORWARD	FORWARD	FORWARD	REVERSE	
1.2	SHAPE	CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	MHO	MHO	MHO	MHO	
1.3	REACH	IMPEDANCIA DE SECUNECIA POSITIVA	0.700	1.090	1.503	0.088	Ω sec
1.4	RCA	ANGULO DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	47.1	47.1	47.1	47.1	°
1.5	COMP LIMIT	CAMBIO DE FORMA DE LA CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	90	90	90	90	°
1.6	DIR RCA	ANGULO CARACTERISTICO DE SUPERVISION DIRECCIONAL (ANG MAX TORQUE)	47.1	47.1	47.1	47.1	°
1.7	DIR COMP LIMIT	ANGULO DE LIMITE COMPARATIVO PARA LA SUPERVISIÓN DIRECCIONAL	90	90	90	90	°
1.8	QUAD RIGH BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	-	-	-	-	Ω sec
1.9	QUAD RIGH BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	-	-	-	-	°
1.10	QUAD LEFT BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	-	-	-	-	Ω sec
1.11	QUAD LEFT BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	-	-	-	-	°
1.12	DELAY	TEMPORIZACION	0.00	0.25	0.50	1.50	s

Nota: En los reles de distancia DLP el ajuste “Quad Right Blinder” y el “Quad Right Blinder RCA” así como el ajuste “Quad Left Blinder” y el “Quad Left Blinder RCA” no están activados debido a que no cuentan estos reles con la característica cuadrilateral

TABLA N° 3.19
AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA GE DLP-R6

ITEM	PARAMETRO	DESCRIPCIÓN	AJUSTES				UNID
			ZONA 1	ZONA 2	ZONA 3	ZONA 4	
2.- AJUSTES DE ZONAS PARA FALLA FASE-TIERRA							
2.1	DIRECTION	DIRECCION	FORWARD	FORWARD	FORWARD	REVERSE	
2.2	SHAPE	CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	MHO	MHO	MHO	MHO	
2.3	ZO/Z1 Mag	MAGNITUD DE LA RELACION DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO Y POSTIVA	2.584	2.584	2.584	2.584	Adimens.
2.4	ZO/Z1 Ang	ANGULO DE RELACION DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO Y POSITIVA	15.72	15.72	15.72	15.72	°
2.5	REACH	IMPEDANCIA DE SECUNECIA POSITIVA	0.729	2.322	2.454	0.180	Ω sec
2.6	RCA	ANGULO DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	47.1	47.1	47.1	47.1	°
2.7	COMP LIMIT	CAMBIO DE FORMA DE LA CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	90	90	90	90	°
2.8	DIR RCA	ANGULO CARACTERISTICO DE SUPERVISION DIRECCIONAL (ANG MAX TORQUE)	47.1	47.1	47.1	47.1	°
2.9	DIR COMP LIMIT	ANGULO DE LIMITE COMPARATIVO PARA LA SUPERVISION DIRECCIONAL	90	90	90	90	°
2.10	QUAD RIGH BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	-	-	-	-	Ω sec
2.11	QUAD RIGH BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	-	-	-	-	°
2.12	QUAD LEFT BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	-	-	-	-	Ω sec
2.13	QUAD LEFT BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	-	-	-	-	°
2.14	DELAY	TEMPORIZACION	0.00	0.25	0.50	1.50	s

En las siguientes figuras (Fig. 3.37 y Fig.3.38) se muestran las zonas de protección, teniendo en consideración que para fallas entre fases y de tierra se ha considerado la característica Mho únicamente.

**COORDINACION DE LA PROTECCION DE DISTANCIA
 LINEA L-6681 (SE. HUARAZ - SE. TICAPAMPA)
 FALLA ENTRE FASE
RELE - GE DLP**

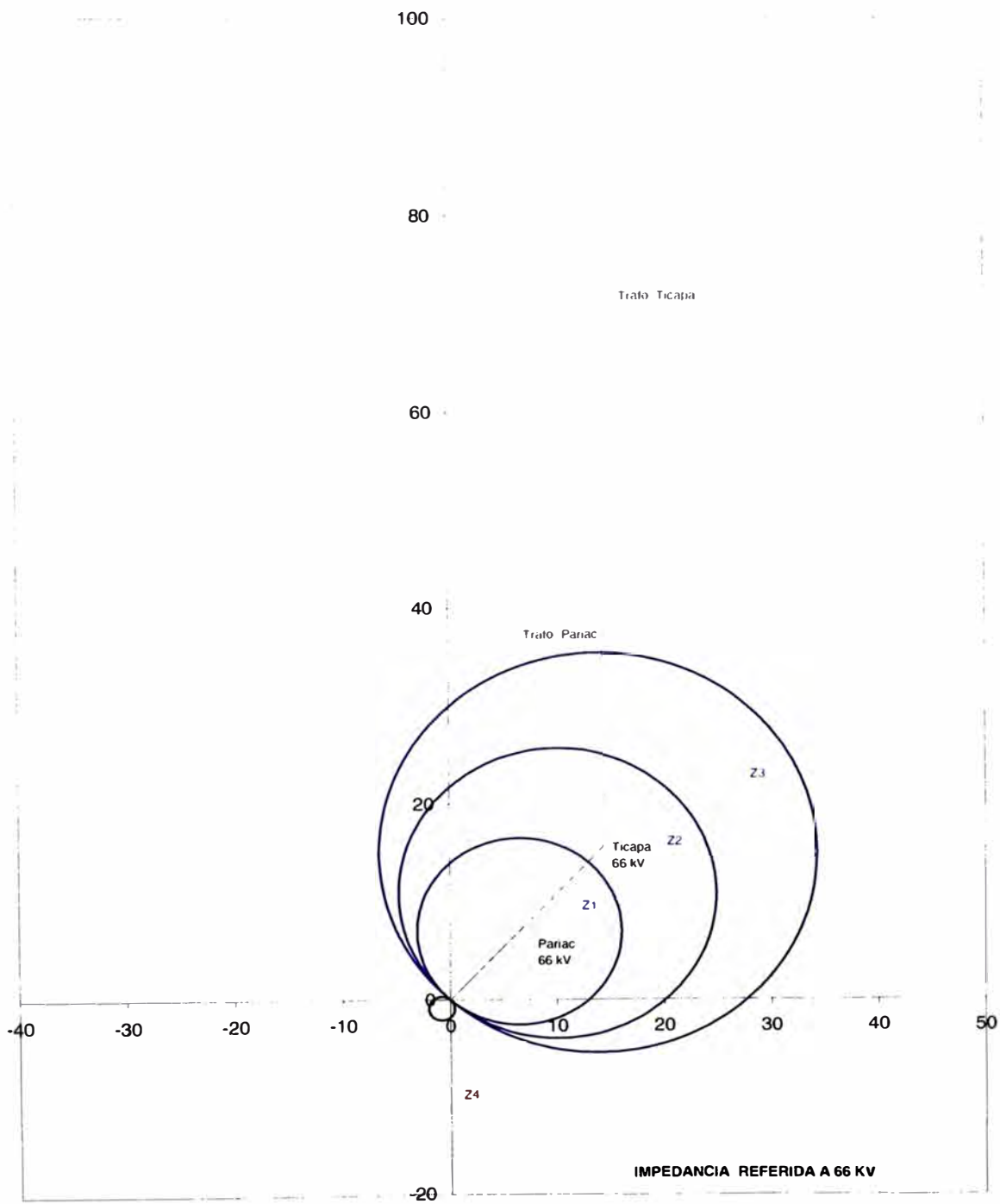


Fig. 3.37

**COORDINACION DE LA PROTECCION DE DISTANCIA
 LINEA L-6681 (SE. HUARAZ - SE. TICAPAMPA)
 FALLA A TIERRA
 RELE - GE DLP**

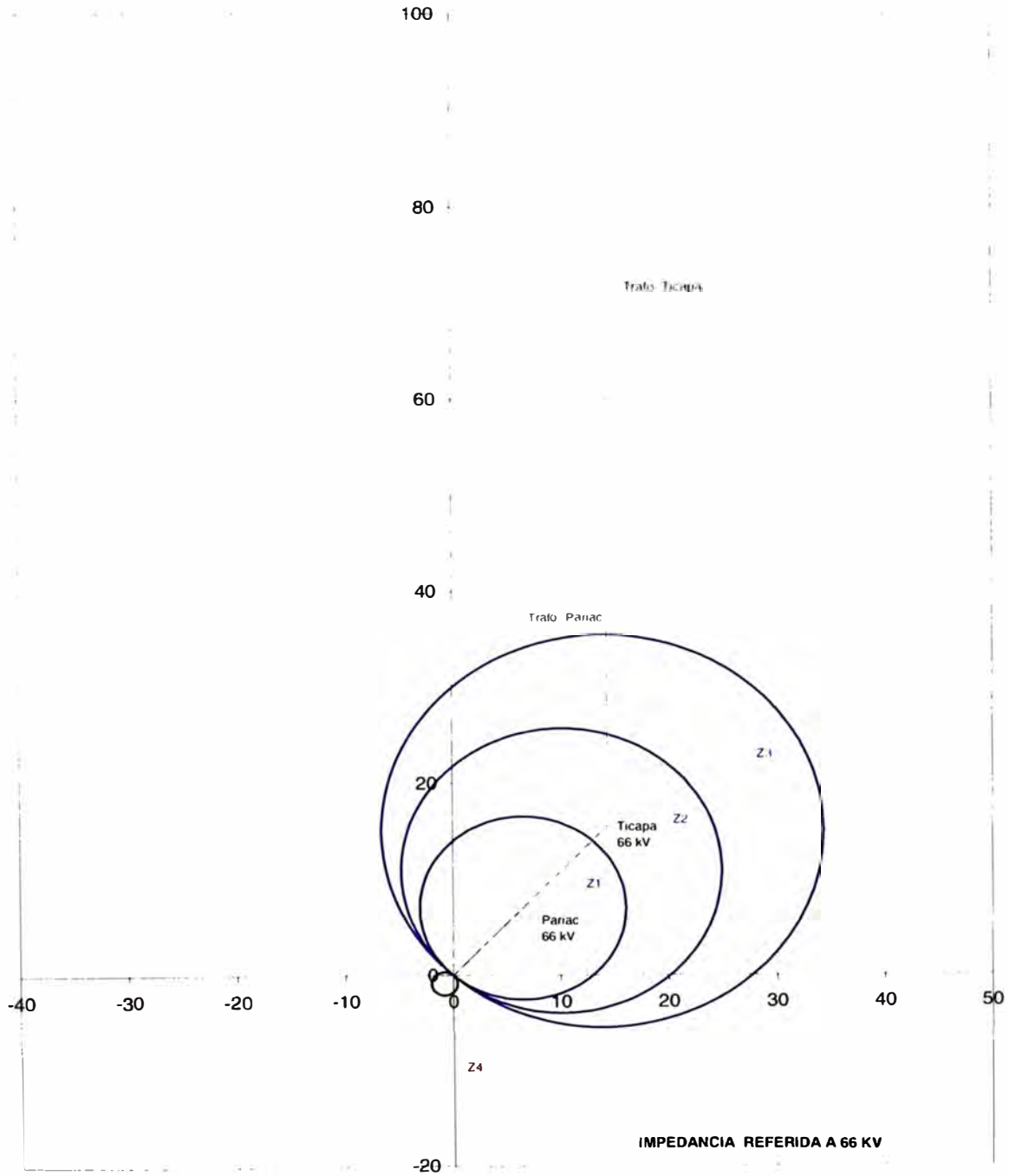


Fig. 3.38

e) Línea 66 kV L-6681 (SE. Caraz – SE. Huaraz)

Esta línea cuenta con un relé de distancia General Electric modelo UR D60 que la protege como relé principal. Debido a que no se tiene teleprotección el alcance de la primera zona de protección de distancia deberá cubrir el 90% o más de la línea protegida.

La alimentación intermedia en la barra de 66kV de la SE. Huallanca por presencia de los generadores de la CH. Cañón del Pato y del SINAC hace que la impedancia vista por el relé de la SE. Caraz, para fallas en la línea L-6682 (SE. Huallanca – SE. La Pampa) sea mucho mayor que la impedancia del transformador de la SE. Huallanca. Se han considerados los siguientes criterios de ajuste:

- El alcance de la primera zona es el 90 % de la longitud de la línea protegida con un tiempo máximo de eliminación de falla de aproximadamente 80 ms (tiempo del interruptor + tiempo del relé).
- El alcance de la segunda zona cubre el 100% de la longitud de la línea protegida más 50% de la Impedancia del transformador de Huallanca. El tiempo de operación propuesto es 250 ms.
- El alcance de la tercera zona cubre el 100% de la longitud de la línea protegida más 80% de la Impedancia del transformador de Huallanca. El tiempo de operación propuesto es 500 ms.
- El alcance de la zona de dirección inversa corresponde al 20% de la impedancia de la línea L-6684. El tiempo de operación propuesto es de 1.5 s.

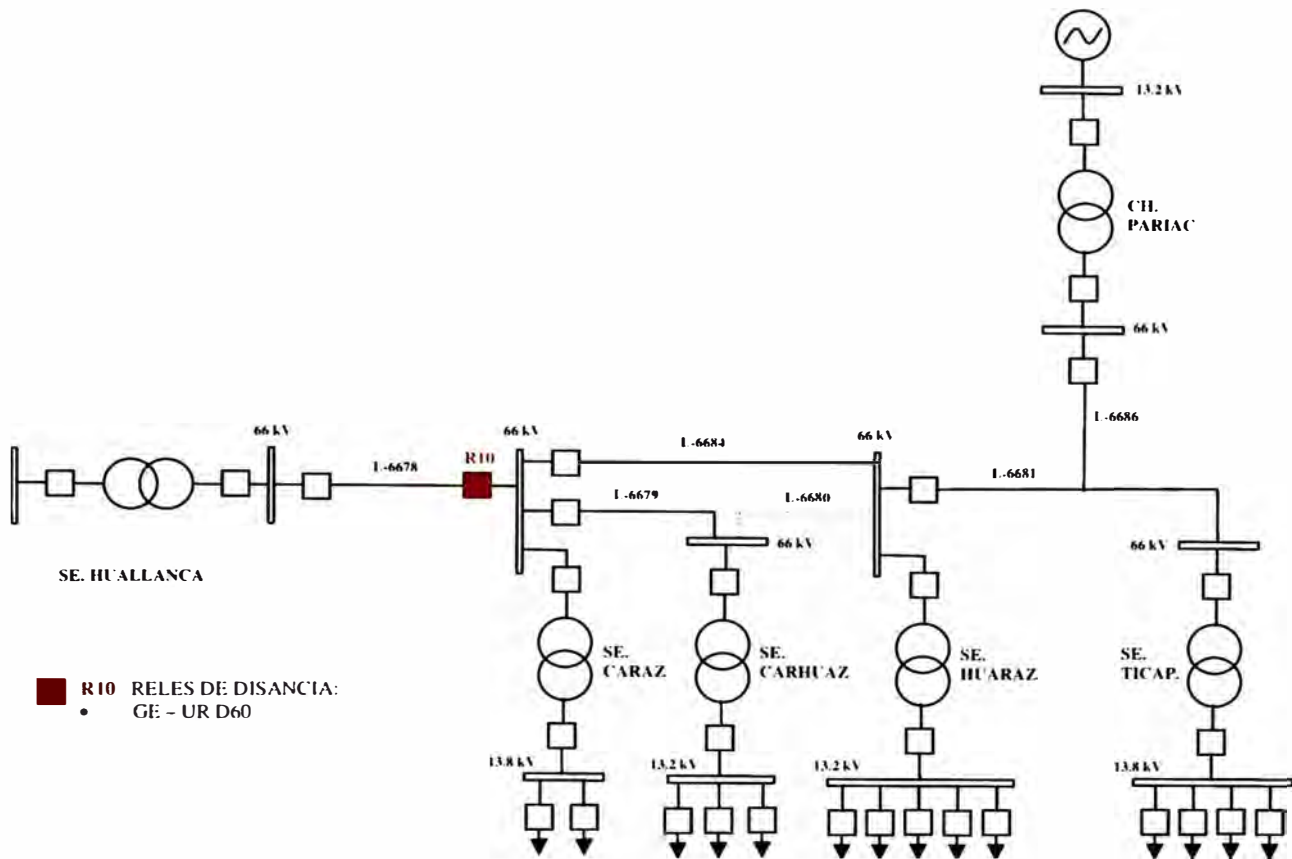


Fig. 3.39 ESQUEMA ELÉCTRICO CON EL RELÉ DE DISTANCIA R10

⇒ Entonces

$$Z1 = 90\% \text{ de la línea (Caraz-Huallanca)} \quad (3.27)$$

$$\text{top} = 80 \text{ m seg}$$

$$Z2 = 100\% \text{ (Caraz-Huallanca)} + 50\% (Z_{\text{Trafo-Huallanca}}) \quad (3.28)$$

$$\text{top} = 250 \text{ m seg}$$

$$Z3 = 100\% \text{ (Caraz-Huallanca)} + 80\% (Z_{\text{Trafo-Huallanca}}) \quad (3.29)$$

$$\text{top} = 500 \text{ m seg}$$

$$Z4 = \text{(Dirección Inversa)}$$

$$Z4 = 20\% \text{ (Caraz-Huaraz)} \quad (3.30)$$

$$\text{top} = 1.5 \text{ seg}$$

De las ecuaciones (3.27), (3.28), (3.29) y (3.30) obtenemos los ajustes de las zonas de Operación (Z_1 , Z_2 , Z_3 y Z_4) para el rele de distancia

⇒ Ajustes

$$\bar{Z}_1 = (0.90)(17.43 \angle 61.01)$$

$$\bar{Z}_1 = 15.69 \angle 61.01$$

$$\begin{aligned}t_{op} &= 80 \text{ m seg} \\Z_2 &= (1.00)(17.43\angle 61.01) + (0.50)(20.26\angle 90) \\Z_2 &= 26.75\angle 71.59 \\t_{op} &= 250 \text{ m seg} \\Z_3 &= (1.00)(17.43\angle 61.01) + (0.80)(20.26\angle 90) \\Z_3 &= 32.57\angle 74.97 \\t_{op} &= 500 \text{ m seg} \\Z_4 &= (0.20)(42.56\angle 51.28) \\Z_4 &= 8.51\angle 51.28 \\t_{op} &= 1.5 \text{ seg}\end{aligned}$$

En las Tablas N° 3.20 y 3.21 están los datos generales de la línea 66 kV L-6678 vista desde la SE. Caraz

TABLA N° 3.20
DATOS PARA EL AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA R10

ITEM	DESCRIPCION	VARIABLE	VALOR	UNIDADES
1.- DATOS DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE PROTECCION				
1.1	CORRIENTE NOMINAL PRIMARIO	Inp	200	A
1.2	CORRIENTE NOMINAL SECUNDARIO	Ins	5	A
2.- DATOS DEL TRANSFORMADOR DE TENSION DE PROTECCION				
2.1	TENSION NOMINAL PRIMARIO	Unp	66	kV
2.2	TENSION NOMINAL SECUNDARIO	Uns	0.1	kV
3.- LINEA DE TRANSMISIÓN 66 kV L-6678 (SE. CARAZ - SE. HUALLANCA)				
3.1	LONGITUD	L	29.1	km
3.2	RESISTENCIA DE SECUENCIA POSITIVA	R1	0.2903	Ω / km
3.3	REACTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	X1	0.5240	Ω / km
3.4	RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO	R0	0.6576	Ω / km
3.5	REACTANCIA DE SECUENCIA CERO	X0	1.7550	Ω / km
3.6	CAPACIDAD DE TRANSPORTE	Smax	27	MVA
3.7	CARGA MAXIMA	%Smax	80	%
3.8	TENSION NOMINAL	Vn	66	kV
4.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA SE. CARAZ				
4.1	POTENCIA NOMINAL	S	20	MVA
4.2	TENSION NOMINAL PRIMARIO (ALTA)	VAT	138	kV
4.3	TENSION BASE	Vb	66	kV
4.4	TENSION NOMINAL SECUNDARIO (BAJA)	VBT	66	kV
4.5	TENSION DE CORTOCIRCUITO	Vcc	9.3	%
5.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA SE. HUALLANCA				
5.1	POTENCIA NOMINAL	S	5	MVA
5.2	TENSION NOMINAL PRIMARIO (ALTA)	VAT	66	kV
5.3	TENSION BASE	Vb	66	kV
5.4	TENSION NOMINAL SECUNDARIO (BAJA)	VBT	13.8	kV
5.5	TENSION DE CORTOCIRCUITO	Vcc	6	%

TABLA N° 3.21
DATOS PARA EL AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA R10

ITEM	DESCRIPCION	VARIABLE	VALOR	UNIDAD	VALOR	UNID
1.- COEFICIENTE REDUCTOR DE IMPEDANCIA						
1.1	RELACION DEL TRANSFORMADOR DE TESIION	Kp	30	Adimens.		
1.2	RELACION DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	Ki	660	Adimens.		
1.3	COEFICIENTE REDUCTOR DE IMPEDANCIA	Kz	0.0455	Adimens.		
2.- LINEA DE TRANSMISIÓN 66 kV L-6678 (SE. CARAZ - SE. HUALLANCA)						
2.1	RESISTENCIA DE SECUENCIA POSITIVA	R1	8.4477	Ω prim	0.3840	Ω sec
2.2	REACTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	X1	15.2484	Ω prim	0.6931	Ω sec
2.3	RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO	R0	19.1362	Ω prim	0.8698	Ω sec
2.4	REACTANCIA DE SECUENCIA CERO	X0	51.0705	Ω prim	2.3214	Ω sec
2.5	IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	Z1	17.4321	Ω prim	0.7924	Ω sec
		Arg(Z1L)	61.01	°	61.01	°
2.6	IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO	Z0	54.5380	Ω prim	2.4790	Ω sec
		Arg(Z0L)	69.46	°	69.46	°
3.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA S.E. HUALLANCA						
3.1	IMPEDANCIA REFERIDA AL DEVANADO PRIMARIO	Z1ab	20.26	Ω prim	0.9209	Ω sec
		Arg(Z1ab)	90	°	90	°
4.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA S.E. CARAZ						
4.1	IMPEDANCIA REFERIDA AL DEVANADO SECUNDARIO	Z1ab	52.27	Ω prim	2.3759	Ω sec
		Arg(Z1ab)	90	°	90	°

En las Tablas N° 3.22 y 3.23 se describen los ajustes del relé de distancia UR D60 de la línea L-6678 ubicado en la SE. Caraz

TABLA N° 3.22
AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA UR D60-R10

ITEM	PARAMETRO	DESCRIPCION	AJUSTES				UNID
			ZONA 1	ZONA 2	ZONA 3	ZONA 4	
1.- AJUSTES DE ZONAS PARA FALLA FASE-FASE							
1.1	DIRECTION	DIRECCION	FORWARD	FORWARD	FORWARD	REVERSE	
1.2	SHAPE	CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	MHO	MHO	MHO	MHO	
1.3	REACH	IMPEDANCIA DE SECUNECIA POSITIVA	0.947	1.615	1.965	0.513	Ω sec
1.4	RCA	ANGULO DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	61.0	61.0	61.0	61.0	°
1.5	COMP LIMIT	CAMBIO DE FORMA DE LA CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	90	90	90	90	°
1.6	DIR RCA	ANGULO CARACTERISTICO DE SUPERVISION DIRECCIONAL (ANG MAX TORQUE)	61.0	61.0	61.0	61.0	°
1.7	DIR COMP LIMIT	ANGULO DE LIMITE COMPARATIVO PARA LA SUPERVISIÓN DIRECCIONAL	90	90	90	90	°
1.8	QUAD RIGH BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	-	-	-	-	Ω sec
1.9	QUAD RIGH BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	-	-	-	-	°
1.10	QUAD LEFT BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	-	-	-	-	Ω sec
1.11	QUAD LEFT BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	-	-	-	-	°
1.12	DELAY	TEMPORIZACION	0.00	0.25	0.50	1.50	s

Nota: El ajuste “Quad Right Blinder” y el “Quad Right Blinder RCA” así como el ajuste para “Quad Left Blinder” y el “Quad Left Blinder RCA” se esta asignando únicamente para la protección de fallas a tierra, estos ajustes son iguales (Righty Left).

TABLA N° 3.23
AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA UR D60-R10

ITEM	PARAMETRO	DESCRIPCION	AJUSTES				UNID
			ZONA 1	ZONA 2	ZONA 3	ZONA 4	
2.- AJUSTES DE ZONAS PARA FALLA FASE-TIERRA							
2.1	DIRECTION	DIRECCIÓN	FORWARD	FORWARD	FORWARD	REVERSE	
2.2	SHAPE	CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	QUAD	QUAD	QUAD	QUAD	
2.3	ZO/Z1 Mag	MAGNITUD DE LA RELACION DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO Y POSTIVA	3.129	3.129	3.129	3.129	Adimens.
2.4	ZO/Z1 Ang	ANGULO DE RELACION DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO Y POSITIVA	8.45	8.45	8.45	8.45	°
2.5	REACH	IMPEDANCIA DE SECUNECIA POSITIVA	0.947	1.615	1.965	0.513	Ω sec
2.6	RCA	ANGULO DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	61.0	61.0	61.0	61.0	°
2.7	COMP LIMIT	CAMBIO DE FORMA DE LA CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	90	90	90	90	°
2.8	DIR RCA	ANGULO CARACTERISTICO DE SUPERVISION DIRECCIONAL (ANG MAX TORQUE)	61.0	61.0	61.0	61.0	°
2.9	DIR COMP LIMIT	ANGULO DE LIMITE COMPARATIVO PARA LA SUPERVISIÓN DIRECCIONAL	90	90	90	90	°
2.10	QUAD RIGH BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	3.50	4.50	5.50	5.50	Ω sec
2.11	QUAD RIGH BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	61.0	61.0	61.0	61.0	°
2.12	QUAD LEFT BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	3.50	4.50	5.50	5.50	Ω sec
2.13	QUAD LEFT BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	61.0	61.0	61.0	61.0	°
2.14	DELAY	TEMPORIZACION	0.00	0.25	0.50	1.50	s

En las siguientes figuras (Fig. 3.40 y Fig.3.41) se muestran las zonas de protección, teniendo en consideración que para fallas entre fases se ha considerado la característica Mho y para fallas a tierra se ha considerado la característica Cuadrilateral

**COORDINACION DE LA PROTECCION DE DISTANCIA
LINEA L-6678 (SE. CARAZ - HUALLANCA)
FALLA ENTRE FASE
RELE - GE UR D60**

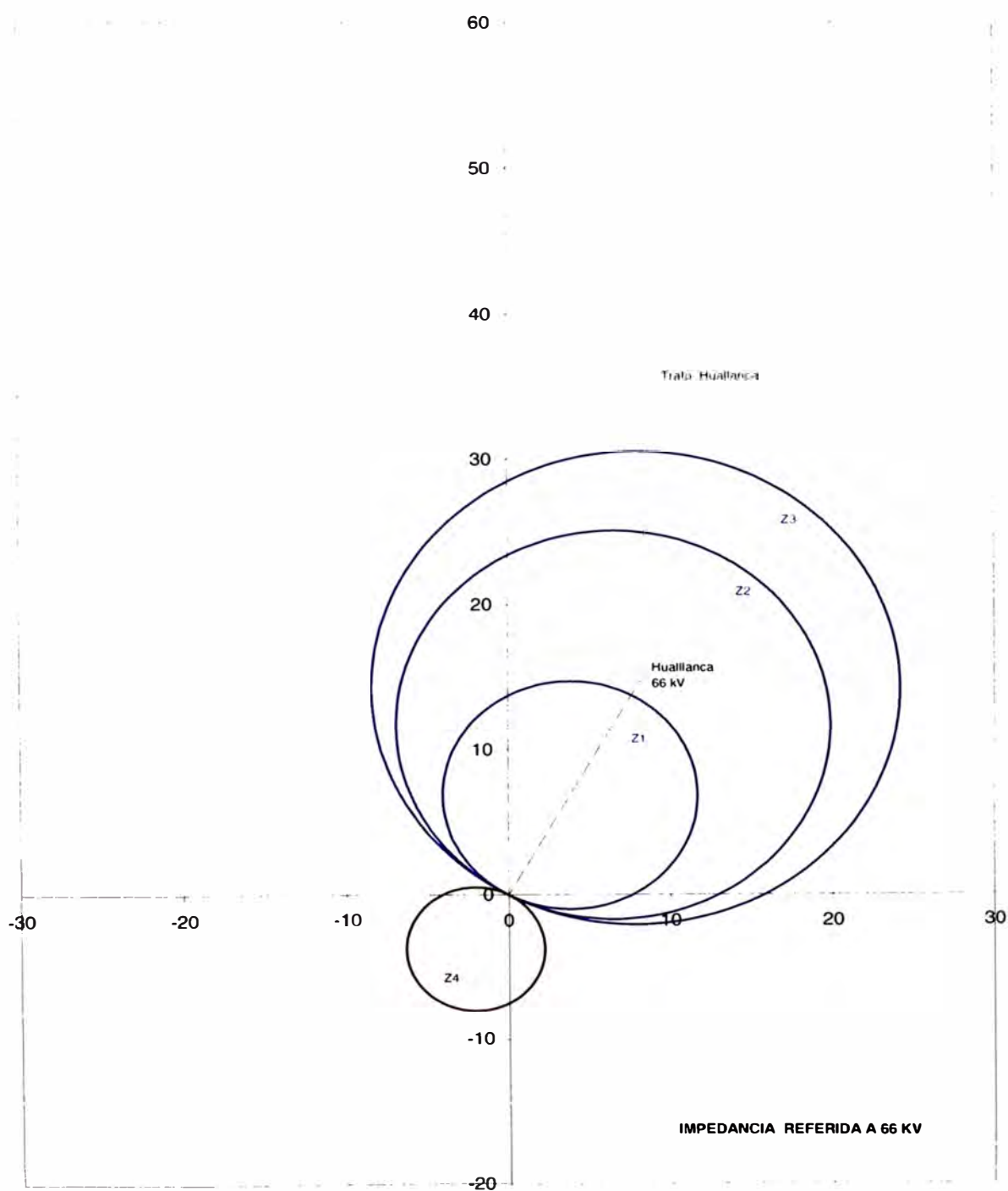


Fig. 3.40

**COORDINACION DE LA PROTECCION DE DISTANCIA
L-6678 (SE. CARAZ - SE. HUALLANCA)
FALLA A TIERRA
RELE - GE UR D60**

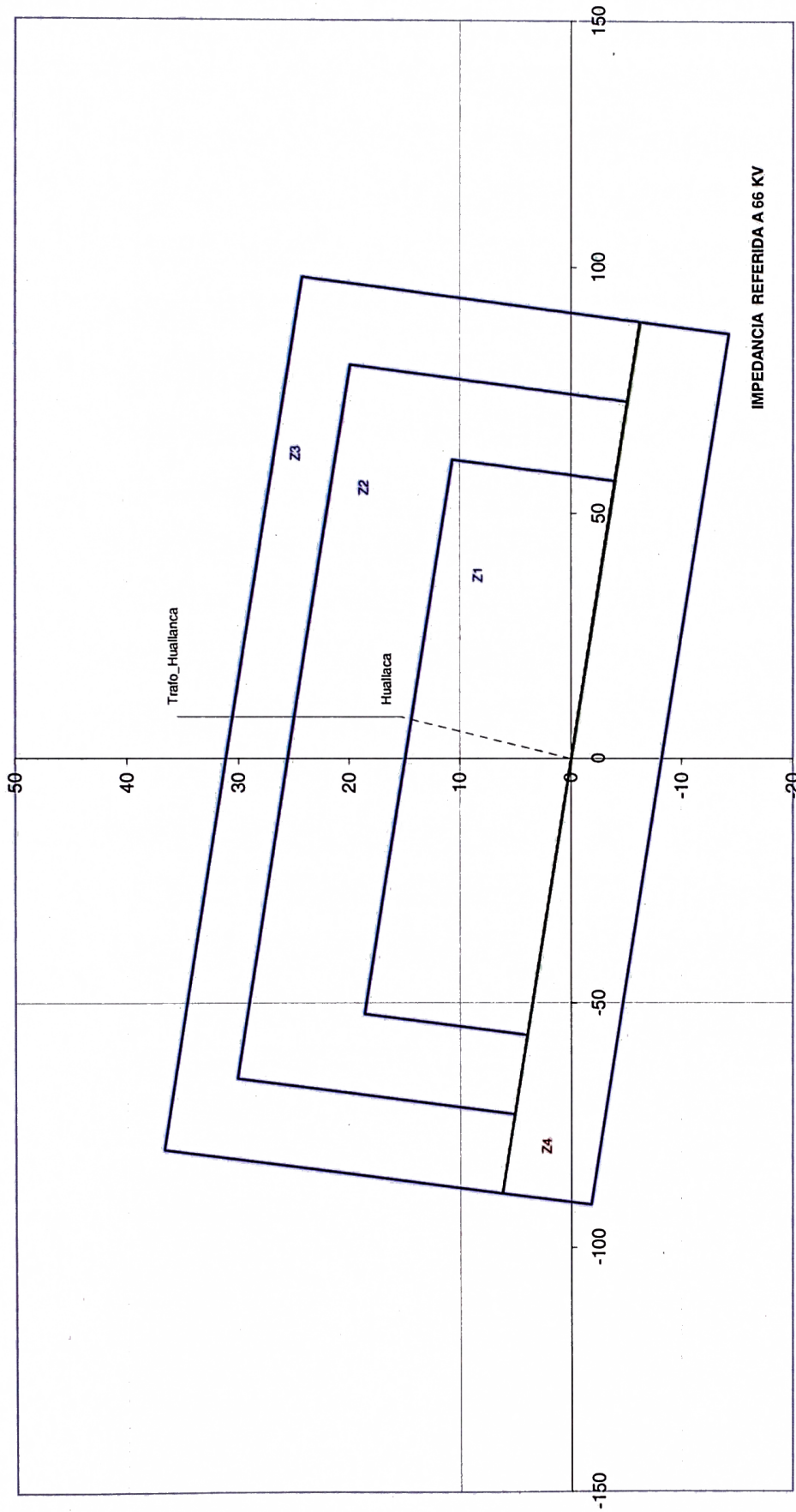


Fig. 3.41

f) Línea 66 kV L-6686 (CH. Pariac – DV. Huaraz)

Esta línea cuenta con un relé de distancia electrónico AEG modelo Z13 SD 34, cuyos ajustes han sido definidos por la Central Hidroeléctrica de Pariac, razón por la que no han sido modificados en el presente informe. Así mismo este relé de distancia cuenta únicamente con la característica MHO, por lo que las funciones de protección para falla entre fases y fallas de fase a tierra serán ajustadas con esta característica. Finalmente se hace notar que este relé no cuenta con la protección en la dirección reversa de la línea que protege. Los ajustes para falla entre fase y de fase a tierra son los siguientes:

- El alcance de la primera zona está al 125% de la línea 66 kV (CH. Pariac-SE. Huaraz) con un tiempo máximo de eliminación de falla de aproximadamente 100 ms (tiempo del interruptor + tiempo del relé).
- El alcance de la segunda zona cubre el 185% de la línea 66 kV (CH. Pariac-SE. Huaraz). El tiempo de operación es de 160 ms.
- El alcance de la tercera zona cubre el 260% de la longitud de la línea (CH. Pariac-SE. Huaraz). El tiempo de operación es de 250 ms. Este relé no cuenta con protección de dirección inversa ni con la característica cuadrilateral.

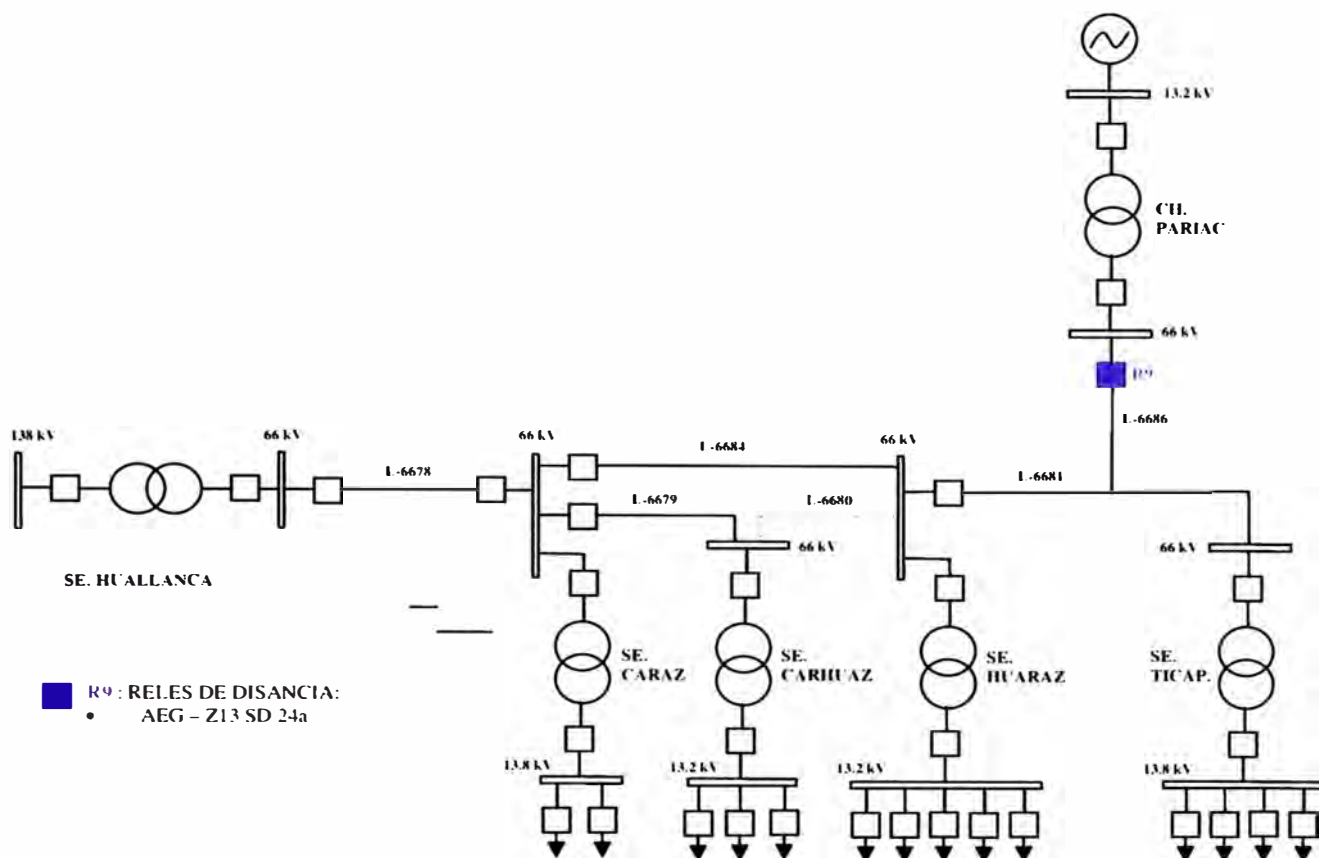


Fig. 3.42 ESQUEMA ELÉCTRICO CON EL RELÉ DE DISTANCIA R9

⇒ Entonces

$$Z_1 = 125\% \text{ de la línea (Pariac-Huaraz)} \quad (3.31)$$

$$\text{top} = 80 \text{ m seg} \quad (3.32)$$

$$Z_2 = 185\% \text{ (Pariac-Huaraz)} \quad (3.32)$$

$$\text{top} = 160 \text{ m seg}$$

$$Z_3 = 260\% \text{ (Pariac-Huaraz)} \quad (3.33)$$

$$\text{top} = 250 \text{ m seg}$$

De las ecuaciones (3.31), (3.32) y (3.33) obtenemos los ajustes de las zonas de Operación (Z_1 , Z_2 y Z_3) para el rele de distancia

⇒ Ajustes

$$\bar{Z}_1 = (1.25)(9.875 \angle 47.24)$$

$$\bar{Z}_1 = 12.34 \angle 47.24$$

$$\text{top} = 100 \text{ m seg}$$

$$\bar{Z}_2 = (1.85)(9.875 \angle 47.24)$$

$$\bar{Z}_2 = 18.26 \angle 47.24$$

$$\text{top} = 160 \text{ m seg}$$

$$Z_3 = (2.60)(9.875 \angle 47.24)$$

$$Z_3 = 25.67 \angle 69.42$$

$$t_{op} = 250 \text{ m seg}$$

En las **Tablas N° 3.24** y **3.25** están los datos generales de la línea 66 kV L-6681 vista desde la Central Hidroeléctrica Pariac hacia la SE. Huaraz.

TABLA N° 3.24
DATOS PARA EL AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA R9

ITEM	DESCRIPCIÓN	VARIABLE	VALOR	UNIDADES
1.- DATOS DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE PROTECCION				
1.1	CORRIENTE NOMINAL PRIMARIO	Inp	120	A
1.2	CORRIENTE NOMINAL SECUNDARIO	Ins	5	A
2.- DATOS DEL TRANSFORMADOR DE TENSION DE PROTECCION				
2.1	TENSION NOMINAL PRIMARIO	Unp	66	kV
2.2	TENSION NOMINAL SECUNDARIO	Uns	0.1	kV
3.- LINEA DE TRANSMISIÓN 66 kV L-6681 (SE.PARIAC - SE. HUARAZ)				
3.1	LONGITUD	L	14	km
3.2	RESISTENCIA DE SECUENCIA POSITIVA	R1	0.4789	Ω / km
3.3	REACTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	X1	0.5179	Ω / km
3.4	RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO	R0	0.8287	Ω / km
3.5	REACTANCIA DE SECUENCIA CERO	X0	1.6236	Ω / km
3.6	CAPACIDAD DE TRANSPORTE	Smax	27	MVA
3.7	CARGA MÁXIMA	%Smax	80	%
3.8	TENSION NOMINAL	Vn	66	kV
4.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA SE. HUARAZ				
4.1	POTENCIA NOMINAL	S	9.2	MVA
4.2	TENSION NOMINAL PRIMARIO (ALTA)	VAT	60.016	kV
4.3	TENSION BASE	Vb	66	kV
4.4	TENSION NOMINAL SECUNDARIO (BAJA)	VBT	13.2	kV
4.5	TENSION DE CORTOCIRCUITO	Vcc	8.1	%
5.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA SE. PARIAC				
5.1	POTENCIA NOMINAL	S	5	MVA
5.2	TENSION NOMINAL PRIMARIO (ALTA)	VAT	66	kV
5.3	TENSION BASE	Vb	66	kV
5.4	TENSION NOMINAL SECUNDARIO (BAJA)	VBT	13.2	kV
5.5	TENSION DE CORTOCIRCUITO	Vcc	6	%

TABLA N° 3.25
DATOS PARA EL AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA R9

ITEM	DESCRIPCIÓN	VARIABLE	VALOR	UNIDAD	VALOR	UNID
1.- COEFICIENTE REDUCTOR DE IMPEDANCIA						
1.1	RELACION DEL TRANSFORMADOR DE TESIION	Kp	24	Adimens.		
1.2	RELACION DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	Ki	660	Adimens.		
1.3	COEFICIENTE REDUCTOR DE IMPEDANCIA	Kz	0.0364	Adimens.		
2.- LINEA DE TRANSMISIÓN 66 kV L-6681 (SE.PARIAC - SE. HUARAZ)						
2.1	RESISTENCIA DE SECUENCIA POSITIVA	R1	6.7046	Ω prim	0.2438	Ω sec
2.2	REACTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	X1	7.2506	Ω prim	0.2637	Ω sec
2.3	RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO	R0	11.6018	Ω prim	0.4219	Ω sec
2.4	REACTANCIA DE SECUENCIA CERO	X0	22.7304	Ω prim	0.8266	Ω sec
2.5	IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	Z1	9.8754	Ω prim	0.3591	Ω sec
		Arg(Z1L)	47.24	°	47.24	°
2.6	IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO	Z0	25.5200	Ω prim	0.9280	Ω sec
		Arg(Z0L)	62.96	°	62.96	°
3.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA S.E.HUARAZ						
3.1	IMPEDANCIA REFERIDA AL DEVANADO PRIMARIO	Z1ab	31.71	Ω prim	1.1531	Ω sec
		Arg(Z1ab)	90	°	90	°
4.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA S.E.PARIAC						
4.1	IMPEDANCIA REFERIDA AL DEVANADO PRIMARIO	Z1ab	28.41	Ω prim	1.0331	Ω sec
		Arg(Z1ab)	90	°	90	°

En las Tablas N° 3.26 y 3.27 se describen los ajustes del relé de distancia AEG de la línea L-6681 vista desde la Central Hidroeléctrica Pariac hacia la SE. Huaraz

TABLA N° 3.26
AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA AEG-R9

ITEM	PARAMETRO	DESCRIPCIÓN	AJUSTES			UNID
			ZONA 1	ZONA 2	ZONA 3	
1.- AJUSTES DE ZONAS PARA FALLA FASE-FASE						
1.1	DIRECTION	DIRECCIÓN	FORWARD	FORWARD	FORWARD	
1.2	SHAPE	CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	MHO	MHO	MHO	
1.3	REACH	IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	0.442	0.654	0.955	Ω sec
1.4	RCA	ANGULO DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	47.3	47.3	47.3	°
1.5	COMP LIMIT	CAMBIO DE FORMA DE LA CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	90	90	90	°
1.6	DIR RCA	ANGULO CARACTERISTICO DE SUPERVISION DIRECCIONAL (ANG MAX TORQUE)	47.3	47.3	47.3	°
1.7	DIR COMP LIMIT	ANGULO DE LIMITE COMPARATIVO PARA LA SUPERVISIÓN DIRECCIONAL	90	90	90	°
1.8	QUAD RIGH BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	-	-	-	Ω sec
1.9	QUAD RIGH BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	-	-	-	°
1.10	QUAD LEFT BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	-	-	-	Ω sec
1.11	QUAD LEFT BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	-	-	-	°
1.12	DELAY	TEMPORIZACION	0.00	0.16	0.25	s

Nota: En los relés de distancia AEG el ajuste “Quad Right Blinder” y el “Quad Right Blinder RCA” así como el ajuste “Quad Left Blinder” y el “Quad Left Blinder RCA” no están activados debido a que no cuentan estos relés con la característica cuadrilateral

**TABLA N° 3.27
AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA AEG-R9**

ITEM	PARAMETRO	DESCRIPCION	AJUSTES			UNID
			ZONA 1	ZONA 2	ZONA 3	
2 - AJUSTES DE ZONAS PARA FALLA FASE-TIERRA						
2.1	DIRECTION	DIRECCIÓN	FORWARD	FORWARD	FORWARD	
2.2	SHAPE	CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	MHO	MHO	MHO	
2.3	ZO/Z1 Mag	MAGNITUD DE LA RELACION DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO Y POSTIVA	2.584	2.584	2.584	Adimens.
2.4	ZO/Z1 Ang	ANGULO DE RELACION DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO Y POSITIVA	15.72	15.72	15.72	°
2.5	REACH	IMPEDANCIA DE SECUNECIA POSITIVA	0.442	0.654	0.955	Ω sec
2.6	RCA	ANGULO DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA	47.3	47.3	47.3	°
2.7	COMP LIMIT	CAMBIO DE FORMA DE LA CARACTERISTICA DE OPERACIÓN	90	90	90	°
2.8	DIR RCA	ANGULO CARACTERISTICO DE SUPERVISION DIRECCIONAL (ANG MAX TORQUE)	47.3	47.3	47.3	°
2.9	DIR COMP LIMIT	ANGULO DE LIMITE COMPARATIVO PARA LA SUPERVISIÓN DIRECCIONAL	90	90	90	°
2.10	QUAD RIGH BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	-	-	-	Ω sec
2.11	QUAD RIGH BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO DERECHO	-	-	-	°
2.12	QUAD LEFT BLINDER	LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	-	-	-	Ω sec
2.13	QUAD LEFT BLINDER RCA	ANGULO LIMITE DE ALCANCE RESISTIVO IZQUIERDO	-	-	-	°
2.14	DELAY	TEMPORIZACION	0.00	0.16	0.25	s

En las siguientes figuras (Fig. 3.43 y Fig.3.44) se muestran las zonas de protección, teniendo en consideración que para fallas entre fases y de tierra se ha considerado la característica Mho únicamente.

**COORDINACION DE LA PROTECCION DE DISTANCIA
LINEA L-6681 (SE. PARIAC - SE. HUARAZ)
FALLA ENTRE FASE
RELE - AEG**

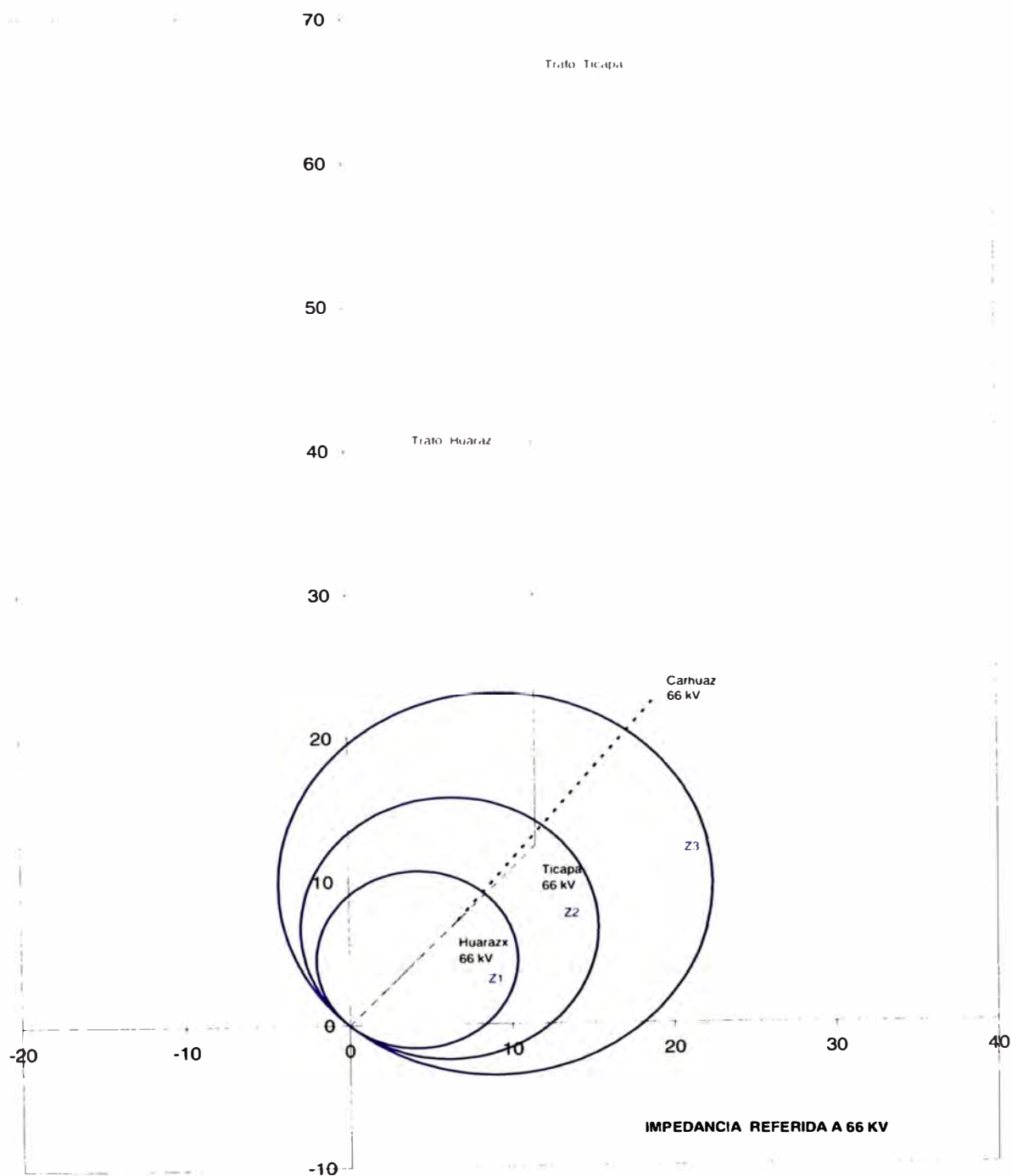


Fig. 3.43

**COORDINACION DE LA PROTECCION DE DISTANCIA
LINEA L-6681 (SE. PARIAC - SE. HUARAZ)
FALLA A TIERRA
RELE - AEG**

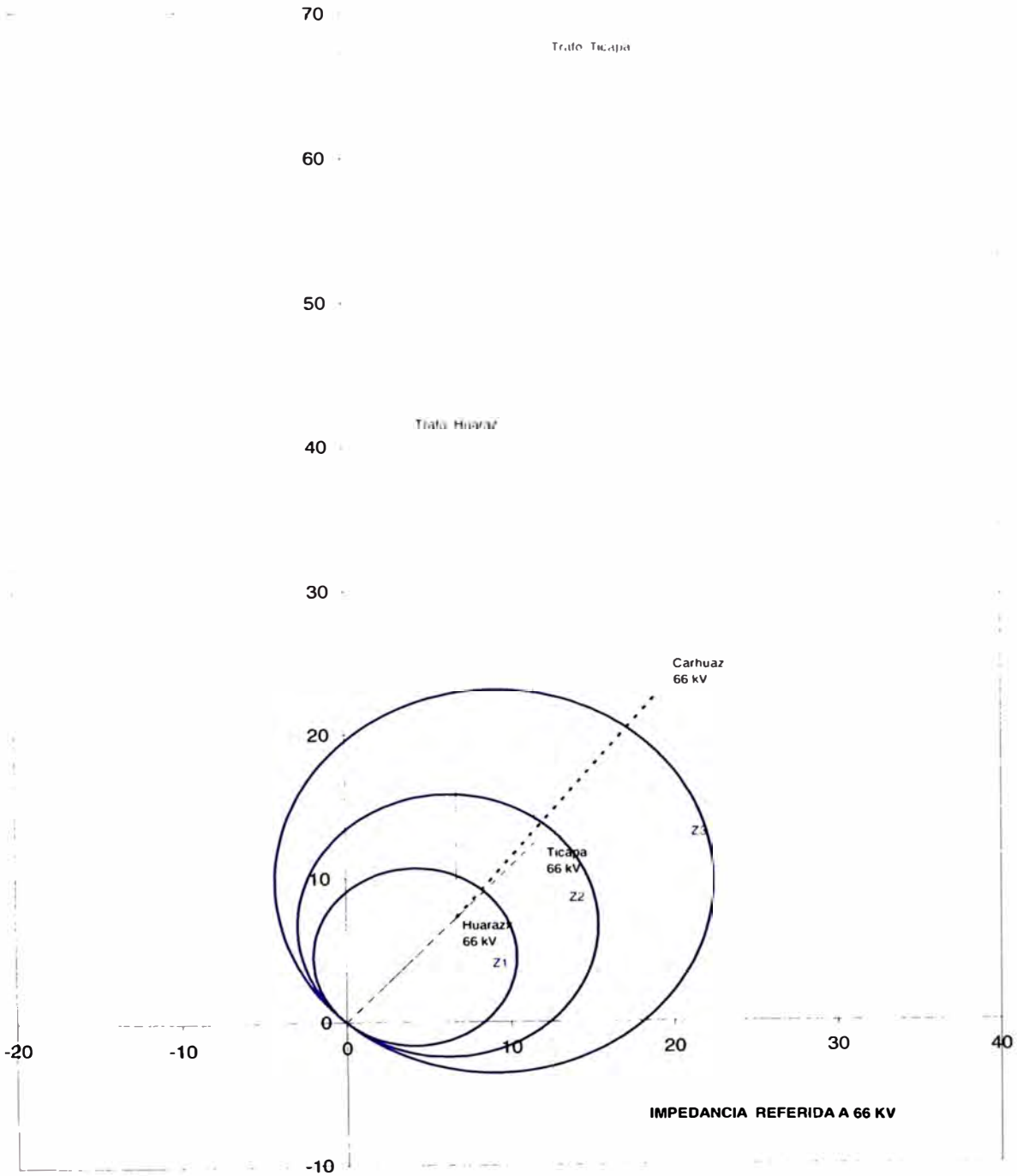


Fig. 3.44

3.2.2 Protección de Sobrecorriente Entre Fases

La coordinación de la protección por sobrecorriente entre fases se ha realizado desde la salida en 66 kV de la SE. Huallanca y en la ruta SE. Huallanca – SE. Caraz - SE. Huaraz - SE. Ticapampa, los resultados serán mostrados en forma grafica y tabulada, siguiendo rutas de coordinación de protección. En el siguiente grafico se muestran los relés de sobrecorriente entre fases instalados en las subestaciones de transformación del Subsistema eléctrico Callejón de Huaylas:

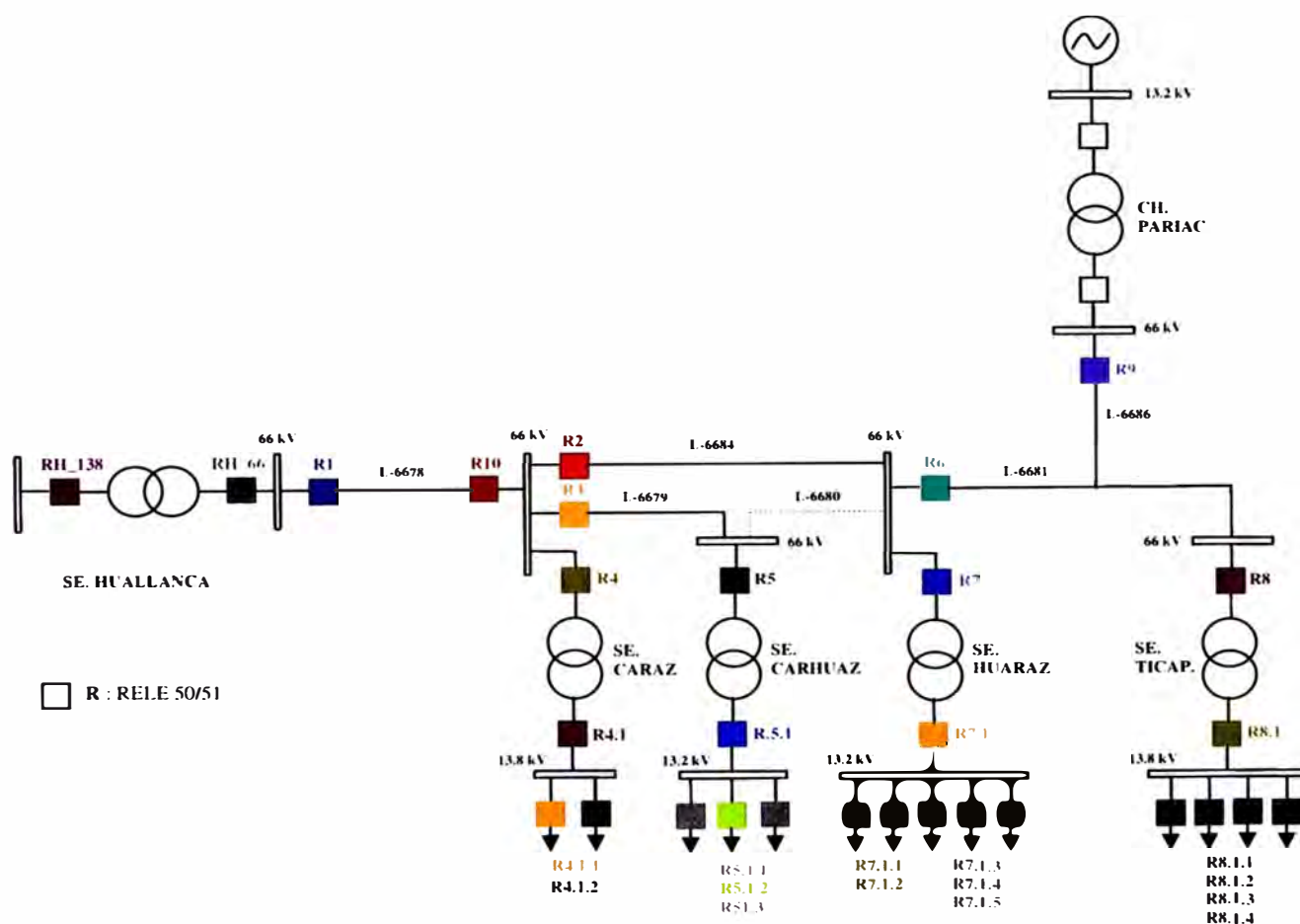


Fig 3.45 ESQUEMA ELÉCTRICO CON RELÉS DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASES

a) Ruta RH_138-RH_66-R1-R2-R6-R9

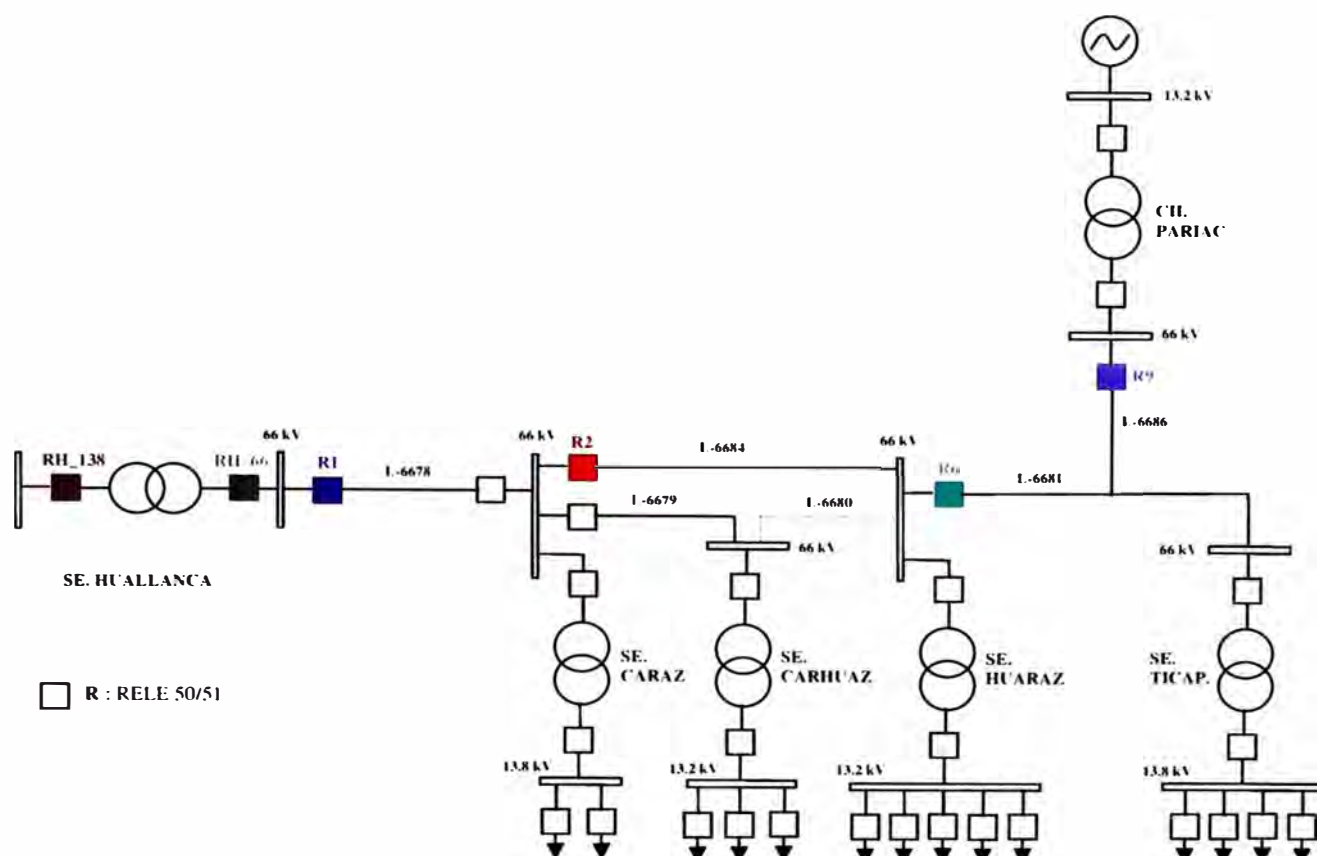


Fig. 3.46 RELÉS DE LA RUTA RH_138-RH_66-R1-R2-R6-R9

TABLA N° 3.28
RELÉS DE LA RUTA RH_138-RH_66-R1-R2-R6-R9

Ubicación	I_{FALLA} (A)	$M_X \cdot I_{CARGA}$ (A)	CT	%	TAP
RH_138	5580		100/5	142%	142
RH_66	1360		200/5	110%	220
R1	1360	121	150/5	120%	180
R2	940	73	100/1	110%	110
R6	580	37.5	100/5	55%	55
R9	530	44	120/5	60%	72

Relé R1

CT = 150/5

TAP de calibración = 120% $\Rightarrow I_{TAP} = 180$ A

Tomamos la curva IEC VI, ecuación (3.34)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 1360 \text{ A}$$

De la ecuación (3.34) obtenemos, $TC = 2.05$

$$t_{OPER} = 0.400 \text{ seg asumido}$$

$$t = TMS \left(\frac{13.5}{TAP^1 - 1} \right) \quad (3.34)$$

$$\Rightarrow TMS \times TC = 0.40 \quad (3.35)$$

$$TMS = 0.20$$

\Rightarrow El relé R1 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC VI

$$TMS = 0.20$$

$$TAP_{PRIMARIO} = 180 \text{ A}$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 6 \text{ A}$$

De la ecuación (3.34) obtenemos:

$$t_{Ope_R1_1360 \text{ A}} = 0.412 \text{ seg.}$$

$$t_{Ope_R1_940 \text{ A}} = 0.639 \text{ seg.}$$

Relé R2

$$CT = 100/1$$

$$TAP \text{ de calibración} = 110\% \Rightarrow I_{TAP} = 110 \text{ A}$$

Tomamos la curva IEC VI, ecuación (3.36)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 940 \text{ A}$$

De la ecuación (3.36) obtenemos, $TC = 1.79$

$$t = TMS \left(\frac{13.5}{TAP^1 - 1} \right) \quad (3.36)$$

$$\frac{t_{Ope_R1_940 \text{ A}} - 0.25}{0.639 - 0.25} = \frac{t_{Ope_R2_940 \text{ A}}}{0.389} \quad (3.37)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R2_940 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.389}{1.79} = 0.217 \quad (3.38)$$

$$\Rightarrow TMS = 0.20$$

\Rightarrow El relé R2 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC VI

$$TMS = 0.20$$

$$TAP_{PRIMARIO} = 110 \text{ A}$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 1.1 \text{ A}$$

De la ecuación (3.36) obtenemos:

$$t_{Ope_940 \text{ A}} = 0.357 \text{ seg.}$$

$$t_{Ope_580 \text{ A}} = 0.632 \text{ seg.}$$

Relé R6

$$CT = 100/5$$

$$TAP \text{ de calibración} = 55\% \Rightarrow I_{TAP} = 55 \text{ A}$$

Tomamos la curva IEC VI, ecuación (3.39)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 580 \text{ A}$$

De la ecuación (3.39) obtenemos, $TC = 1.41$

$$t = TMS \left(\frac{13.5}{TAP^1 - 1} \right) \quad (3.39)$$

$$\begin{aligned} t_{Ope_R2_580\ A} - 0.25 &= t_{Ope_R6_580\ A} \\ 0.632 - 0.25 &= 0.38 \end{aligned} \quad (3.40)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R6_580\ A}}{TC} = \frac{0.38}{1.41} = 0.27 \quad (3.41)$$

$$\Rightarrow TMS = 0.30$$

⇒ El relé R6 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC VI

$$TMS = 0.20$$

$$TAP_{PRIMARIO} = 55\ A$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 2.75\ A$$

De la ecuación (3.39) obtenemos:

$$t_{Ope_580\ A} = 0.283\ \text{seg.}$$

$$t_{Ope_530\ A} = 0.312\ \text{seg.}$$

$$t_{Ope_450\ A} = 0.376\ \text{seg.}$$

Nota: se ha realizado el cambio de 0.20 por 0.30 con fines de coordinación

Relé R9

$$CT = 120/5$$

$$TAP\ \text{de calibración} = 60\% \Rightarrow I_{TAP} = 72\ A$$

Tomamos la curva IEC VI, ecuación (3.42)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 530\ A$$

De la ecuación (3.42) obtenemos, $TC = 2.12$

$$t = TMS \left(\frac{13.5}{TAP^1 - 1} \right) \quad (3.42)$$

$$\begin{aligned} t_{Ope_R6_530\ A} - 0.25 &= t_{Ope_R9_530\ A} \\ 0.312 - 0.25 &= 0.062 \end{aligned} \quad (3.43)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R9_530\ A}}{TC} = \frac{0.062}{2.12} = 0.03 \quad (3.44)$$

$$\Rightarrow TMS = 0.05$$

⇒ El Relé R9 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC VI

$$TMS = 0.05$$

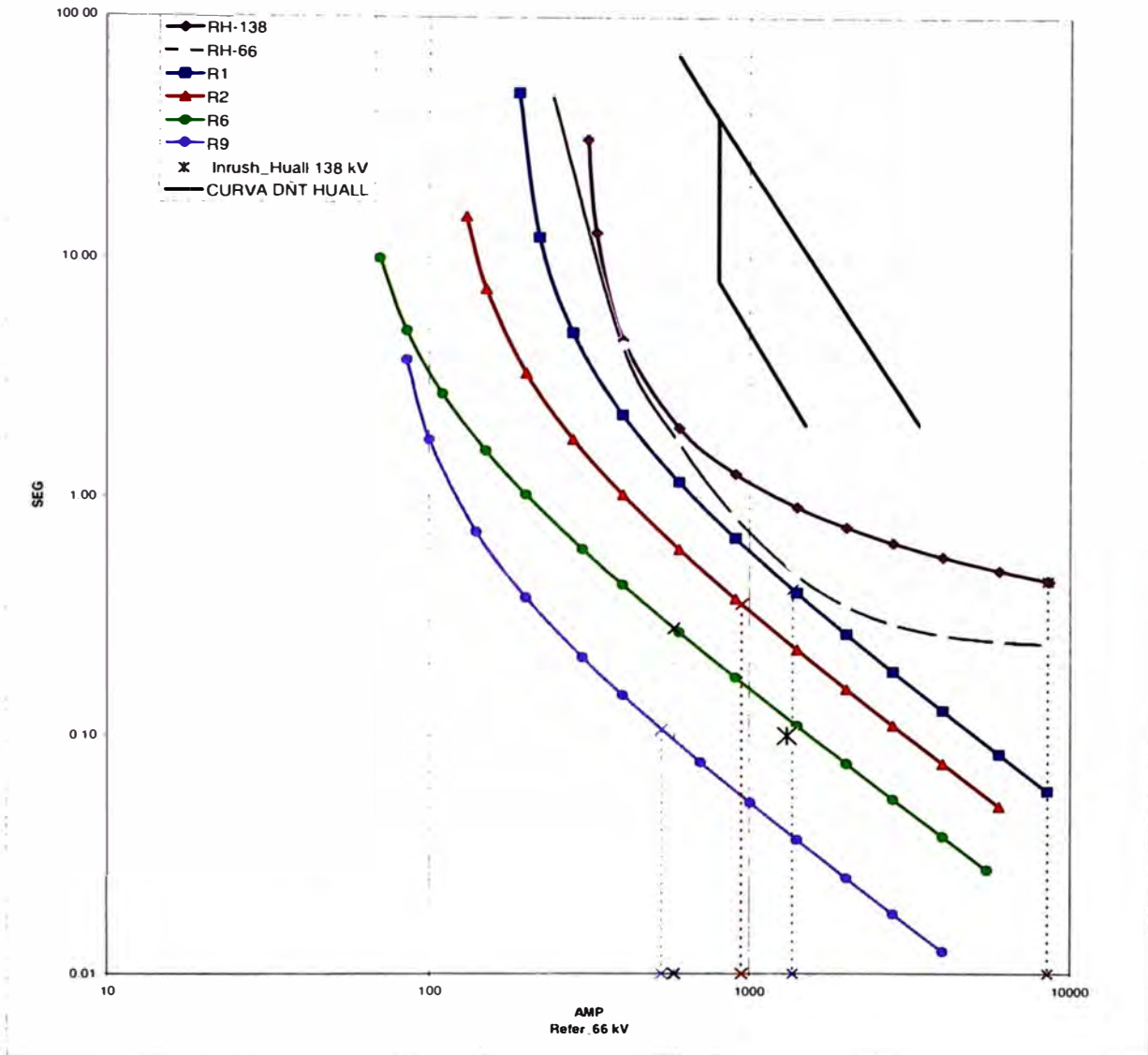
$$TAP_{PRIMARIO} = 72\ A$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 3\ A$$

De la ecuación (3.42) obtenemos:

$$t_{Ope_530\ A} = 0.11\ \text{seg.}$$

PROTECCION DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASES
 (Ruta: RH_138-RH_66-R1-R2-R6-R9)



N° RELE	MARCA	MODELO	TC	Rel. TC	Tensión de Operación	CURVA	AJUSTE		Icc. MAX (kA)	t (seg)	Icc. MIN (kA)	t (seg)
							TAP	TMS				
RH-138	GE	DFP-100	100/5	20	138 kV	GE. NI	7.1	2.6	1.38	0.44	2.71	0.50
RH-66	GE	DFP-100	200/5	40	66 kV	GE. VI	5.5	2.4	1.66	0.49	1.10	0.63
R1	ALSTOM	MICOM442	150/5	30	66 kV	IEC-VI	6	0.2	1.36	0.41	1.10	0.53
R2	GE	F650	100/1	100	66 kV	IEC-VI	1.1	0.2	0.94	0.36	0.77	0.45
R6	GE	F650	100/5	20	66 kV	IEC-VI	2.75	0.2	0.58	0.28	0.47	0.36
R9	-	RXIDE4	120/5	24	66 kV	IEC-VI	3	0.05	0.53	0.11	0.43	0.14

Fig. 3.47 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASES
RUTA: RH_138-RH_66-R1-R2-R6-R9

b) Ruta RH_138-RH_66-R1-R2-R6-R8

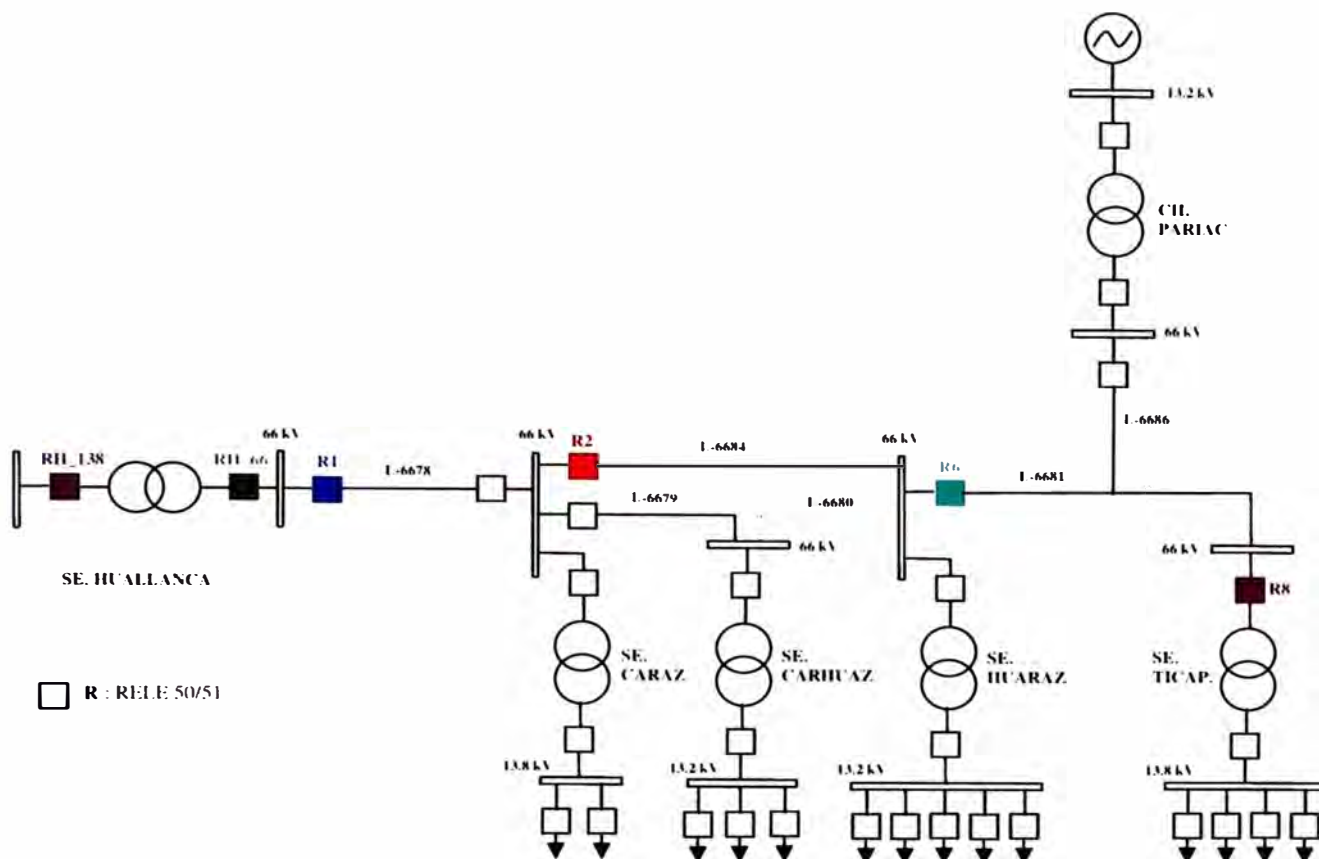


Fig. 3.48 RELÉS DE LA RUTA RH_138-RH_66-R1-R2-R6-R8

TABLA N° 3.29
RELÉS DE LA RUTA RH_138-RH_66-R1-R2-R6-R8

Ubicación	I_{FALLA} (A)	$M_X \cdot I_{CARGA}$ (A)	CT	%	TAP
R8	450	13.2	44/5	50%	22

Relé R8

$$CT = 44/5$$

$$TAP \text{ de calibración} = 50\% \Rightarrow I_{TAP} = 22 \text{ A}$$

Tomamos la curva IEC VI, ecuación (3.45)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 450 \text{ A}$$

De la ecuación (3.45) obtenemos, $TC = 0.69$

$$t = TMS \left(\frac{13.5}{TAP^1 - 1} \right) \quad (3.45)$$

$$t_{Ope_R6_470\text{ A}} - 0.30 = t_{Ope_R8_470\text{ A}} \\ 0.69 - 0.30 = 0.394 \quad (3.46)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R8_470\text{ A}}}{TC} = \frac{0.394}{0.69} = 0.57 \quad (3.47)$$

$$\Rightarrow TMS = 0.4$$

⇒ El Relé R8 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC VI

TMS = 0.40

TAP_{PRIMARIO} = 22 A

TAP_{SECUNDARIO} = 2.5 A

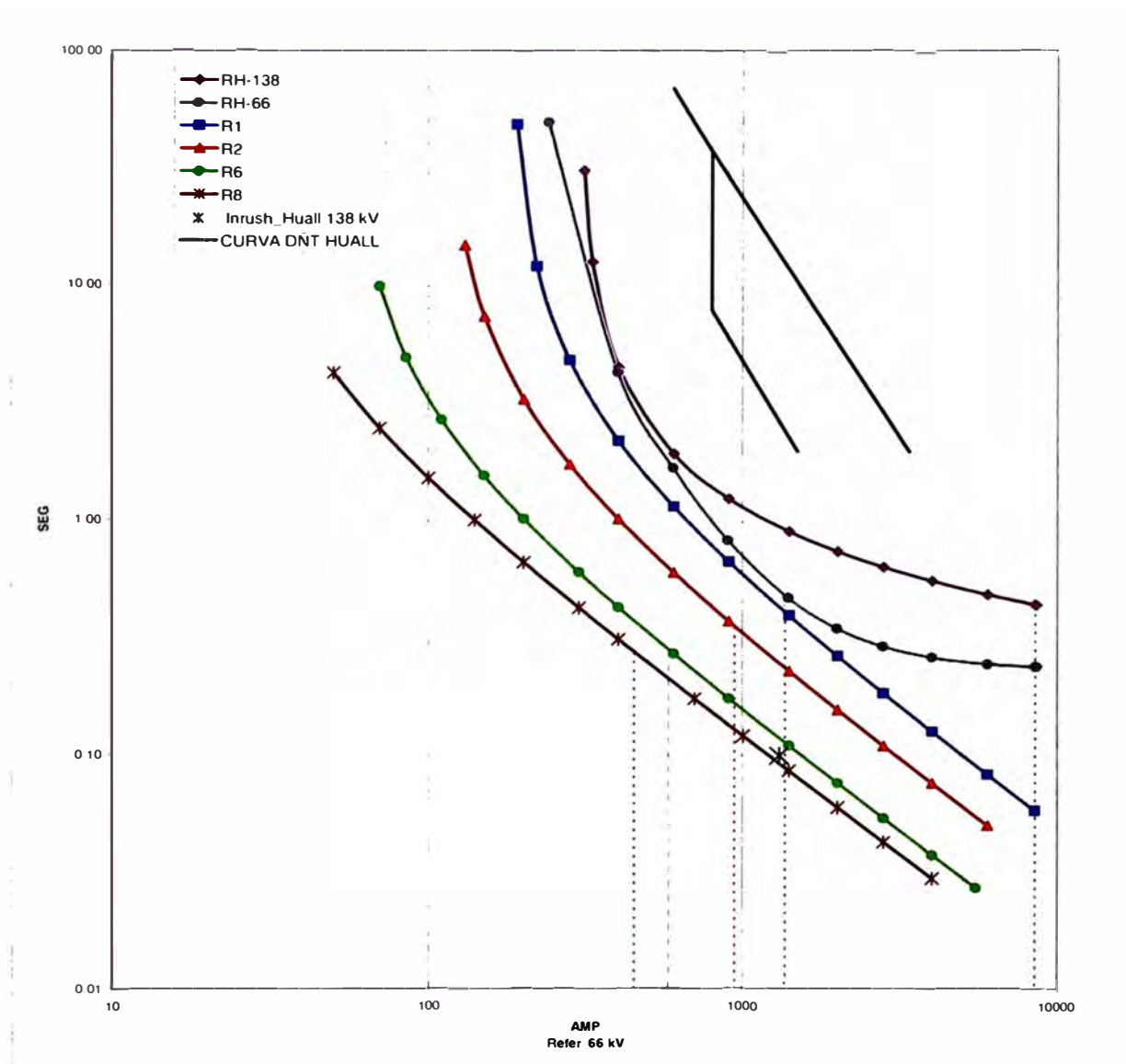
De la ecuación (3.45) obtenemos:

$$t_{Ope_450\text{ A}} = 0.277 \text{ seg.}$$

$$t_{Ope_280\text{ A}} = 0.46 \text{ seg.}$$

Nota: se ha hecho el cambio de 0.40 por 0.57 con fines de coordinación

PROTECCION DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASES
(Ruta: RH_138-RH_66-R1-R2-R6-R8)



N° RELE	MARCA	MODELO	TC	Rel TC	Tensión de Operación	CURVA	AJUSTE		Icc MAX (kA)	t (seg)	Icc MIN (kA)	t (seg)
							TAP	TMS				
RH-138	GE	DFP-100	100/5	20	138 kV	GE NI	7.1	2.6	1.08	0.44	2.71	0.50
RH-66	GE	DFP-100	200/5	40	66 kV	GE VI	5.5	2.4	1.16	0.49	1.10	0.63
R1	ALSTOM	MICOM442	150/5	30	66 kV	IEC-VI	6	0.2	1.36	0.41	1.10	0.53
R2	GE	F650	100/1	100	66 kV	IEC-VI	1.1	0.2	0.53	0.36	0.77	0.45
R6	GE	F650	100/5	20	66 kV	IEC-VI	2.75	0.2	0.58	0.28	0.47	0.36
R8	GE	MIFP	44/5	8.8	66 kV	IEC-VI	2.5	0.4	0.45	0.28	0.38	0.33

Fig. 3.49 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASES
RUTA: RH 138-RH 66-R1-R2-R6-R8

c) Ruta RH_138-RH_66-R1-R2-R7

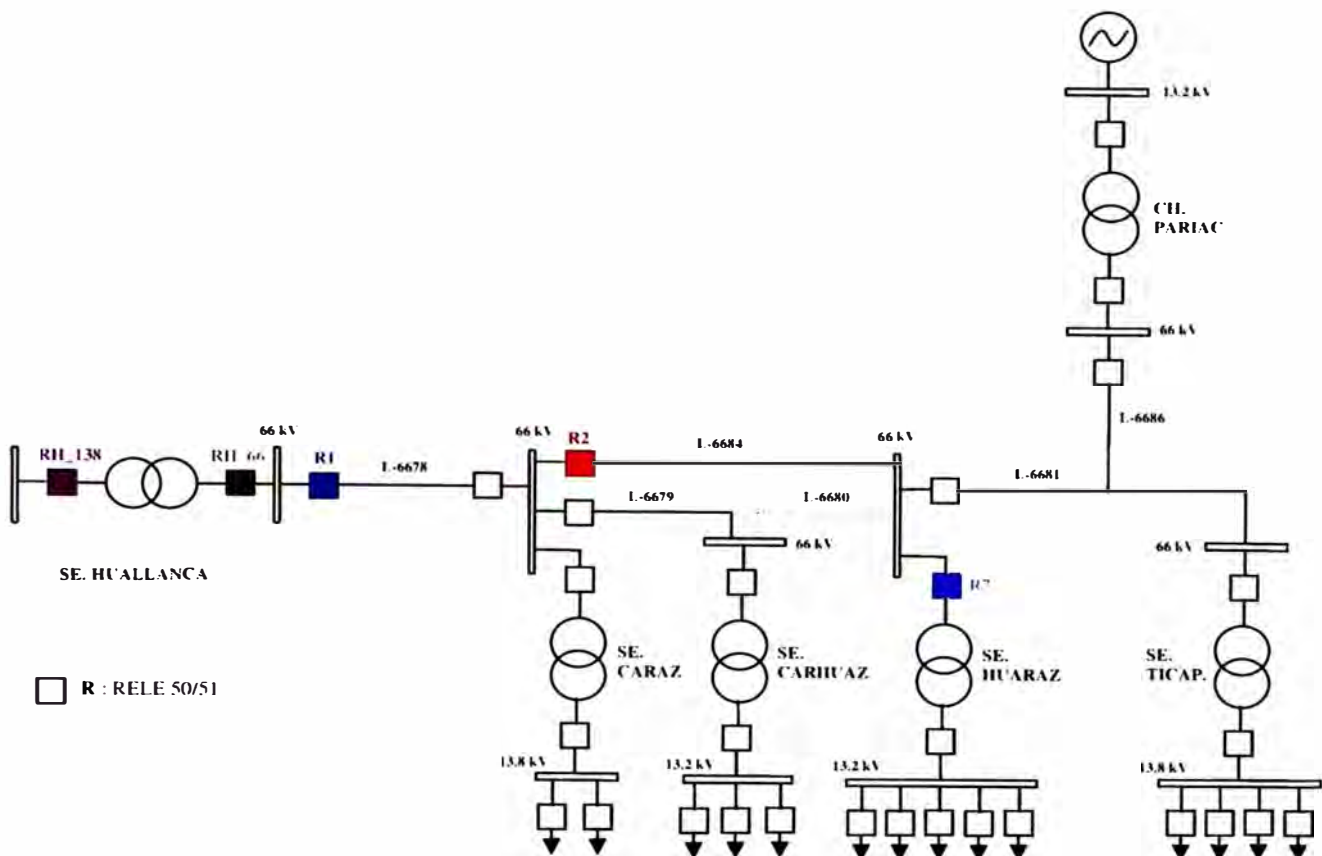


Fig. 3.50 RELÉS DE LA RUTA RH_138-RH_66-R1-R2-R7

TABLA N° 3.30
RELÉS DE LA RUTA RH_138-RH_66-R1-R2-R7

Ubicación	I_{FALLA} (A)	$M_X \cdot I_{CARGA}$ (A)	CT	%	TAP
R7	580	95.6	120/5	120%	144

Relé R7

CT = 120/5

TAP de calibración = 80% $\Rightarrow I_{TAP} = 144$ A

Tomamos la curva IEC VI, ecuación (3.48)

TMS = 1

 $I_{FALLA} = 580$ A

De la ecuación (3.48) obtenemos, TC = 4.458

$$t = TMS \left(\frac{13.5}{TAP^1 - 1} \right) \quad (3.48)$$

$$\begin{aligned} t_{Ope_R2_580\ A} - 0.25 &= t_{Ope_R7_580\ A} \\ 0.632 - 0.25 &= 0.454 \end{aligned} \quad (3.49)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R7_580\ A}}{TC} = \frac{0.454}{4.458} = 0.0856 \quad (3.50)$$

$$\Rightarrow TMS = 0.08$$

⇒ El Relé R7 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC VI

TMS = 0.08

TAP_{PRIMARIO} = 144 A

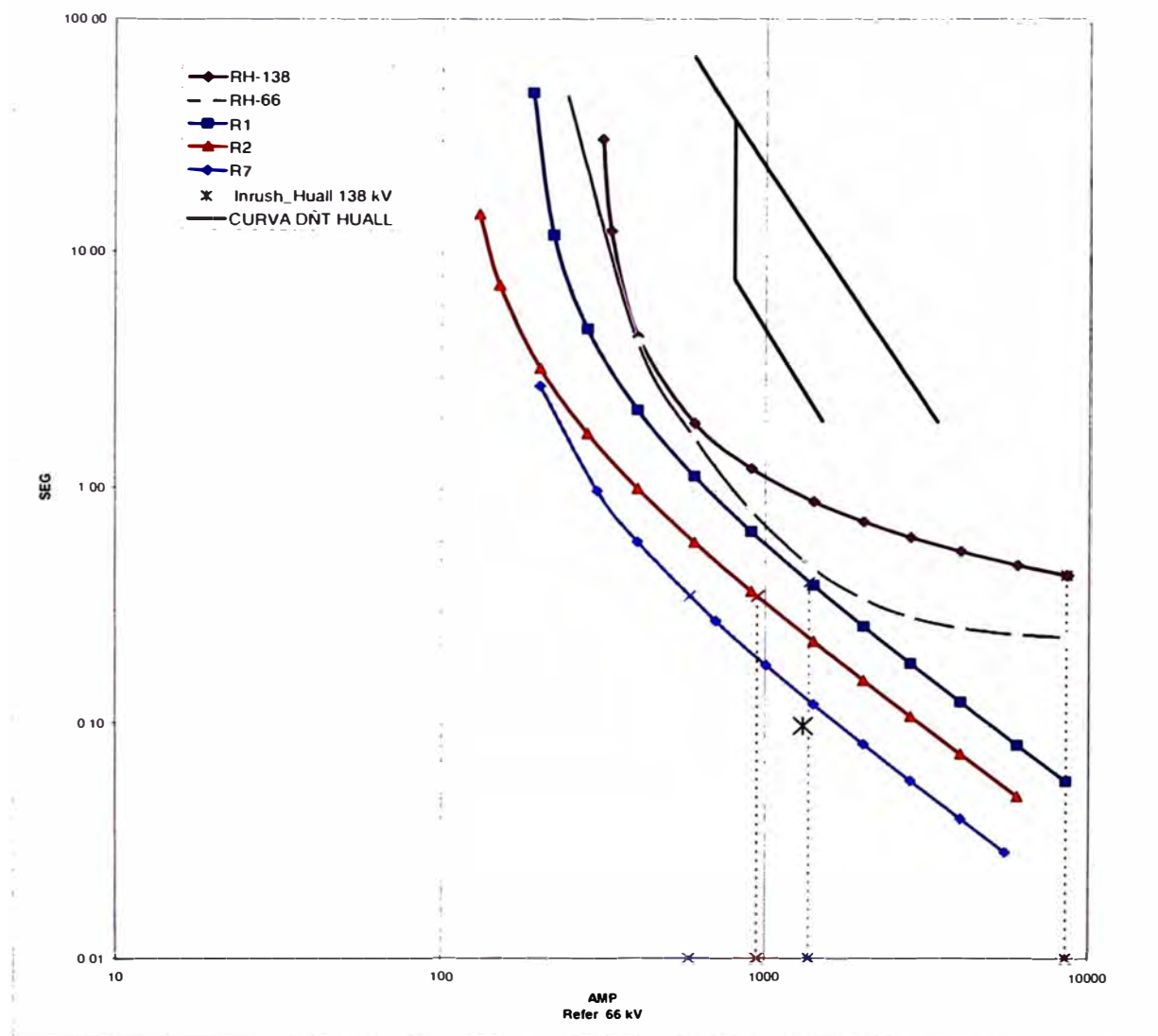
TAP_{SECUNDARIO} = 6 A

De la ecuación (3.48) obtenemos:

$$t_{Ope_580\ A} = 0.357 \text{ seg.}$$

$$t_{Ope_366\ A} = 0.701 \text{ seg.}$$

PROTECCION DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASES
(Ruta: RH_138-RH_66-R1-R2-R7)



N° RELE	MARCA	MODELO	TC	Rel. TC	Tensión de Operación	CURVA	AJUSTE		Icc MAX (kA)	t (seg)	Icc MIN (kA)	t (seg)
							TAP	TMS				
RH-138	GE	DFP-100	100/5	20	138 kV	GE_NI	7.1	2.6	4.08	0.44	2.71	0.50
RH-66	GE	DFP-100	200/5	40	66 kV	GE_VI	5.5	2.4	1.36	0.49	1.10	0.63
R1	ALSTOM	MICOM442	150/5	30	66 kV	IEC-VI	6	0.2	1.46	0.41	1.10	0.53
R2	GE	F650	100/1	100	66 kV	IEC-VI	1.1	0.2	0.54	0.36	0.77	0.45
R7	GE	MIFP	120/5	24	66 kV	IEC-VI	6	0.1	0.58	0.36	0.47	0.48

Fig. 3.51 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASES
RUTA: RH 138-RH 66-R1-R2-R7

d) Ruta RH_138-RH_66-R1-R3-R5

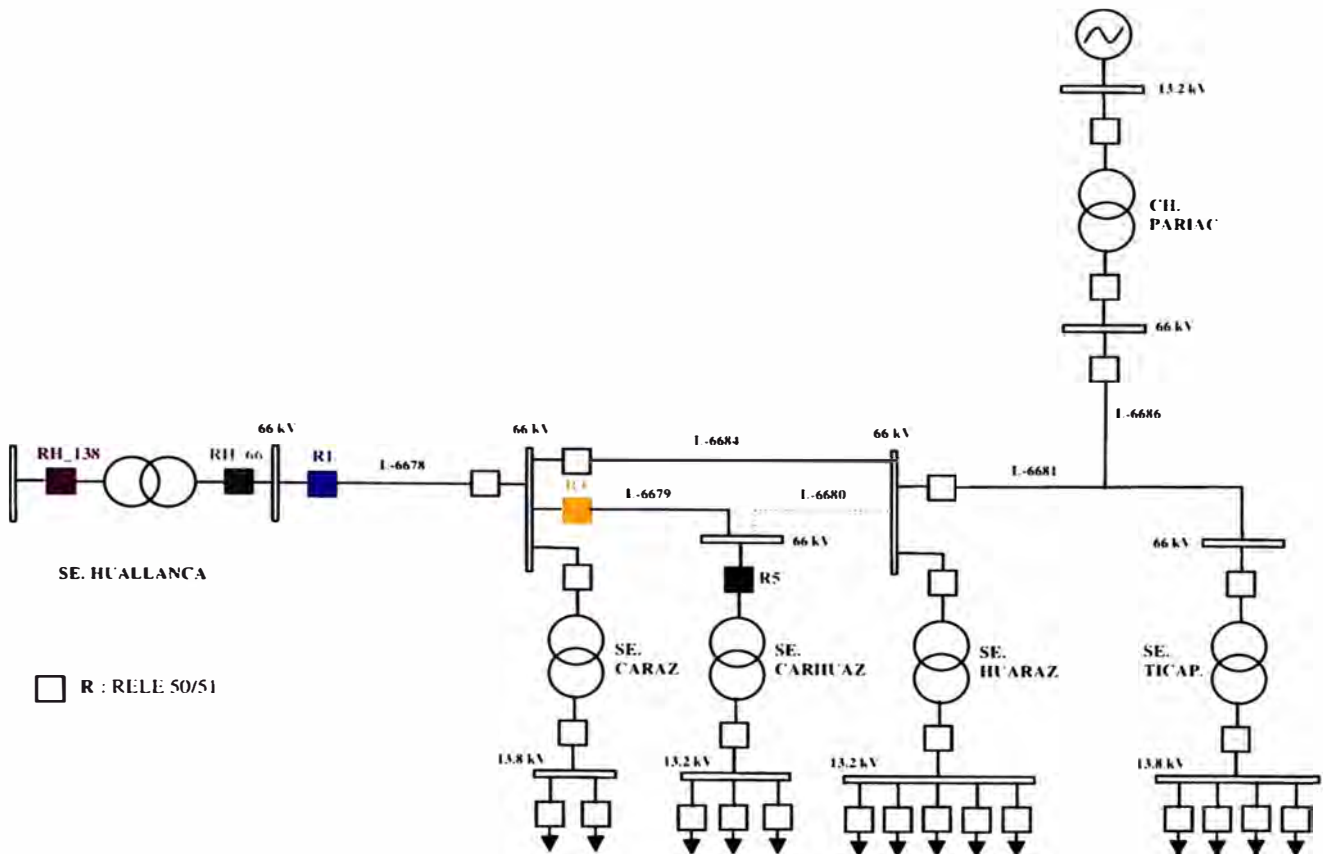


Fig. 3.52 RELÉS DE LA RUTA RH_138-RH_66-R1-R3-R5

TABLA N° 3.31
RELÉS DE LA RUTA RH_138-RH_66-R1-R3-R5

Ubicación	I_{FALLA} (A)	$M_X \cdot I_{CARGA}$ (A)	CT	%	TAP
R3	940	103.13	100/5	150%	150
R5	620	19.5	50/1	60%	30

Si consideramos que toda carga pasara por esta línea L-6679 por alguna operación que se requiera cuando la línea L-6684 se encuentre fuera de servicio \Rightarrow se tendrá una máxima corriente de carga de 103.13 (A) para el Relé R3.

Relé R3

$$CT = 100/5$$

$$\text{TAP de calibración} = 150\% \Rightarrow I_{TAP} = 150 \text{ A}$$

Tomamos la curva DFP 100 VI, ecuación (3.51)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 940 \text{ A}$$

De la ecuación (3.51) obtenemos, $TC = 0.20$

$$t = TMS \left[\frac{3.922}{TAP^2 - 1} + 0.0982 \right] \quad (3.51)$$

$$t_{OpRI_940 \text{ A}} - 0.25 = t_{OpR3_940 \text{ A}} \\ 0.639 - 0.25 = 0.389 \quad (3.52)$$

$$TMS = \frac{t_{OpR3_940 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.389}{0.201} = 1.935 \quad (3.53)$$

$$\Rightarrow TMS = 1.70$$

\Rightarrow El Relé R3 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA DFP 100 VI

$$TMS = 1.70$$

$$TAP_{PRIMARIO} = 150 \text{ A}$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 7.5 \text{ A}$$

De la ecuación (3.51) obtenemos:

$$t_{OpR3_940 \text{ A}} = 0.34 \text{ seg.}$$

$$t_{OpR3_620 \text{ A}} = 0.581 \text{ seg.}$$

Relé R5

$$CT = 50/1$$

$$\text{TAP de calibración} = 60\% \Rightarrow I_{TAP} = 30 \text{ A}$$

Tomamos la curva IEC VI, ecuación (3.54)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 620 \text{ A}$$

De la ecuación (3.54) obtenemos, $TC = 0.69$

$$t = TMS \left(\frac{13.5}{TAP^1 - 1} \right) \quad (3.54)$$

$$t_{OpR3_620 \text{ A}} - 0.25 = t_{OpR5_620 \text{ A}} \\ 0.58 - 0.25 = 0.331 \quad (3.55)$$

$$TMS = \frac{t_{OpR5_620 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.331}{0.69} = 0.48 \quad (3.56)$$

$$\Rightarrow TMS = 0.50$$

\Rightarrow El Relé R5 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC VI

$$TMS = 0.50$$

$$TAP_{PRIMARIO} = 30 \text{ A}$$

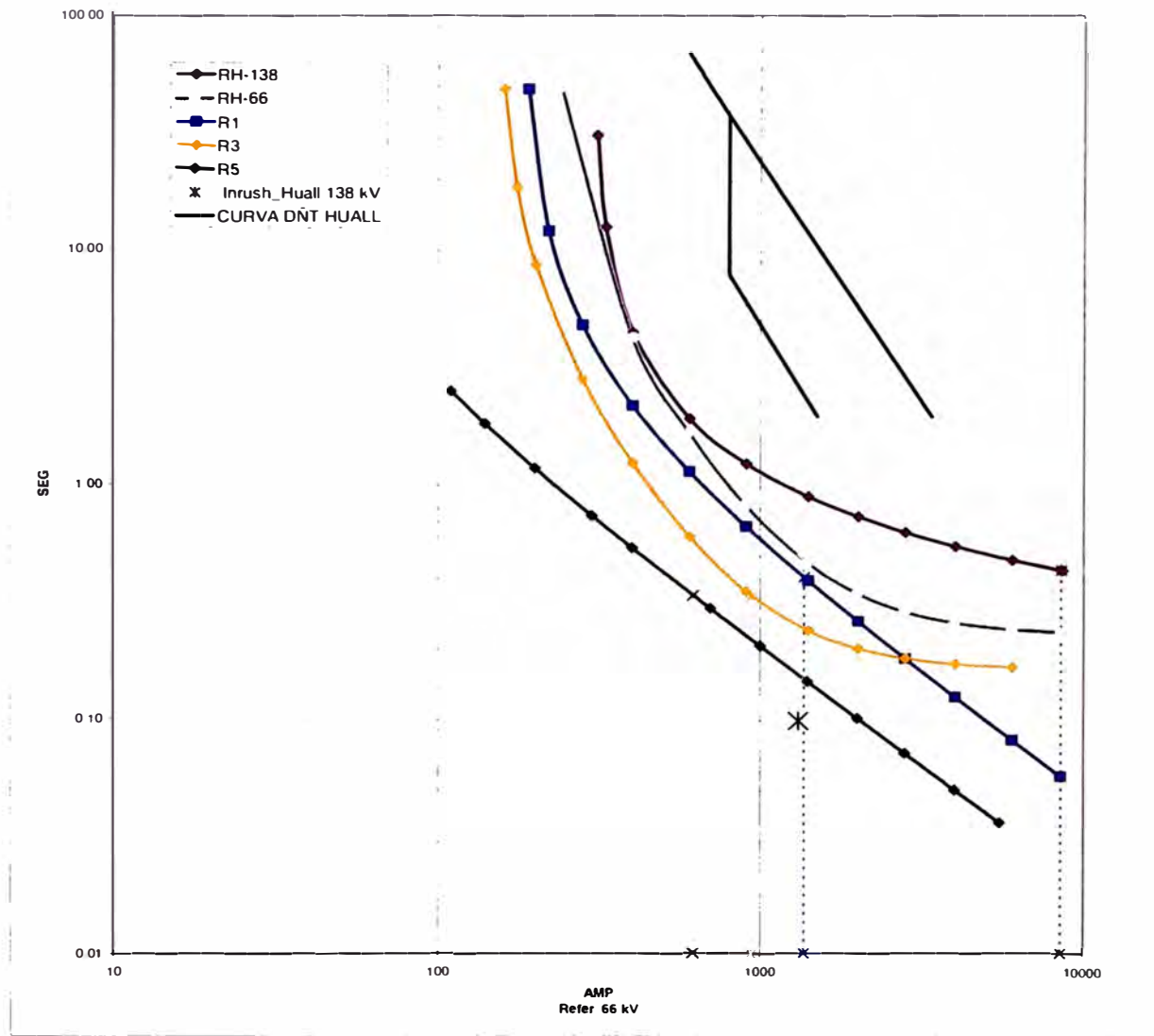
$$TAP_{SECUNDARIO} = 0.6 \text{ A}$$

De la ecuación (3.54) obtenemos:

$$t_{OpR5_620 \text{ A}} = 0.34 \text{ seg.}$$

$$t_{OpR5_236 \text{ A}} = 0.98 \text{ seg.}$$

PROTECCION DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASES
 (Ruta: RH_138-RH_66-R1-R3-R5)



N° RELE	MARCA	MODELO	TC	Rel. TC	Tensión de Operación	CURVA	AJUSTE		Icc MAX (kA)	t (seg)	Icc MIN (kA)	t (seg)
							TAP	TMS				
RH-138	GE	DFP-100	100/5	20	138 kV	GE NI	7.1	2.6	1.09	0.44	2.71	0.50
RH-66	GE	DFP-100	200/5	40	66 kV	GE VI	5.5	2.4	1.05	0.49	1.10	0.63
R1	ALSTOM	MICOM442	150/5	30	66 kV	IEC-VI	6	0.2	1.05	0.41	1.10	0.53
R3	GE	DFP-100	100/5	20	66 kV	GE VI	7.5	1.7	0.94	0.34	0.77	0.43
R5	GE	MIFP	50/1	50	66 kV	IEC-VI	0.6	0.5	0.62	0.34	0.52	0.41

Fig. 3.53 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASES
RUTA: RH 138-RH 66-R1-R3-R5

e) Ruta RH_138-RH_66-R1-R4

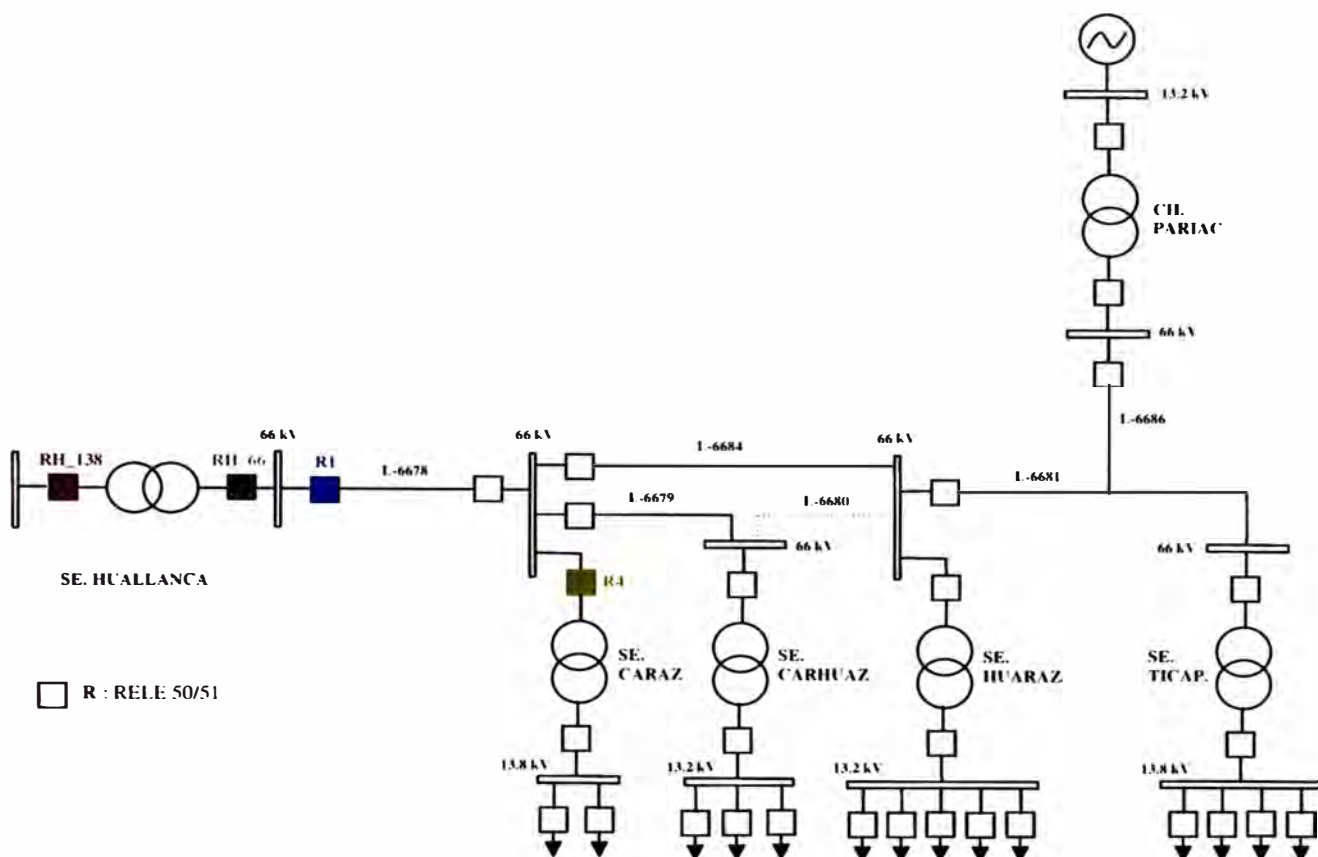


Fig. 3.54 RELÉS DE LA RUTA RH_138-RH_66-R1-R4

TABLA N° 3.32
RELÉS DE LA RUTA RH_138-RH_66-R1-R4

Ubicación	I_{FALLA} (A)	$M_X \cdot I_{CARGA}$ (A)	CT	%	TAP
R4	940	24	50/1	72%	36

Relé R4

CT = 50/1

TAP de calibración = 72% $\Rightarrow I_{TAP} = 36$ A

Tomamos la curva IEC VI, ecuación (3.57)

TMS = 1

 $I_{FALLA} = 940$ A

De la ecuación (3.57) obtenemos, TC = 0.53

$$t = TMS \left(\frac{13.5}{TAP^1 - 1} \right) \quad (3.57)$$

$$t_{OpC_R1_940\text{ A}} - 0.30 = t_{OpC_R4_940\text{ A}} \quad (3.58)$$

$$0.64 - 0.30 = 0.340$$

$$TMS = \frac{t_{OpC_R4_940\text{ A}}}{TC} = \frac{0.340}{0.53} = 0.632 \quad (3.59)$$

$$\Rightarrow TMS = 0.60$$

⇒ El Relé R4 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC VI

TMS = 0.60

TAP_{PRIMARIO} = 36 A

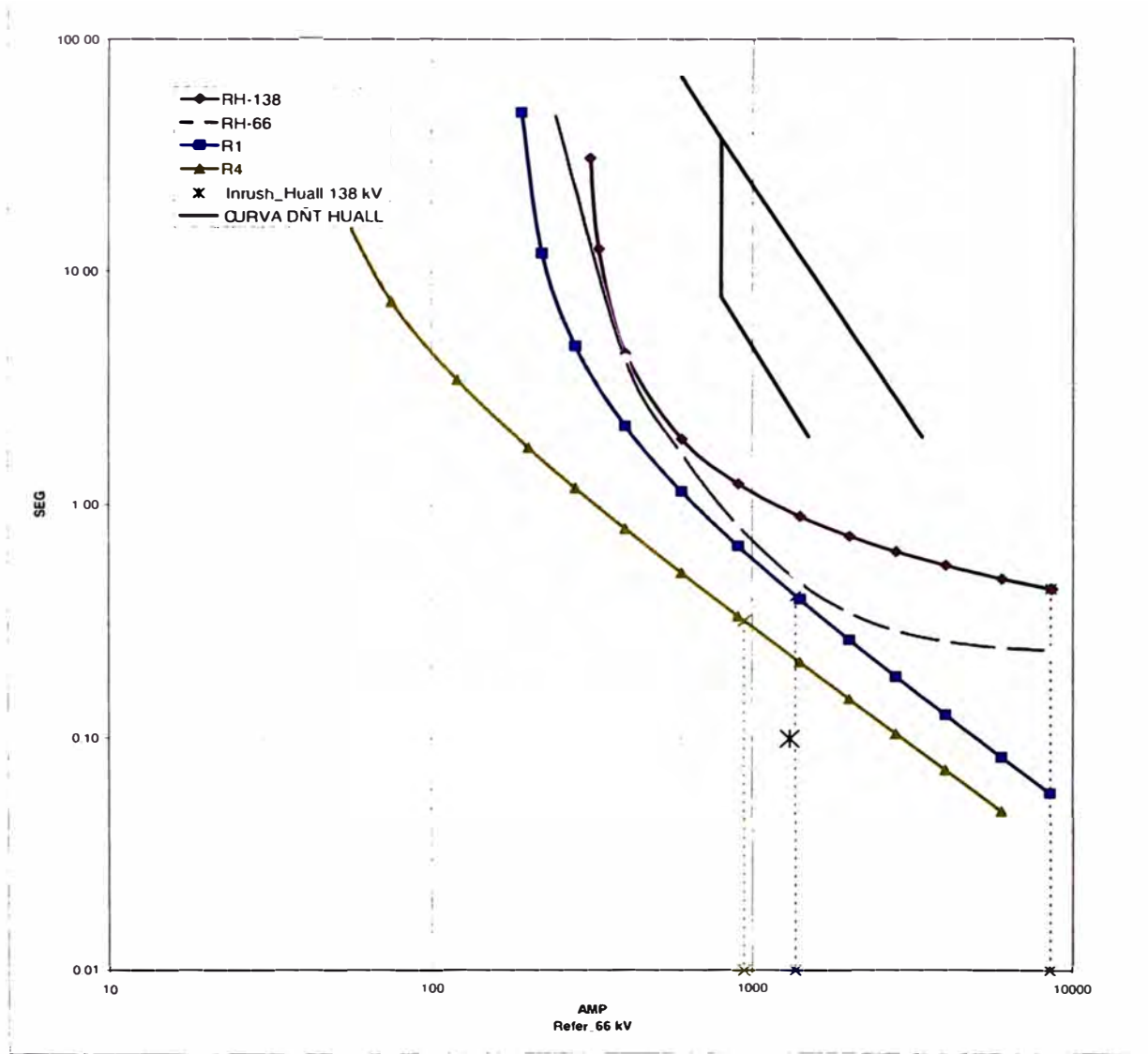
TAP_{SECUNDARIO} = 0.72 A

De la ecuación (3.57) obtenemos:

$$t_{OpC_940\text{ A}} = 0.32 \text{ seg.}$$

$$t_{OpC_414\text{ A}} = 0.77 \text{ seg.}$$

PROTECCION DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASES
(Ruta: RH_138-RH_66-R1-R4)



N° RELE	MARCA	MODELO	TC	Rel TC	Tensión de Operación	CURVA	AJUSTE		Icc. MAX (kA)	t (seg)	Icc. MIN (kA)	t (seg)
							TAP	TMS				
RH-138	GE	DFP-100	100/5	20	138 kV	GE. NI	7.1	2.6	4.08	0.44	2.71	0.50
RH-66	GE	DFP-100	200/5	40	66 kV	GE. VI	5.5	2.4	1.36	0.49	1.10	0.63
R1	ALSTOM	MICOM442	150/5	30	66 kV	IEC-VI	6	0.2	1.36	0.41	1.10	0.53
R4	GE	MIFT	50/1	50	66 kV	IEC-VI	0.72	0.6	0.94	0.32	0.77	0.40

Fig. 3.55 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASES
RUTA : RH_138-RH_66-R1-R4

f) S.E. CARAZ

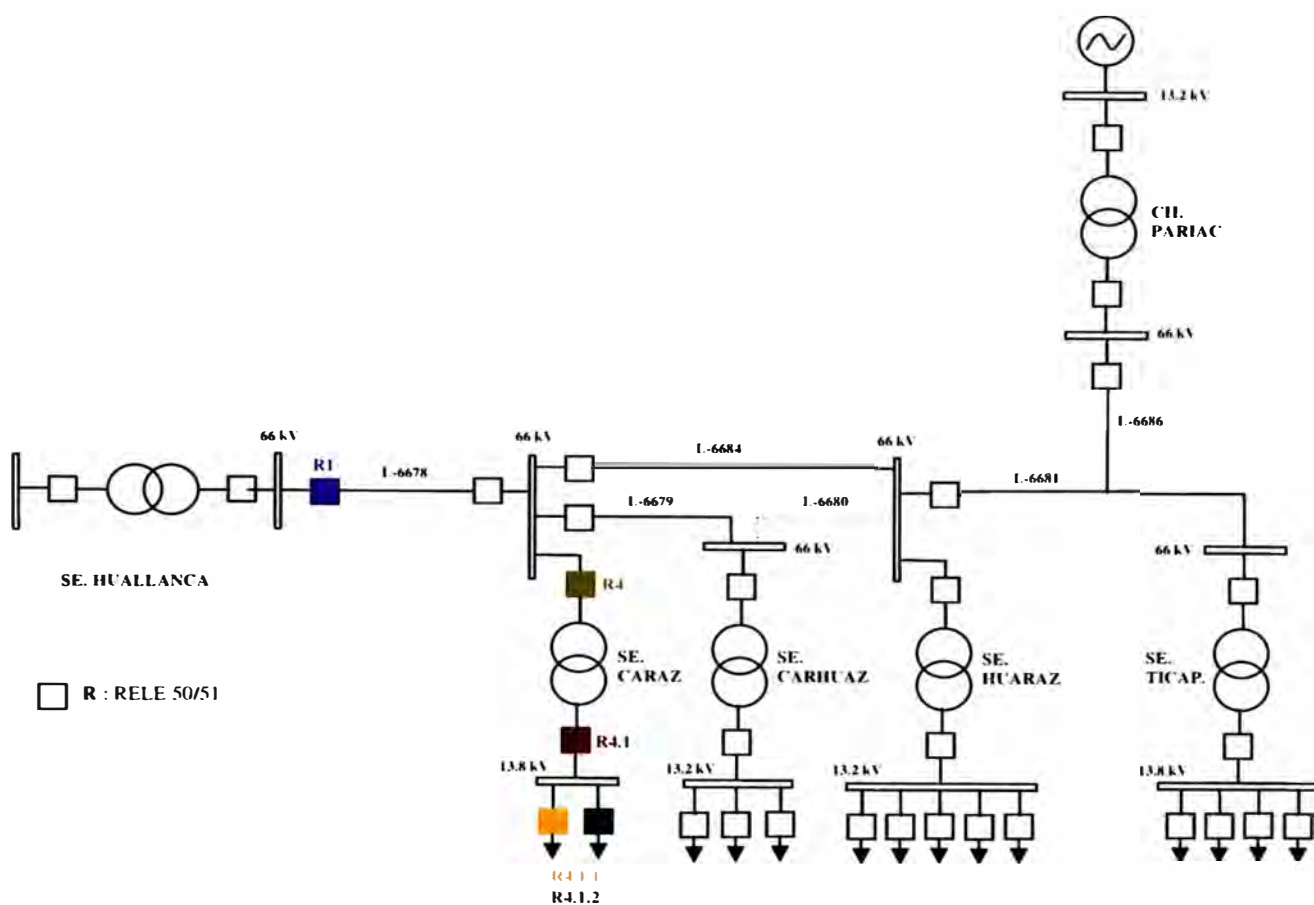


Fig. 3.56 RELÉS DE LA S.E. CARAZ

TABLA N° 3.33
RELÉS DE LA S.E. CARAZ

Ubicación	I_{FALLA} (A)	$M_X I_{CARGA}$ (A)	CT	%	TAP
R.4.1	1980	106.23	150/5	110%	165
R.4.1.1	1980	46.95	75/5	100%	80
R.4.1.2	1980	52.4	100/5	80%	80

Relé R.4.1

CT = 150/5

TAP de calibración = 110% $\Rightarrow I_{TAP} = 165$ A

Tomamos la curva IEC VI, ecuación (3.60)

TMS = 1

$I_{FALLA} = 1980 \text{ A}$

De la ecuación (3.60) obtenemos, $TC = 1.34$

$$t = TMS \left(\frac{13.5}{TAP^1 - 1} \right) \quad (3.60)$$

$$\frac{t_{Ope_R4_1980 \text{ A}} - 0.25}{0.77 - 0.25} = \frac{t_{Ope_R.4.1_1980 \text{ A}}}{0.52} \quad (3.61)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R.4.1_1980 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.52}{1.345} = 0.38 \quad (3.62)$$

$$\Rightarrow TMS = 0.40$$

\Rightarrow El Relé R.4.1 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC VI

$TMS = 0.40$

$TAP_{PRIMARIO} = 165 \text{ A}$

$TAP_{SECUNDARIO} = 5.5 \text{ A}$

De la ecuación (3.60) obtenemos:

$$t_{Ope_1980 \text{ A}} = 0.49 \text{ seg.}$$

Relé R.4.1.1

$CT = 75/5$

TAP de calibración = 100% $\Rightarrow I_{TAP} = 80 \text{ A}$

Tomamos la curva DFP 300 EI, ecuación (3.63)

$TMS = 1$

$I_{FALLA} = 1980 \text{ A}$

De la ecuación (3.63) obtenemos, $TC = 0.04$

$$t = TMS \left[\frac{5.64}{TAP^2 - 1} + 0.02434 \right] \quad (3.63)$$

$$\frac{t_{Ope_R.4.1_1980 \text{ A}} - 0.30}{0.49 - 0.30} = \frac{t_{Ope_R.4.1.1_1980 \text{ A}}}{0.191} \quad (3.64)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R.4.1.1_1980 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.191}{0.035} = 5.68 \quad (3.65)$$

$$\Rightarrow TMS = 5$$

\Rightarrow El Relé R.4.1.1 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA DFP 300 EI

$TMS = 5$

$TAP_{PRIMARIO} = 80 \text{ A}$

$TAP_{SECUNDARIO} = 5.3 \text{ A}$

De la ecuación (3.63) obtenemos:

$$t_{Ope_1980 \text{ A}} = 0.17 \text{ seg.}$$

Relé R.4.1.2

$CT = 100/5$

TAP de calibración = 80% $\Rightarrow I_{TAP} = 80 \text{ A}$

Tomamos la curva DFP 300 EI, ecuación (3.66)

$TMS = 1$

$I_{FALLA} = 1980 \text{ A}$

De la ecuación (3.66) obtenemos, $TC = 0.04$

$$t = TMS \left[\frac{5.64}{TAP^2 - 1} + 0.02434 \right] \quad (3.66)$$

$$\begin{aligned} t_{Opc_R.4.1_1980\ A} - 0.30 &= t_{Opc_R.4.1.2_1980\ A} \\ 0.49 - 0.30 &= 0.191 \end{aligned} \quad (3.67)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R.4.1.2_1980\ A}}{TC} = \frac{0.191}{0.035} = 5.68 \quad (3.68)$$

$$\Rightarrow TMS = 5$$

\Rightarrow El Relé R.4.1.2 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA DFP 300 EI

TMS = 5

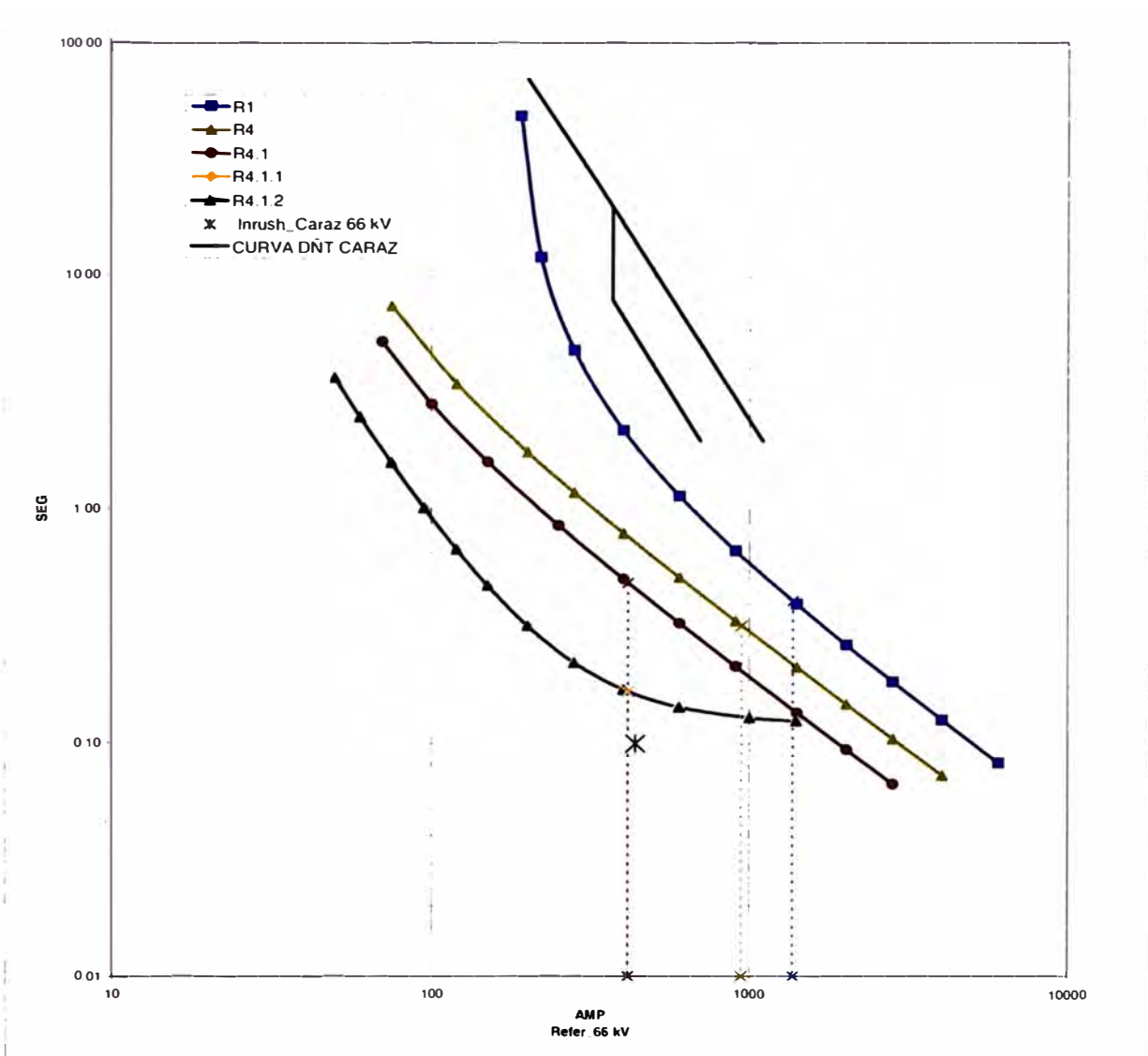
TAP_{PRIMARIO} = 80 A

TAP_{SECUNDARIO} = 4 A

De la ecuación (3.66) obtenemos:

$$t_{Opc_1980\ A} = 0.17 \text{ seg.}$$

**PROTECCION DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASES
(SE CARAZ)**



N° RELE	MARCA	MODELO	TC	Rel. TC	Tensión de Operación	CURVA	AJUSTE		Icc MAX (kA)	t (seg)	Icc MIN (kA)	t (seg)
							TAP	TMS				
R1	ALSTOM	MICOM442	150/5	30	66.0 kV	IEC-VI	6	0.2	1.36	0.41	1.10	0.53
R4	GE	MIFT	50/1	50	66.0 kV	IEC-VI	0.72	0.6	0.94	0.32	0.77	0.40
R4.1	GE	MIFP	150/5	30	13.8 kV	IEC-VI	6	0.4	1.98	0.49	1.67	0.59
R4.1.1	GE	DFP-300	75/5	15	13.8 kV	GE EI	5.3	5.0	1.98	0.17	1.67	0.19
R4.1.2	GE	DFP-300	100/5	20	13.8 kV	GE EI	4	5.0	1.98	0.17	1.67	0.19

**Fig. 3.57 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASES
SE. CARAZ**

g) S. E. CARHUAZ

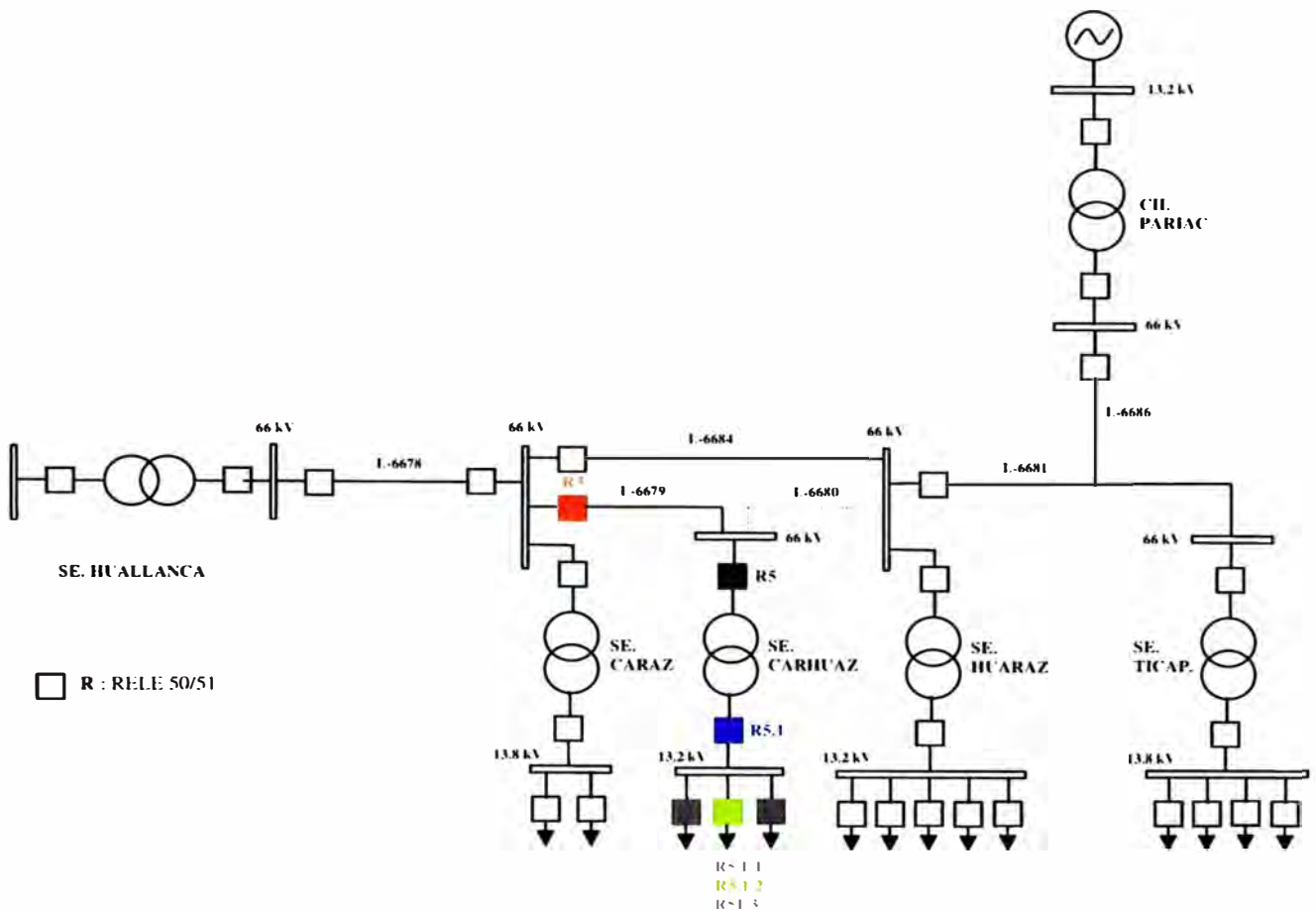


Fig. 3.58 RELÉS DE LA S. E. CARHUAZ

TABLA N° 3.34
RELÉS DE LA S. E. CARHUAZ

Ubicación	I_{FALLA} (A)	$M_X \cdot I_{CARGA}$ (A)	CT	%	TAP
R.5.1	1180	95.00	200/5	70%	140
R.5.1.1	1180	19.51	75/5	60%	45
R.5.1.2	1180	51.05	100/5	80%	80
R.5.1.3	1180	28.83	75/5	60%	45

Relé R.5.1

CT = 200/5

TAP de calibración = 70% $\Rightarrow I_{TAP} = 140$ A

Tomamos la curva IEC VI, ecuación (3.69)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 1180 \text{ A}$$

De la ecuación (3.69) obtenemos, $TC = 1.82$

$$t = TMS \left(\frac{13.5}{TAP^1 - 1} \right) \quad (3.69)$$

$$\frac{t_{Ope_R5_1180 \text{ A}} - 0.30}{0.98 - 0.30} = \frac{t_{Ope_R.5.1_1180 \text{ A}}}{0.68} \quad (3.70)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R.5.1_1180 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.68}{1.82} = 0.37 \quad (3.71)$$

$$\Rightarrow TMS = 0.30$$

⇒ El Relé R.5.1 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC VI

$$TMS = 0.30$$

$$TAP_{PRIMARIO} = 140 \text{ A}$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 3.5 \text{ A}$$

De la ecuación (3.69) obtenemos:

$$t_{Ope_1180 \text{ A}} = 0.55 \text{ seg.}$$

Relé R.5.1.1

$$CT = 75/5$$

$$TAP \text{ de calibración} = 60\% \Rightarrow I_{TAP} = 45 \text{ A}$$

Tomamos la curva DFP 300 EI, ecuación (3.72)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 1180 \text{ A}$$

De la ecuación (3.72) obtenemos, $TC = 0.03$

$$t = TMS \left[\frac{5.64}{TAP^2 - 1} + 0.02434 \right] \quad (3.72)$$

$$\frac{t_{Ope_R.5.1_1180 \text{ A}} - 0.30}{0.55 - 0.30} = \frac{t_{Ope_R.5.1.1_1180 \text{ A}}}{0.25} \quad (3.73)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R.5.1.1_1180 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.245}{0.032} = 7.5 \quad (3.74)$$

$$\Rightarrow TMS = 7$$

⇒ El Relé R.5.1.1 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA DFP 300 EI

$$TMS = 7$$

$$TAP_{PRIMARIO} = 45 \text{ A}$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 3 \text{ A}$$

De la ecuación (3.72) obtenemos:

$$t_{Ope_1180 \text{ A}} = 0.23 \text{ seg.}$$

Relé R.5.1.2

$$CT = 100/5$$

$$TAP \text{ de calibración} = 80\% \Rightarrow I_{TAP} = 80 \text{ A}$$

Tomamos la curva DFP 300 EI, ecuación (3.75)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 1180 \text{ A}$$

De la ecuación (3.75) obtenemos, $TC = 0.05$

$$t = TMS \left[\frac{5.64}{TAP^2 - 1} + 0.02434 \right] \quad (3.75)$$

$$\frac{t_{Ope_R.5.1_1180 \text{ A}} - 0.30}{0.55 - 0.30} = \frac{t_{Ope_R.5.1.2_1180 \text{ A}}}{0.25} \quad (3.76)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R.5.1.2_1180 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.245}{0.050} = 4.86 \quad (3.77)$$

$$\Rightarrow TMS = 4.5$$

\Rightarrow El Relé R.5.1.2 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA DFP 300 EI

$$TMS = 4.5$$

$$TAP_{PRIMARIO} = 80 \text{ A}$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 4 \text{ A}$$

De la ecuación (3.75) obtenemos:

$$t_{Ope_1180 \text{ A}} = 0.23 \text{ seg.}$$

Relé R.5.1.3

$$CT = 75/5$$

TAP de calibración = 60% $\Rightarrow I_{TAP} = 45 \text{ A}$

Tomamos la curva DFP 300 EI, ecuación (3.78)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 1180 \text{ A}$$

De la ecuación (3.78) obtenemos, $TC = 0.03$

$$t = TMS \left[\frac{5.64}{TAP^2 - 1} + 0.02434 \right] \quad (3.78)$$

$$\frac{t_{Ope_R.5.1_1180 \text{ A}} - 0.30}{0.55 - 0.30} = \frac{t_{Ope_R.5.1.3_1180 \text{ A}}}{0.25} \quad (3.79)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R.5.1.3_1180 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.245}{0.032} = 7.5 \quad (3.80)$$

$$\Rightarrow TMS = 7$$

\Rightarrow El Relé R.5.1.3 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA DFP 300 EI

$$TMS = 7$$

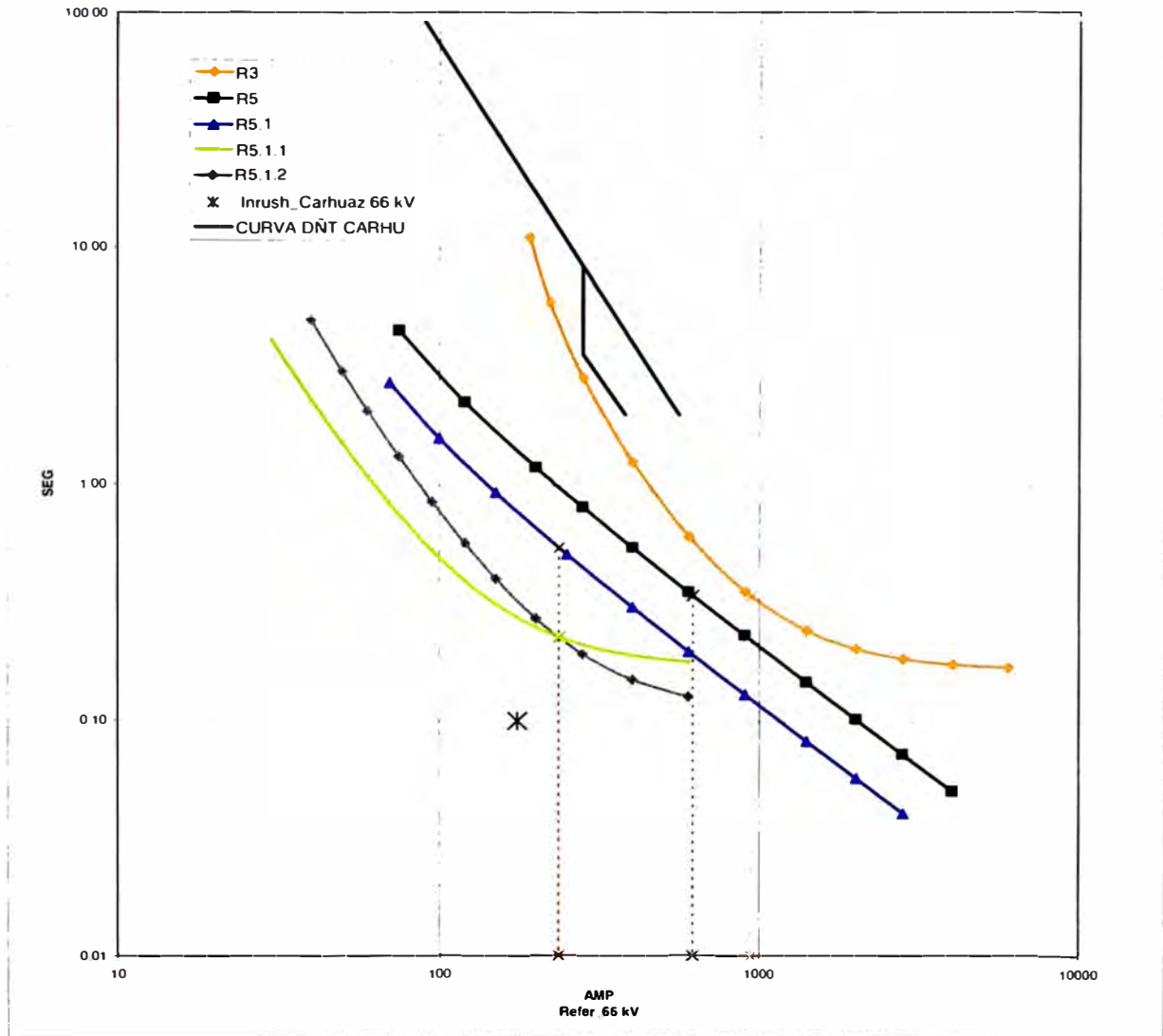
$$TAP_{PRIMARIO} = 45 \text{ A}$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 3 \text{ A}$$

De la ecuación (3.78) obtenemos:

$$t_{Ope_1180 \text{ A}} = 0.23 \text{ seg.}$$

**PROTECCION DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASES
(SE CARHUAZ)**



N° RELE	MARCA	MODELO	TC	Rel. TC	Tensión de Operación	CURVA	AJUSTE		Icc MAX (kA)	t (seg)	Icc MIN (kA)	t (seg)
							TAP	TMS				
R3	GE	DFP-100	100/5	20	66.0 kV	GE VI	7.5	1.7	0.94	0.34	0.77	0.43
R5	GE	MIFT	50/1	50	66.0 kV	IEC-VI	0.6	0.5	0.62	0.34	0.52	0.41
R5.1	GE	MIFP	200/5	40	13.2 kV	IEC-VI	4	0.3	1.18	0.55	0.99	0.67
R5.1.1	GE	DFP-300	75/5	15	13.2 kV	GE EI	3	7.0	1.18	0.23	0.99	0.25
R5.1.2	GE	DFP-300	100/5	20	13.2 kV	GE EI	4	4.5	1.18	0.23	0.99	0.28

**Fig. 3.59 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASES
S.E. CARHUAZ**

h) S.E. HUARAZ

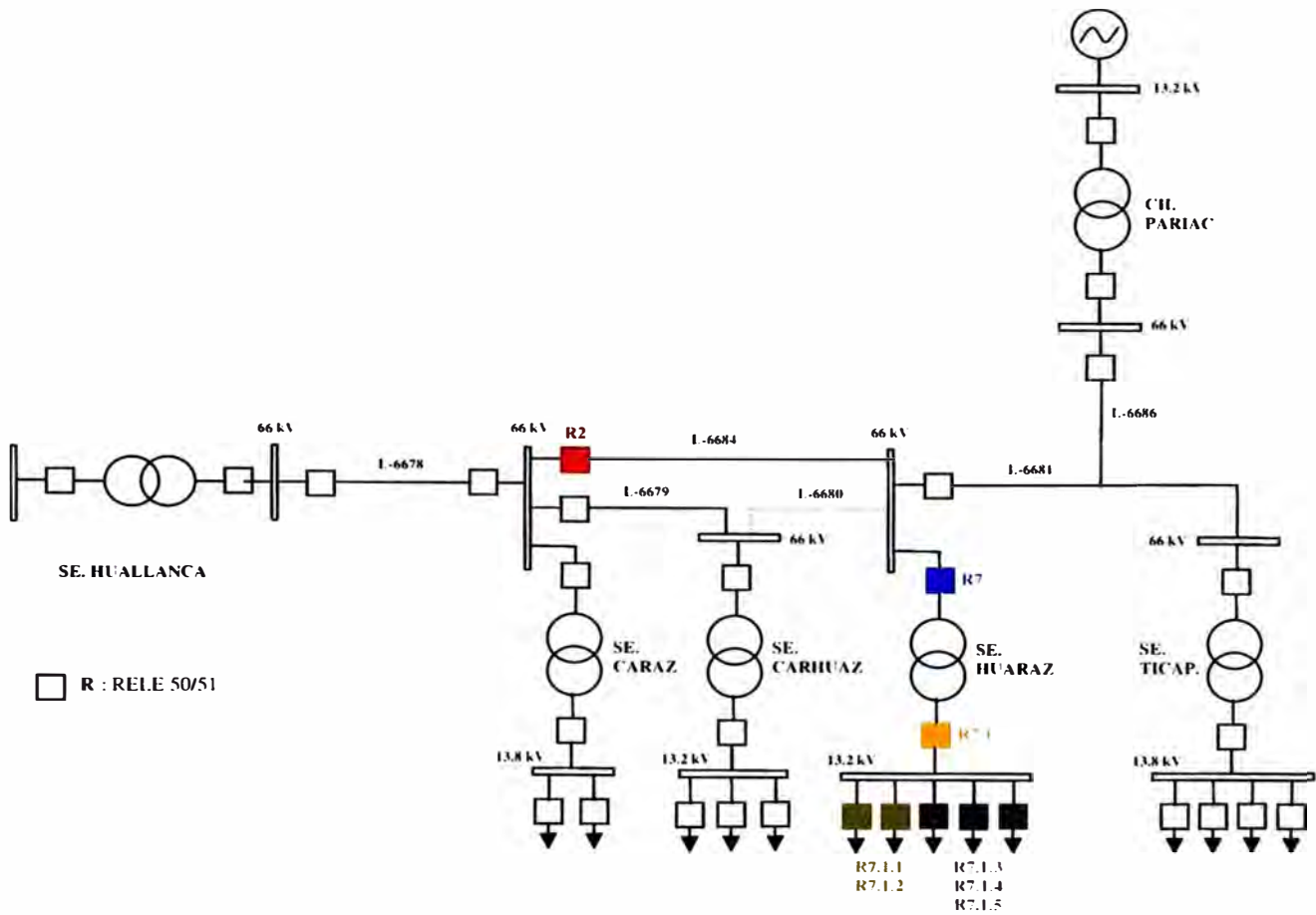


Fig. 3.60 RELÉS DE LA S.E. HUARAZ

TABLA N° 3.35
RELÉS DE LA S.E. HUARAZ

Ubicación	I_{FALLA} (A)	$M_X \cdot I_{CARGA}$ (A)	CT	%	TAP
R.7.1	1830	398	600/5	100%	600
R.7.1.1	1830	134	100/5	150%	150
R.7.1.2	1830	120	100/5	150%	150
R.7.1.3	1830	66	100/5	120%	120
R.7.1.4	1830	75	100/5	120%	120
R.7.1.5	1830	15	100/5	120%	120

Relé R.7.1

$$CT = 600/5$$

$$TAP \text{ de calibración} = 100\% \Rightarrow I_{TAP} = 600 \text{ A}$$

Tomamos la curva IEC VI, ecuación (3.81)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 1830 \text{ A}$$

De la ecuación (3.81) obtenemos, $TC = 6.58$

$$t = TMS \left(\frac{13.5}{TAP^1 - 1} \right) \quad (3.81)$$

$$\frac{t_{Ope_R7_1830 \text{ A}} - 0.25}{0.70 - 0.25} = \frac{t_{Ope_R.7.1_1830 \text{ A}}}{0.4505} \quad (3.82)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R.7.1_1830 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.45}{6.58} = 0.0684 \quad (3.83)$$

$$\Rightarrow TMS = 0.07$$

⇒ El Relé R.7.1 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC VI

$$TMS = 0.07$$

$$TAP_{PRIMARIO} = 600 \text{ A}$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 5 \text{ A}$$

De la ecuación (3.81) obtenemos:

$$t_{Ope_1830 \text{ A}} = 0.46 \text{ seg.}$$

Relé R.7.1.1

$$CT = 100/5$$

$$TAP \text{ de calibración} = 150\% \Rightarrow I_{TAP} = 150 \text{ A}$$

Tomamos la curva DFP 300 EI, ecuación (3.84)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 1830 \text{ A}$$

De la ecuación (3.84) obtenemos, $TC = 0.0624$

$$t = TMS \left[\frac{5.64}{TAP^2 - 1} + 0.02434 \right] \quad (3.84)$$

$$\frac{t_{Ope_R.7.1_1830 \text{ A}} - 0.30}{0.46 - 0.30} = \frac{t_{Ope_R.7.1.1_1830 \text{ A}}}{0.16} \quad (3.85)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R.7.1.1_1830 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.16}{0.062} = 2.56 \quad (3.86)$$

$$\Rightarrow TMS = 2.5$$

⇒ El Relé R.7.1.1 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA DFP 300 EI

$$TMS = 2.5$$

$$TAP_{PRIMARIO} = 150 \text{ A}$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 7.5^a$$

De la ecuación (3.84) obtenemos:

$$t_{Ope_1830 \text{ A}} = 0.16 \text{ seg.}$$

Relé R.7.1.2

$$CT = 100/5$$

$$TAP \text{ de calibración} = 150\% \Rightarrow I_{TAP} = 150 \text{ A}$$

Tomamos la curva DFP 300 EI, ecuación (3.87)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 1830 \text{ A}$$

De la ecuación (3.87) obtenemos, $TC = 0.00624$

$$t = TMS \left[\frac{5.64}{TAP^2 - 1} + 0.02434 \right] \quad (3.87)$$

$$\begin{aligned} t_{Ope_R.7.1_1830 \text{ A}} - 0.30 &= t_{Ope_R.7.1.2_1830 \text{ A}} \\ 0.46 - 0.30 &= 0.16 \end{aligned} \quad (3.88)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R.7.1.2_1830 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.16}{0.062} = 2.56 \quad (3.89)$$

$$\Rightarrow TMS = 2.5$$

⇒ El Relé R.7.1.2 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA DFP 300 EI

$$TMS = 2.5$$

$$TAP_{PRIMARIO} = 150 \text{ A}$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 7.5 \text{ A}$$

De la ecuación (3.87) obtenemos:

$$t_{Ope_1830 \text{ A}} = 0.16 \text{ seg.}$$

Relé R.7.1.3

$$CT = 100/5$$

$$TAP \text{ de calibración} = 120\% \Rightarrow I_{TAP} = 120 \text{ A}$$

Tomamos la curva DFP 300 EI, ecuación (3.90)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 1830 \text{ A}$$

De la ecuación (3.90) obtenemos, $TC = 0.04$

$$t = TMS \left[\frac{5.64}{TAP^2 - 1} + 0.02434 \right] \quad (3.90)$$

$$\begin{aligned} t_{Ope_R.7.1_1830 \text{ A}} - 0.30 &= t_{Ope_R.7.1.3_1830 \text{ A}} \\ 0.46 - 0.30 &= 0.16 \end{aligned} \quad (3.91)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R.7.1.3_1830 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.16}{0.048} = 3.28 \quad (3.92)$$

$$\Rightarrow TMS = 3$$

⇒ El Relé R.7.1.3 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA DFP 300 EI

$$TMS = 3$$

$$TAP_{PRIMARIO} = 120 \text{ A}$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 6 \text{ A}$$

De la ecuación (3.90) obtenemos:

$$t_{Ope_1830 \text{ A}} = 0.15 \text{ seg.}$$

Relé R.7.1.4

$$CT = 100/5$$

$$TAP \text{ de calibración} = 120\% \Rightarrow I_{TAP} = 120 \text{ A}$$

Tomamos la curva DFP 300 EI, ecuación (3.93)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 1830 \text{ A}$$

De la ecuación (3.93) obtenemos, $TC = 0.04$

$$t = TMS \left[\frac{5.64}{TAP^2 - 1} + 0.02434 \right] \quad (3.93)$$

$$\begin{aligned} t_{Ope_R.7.1_1830 \text{ A}} - 0.30 &= t_{Ope_R.7.1.4_1830 \text{ A}} \\ 0.46 - 0.30 &= 0.16 \end{aligned} \quad (3.94)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R.7.1.4_1830 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.16}{0.048} = 3.28 \quad (3.95)$$

$$\Rightarrow TMS = 3$$

\Rightarrow El Relé R.7.1.4 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA DFP 300 EI

$$TMS = 3$$

$$TAP_{PRIMARIO} = 120 \text{ A}$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 6 \text{ A}$$

De la ecuación (3.93) obtenemos:

$$t_{Ope_1830 \text{ A}} = 0.15 \text{ seg.}$$

Relé R.7.1.5

$$CT = 100/5$$

$$TAP \text{ de calibración} = 120\% \Rightarrow I_{TAP} = 120 \text{ A}$$

Tomamos la curva DFP 300 EI, ecuación (3.96)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 1830 \text{ A}$$

De la ecuación (3.96) obtenemos, $TC = 0.04$

$$t = TMS \left[\frac{5.64}{TAP^2 - 1} + 0.02434 \right] \quad (3.96)$$

$$\begin{aligned} t_{Ope_R.7.1_1830 \text{ A}} - 0.30 &= t_{Ope_R.7.1.5_1830 \text{ A}} \\ 0.46 - 0.30 &= 0.16 \end{aligned} \quad (3.97)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R.7.1.5_1830 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.16}{0.048} = 3.28 \quad (3.98)$$

$$\Rightarrow TMS = 3$$

\Rightarrow El Relé R.7.1.5 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA DFP 300 EI

$$TMS = 3$$

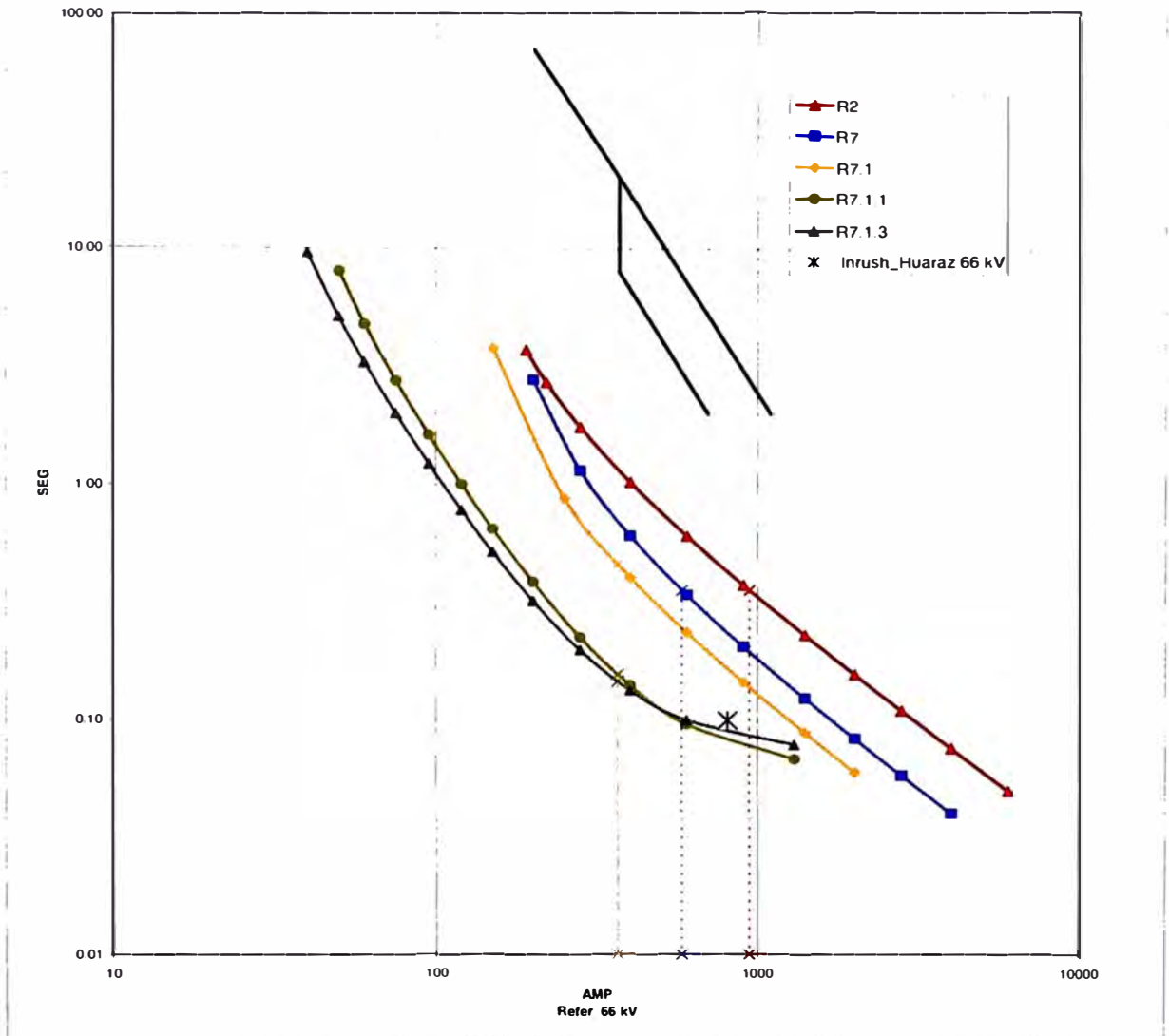
$$TAP_{PRIMARIO} = 120 \text{ A}$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 6 \text{ A}$$

De la ecuación (3.96) obtenemos:

$$t_{Ope_1830 \text{ A}} = 0.15 \text{ seg.}$$

**PROTECCION DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASES
(SE HUARAZ)**



N° RELE	MARCA	MODELO	TC	Rel TC	Tensión de Operación	CURVA	AJUSTE		I _{cc} MAX (kA)	t (seg)	I _{cc} MIN (kA)	t (seg)
							TAP	TMS				
R2	GE	F650	100/1	100	66.0 kV	IEC-VI	1.1	0.2	0.94	0.36	0.77	0.45
R7	GE	MIFP	120/5	24	66.0 kV	IEC-VI	6	0.08	0.58	0.36	0.47	0.48
R7.1	GE	MIFP	600/5	120	13.2 kV	IEC-VI	5	0.1	1.83	0.46	1.50	0.63
R7.1.1	GE	DFP-300	100/5	20	13.2 kV	GE EI	7.5	2.5	1.83	0.16	1.50	0.20
R7.1.3	GE	DFP-300	100/5	20	13.2 kV	GE EI	6	3.0	1.83	0.15	1.50	0.18

**Fig. 3.61 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASES
S.E. HUARAZ**

i) S.E. TICAPAMPA

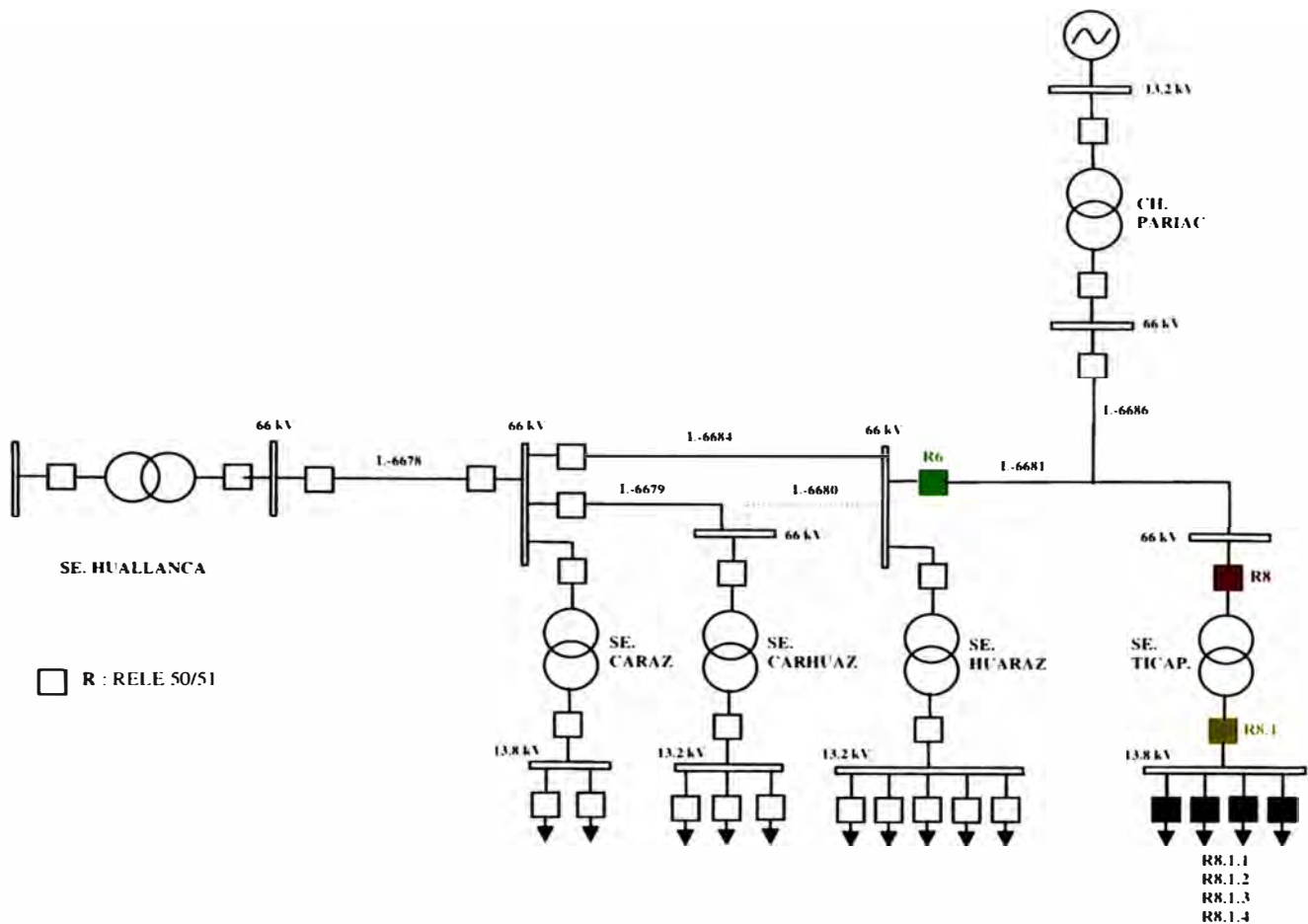


Fig. 3.62 RELES DE LA S.E. TICAPAMPA

TABLA N° 3.36
RELES DE LA S.E. TICAPAMPA

Ubicación	I_{FALLA} (A)	$M_X \cdot I_{CARGA}$ (A)	CT	%	TAP
R.8.1	1340	57	200/5	40%	80
R.8.1.1	1340	11.4	75/5	30%	22.5
R.8.1.2	1340	4.8	75/5	30%	22.5
R.8.1.3	1340	31.2	75/5	30%	22.5
R.8.1.4	1340	12.7	75/5	30%	22.5

Relé R.8.1

$$CT = 200/5$$

$$TAP \text{ de calibración} = 40\% \Rightarrow I_{TAP} = 80 \text{ A}$$

Tomamos la curva IEC VI, ecuación (3.99)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 1340 \text{ A}$$

De la ecuación (3.99) obtenemos, $TC = 0.86$

$$t = TMS \left(\frac{13.5}{TAP^1 - 1} \right) \quad (3.99)$$

$$\frac{t_{Ope_R8_1340 \text{ A}} - 0.05}{0.46 - 0.05} = \frac{t_{Ope_R.8.1_1340 \text{ A}}}{0.41} \quad (3.100)$$

$$TMS = \frac{t_{Ope_R.8.1_1370 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.41}{0.86} = 0.47 \quad (3.101)$$

$$\Rightarrow TMS = 0.47$$

\Rightarrow El Relé R.8.1 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC VI

$$TMS = 0.47$$

$$TAP_{PRIMARIO} = 80 \text{ A}$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 2 \text{ A}$$

De la ecuación (3.99) obtenemos:

$$t_{Ope_1340 \text{ A}} = 0.40 \text{ seg.}$$

Relé R.8.1.1

$$CT = 75/5$$

$$TAP \text{ de calibración} = 30\% \Rightarrow I_{TAP} = 22.5 \text{ A}$$

Tomamos la curva IEC VI, ecuación (3.102)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 1340 \text{ A}$$

De la ecuación (3.102) obtenemos, $TC = 0.231$

$$t = TMS \left(\frac{13.5}{TAP^1 - 1} \right) \quad (3.102)$$

$$\frac{t_{Ope_R.8.1_1340 \text{ A}} - 0.05}{0.40 - 0.30} = \frac{t_{Ope_R.8.1.1_1340 \text{ A}}}{0.10} \quad (3.103)$$

$$TMS = \frac{t_{Ope_R.8.1.1_1370 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.10}{0.23} = 0.43 \quad (3.104)$$

$$\Rightarrow TMS = 0.40$$

\Rightarrow El Relé R.8.1.1 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC VI

$$TMS = 0.43$$

$$TAP_{PRIMARIO} = 22.5 \text{ A}$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 1.5 \text{ A}$$

De la ecuación (3.102) obtenemos:

$$t_{Ope_1340 \text{ A}} = 0.092 \text{ seg.}$$

Relé R.8.1.2

$$CT = 75/5$$

$$TAP \text{ de calibración} = 30\% \Rightarrow I_{TAP} = 22.5 \text{ A}$$

Tomamos la curva IEC VI, ecuación (3.105)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 1340 \text{ A}$$

De la ecuación (3.105) obtenemos, $TC = 0.231$

$$t = TMS \left(\frac{13.5}{TAP^1 - 1} \right) \quad (3.105)$$

$$\frac{t_{Ope_R.8.1_1340 \text{ A}} - 0.05}{0.40 - 0.30} = \frac{t_{Ope_R.8.1.2_1340 \text{ A}}}{0.10} \quad (3.106)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R.8.1.2_1370 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.10}{0.23} = 0.43 \quad (3.107)$$

$$\Rightarrow TMS = 0.40$$

⇒ El Relé R.8.1.2 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC VI

$$TMS = 0.43$$

$$TAP_{PRIMARIO} = 22.5 \text{ A}$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 1.5 \text{ A}$$

De la ecuación (3.105) obtenemos:

$$t_{Ope_1340 \text{ A}} = 0.092 \text{ seg.}$$

Relé R.8.1.3

$$CT = 75/5$$

$$TAP \text{ de calibración} = 30\% \Rightarrow I_{TAP} = 22.5 \text{ A}$$

Tomamos la curva IEC VI, ecuación (3.108)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 1340 \text{ A}$$

De la ecuación (3.108) obtenemos, $TC = 0.231$

$$t = TMS \left(\frac{13.5}{TAP^1 - 1} \right) \quad (3.108)$$

$$\frac{t_{Ope_R.8.1_1340 \text{ A}} - 0.05}{0.40 - 0.30} = \frac{t_{Ope_R.8.1.3_1340 \text{ A}}}{0.10} \quad (3.109)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R.8.1.3_1370 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.10}{0.23} = 0.43 \quad (3.110)$$

$$\Rightarrow TMS = 0.43$$

⇒ El Relé R.8.1.3 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC VI

$$TMS = 0.43$$

$$TAP_{PRIMARIO} = 22.5 \text{ A}$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 1.5 \text{ A}$$

De la ecuación (3.110) obtenemos:

$$t_{Ope_1340 \text{ A}} = 0.092 \text{ seg.}$$

Relé R.8.1.4

$$CT = 75/5$$

$$TAP \text{ de calibración} = 30\% \Rightarrow I_{TAP} = 22.5 \text{ A}$$

Tomamos la curva IEC VI, ecuación (3.111)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 1340 \text{ A}$$

De la ecuación (3.111) obtenemos, $TC = 0.231$

$$t = TMS \left(\frac{13.5}{TAP^1 - 1} \right) \quad (3.111)$$

$$\frac{t_{Ope_R.8.1_1340 \text{ A}} - 0.05}{0.40 - 0.30} = \frac{t_{Ope_R.8.1.4_1340 \text{ A}}}{0.10} \quad (3.112)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R.8.1.4_1370 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.10}{0.23} = 0.43 \quad (3.113)$$

$$\Rightarrow TMS = 0.43$$

\Rightarrow El Relé R.8.1.4 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC VI

$$TMS = 0.43$$

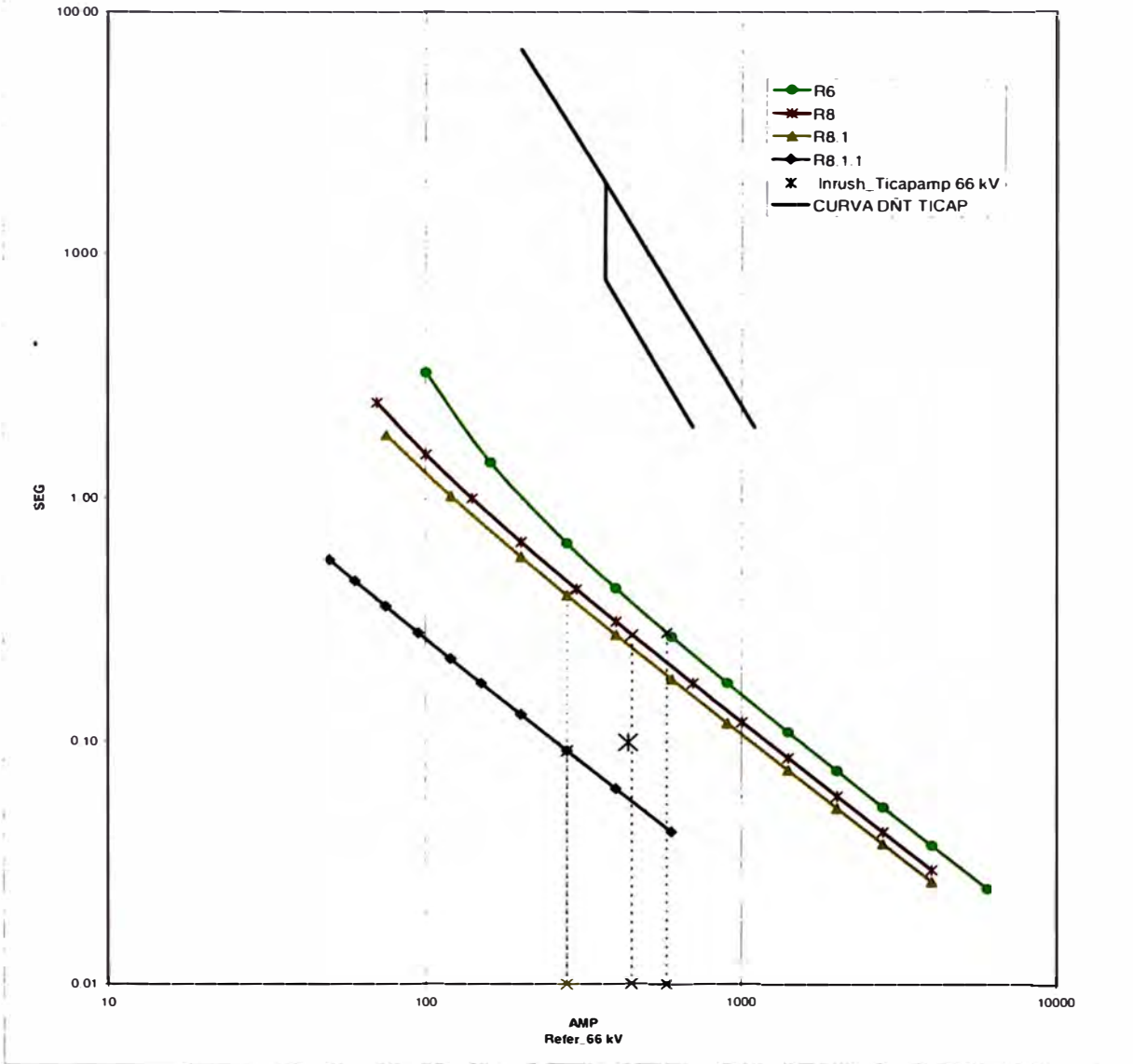
$$TAP_{PRIMARIO} = 22.5 \text{ A}$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 1.5 \text{ A}$$

De la ecuación (3.111) obtenemos:

$$t_{Ope_1340 \text{ A}} = 0.092 \text{ seg.}$$

**PROTECCION DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASES
(SE TICAPAMPA)**



N° RELE	MARCA	MODELO	TC	Rel TC	Tensión de Operación	CURVA	AJUSTE		Icc MAX (kA)	t (seg)	Icc MIN (kA)	t (seg)
							TAP	TMS				
R6	GE	F650	100/5	20	66.0 kV	IEC-VI	2.75	0.2	0.58	0.28	0.47	0.36
R8	GE	MIFP	44/5	8.8	66.0 kV	IEC-VI	2.5	0.4	0.45	0.28	0.38	0.33
R8.1	GE	MIFP	200/5	40	13.8 kV	IEC-VI	2	0.5	1.34	0.40	1.07	0.51
R8.1.1	GE	F650	75/5	15	13.8 kV	IEC-VI	1.5	0.4	1.34	0.09	1.07	0.12

**Fig. 3.63 PROTECCIÓN DE SOBRECARGA ENTRE FASES
S.E TICAPAMPA**

3.2.3 Protección de Sobrecorriente de Fase a Tierra

La coordinación de la protección por sobrecorriente a tierra se ha realizado desde la salida en 66 kV de la SE. Huallanca y en la ruta SE. Huallanca – SE. Caraz - SE. Huaraz - SE. Ticapampa, los resultados serán mostrados en forma grafica y tabulada, siguiendo rutas de coordinación de protección. En el siguiente grafico se muestran los relés de sobrecorriente a tierra instalados en las subestaciones de transformación del sistema eléctrico Callejón de Huaylas:

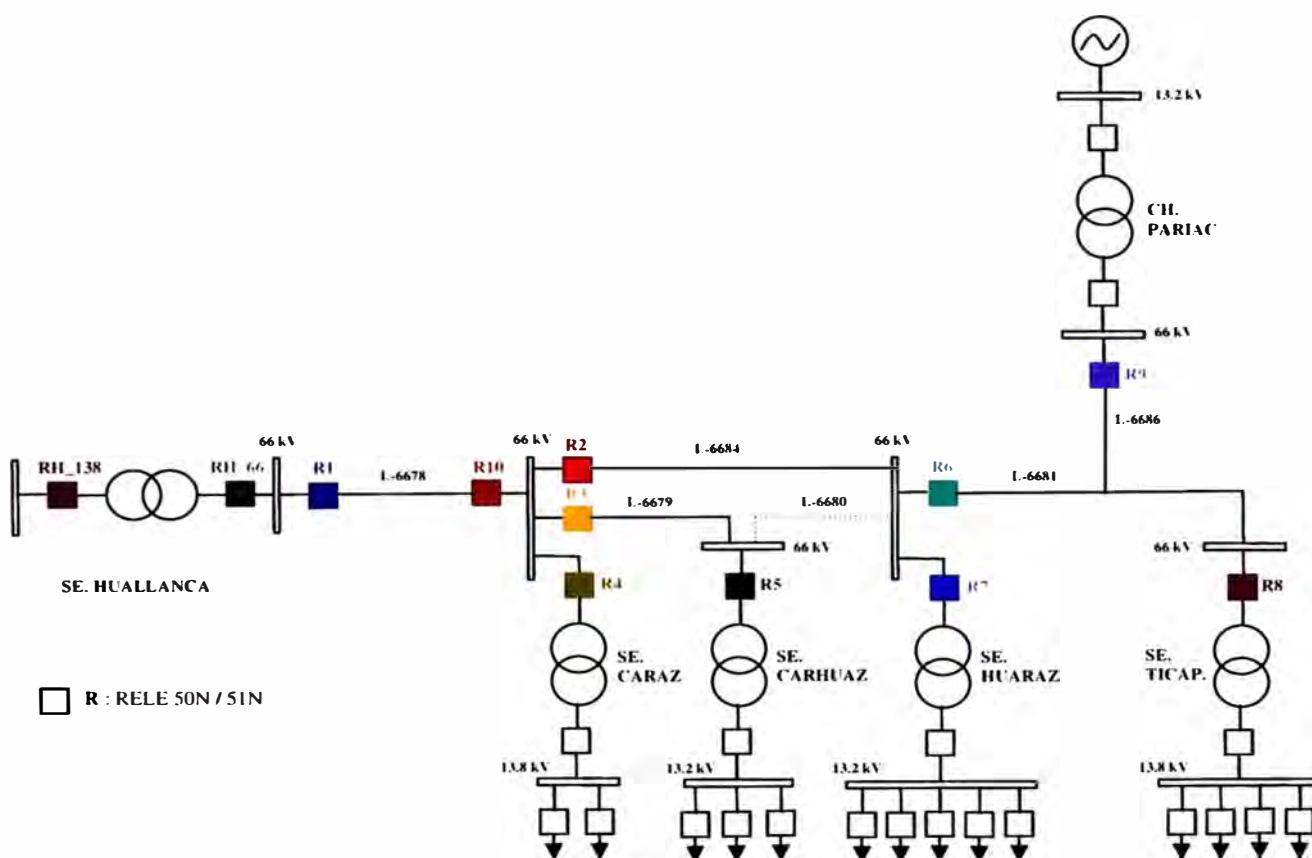


Fig. 3.64 ESQUEMA ELÉCTRICO CON RELÉS DE SOBRECORRIENTE DE FASE A TIERRA

a) Ruta RH_138-RH_66-R1-R3-R5

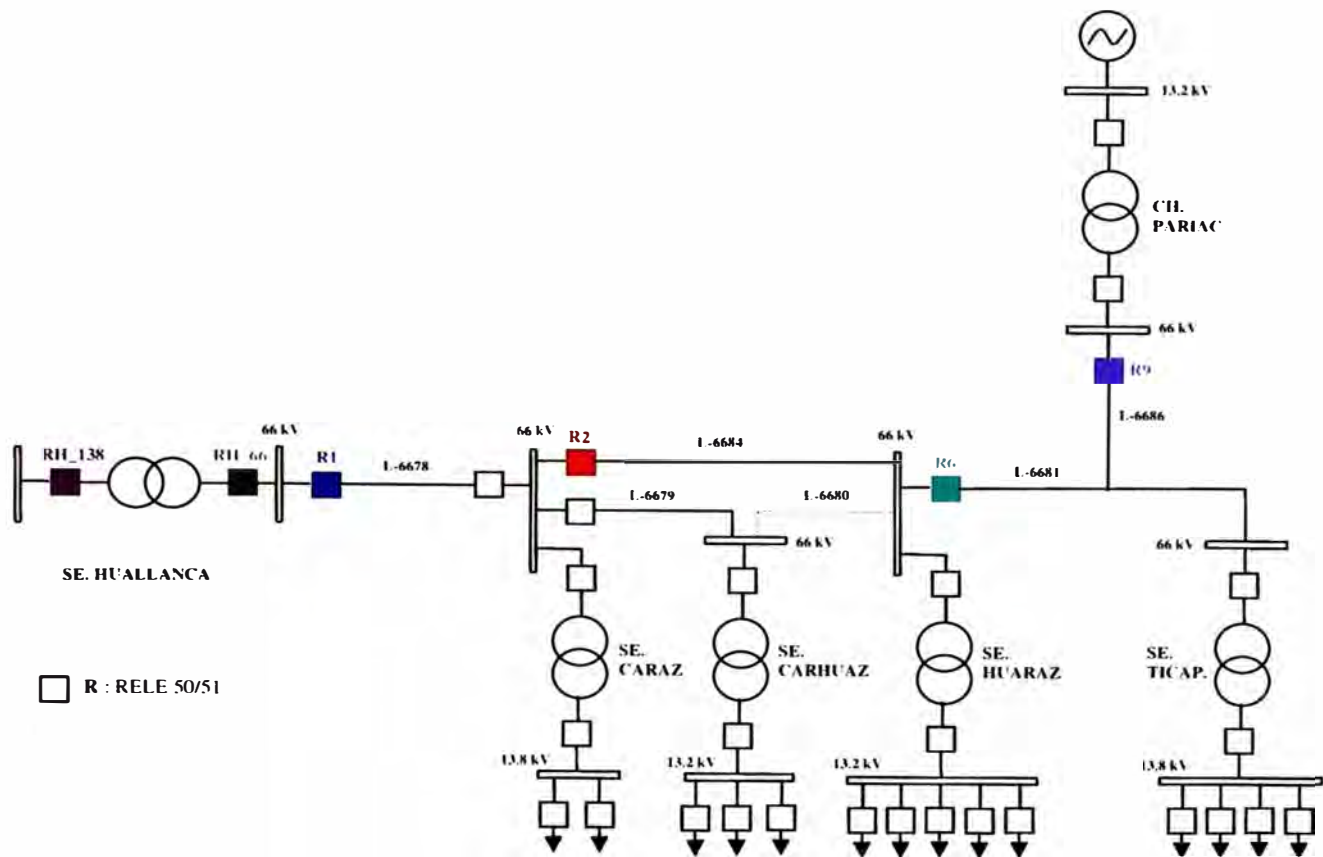


Fig. 3.65 RELÉS DE LA RUTA RH_138-RH_66-R1-R3-R5

TABLA N° 3.37
RELÉS DE LA RUTA RH_138-RH_66-R1-R3-R5

Ubicación	I_{FALLA} (A)	I_{CARGA} (A)	Ubicación Prim. en el Trafo Potencia	I_{Falla} $R=50\Omega$	CT	TAP PRIM (40% I_{Carga}) A	TAP SEC
R1	1790	121	No	672	150/5	50	1.70
R2	1130	73	No	550	100/1	30	0.30
R6	770	37.5	No	430	100/5	15	0.75
R9	710	44	No	414	120/5	18	0.75

Relé R1

$$CT = 150/5$$

$$TAP \text{ de calibración} = 40\% I_{Carga} \Rightarrow I_{TAP} = 50 \text{ A}$$

Tomamos la curva IEC SI, ecuación (3.114)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 1790 \text{ A}$$

De la ecuación (3.114) obtenemos, $TC = 1.89$

$$t = TMS \left(\frac{0.14}{TAP^{0.02} - 1} \right) \quad (3.114)$$

$$\Rightarrow TC \times TMS = 0.45 \quad (3.115)$$

$$(1.89) (TMS) = 0.45$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R1_1790 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.45}{1.89} = 0.24 \quad (3.116)$$

$$TMS = 0.24$$

⇒ El relé R1 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC SI

$$TMS = 0.24$$

$$TAP_{PRIMARIO} = 50 \text{ A}$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 1.7 \text{ A}$$

De la ecuación (3.114) obtenemos:

$$t_{Ope_R1_1790 \text{ A}} = 0.45 \text{ seg.}$$

$$t_{Ope_R1_1130 \text{ A}} = 0.52 \text{ seg.}$$

Relé R2

$$CT = 100/1$$

$$TAP \text{ de calibración} = 40\% I_{Carga} \Rightarrow I_{TAP} = 30 \text{ A}$$

Tomamos la curva IEC SI, ecuación (3.117)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 1130 \text{ A}$$

De la ecuación (3.117) obtenemos, $TC = 1.86$

$$t = TMS \left(\frac{0.14}{TAP^{0.02} - 1} \right) \quad (3.117)$$

$$\frac{t_{Ope_R1_1130 \text{ A}} - 0.25}{0.52 - 0.25} = \frac{t_{Ope_R2_1130 \text{ A}}}{0.27} \quad (3.118)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R2_1130 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.27}{1.86} = 0.145 \quad (3.119)$$

$$\Rightarrow TMS = 0.15$$

⇒ El relé R2 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC SI

$$TMS = 0.15$$

$$TAP_{PRIMARIO} = 30 \text{ A}$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 0.30 \text{ A}$$

De la ecuación (3.117) obtenemos

$$t_{Ope_R2_1130 \text{ A}} = 0.27 \text{ seg.}$$

$$t_{Ope_R2_770 \text{ A}} = 0.33 \text{ seg.}$$

Relé R6

$$CT = 100/5$$

$$TAP \text{ de calibración} = 40\% I_{Carga} \Rightarrow I_{TAP} = 15 \text{ A}$$

Tomamos la curva IEC SI, ecuación (3.120)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 770 \text{ A}$$

De la ecuación (3.120) obtenemos, $TC = 1.71$

$$t = TMS \left(\frac{0.14}{TAP^{0.02} - 1} \right) \quad (3.120)$$

$$\begin{aligned} t_{Ope_R2_760 \text{ A}} - 0.25 &= t_{Ope_R6_760 \text{ A}} \\ 0.33 - 0.25 &= 0.08 \end{aligned} \quad (3.121)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R6_760 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.08}{1.71} = 0.04 \quad (3.122)$$

$$\Rightarrow TMS = 0.05$$

\Rightarrow El relé R6 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC SI

$$TMS = 0.05$$

$$TAP_{PRIMARIO} = 15 \text{ A}$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 0.75 \text{ A}$$

De la ecuación (3.120)

$$t_{Ope_R6_770 \text{ A}} = 0.08 \text{ seg.}$$

$$t_{Ope_R6_710 \text{ A}} = 0.09 \text{ seg.}$$

Relé R9

$$CT = 120/5$$

$$TAP \text{ de calibración} = 40\% I_{Carga} \Rightarrow I_{TAP} = 13.2 \text{ A}$$

Tomamos la curva IEC SI, ecuación (3.123)

$$TMS = 0.05$$

$$I_{FALLA} = 710 \text{ A}$$

$$t_{Ope} = 0.08$$

$$t = TMS \left(\frac{0.14}{TAP^{0.02} - 1} \right) \quad (3.123)$$

\Rightarrow El relé R8 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC SI

$$TMS = 0.05$$

$$TAP_{PRIMARIO} = 13.2 \text{ A}$$

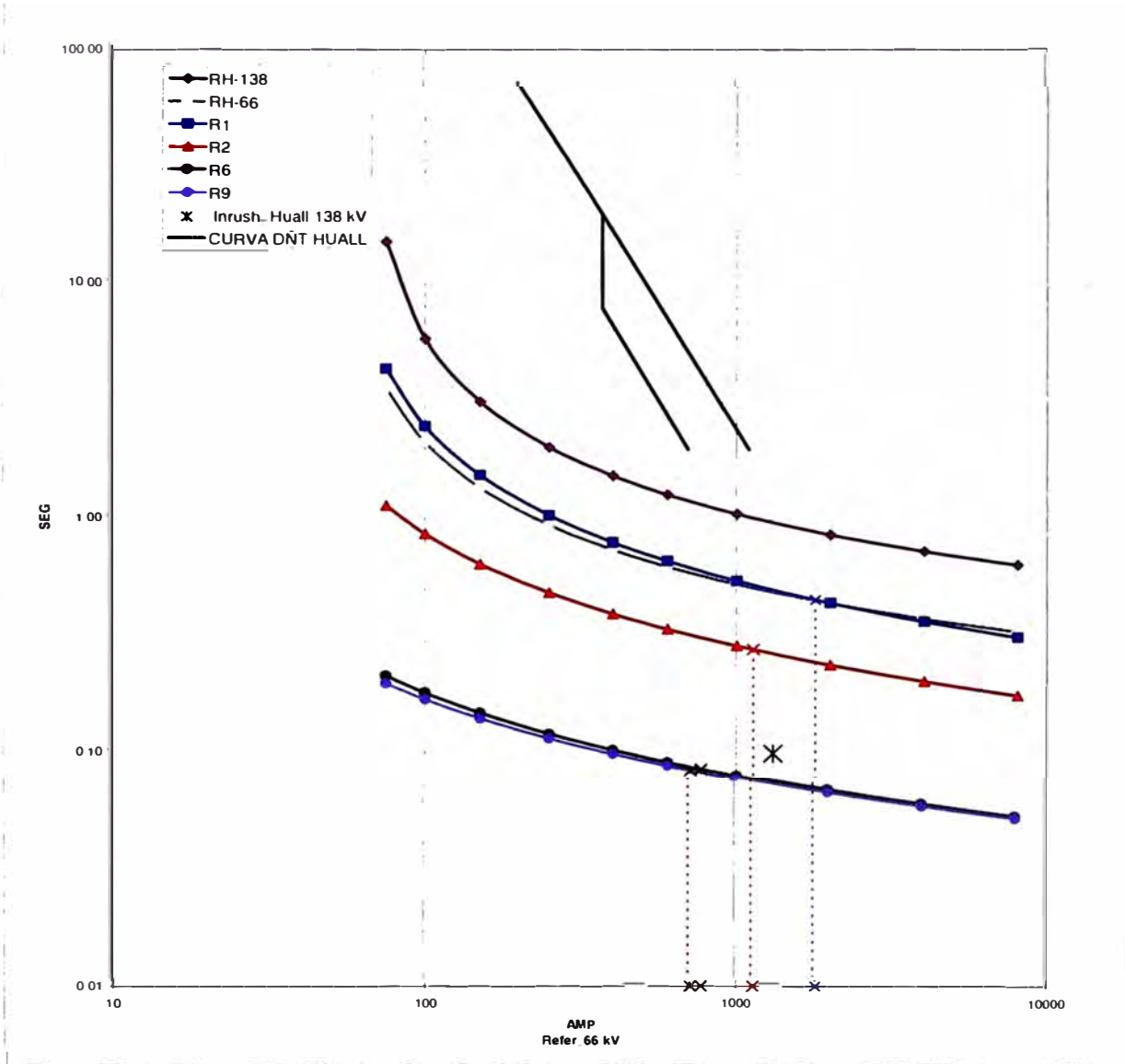
$$TAP_{SECUNDARIO} = 0.55 \text{ A}$$

De la ecuación (3.123)

$$t_{Ope_R9_710 \text{ A}} = 0.08 \text{ seg.}$$

Nota : Se ha tomado estos ajustes con fines de coordinación.

PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE FASE A TIERRA
(Ruta: RH_138-RH_66-R1-R2-R6-R9)



N° RELE	MARCA	MODELO	TC	Rel. TC	Tensión de Operación	CURVA	AJUSTE		Icc. MAX (kA)	t (seg)	Icc. MIN (kA)	t (seg)
							TAP	TMS				
RH-138	GE	DFP-100	100/5	20	138 kV	GE NI	1.5	5.2	5.58	0.60	4.37	0.63
RH-66	GE	DFP-100	200/5	40	66 kV	GE NI	1.25	2.8	1.79	0.45	1.67	0.46
R1	ALSTOM	MICOM442	150/5	30	66 kV	IEC-NI	2	0.2	1.74	0.46	1.67	0.46
R2	GE	F650	100/1	100	66 kV	IEC-NI	0.3	0.2	1.13	0.28	1.07	0.28
R6	GE	F650	100/5	20	66 kV	IEC-NI	0.75	0.1	0.77	0.085	0.72	0.087
R9	GE	MIFP	120/5	24	66 kV	IEC-NI	0.55	0.1	0.71	0.084	0.67	0.086

Fig. 3.66 PROTECCIÓN DE SOBRETENCIÓN DE FASE A TIERRA
RUTA: RH_138-RH_66-R1-R2-R6-R9

b) Ruta RH_138-RH_66-R1-R2-R6-R8

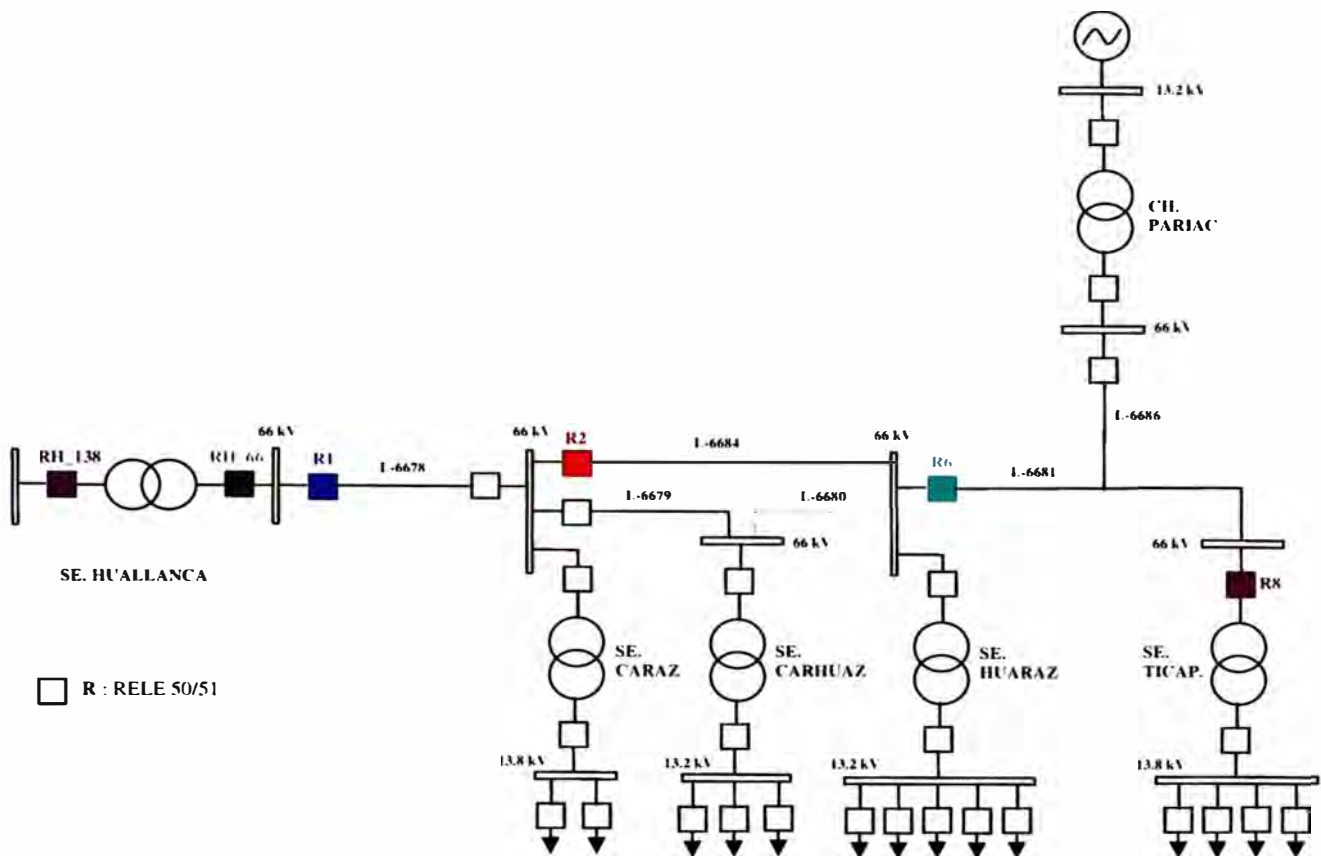


Fig. 3.67 RELÉS DE LA RUTA RH_138-RH_66-R1-R2-R6-R8

TABLA N° 3.38
RELÉS DE LA RUTA RH_138-RH_66-R1-R2-R6-R8

Ubicación	I_{FALLA} (A)	I_{CARGA} (A)	Ubicación Prim. en el Trafo Potencia	I_{Falla} $R=50\Omega$	CT	TAP PRIM (40% I_{Carga}) A	TAP SEC
R8	580	13.2	SI	368	44/5	13.1	1.4

$$P_{Trafo} = 5 \text{ MVA}$$

$$V_{Prim} = 66 \text{ kV}$$

$$I_{Trafo} = 43.7 \text{ A}$$

Relé R8

$$CT = 44/5$$

$$TAP \text{ de calibración} = 30\% I_{\text{carga}} \Rightarrow I_{TAP} = 13.1 \text{ A}$$

Tomamos la curva IEC SI, ecuación (3.124)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 580 \text{ A}$$

De la ecuación (3.124) obtenemos, $TC = 1.77$

$$t = TMS \left(\frac{0.14}{TAP^{0.02} - 1} \right) \quad (3.124)$$

$$\frac{t_{Ope_R6_580 \text{ A}} - 0.25}{0.33 - 0.25} = \frac{t_{Ope_R8_580 \text{ A}}}{0.08} \quad (3.125)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R8_610 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.08}{1.77} = 0.045 \quad (3.126)$$

$$\Rightarrow TMS = 0.05$$

⇒ El relé R8 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC SI

$$TMS = 0.05$$

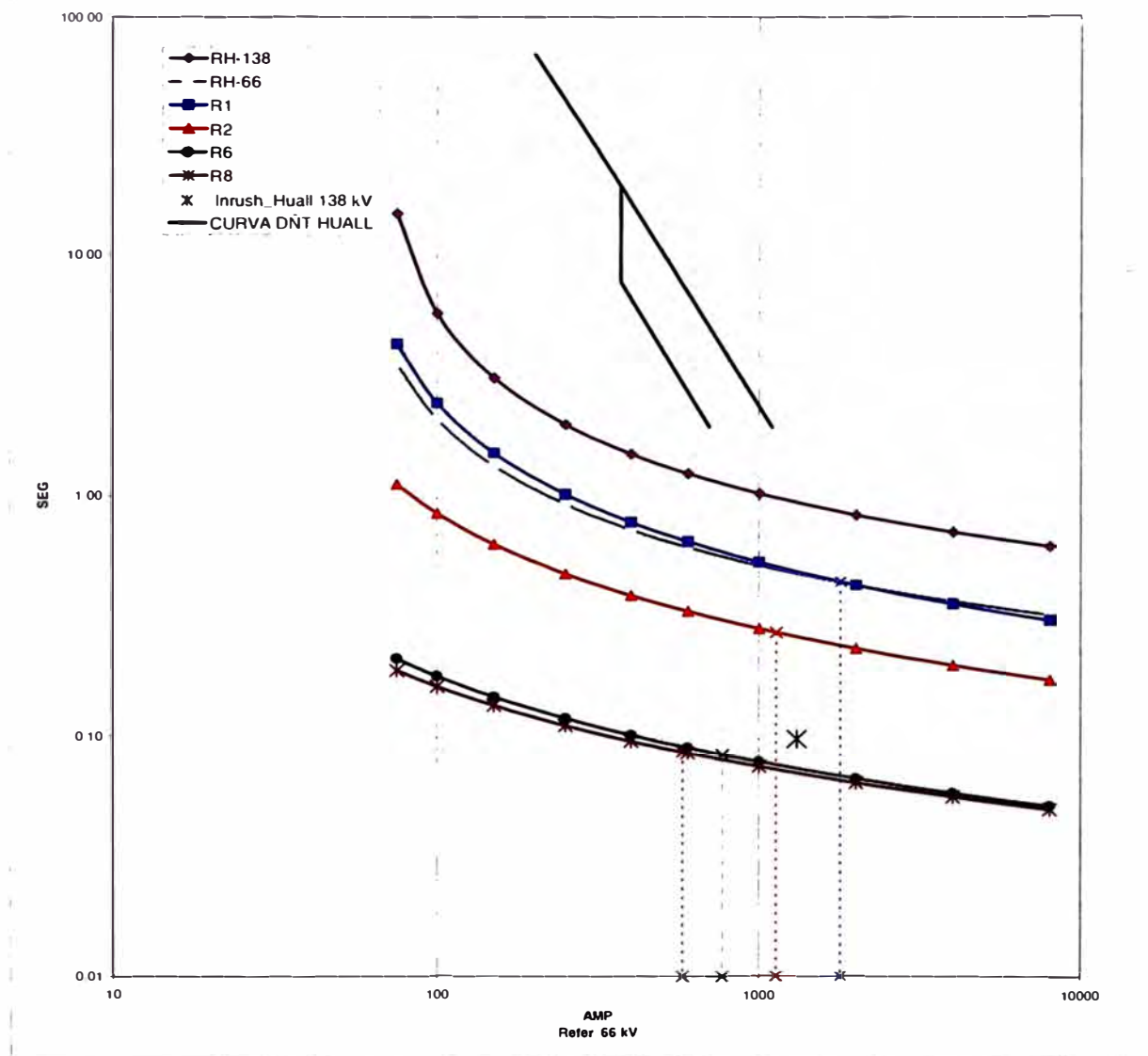
$$TAP_{\text{PRIMARIO}} = 13.1 \text{ A}$$

$$TAP_{\text{SECUNDARIO}} = 1.40 \text{ A}$$

De la ecuación (3.124), obtenemos:

$$t_{Ope_R8_580 \text{ A}} = 0.08 \text{ seg.}$$

PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE FASE A TIERRA
(Ruta: RH_138-RH_66-R1-R2-R6-R8)



N° RELE	MARCA	MODELO	TC	Rel TC	Tensión de Operación	CURVA	AJUSTE		Icc. MAX (kA)	t (seg)	Icc. MIN (kA)	t (seg)
							TAP	TMS				
RH-138	GE	DFP-100	100/5	20	138 kV	GE_NI	1.5	5.2	5.58	0.60	4.37	0.63
RH-66	GE	DFP-100	200/5	40	66 kV	GE_NI	1.25	2.8	1.79	0.45	1.67	0.46
R1	ALSTOM	MICOM442	150/5	30	66 kV	IEC-NI	2	0.2	1.79	0.46	1.67	0.46
R2	GE	F650	100/1	100	66 kV	IEC-NI	0.3	0.2	1.13	0.28	1.07	0.28
R6	GE	F650	100/5	20	66 kV	IEC-NI	0.75	0.1	0.77	0.085	0.72	0.087
R8	GE	MIFP	44/5	8.8	66 kV	IEC-NI	1.4	0.1	0.58	0.087	0.56	0.088

Fig. 3.68 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE A TIERRA
RUTA: RH 138-RH 66-R1-R2-R6-R9

c) Ruta RH_138-RH_66-R1-R2-R7

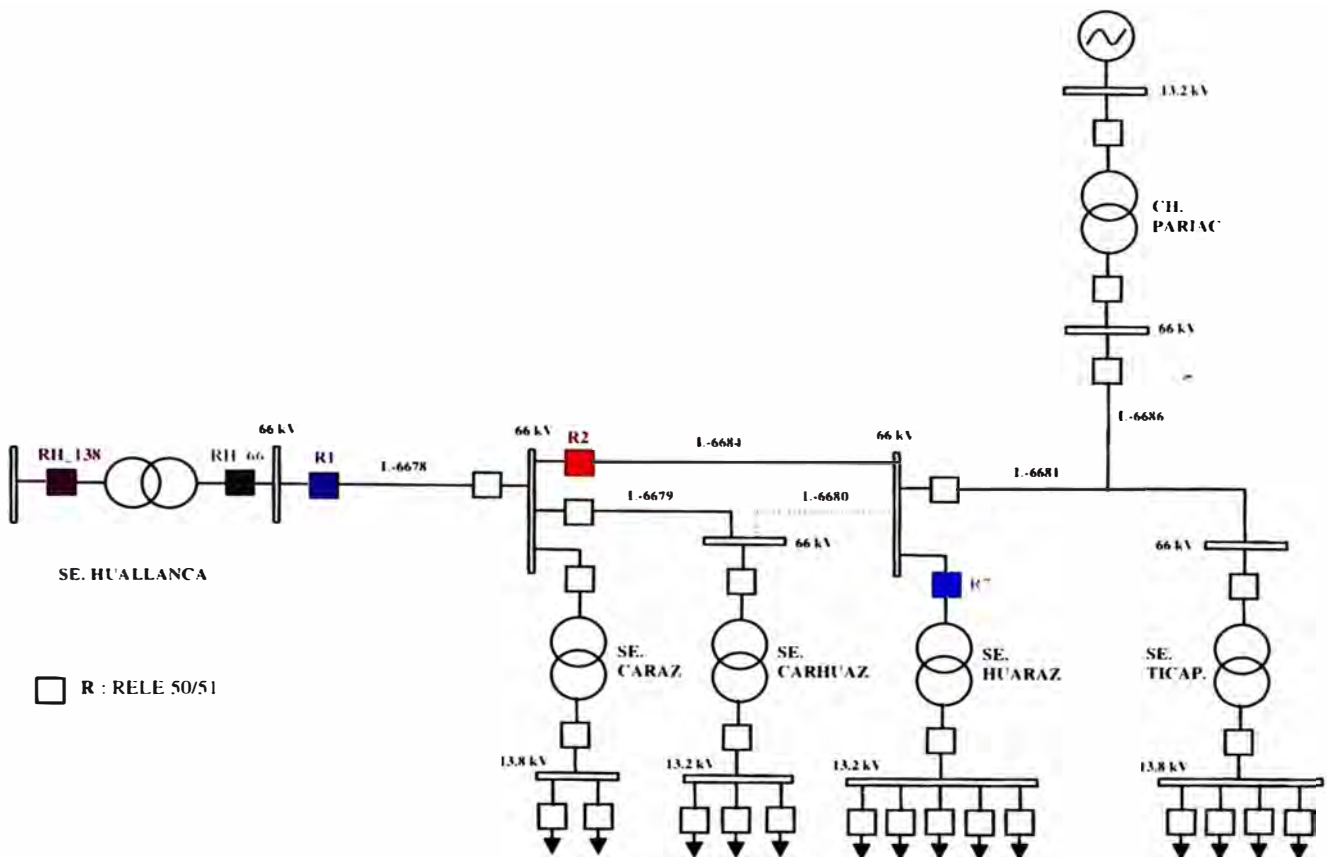


Fig. 3.69 RELÉS DE LA RUTA RH_138-RH_66-R1-R2-R7

TABLA N° 3.39
RELÉS DE LA RUTA RH_138-RH_66-R1-R2-R7

Ubicación	I_{FALLA} (A)	I_{CARGA} (A)	Ubicación Prim. en el Trafo Potencia	I_{Falla} $R=50\Omega$	CT	TAP PRIM (30% I_{Trafo}) A	TAP SEC
R7	770	95.6	SI	430	80/5	24.1	1.5

$$P_{Trafo} = 9.2 \text{ MVA}$$

$$V_{Prim} = 66 \text{ kV}$$

$$I_{Trafo} = 80.5 \text{ A}$$

Relé R7

CT = 80/5

TAP de calibración = 30% $I_{\text{Trafo}} \Rightarrow I_{\text{TAP}} = 24.1 \text{ A}$

Tomamos la curva IEC SI, ecuación (3.127)

TMS = 1

$I_{\text{FALLA}} = 770 \text{ A}$

De la ecuación (3.127) obtenemos, TC = 1.95

$$t = TMS \left(\frac{13.5}{TAP^1 - 1} \right) \quad (3.127)$$

$$\begin{aligned} t_{\text{Ope_R2_770 A}} - 0.25 &= t_{\text{Ope_R7_770 A}} \\ 0.33 - 0.25 &= 0.08 \end{aligned} \quad (3.128)$$

$$TMS = \frac{t_{\text{OPE_R7_760 A}}}{TC} = \frac{0.08}{1.95} = 0.04 \quad (3.129)$$

$$\Rightarrow TMS = 0.05$$

\Rightarrow El Relé R7 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC SI

TMS = 0.05

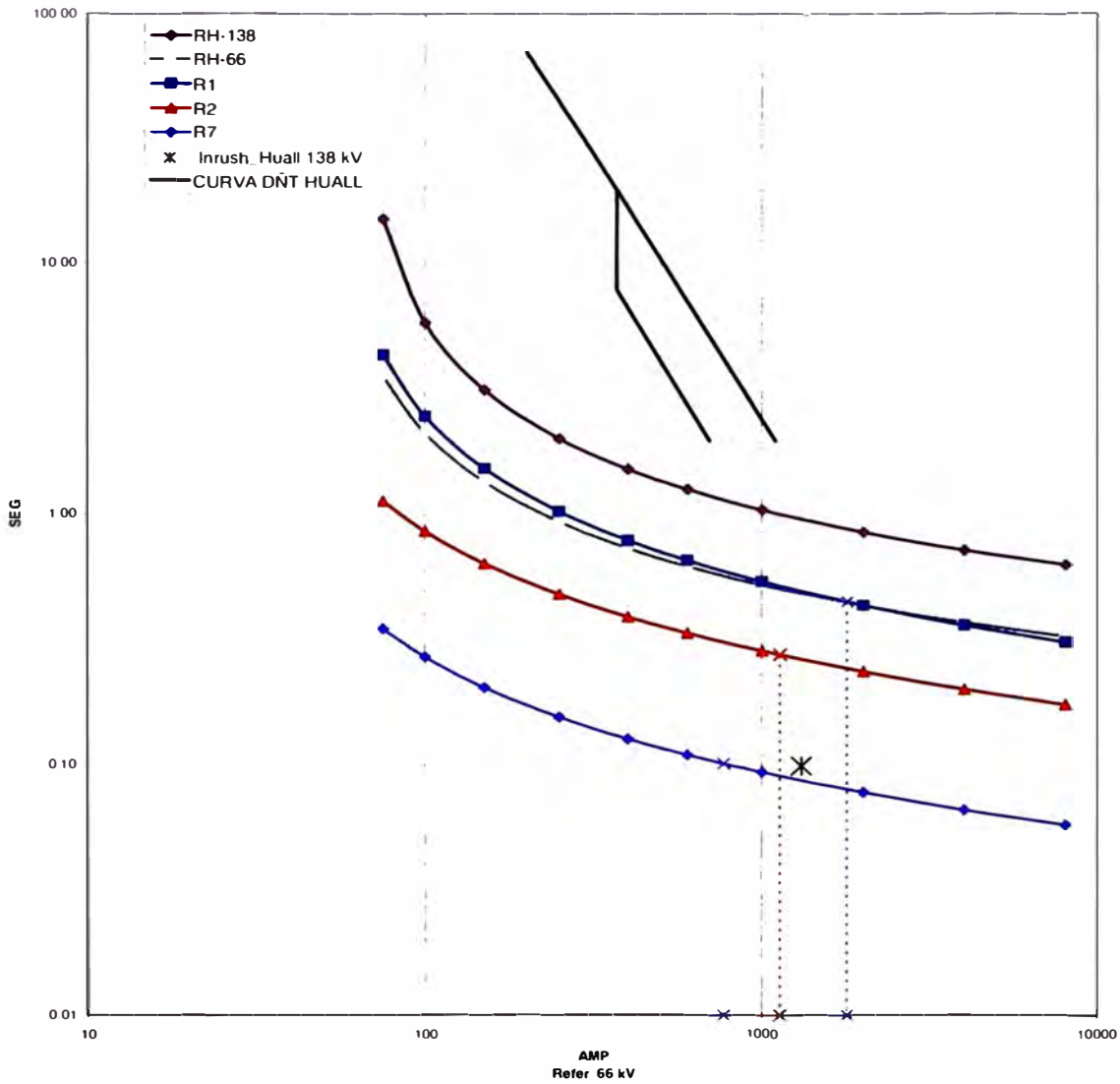
TAP_{PRIMARIO} = 24.1 A

TAP_{SECUNDARIO} = 1.5 A

De la ecuación (3.127), obtenemos:

$$t_{\text{Ope_R7_770 A}} = 0.08 \text{ seg.}$$

PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE FASE A TIERRA
(Ruta: RH 138-RH 66-R1-R2-R6-R7)



N° RELE	MARCA	MODELO	TC	Rel TC	Tensión de Operación	CURVA	AJUSTE		Icc MAX (kA)	t (seg)	Icc MIN (kA)	t (seg)
							TAP	TMS				
RH-138	GE	DFP-100	100/5	20	138 kV	GE NI	1.5	5.2	5.50	0.60	1.37	0.63
RH-66	GE	DFP-100	200/5	40	66 kV	GE NI	1.25	2.8	1.70	0.45	1.67	0.46
R1	ALSTOM	MICOM442	150/5	30	66 kV	IEC-NI	2	0.2	1.70	0.46	1.67	0.46
R2	GE	F650	100/1	100	66 kV	IEC-NI	0.3	0.2	1.13	0.28	1.07	0.28
R7	GE	MIFP	80/5	16	66 kV	IEC-NI	1.75	0.1	0.72	0.102	0.72	0.104

Fig. 3.70 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE A TIERRA
RUTA: RH_138-RH_66-R1-R2-R6-R7

d) Ruta RH_138-RH_66-R1-R3-R5

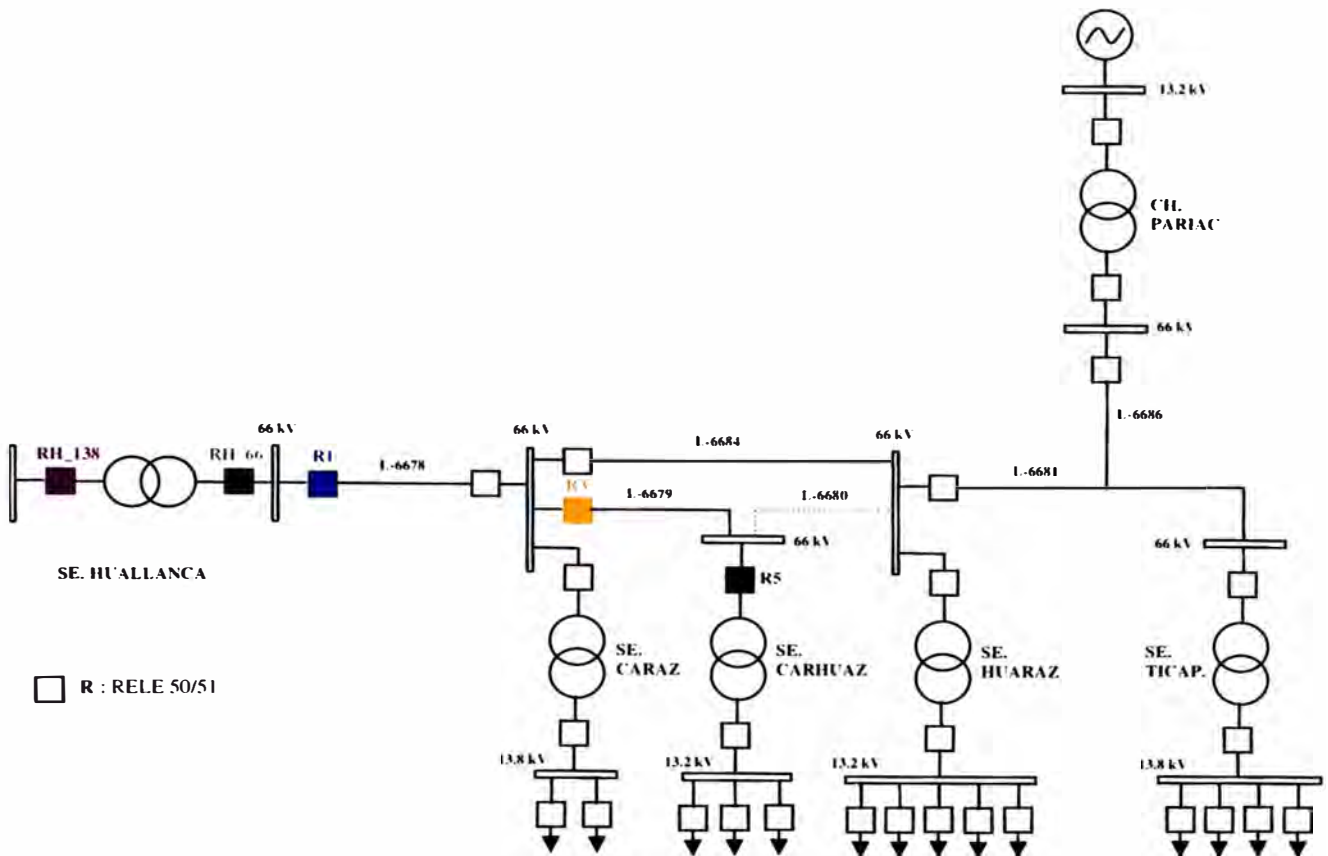


Fig. 3.71 RELÉS DE LA RUTA RH_138-RH_66-R1-R3-R5

TABLA N° 3.40
RELÉS DE LA RUTA RH_138-RH_66-R1-R3-R5

Ubicación	I_{FALLA} (A)	I_{CARGA} (A)	Ubicación Prim. en el Trafo Potencia	I_{Falla} $R=50\Omega$	CT	TAP PRIM (40% I_{Carga}) A	TAP
R3	1130	103.13	No	421	100/5	40	2
R5	670	19.5	SI	430	50/1	8.75	0.18

$P_{Trafo} = 2.5 \text{ MVA}$

$V_{Prim} = 66 \text{ kV}$

$I_{Trafo} = 21.86 \text{ A}$

Si consideramos que toda carga pasara por esta línea L-6679 por alguna operación que se requiera cuando la línea L-6684 se encuentre fuera de servicio \Rightarrow se tendrá una máxima corriente de carga de 103.13 (A) para el Relé R3.

Relé R3

$$CT = 100/5$$

$$TAP \text{ de calibración} = 40\% I_{Carga} \Rightarrow I_{TAP} = 40 \text{ A}$$

Tomamos la curva DFP100 NI

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 1130 \text{ A}$$

De la ecuación (3.130) obtenemos, $TC = 0.17$

$$t = TMS \left(\frac{0.013}{TAP^{0.02} - 1} + 0.0228 \right) \quad (3.130)$$

$$\frac{t_{Ope_R1_1130 \text{ A}} - 0.25}{0.52 - 0.25} = \frac{t_{Ope_R3_1130 \text{ A}}}{0.27} \quad (3.131)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R3_1130 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.27}{0.17} = 1.57 \quad (3.132)$$

$$\Rightarrow TMS = 1.6$$

\Rightarrow El Relé R3 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC NI

$$TMS = 1.6$$

$$TAP_{PRIMARIO} = 40 \text{ A}$$

$$TAP_{SECUNDARIO} = 2 \text{ A}$$

De la ecuación (3.130), obtenemos:

$$t_{Ope_1130 \text{ A}} = 0.27 \text{ seg.}$$

$$t_{Ope_670 \text{ A}} = 0.32 \text{ seg.}$$

Relé R5

$$CT = 50/1$$

$$TAP \text{ de calibración} = 30\% I_{Carga} \Rightarrow I_{TAP} = 6.56 \text{ A}$$

Tomamos la curva IEC NI, ecuación (3.133)

$$TMS = 1$$

$$I_{FALLA} = 670 \text{ A}$$

$$I_{FALLA} = 1130 \text{ A}$$

De la ecuación (3.133) obtenemos, $TC = 1.44$

$$t = TMS \left(\frac{0.14}{TAP^{0.02} - 1} \right) \quad (3.133)$$

$$\frac{t_{Ope_R3_670 \text{ A}} - 0.25}{0.32 - 0.25} = \frac{t_{Ope_R5_670 \text{ A}}}{0.07} \quad (3.134)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R5_670 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.07}{1.44} = 0.05 \quad (3.135)$$

$$\Rightarrow TMS = 0.05$$

\Rightarrow El Relé R5 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC NI

$$\text{TMS} = 0.05$$

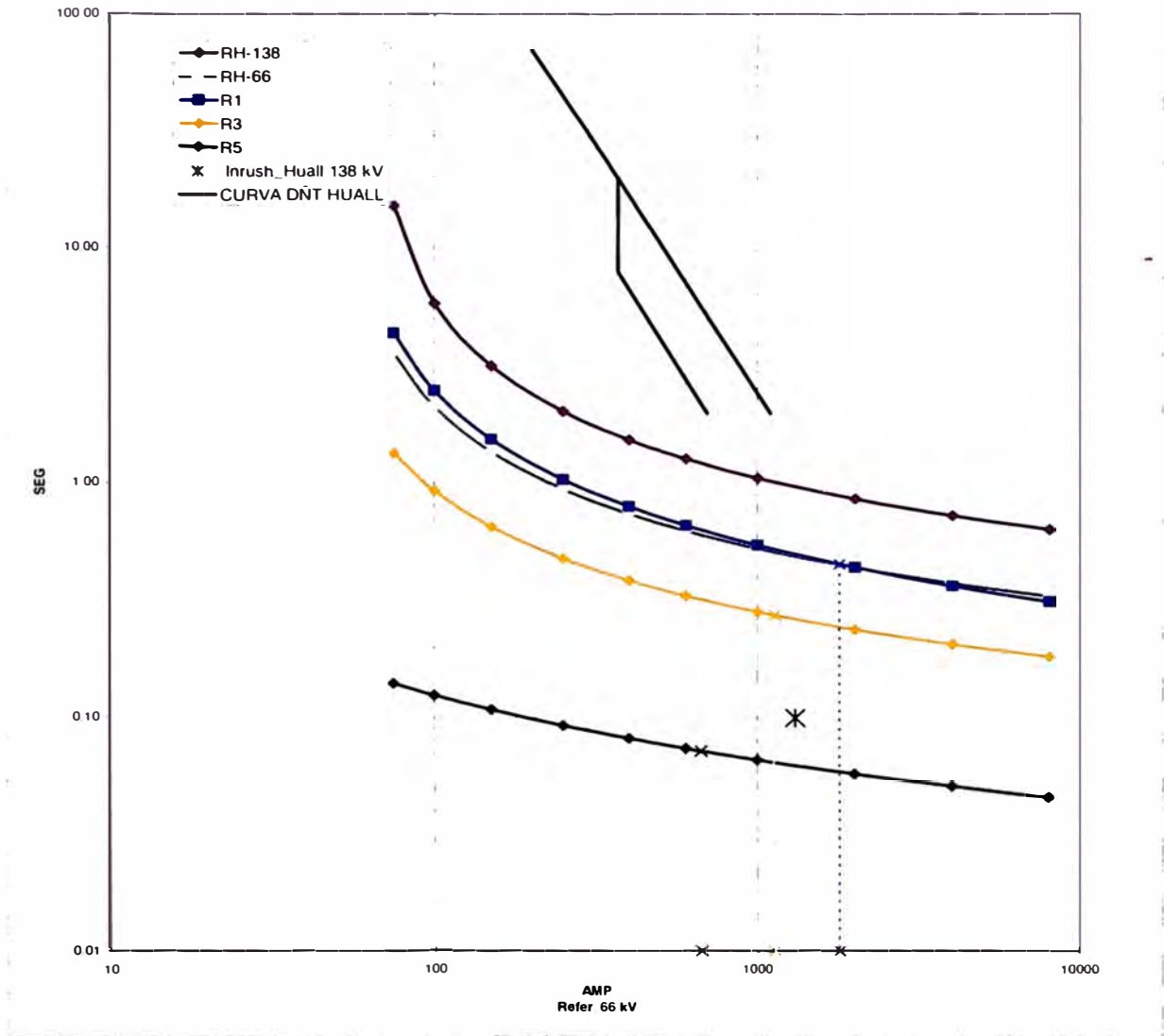
$$\text{TAP}_{\text{PRIMARIO}} = 6.56 \text{ A}$$

$$\text{TAP}_{\text{SECUNDARIO}} = 0.13 \text{ A}$$

De la ecuación (3.133), obtenemos:

$$t_{\text{Op}_{670 \text{ A}}} = 0.08 \text{ seg.}$$

PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE FASE A TIERRA
 (Ruta: RH_138-RH_66-R1-R3-R5)



N° RELE	MARCA	MODELO	TC	Rel. TC	Tensión de Operación	CURVA	AJUSTE		Icc MAX (kA)	t (seg)	Icc MIN (kA)	t (seg)
							TAP	TMS				
RH-138	GE	DFP-100	100/5	20	138 kV	GE-NI	1.5	5.2	5.5	0.60	4.37	0.63
RH-66	GE	DFP-100	200/5	40	66 kV	GE-NI	1.25	2.8	1.7	0.45	1.67	0.46
R1	ALSTOM	MICOM442	150/5	30	66 kV	IEC-NI	2	0.2	1.7	0.46	1.67	0.46
R3	GE	DFP-100	100/5	20	66 kV	GE-NI	2	1.6	1.1	0.27	1.07	0.28
R5	GE	MIFP	50/1	50	66 kV	IEC-NI	0.13	0.1	0.6	0.072	0.66	0.072

Fig. 3.72 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE A TIERRA
RUTA: RH_138-RH_66-R1-R3-R5

e) Ruta RH_138-RH_66-R1-R4

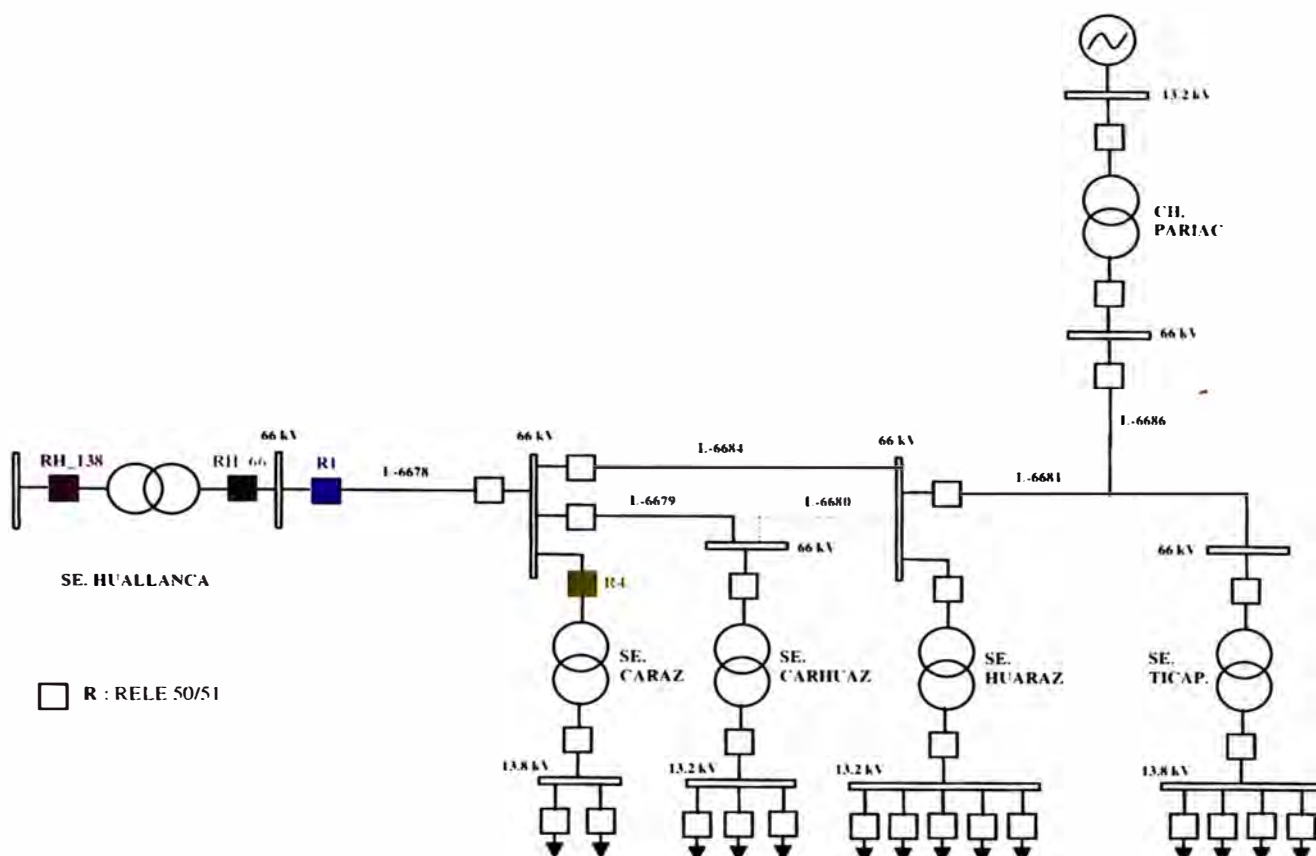


Fig. 3.73 RELÉS DE LA RUTA RH_138-RH_66-R1-R4

TABLA N° 3.41
RELÉS DE LA RUTA RH_138-RH_66-R1-R4

Ubicación	I_{FALLA} (A)	I_{CARGA} (A)	Ubicación Prim. en el Trafo Potencia	I_{Falla} $R=50\Omega$	CT	TAP PRIM (40% I_{Trafo}) A	TAP SEC
R4	1130	22	SI	550	50/1	13.1	0.26

Relé R4

CT = 50/1

TAP de calibración = 30% $I_{Trafo} \Rightarrow I_{TAP} = 13.1$ A

Tomamos la curva IEC NI, ecuación (3.136)

TMS = 1

$I_{FALLA} = 1130 \text{ A}$

De la ecuación (3.136) obtenemos, $TC = 1.50$

$$t = TMS \left(\frac{0.14}{TAP^{0.02} - 1} \right) \quad (3.136)$$

$$\frac{t_{Ope_R1_1130 \text{ A}} - 0.25}{0.52 - 0.25} = \frac{t_{Ope_R4_1130 \text{ A}}}{0.23} \quad (3.137)$$

$$TMS = \frac{t_{OPE_R4_1130 \text{ A}}}{TC} = \frac{0.23}{1.50} = 0.15 \quad (3.138)$$

$$\Rightarrow TMS = 0.15$$

⇒ El Relé R4 tendrá el siguiente ajuste:

CURVA IEC NI

TMS = 0.15

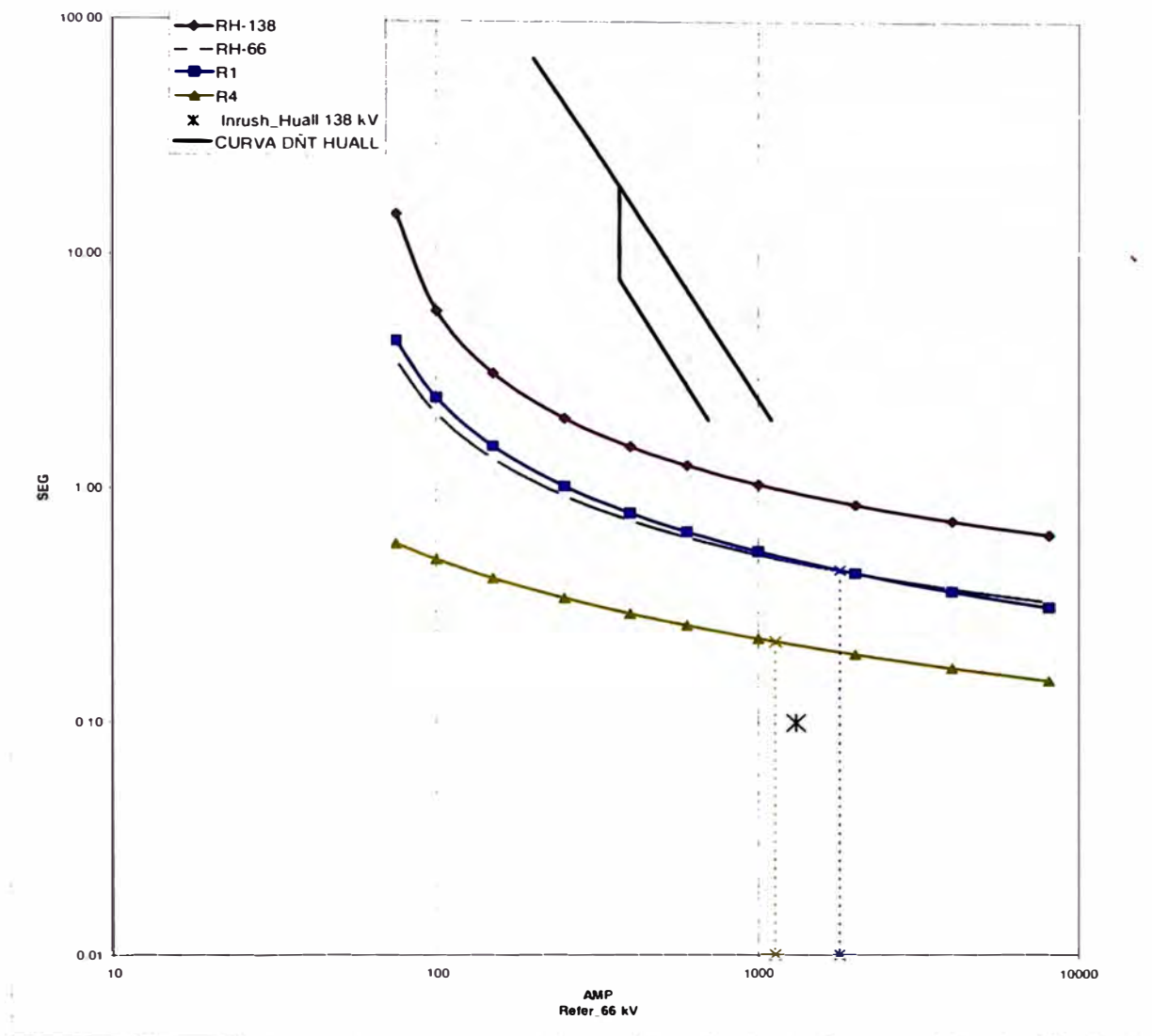
TAP_{PRIMARIO} = 13.1 A

TAP_{SECUNDARIO} = 0.26 A

De la ecuación (3.136) obtenemos:

$$t_{Ope_1130 \text{ A}} = 0.23 \text{ seg.}$$

PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE FASE A TIERRA
(Ruta: RH_138-RH_66-R1-R4)



N° RELE	MARCA	MODELO	TC	Rel TC	Tensión de Operación	CURVA	AJUSTE		Icc MAX (kA)	t (seg)	Icc MIN (kA)	t (seg)
							TAP	TMS				
RH-138	GE	DFP-100	100/5	20	138 kV	GE-NI	1.5	5.2	5.54	0.60	4.37	0.63
RH-66	GE	DFP-100	200/5	40	66 kV	GE-NI	1.25	2.8	1.77	0.45	1.67	0.46
R1	ALSTOM	MICOM442	150/5	30	66 kV	IEC-NI	2	0.2	1.74	0.46	1.67	0.46
R4	GE	MIFP	50/1	50	66 kV	IEC-NI	0.26	0.2	1.14	0.22	1.07	0.23

Fig. 3.74 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE A TIERRA
RUTA: RH_138-RH_66-R1-R4

3.2.4 Protección de Diferencial de Transformadores

a) S.E. CARAZ

Del Capítulo I, ítem 1.1.1 definimos los datos de placa del transformador de potencia de la SE. Caraz:

Potencia: 5/6.25 MVA

Relación: 66 +9 x 1.11% / 13.8 kV

Conexión: Ynd5

Vcc: 6%

TC Lado 13.8 kV: 300/5 A

TC Lado 66 kV: 50/1 A

1. El ajuste de compensación de ángulo de fase es 150° (grupo de conexión Ynd5).

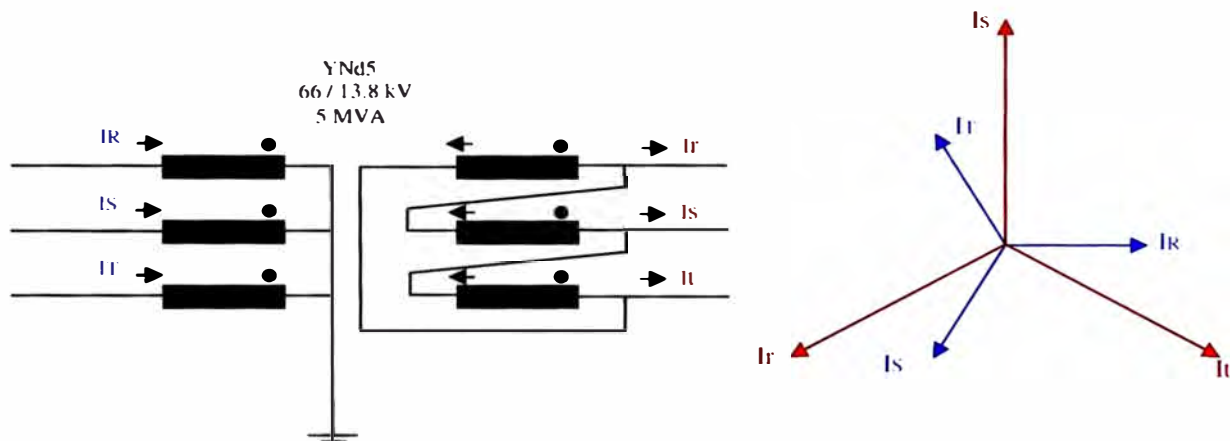


Fig. 3.75 TRANSFORMADOR DE LA S.E. CARAZ

2. Máxima corriente de carga en el transformador de potencia es determinada en ONAF y determinada por las siguientes ecuación:

$$IH = \frac{N(kVA_{ONAF})}{\sqrt{3} \cdot V_p (kV)} \quad (3.139)$$

$$IL = \frac{N(kVA_{ONAF})}{\sqrt{3} \cdot V_s (kV)} \quad (3.140)$$

De las ecuaciones (3.139) y (3.140) obtenemos:

$$IH = \frac{6250 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 66 \text{ kV}} = 54.67 \text{ A} \quad IL = \frac{6250 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 13.8 \text{ kV}} = 261.48 \text{ A}$$

3. En la **Tabla N° 2.17** del Capitulo II se determino la máxima corriente de falla del lado de primario y secundario del Transformador de Potencia de la SE. Caraz y que son las siguientes:

$$IHF = 940 A$$

$$ILF = 1980 A$$

4. Relación de los transformadores de corriente

$$\text{Lado de Alta: } 50/1 = 50$$

$$\text{Lado de Baja: } 300/5 = 60$$

Corriente de falla en el lado secundario de los Transformadores de Corriente es determinado con las siguientes ecuaciones:

$$IHFS = \frac{IHF}{\text{Cociente Lado de Alta TC}} \quad (3.141)$$

$$ILFS = \frac{ILF}{\text{Cociente Lado de Baja TC}} \quad (3.142)$$

De las ecuaciones (3.141) y (3.142) obtenemos:

$$IHFS = \frac{940}{50} = 18.8 A$$

$$ILFS = \frac{1980}{60} = 33 A$$

Conforme a la restricción dada por el relé, en el TC la máxima corriente falla externa en su devanado secundario deberá ser menor a 100 A

5. Corrientes de carga que fluyen en el devanado externo es determinada por las siguientes ecuaciones:

$$IHS = \frac{\text{Máxima Corriente de Carg Primaria}}{\text{Cociente Lado de Alta TC}} \quad (3.143)$$

$$ILS = \frac{\text{Maxima Corriente de Carg Secundaria}}{\text{Cociente Lado de Baja TC}} \quad (3.144)$$

De las ecuaciones (3.143) y (3.144) obtenemos:

$$IHS = \frac{54.67}{50} = 1.09 A$$

$$ILS = \frac{261.48}{60} = 4.36 A$$

6. Compensación de corriente que fluyen en el secundario de los TC por efecto de la conexión externa de los TC

TABLA N° 3.42
PARÁMETROS DE COMPENSACIÓN PARA UN RELE
DIFERENCIAL ABB TPU2000R DE DOS DEVANADOS

CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR		CONEXIÓN DEL TC		FACTOR MULTIPLICATIVO COMPENSACIÓN INTERNA		FACTOR MULTIPLICATIVO COMPENSACIÓN EXTERNA	
HS	LS	HS	LS	HS	LS	HS	LS
Estrella	Estrella	Delta	Delta	1	1	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$
		Estrella	Estrella	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1	1
Delta	Delta	Estrella	Estrella	1	1	1	1
Estrella	Delta	Estrella	Estrella	$\sqrt{3}$	1	1	1
		Delta	Estrella	1	1	$\sqrt{3}$	1
Delta	Estrella	Estrella	Delta	1	1	1	$\sqrt{3}$
		Estrella	Estrella	1	$\sqrt{3}$	1	1

De los resultados del paso 5 y de la Tabla N° 3.42, obtenemos:

Conexión Secundario 66kV

$$Wye (Comp_Ext) = 1$$

$$HR = 1.09 \times 1$$

$$HR = 1.09 \text{ A}$$

Conexión Secundario 13.8kV

$$Wye (Comp_Ext) = 1$$

$$LR = 4.36 \times 1$$

$$LR = 4.36 \text{ A}$$

7. Compensación de la corriente aparente que fluyen en el secundario de los TC por efecto de la conexión interna de los TC.

De los resultados del paso 6 y de la Tabla N° 3.42, obtenemos:

Conexión Secundario 66kV

$$Wye (Comp_Int) = 1$$

$$HAR = 1.09 \times \sqrt{3}$$

$$HAR = 1.89 \text{ A}$$

Conexión Secundario 13.8kV

$$Wye (Comp_Int) = 1$$

$$LAR = 4.36 \times 1$$

$$LAR = 4.36 \text{ A}$$

8. Selección de los Taps de Ajustes del “High Side 87T-1” y el “Low Side 87T-2” es redondeando a una décima mas cercana mas 0.1, de los resultados del paso 7, para lo cual utilizaremos las siguientes ecuaciones:

$$87T - 1 = HAR + 0.1 \quad (AT) \quad (3.145)$$

$$87T - 2 = LAR + 0.1 \quad (MT) \quad (3.146)$$

De las ecuaciones (3.145) y (3.146)

$$87T - 1 = 2.00 \text{ A} \quad (AT)$$

$$87T - 2 = 4.40 \text{ A} \quad (MT)$$

9. Verificar que la corriente de falla a través del relé en el secundario de los transformadores de corriente ubicados en el lado de alta y baja tensión sean menores que 35 veces de los ajustes del tap seleccionado, esto se obtiene con las siguientes ecuaciones:

$$IHFS < 35 * HAR \quad (AT) \quad (3.147)$$

$$ILFS < 35 * LAR \quad (MT) \quad (3.148)$$

De las ecuaciones (3.147) y (3.148)

$$18.80 < 35 * 1.89 = 66.25$$

$$33.00 < 35 * 4.36 = 152.6$$

10. Seleccionar Slope = 30% para un transformador de potencia con +10% de variación de taps.

11. Seleccionar una corriente mínima de operación entre 0.2 y 0.3 (p.u), verificando que la corriente diferencial real sea menor que lo seleccionado.

Seleccionamos 0.3 p.u. La corriente de restricción será determinada por las siguientes ecuaciones:

$$IR1 = \frac{HAR}{87T - 1} \quad (AT) \quad (3.149)$$

$$IR2 = \frac{LAR}{87T - 2} \quad (MT) \quad (3.150)$$

De las ecuaciones (3.149) y (3.150) obtenemos:

Corriente de restricción real

Secundario 66 kV

$$IR1 = \frac{1.89}{2.00} = 0.95$$

Corriente de restricción real

Secundario 13.8 kV

$$IR2 = \frac{4.35}{4.4} = 0.99$$

La corriente diferencial es determinada con la siguiente ecuación

$$I_{\text{Diferencial}} = I_{R1} \text{ (AT)} - I_{R2} \text{ (MT)} \quad (3.151)$$

Así mismo deberá cumplirse la siguiente ecuación

$$I_{\text{Diferencial}} \ll I_{\text{Mínima de Operación Seleccionada}} \quad (3.152)$$

De las ecuaciones (3.151) y (3.152) y del mínimo valor de corriente de operación seleccionado obtenemos que:

$$\text{La corriente diferencial real} = 0.99 - 0.95 = 0.05 \text{ p.u.}$$

$$\text{Se cumple } 0.05 \ll 0.3 \text{ p.u.}$$

12. Seleccionar el 2do armónico para el “modo de restricción de armónicos” y 15% para el “Restricción Porcentual de Armónicos”.

13. Seleccionar ajustes para la unidad instantánea 87H

Con la siguiente ecuación (3.153) determinamos en el secundario de los TC la corriente nominal del lado de AT del transformador de potencia con ventilación natural.

$$I_H = \frac{\text{Pot (kVA)}}{\sqrt{3} \cdot V_p \text{ (kV)} \cdot TC} \quad (3.153)$$

Por lo tanto de los datos del transformador de potencia y de la ecuación (3.153), obtenemos:

$$I_H = \frac{5000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 66 \text{ kV} \cdot 50} = 0.875 \text{ A}$$

El ajuste 87H setting es determinada con la ecuación (3.154) donde se considera la corriente de energización del transformador de potencia que es aproximadamente 10 veces I_H :

$$87H \text{ Setting} = \frac{I_H \cdot 10}{HR^1} \quad (3.154)$$

De la ecuación (3.154) obtenemos:

$$\Rightarrow 87H \text{ Setting} = 0.875 \cdot 10 / 2.0 = 4.4$$

$$\text{Escogemos } 87H = 6 \text{ p.u.}$$

Nota: El valor mínimo de ajuste es 6 p.u.

b) S.E. CARHUAZ

Del Capítulo I, ítem 1.1.2 definimos los datos de placa del transformador de potencia de la S.E. Carhuaz:

Potencia: 2.5 MVA

Relación: 66 +2 x 2.50% / 13.2 kV

Conexión: Ynd11

Vcc: 6%

TC Lado 13.8 kV: 200/5 A

TC Lado 66 kV: 50/1 A

1. El ajuste de compensación de ángulo de fase es 330° (grupo de conexión Ynd11).

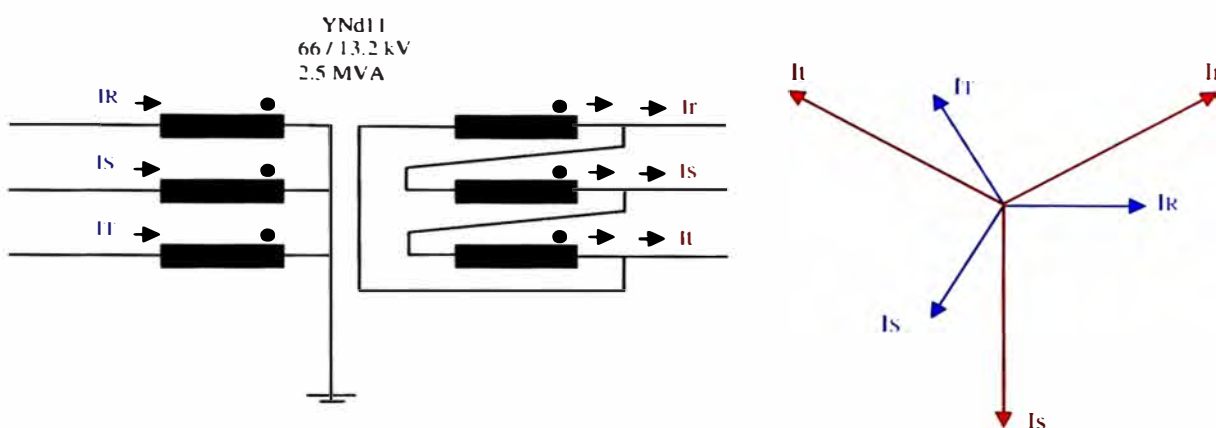


Fig. 3.76 TRANSFORMADOR DE LA S.E. CARHUAZ

2. Máxima corriente de carga es determinada con la potencia ONAF de los transformador de potencia de la SE. Carhuaz, la que es determinada con las ecuaciones (3.139) y (3.140), de las que obtenemos:

$$I_H = \frac{2500 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 66 \text{ kV}} = 21.87 \text{ A} \qquad I_L = \frac{2500 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 13.2 \text{ kV}} = 109.35 \text{ A}$$

3. En la Tabla N° 2.17 del Capítulo II se determinó la máxima corriente de falla del lado de primario y secundario del Transformador de Potencia de la SE. Carhuaz y que son las siguientes:

$$I_{HF} = 670 \text{ A} \qquad I_{LF} = 1180 \text{ A}$$

4. Relación de los transformadores de corriente

Lado de Alta: $50/1 = 50$
 Lado de Baja: $200/5 = 40$

Corriente de falla en el lado secundario de los Transformadores de Corriente es determinado con las ecuaciones (3.141) y (3.142), obteniéndose los siguientes resultados:

$$IHFS = \frac{670}{50} = 13.4 \text{ A} \qquad ILFS = \frac{1180}{40} = 29.5 \text{ A}$$

Conforme a la restricción dada por el relé, en el TC la máxima corriente falla externa en su devanado secundario deberá ser menor a 100 A

5. Corrientes de carga que fluyen en el devanado externo es determinada por las ecuaciones (3.143) y (3.144), obteniéndose los siguientes resultados:

$$IHS = \frac{21.87}{50} = 0.437 \text{ A} \qquad ILS = \frac{109.35}{40} = 2.73 \text{ A}$$

6. Compensación de corriente que fluyen en el secundario de los TC por efecto de la conexión externa de los TC

TABLA N° 3.43
PARÁMETROS DE COMPENSACIÓN PARA UN RELÉ DIFERENCIAL
ABB TPU2000R DE DOS DEVANADOS

CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR		CONEXIÓN DEL TC		FACTOR MULTIPLICATIVO COMPENSACIÓN INTERNA		FACTOR MULTIPLICATIVO COMPENSACIÓN EXTERNA	
HS	LS	HS	LS	HS	LS	HS	LS
Estrella	Estrella	Delta	Delta	1	1	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$
		Estrella	Estrella	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1	1
Delta	Delta	Estrella	Estrella	1	1	1	1
Estrella	Delta	Estrella	Estrella	$\sqrt{3}$	1	1	1
		Delta	Estrella	1	1	$\sqrt{3}$	1
Delta	Estrella	Estrella	Delta	1	1	1	$\sqrt{3}$
		Estrella	Estrella	1	$\sqrt{3}$	1	1

De los resultados del paso 5 y de la Tabla N° 3.42, obtenemos:

Conexión Secundario 66 kV

$$Wye (Comp_Ext) = 1$$

$$HR = 0.437 \times 1$$

$$HR = 0.437 \text{ A}$$

Conexión Secundario 13.2 kV

$$Wye (Comp_Ext) = 1$$

$$LR = 2.73 \times 1$$

$$LR = 2.73 \text{ A}$$

7. Compensación de la corriente aparente que fluyen en el secundario de los TC por efecto de la conexión interna de los TC

De los resultados del paso 6 y de la Tabla N° 3.42, obtenemos:

Conexión Secundario 66 kV

$$Wye (Comp_Int) = 1$$

$$HAR = 0.437 \times \sqrt{3}$$

$$HAR = 0.758 \text{ A}$$

Conexión Secundario 13.8 kV

$$Wye (Comp_Int) = 1$$

$$LAR = 2.73 \times 1$$

$$LAR = 2.73 \text{ A}$$

8. Selección de los Taps de Ajustes del “High Side 87T-1” y el “Low Side 87T-2” es redondeando a una décima mas cercana mas 0.1, de los resultados del paso 7, para lo cual utilizaremos las ecuaciones (3.145) y (3.146), obteniéndose los siguientes resultados:

$$87T - 1 = 0.9 \text{ A}$$

$$87T - 2 = 2.80 \text{ A}$$

9. Verificar que la corriente de falla a través del relé en el secundario de los transformadores de corriente ubicados en el lado de alta y baja tensión sean menores que 35 veces de los ajustes del tap seleccionado, esto se obtiene con las ecuaciones (3.147) y (3.148), obteniéndose los siguientes resultados:

$$13.40 < 35 * 0.758 = 26.52$$

$$29.50 < 35 * 2.73 = 95.68$$

10. Seleccionar Slope = 30% para un transformador de potencia con +10% de variación de taps.

11. Seleccionar una corriente mínima de operación entre 0.2 y 0.3 (p.u), verificando que la corriente diferencial real sea menor que lo seleccionado.

Seleccionamos 0.3 p.u. Las corriente de restricción será determinada por las ecuaciones (3.149) y (3.150), obteniéndose los siguientes resultados:

Corriente de restricción real

Secundario 66 kV

$$IR1 = \frac{0.758}{0.9} = 0.883$$

Corriente de restricción real

Secundario 13.2 kV

$$IR2 = \frac{2.734}{2.8} = 0.965$$

La corriente diferencial es determinada con la ecuación (3.151), así mismo deberá cumplirse la relación de la ecuación (3.152), por lo tanto:

La corriente diferencial real = 0.965 – 0.883 = 0.081 p.u.

Se cumple 0.081 << 0.3 p.u.

12. Seleccionar el 2do armónico para el “modo de restricción de armónicos” y 15% para el “Restricción Porcentual de Armónicos”.

13. Seleccionar ajustes para la unidad instantánea 87H

Con la ecuación (3.153) y de los datos del transformador de potencia determinamos en el secundario de los TC la corriente nominal del lado de AT del transformador de potencia con ventilación natural, cuyo resultado es el siguiente:

$$IH = \frac{2500 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 66 \text{ kV} \cdot 0.50} = 0.437 \text{ A}$$

El ajuste 87H setting es determinada con la ecuación (3.154) donde se considera la corriente de energización del transformador de potencia que es aproximadamente 10 veces IH, cuyos resultados son los siguientes:

$$87 H \text{ Setting} = 0.437 \cdot 10 / 0.9 = 5.10$$

Escogemos 87 H = 7 p.u.

c) S.E. HUARAZ

Del Capítulo I, ítem 1.1.3 definimos los datos de placa del transformador de potencia de la SE. Huaraz:

Potencia: 9.20 MVA

Relación: 60.016 +12 x 0.846% / 13.2 kV

Conexión: Ynd5

Vcc: 8.1%

TC Lado 13.2 kV: 600/5 A

TC Lado 60.016 kV: 80/5 A

1. El ajuste de compensación de ángulo de fase es 150° (grupo de conexión Ynd5).

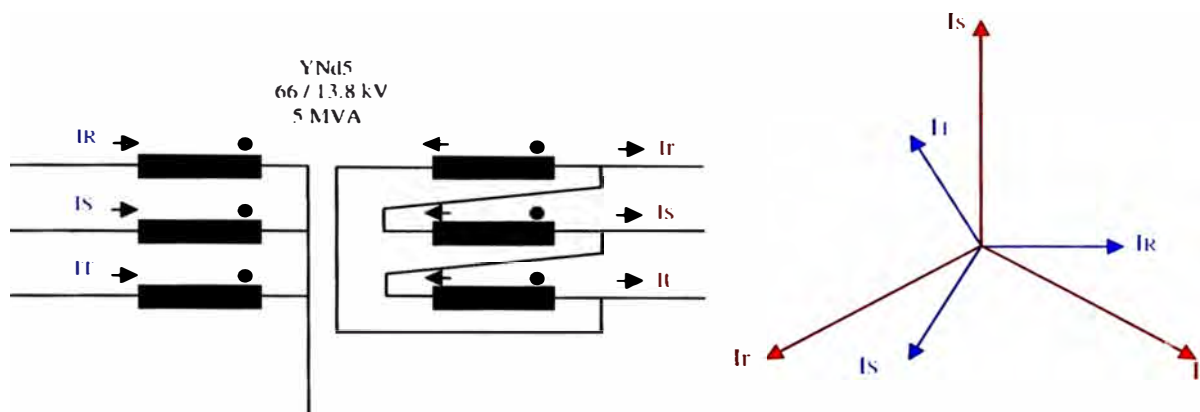


Fig. 3.77 TRANSFORMADOR DE LA S.E. HUARAZ

2. Máxima corriente de carga es determinada con la potencia ONAF de los transformador de potencia de la SE. Huaraz, la que es determinada con las ecuaciones (3.139) y (3.140), de las que obtenemos:

$$I_H = \frac{9200 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 60.016 \text{ kV}} = 88.50 \text{ A} \quad I_L = \frac{9200 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 13.2 \text{ kV}} = 402.40 \text{ A}$$

3. En la Tabla N° 2.17 del Capítulo II se determinó la máxima corriente de falla del lado de primario y secundario del Transformador de Potencia de la SE. Huaraz y que son las siguientes:

$$I_{HF} = 770 \text{ A} \quad I_{LF} = 1830 \text{ A}$$

4. Relación de los transformadores de corriente

$$\begin{aligned} \text{Lado de Alta: } & 80/5 = 16 \\ \text{Lado de Baja: } & 600/5 = 120 \end{aligned}$$

Corriente de falla en el lado secundario de los Transformadores de Corriente es determinado con las ecuaciones (3.141) y (3.142), obteniéndose los siguientes resultados:

$$I_{HFS} = \frac{770}{16} = 48.13 \text{ A} \quad I_{LFS} = \frac{1830}{120} = 15.25 \text{ A}$$

Conforme a la restricción dada por el relé, en el TC la máxima corriente falla externa en su devanado secundario deberá ser menor a 100 A

5. Corrientes de carga que fluyen en el devanado externo es determinada por las ecuaciones (3.143) y (3.144), obteniéndose los siguientes resultados:

$$I_{HS} = \frac{88.50}{16} = 5.531 \text{ A}$$

$$I_{LS} = \frac{402.40}{120} = 3.353 \text{ A}$$

6. Compensación de corriente que fluyen en el secundario de los TC por efecto de la conexión externa de los TC

TABLA N° 3.44
PARÁMETROS DE COMPENSACIÓN PARA UN RELÉ DIFERENCIAL
ABB TPU2000R DE DOS DEVANADOS

CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR		CONEXIÓN DEL TC		FACTOR MULTIPLICATIVO COMPENSACIÓN INTERNA		FACTOR MULTIPLICATIVO COMPENSACIÓN EXTERNA	
HS	LS	HS	LS	HS	LS	HS	LS
Estrella	Estrella	Delta	Delta	1	1	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$
		Estrella	Estrella	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1	1
Delta	Delta	Estrella	Estrella	1	1	1	1
Estrella	Delta	Estrella	Estrella	$\sqrt{3}$	1	1	1
		Delta	Estrella	1	1	$\sqrt{3}$	1
Delta	Estrella	Estrella	Delta	1	1	1	$\sqrt{3}$
		Estrella	Estrella	1	$\sqrt{3}$	1	1

De los resultados del paso 5 y de la Tabla N° 3.42, obtenemos:

Conexión Secundario 66kV

$$Wye (Comp_Ext) = 1$$

$$HR = 5.531 \times 1$$

$$HR = 5.531 \text{ A}$$

Conexión Secundario 13.8kV

$$Wye (Comp_Ext) = 1$$

$$LR = 3.353 \times 1$$

$$LR = 3.353 \text{ A}$$

7. Compensación de la corriente aparente que fluyen en el secundario de los TC por efecto de la conexión interna de los TC

De los resultados del paso 6 y de la Tabla N° 3.42, obtenemos:

Conexión Secundario 66kV

$$Wye (Comp_Int) = 1$$

$$HAR = 5.531 \times \sqrt{3}$$

$$HAR = 9.581 \text{ A}$$

Conexión Secundario 13.8kV

$$Wye (Comp_Int) = 1$$

$$LAR = 3.353 \times$$

$$LAR = 3.353 \text{ A}$$

8. Selección de los Taps de Ajustes del “High Side 87T-1” y el “Low Side 87T-2” es redondeando a una décima mas cercana mas 0.1, de los resultados del paso 7, para lo cual utilizaremos las ecuaciones (3.145) y (3.146), obteniéndose los siguientes resultados:

$$87T - 1 = 9.7 \text{ A}$$

$$87T - 2 = 3.5 \text{ A}$$

9. Verificar que la corriente de falla a través del relé en el secundario de los transformadores de corriente ubicados en el lado de alta y baja tensión sean menores que 35 veces de los ajustes del tap seleccionado, esto se obtiene con las ecuaciones (3.147) y (3.148), obteniéndose los siguientes resultados:

$$48.12 < 35 * 9.581 = 335.33$$

$$15.25 < 35 * 3.5 = 117.36$$

10. Seleccionar Slope = 30% para un transformador de potencia con +10% de variación de taps.
11. Seleccionar una corriente mínima de operación entre 0.2 y 0.3 (p.u), verificando que la corriente diferencial real sea menor que lo seleccionado.

Seleccionamos 0.3 p.u. Las corriente de restricción será determinada por las ecuaciones (3.149) y (3.150), obteniéndose los siguientes resultados:

Corriente de restricción real

Secundario 60.016kV

$$IR1 = \frac{9.581}{9.7} = 0.990$$

Corriente de restricción real

Secundario 13.2kV

$$IR2 = \frac{3.353}{3.5} = 0.971$$

La corriente diferencial es determinada con la ecuación (3.151), así mismo deberá cumplirse la relación de la ecuación (3.152), por lo tanto:

La corriente diferencial real = 0.99 – 0.971 = 0.019 p.u.

Se cumple 0.019 << 0.3 p.u.

12. Seleccionar el 2do armónico para el “modo de restricción de armónicos” y 15% para el “Restricción Porcentual de Armónicos”.

13. Seleccionar ajustes para la unidad instantánea 87H

Con la ecuación (3.153) y de los datos del transformador de potencia determinamos en el secundario de los TC la corriente nominal del lado de AT del transformador de potencia con ventilación natural, cuyo resultado es el siguiente:

$$I_H = \frac{9200 \text{ kVA}}{3 \cdot 60.016 \text{ kV} \times 16} = 5.53 \text{ A}$$

El ajuste 87H setting es determinada con la ecuación (3.154) donde se considera la corriente de energización del transformador de potencia que es aproximadamente 10 veces I_H , cuyos resultados son los siguientes:

$$87 \text{ H Setting} = 5.53 * 10 / 9.7 = 5.71$$

$$\text{Escogemos } 87 \text{ H} = 7 \text{ p.u.}$$

d) S.E. TICAPAMPA

Del Capítulo I, ítem 1.1.4 definimos los datos de placa del transformador de potencia de la SE. Ticapampa:

Potencia: 5/6.25 MVA

Relación: 66 +9 x 1.11% / 13.8 kV

Conexión: Ynd5

Vcc: 6.3%

TC Lado 13.8 kV: 150/5 A

TC Lado 66 kV: 44/5 A

1. El ajuste de compensación de ángulo de fase es 150° (grupo de conexión Ynd5).

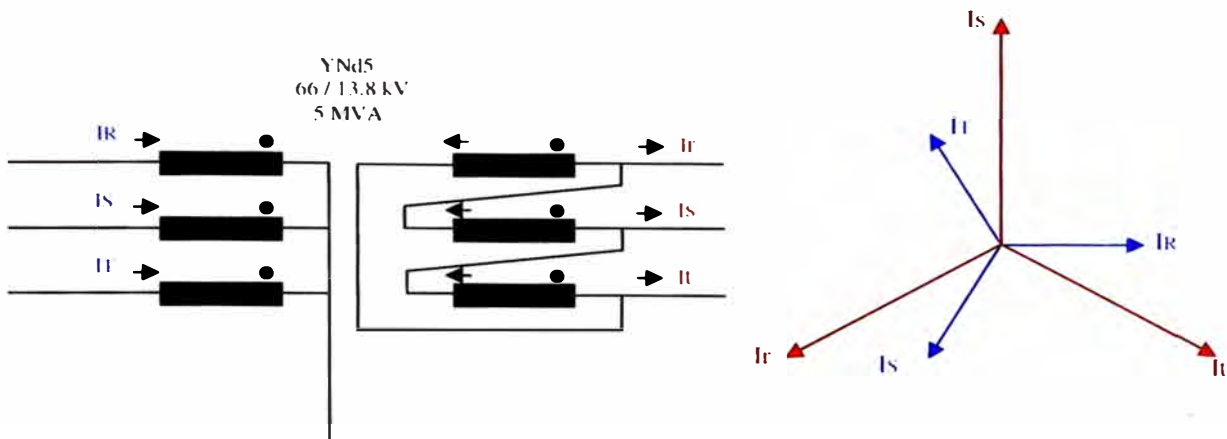


Fig. 3.78 TRANSFORMADOR DE LA S.E. TICAPAMPA

2. Máxima corriente de carga es determinada con la potencia ONAF de los transformador de potencia de la SE. Ticapampa, la que es determinada con las ecuaciones (3.139) y (3.140), de las que obtenemos:

$$I_H = \frac{6250 \text{ kVA}}{3.66 \text{ kV}} = 54.67 \text{ A} \quad I_L = \frac{6250 \text{ kVA}}{3.13.8 \text{ kV}} = 261.48 \text{ A}$$

3. En la Tabla N° 2.17 del Capítulo II se determinó la máxima corriente de falla del lado de primario y secundario del Transformador de Potencia de la SE. Ticapampa y que son las siguientes:

$$I_{HF} = 580 \text{ A} \quad I_{LF} = 1340 \text{ A}$$

4. Relación de los transformadores de corriente

$$\begin{aligned} \text{Lado de Alta: } & 44/5 = 8.8 \\ \text{Lado de Baja: } & 150/5 = 30 \end{aligned}$$

Corriente de falla en el lado secundario de los Transformadores de Corriente es determinado con las ecuaciones (3.141) y (3.142), obteniéndose los siguientes resultados:

$$I_{HFS} = \frac{580}{8.8} = 65.91 \text{ A} \quad I_{LFS} = \frac{1340}{30} = 44.67 \text{ A}$$

Conforme a la restricción dada por el relé, en el TC la máxima corriente falla externa en su devanado secundario deberá ser menor a 100 A

5. Corrientes de carga que fluyen en el devanado externo es determinada por las ecuaciones (3.143) y (3.144), obteniéndose los siguientes resultados:

$$I_{HS} = \frac{54.67}{8.8} = 6.213 \text{ A}$$

$$I_{LS} = \frac{261.48}{30} = 8.716 \text{ A}$$

6. Compensación de corriente que fluyen en el secundario de los TC por efecto de la conexión externa de los TC

TABLA N° 3.45
PARÁMETROS DE COMPENSACIÓN DE UN RELÉ DIFERENCIAL
ABB TPU2000R DE DOS DEVANADOS

CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR		CONEXIÓN DEL TC		FACTOR MULTIPLICATIVO COMPENSACIÓN INTERNA		FACTOR MULTIPLICATIVO COMPENSACIÓN EXTERNA	
HS	LS	HS	LS	HS	LS	HS	LS
Estrella	Estrella	Delta	Delta	1	1	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$
		Estrella	Estrella	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1	1
Delta	Delta	Estrella	Estrella	1	1	1	1
Estrella	Delta	Estrella	Estrella	$\sqrt{3}$	1	1	1
		Delta	Estrella	1	1	$\sqrt{3}$	1
Delta	Estrella	Estrella	Delta	1	1	1	$\sqrt{3}$
		Estrella	Estrella	1	$\sqrt{3}$	1	1

De los resultados del paso 5 y de la Tabla N° 3.42, obtenemos:

Conexión Secundario 66 kV

$$Wye (Comp_Ext) = 1$$

$$HR = 6.213 \times 1$$

$$HR = 6.213 \text{ A}$$

Conexión Secundario 13.8 kV

$$Wye (Comp_Ext) = 1$$

$$LR = 8.716 \times 1$$

$$LR = 8.716 \text{ A}$$

7. Compensación de la corriente aparente que fluyen en el secundario de los TC por efecto de la conexión interna de los TC

De los resultados del paso 6 y de la Tabla N° 3.42, obtenemos:

Conexión Secundario 66 kV

$$Wye (Comp_Int) = 1$$

$$HAR = 6.213 \times \sqrt{3}$$

$$HAR = 10.761 \text{ A}$$

Conexión Secundario 13.8 kV

$$Wye (Comp_Int) = 1$$

$$LAR = 8.716 \times$$

$$LAR = 8.716 \text{ A}$$

8. Selección de los Taps de Ajustes del “High Side 87T-1” y el “Low Side 87T-2” es redondeando a una décima mas cercana mas 0.1, de los resultados del paso 7, para lo cual utilizaremos las ecuaciones (3.145) y (3.146), obteniéndose los siguientes resultados:

$$87T - 1 = 10.9 \text{ A}$$

$$87T - 2 = 8.8 \text{ A}$$

9. Verificar que la corriente de falla a través del relé en el secundario de los transformadores de corriente ubicados en el lado de alta y baja tensión sean menores que 35 veces de los ajustes del tap seleccionado, esto se obtiene con las ecuaciones (3.147) y (3.148), obteniéndose los siguientes resultados:

$$65.91 < 35 * 10.76 = 376.63$$

$$44.67 < 35 * 8.72 = 305.06$$

10. Seleccionar Slope = 30% para un transformador de potencia con +10% de variación de taps.

11. Seleccionar una corriente mínima de operación entre 0.2 y 0.3 (p.u), verificando que la corriente diferencial real sea menor que lo seleccionado.

Seleccionamos 0.3 p.u. Las corriente de restricción será determinada por las ecuaciones (3.149) y (3.150), obteniéndose los siguientes resultados:

Corriente de restricción real

Secundario 66kV

$$IR1 = \frac{10.76}{10.9} = 0.991$$

Corriente de restricción real

Secundario 13.8kV

$$IR2 = \frac{8.72}{8.8} = 0.989$$

La corriente diferencial es determinada con la ecuación (3.151), así mismo deberá cumplirse la relación de la ecuación (3.152), por lo tanto:

$$\text{La corriente diferencial real} = 0.991 - 0.989 = 0.002 \text{ p.u.}$$

Se cumple $0.002 \ll 0.3 \text{ p.u.}$

12. Seleccionar el 2do armónico para el “modo de restricción de armónicos” y 15% para el “Restricción Porcentual de Armónicos”.

13. Seleccionar ajustes para la unidad instantánea 87H

Con la ecuación (3.153) y de los datos del transformador de potencia determinamos en el secundario de los TC la corriente nominal del lado de AT del transformador de potencia con ventilación natural, cuyo resultado es el siguiente:

$$I_H = \frac{5000 \text{ kVA}}{3.66 \text{ kV} \times 8.8} = 6.21 \text{ A}$$

El ajuste 87H setting es determinada con la ecuación (3.154) donde se considera la corriente de energización del transformador de potencia que es aproximadamente 10 veces I_H , cuyos resultados son los siguientes:

$$87 \text{ H Setting} = 6.21 * 10 / 10.9 = 5.72$$

$$\text{Escogemos } 87 \text{ H} = 7 \text{ p.u.}$$

3.2.5 Protección Sensitiva de Sobrecorriente Direccional a Tierra (67 NS) en AMT

Del diagrama unifilar del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas (ANEXO A) observamos que los devanados secundarios de los transformadores de potencia de las subestaciones de transformación, están en triángulo (Delta); razón por lo que ante una falla monofásicas a tierra en los AMT's, no se producirá una elevadas corriente de falla (sistema aislado), por tal motivo es necesario considerar las corrientes capacitivas de secuencia cero que los relés miden a través de los transformadores toroidales conectado en ellos para el ajuste adecuado de esta función (67 NS). El ajuste será el valores mas altos de corriente de secuencia cero que el relé de sobrecorriente pueda medir durante su operación para una red sin falla, de esta manera se asegura que no se tendrá aperturas incorrectas por transitorios que se presentes ante maniobras en las derivaciones de lo AMT. Estos ajustes, obedecen a los criterios que cada relé considera para la operación adecuada de esta función, que ya fueron descritos en los acápite a) y b) de Protección Sensitiva Direccional de este capítulo.

a) AMT's S.E. CARAZ

AMTs: Caraz y Yungay

Nivel de Tensión: 13.8 kV

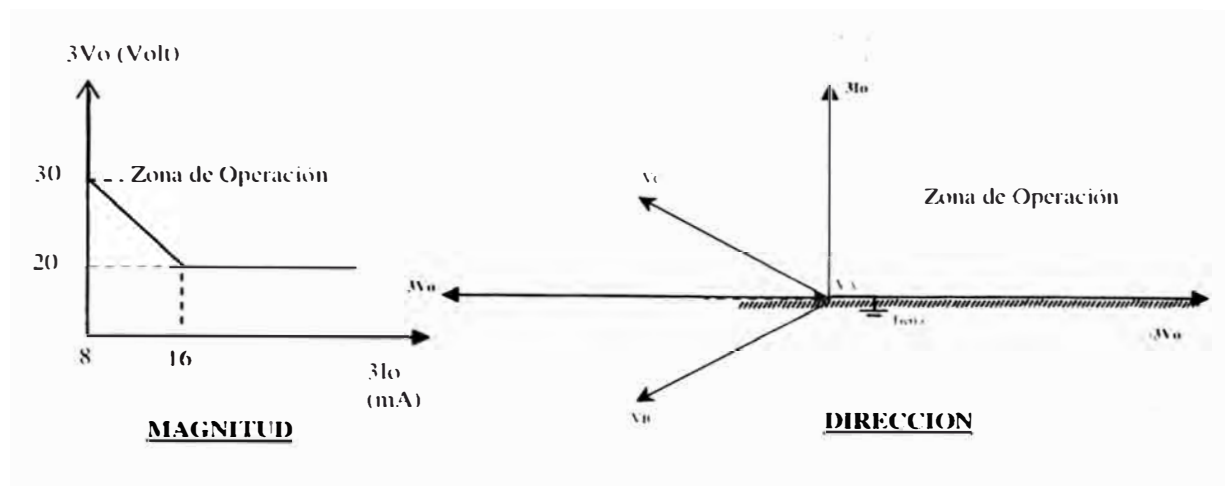
Relé: General Electric, modelo F650

Inominal: 5 Amp

En la Tabla N°3.46 se muestra el grupo de ajustes que son colocados a los relees GE F650 que protegen a los AMT's de la SE. Caraz.

**TABLA N° 3.46
AJUSTES DEL RELÉ GE F650 DE LOS AMT's
S.E. CARAZ**

GENERAL SETINGS			
NAME	VALE	UNIT	
Phase CT Ratio	15		
Ground CT Ratio	20		
STV Ground CT Ratio	20		
Phase VT Ratio	138		
Phase VT Connection	0		WYE
Nominal Voltage	100	volts	
Nominal Frecuency	60	Hz	
Phase Rotation	0		ABC
SENSITIVE ISOLATED GROUND PROTECTION ELEMENT (50IG) IOC			
Vh LEVEL	30	volts	
VI LEVEL	20	volts	
Ih LEVEL	16	mA	
II LEVEL	8	mA	
Delay	0.3	seg	
SENSITIVE GROUND DIRECIONAL PROTECTION ELEMENT (67SG)			
MTA	90	deg	
Direction	FORWARD		
POL V Thershold	15	volts	



**Fig 3.79 ZONA DE OPERACIÓN DE LOS RELES GE F650
S.E. CARAZ**

En la Fig. 3.79 se muestran las zona de Operación del los relees GE F650, hacemos la aclaración que estos relees se polarizan con el negativo de la tensión homopolar ($-3V_o$)

b) AMT's S.E. CARHUAZ

AMTs: Carhuaz, Marcara y Tomatingua
 Nivel de Tensión: 13.2 kV
 Relé: General Electric, modelo F650
 Inominal: 5 Amp

En la Tabla N°3.47 se muestra el grupo de ajustes que son colocados a los relees GE F650 que protegen a los AMT's de la SE. Carhuaz.

TABLA N° 3.47
AJUSTES DEL RELÉ GE F650 DE LOS ATM's
S.E. CARHUAZ

GENERAL SETTINGS			
NAME	VALE	UNIT	
Phase CT Ratio	15		
Ground CT Ratio	15		
STV Ground CT Ratio	20		
Phase VT Ratio	138		
Phase VT Connection	0		WYE
Nominal Voltage	100	volts	
Nominal Frequency	60	Hz	
Phase Rotation	0		ABC
SENSITIVE ISOLATED GROUND PROTECTION ELEMENT (50IG) IOC			
Vh LEVEL	25	volts	
VI LEVEL	15	volts	
Ih LEVEL	15	mA	
II LEVEL	6	mA	
Delay	0.3	seg	
SENSITIVE GROUND DIRECCIONAL PROTECTION ELEMENT (67SG)			
MTA	90	deg	
Direction	FORWARD		
POL V Thershold	15	volts	

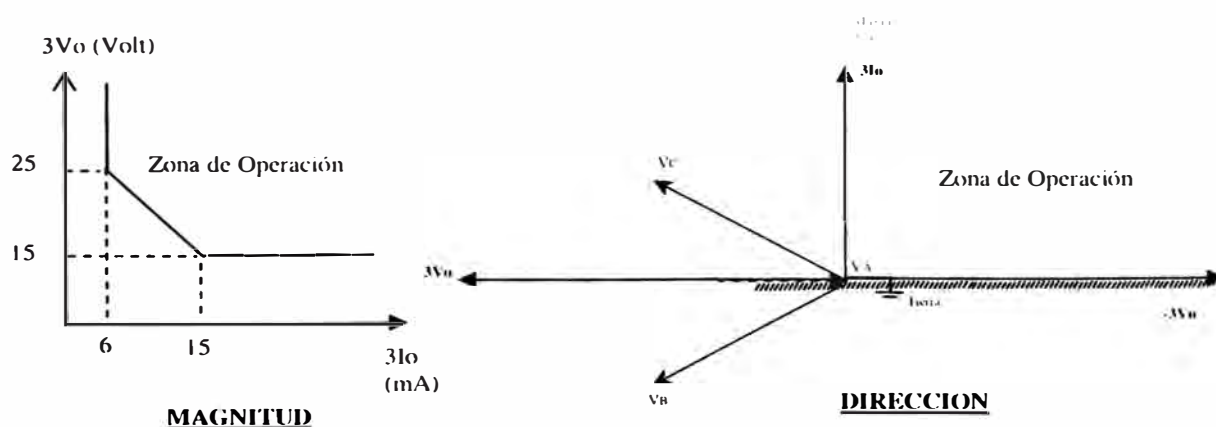


Fig.3.80 ZONA DE OPERACIÓN DE LOS RELÉS GE F650 DE LA
S.E. CARHUAZ

En la Fig. 3.80 se muestran las zona de Operación del los relecs GE F650, hacemos la aclaración que estos relecs se polarizan con el negativo de la tensión homopolar (-3Vo)

c) AMT's S.E. HUARAZ

AMTs: Hrzo01, Hrzo02, Hrzo03, Hrzo04 y Hrzo05

Nivel de Tensión: 13.2 kV

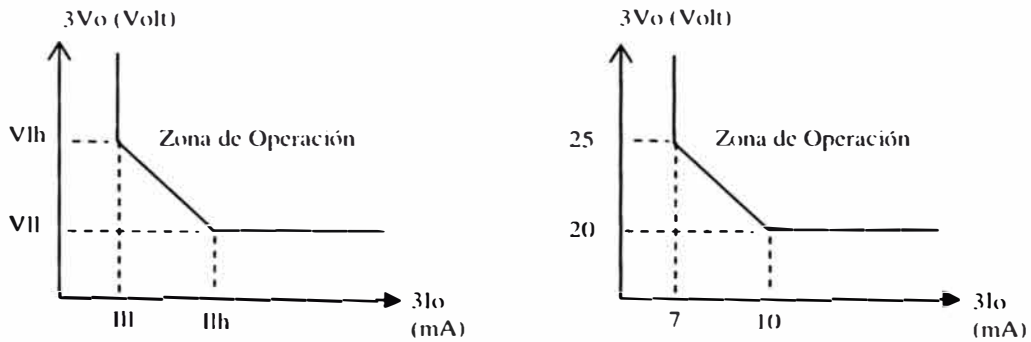
Relé: General Electric, modelo DFP300

Inominal: 5 Amp

En la Tabla N° 3.48 se muestra el grupo de ajustes que son colocados a los relees GE DFP300 que protegen a los AMT's de la SE. Huaraz.

**TABLA N° 3.48
AJUSTE DE LOS RELÉS GE. DFP300 DE LOS ATM's
S.E. HUARAZ**

GENERAL SETTINGS			
SETTING NAME	MNEMONIC	UNIT	SETTINGS
Phase CT Ratio	PHCTRATIO	N/A	
Ground CT Ratio	G_CTRATIO	N/A	
VT Ratio	VTRATIO	N/A	
SYSTEM FREQUENCY-HZ	SYSFREQ	Hz	
PHASE DESIGNATION	PHASDESG	N/A	WYE
SENSITIVE DIRECTIONAL OVERCURRENT PROTECTION			
High II LEVEL	ILHPU	mA	7
High Ih LEVEL	IHHPU	mA	10
High VI LEVEL	VLHPU	volts	20
High Vh LEVEL	VHHPU	volts	25
High Delay Time	67NUHDLY	seg	0.30
High Sens Dir OC Protection	67NUH		
Low II LEVEL	ILLPU	mA	8
Low Ih LEVEL	IHLPU	mA	12
Low VI LEVEL	VLLPU	volts	22
Low Vh LEVEL	VHLPU	volts	28
Low Delay Time	67NULDLY	seg	0.60
	67NUL		

MAGNITUD

**Fig.3.81 ZONA DE OPERACIÓN DE LOS RELÉS GE DFP300
S.E. HUARAZ**

En la Fig. 3.81 se muestran las zona de Operación del los relees GE DFP300.

d) AMT's S.E. TICAPAMPA

AMTs: Aija, Catac, Recucay y Ticapampa
 Nivel de Tensión: 13.8 kV
 Relé: General Electric, modelo F650
 Inominal: 5 Amp

En la Tabla N° 3.48 se muestra el grupo de ajustes que son colocados a los relees GE F650 que protegen a los AMT's de la SE. Ticapampa.

TABLA N° 3.49
AJUSTE DE LOS RELÉS GE F650 DE LOS AMT's
S.E. TICAPAMPA

GENERAL SETINGS			
NAME	VALE	UNIT	
Phase CT Ratio	15		
Ground CT Ratio	15		
STV Ground CT Ratio	20		
Phase VT Ratio	138		
Phase VT Connection	0		WYE
Nominal Voltage	100	volts	
Nominal Frecuency	60	Hz	
Phase Rotation	0		ABC
SENSITIVE ISOLATED GROUND PROTECTION ELEMENT (50IG) IOC			
Vh LEVEL	25	volts	
VI LEVEL	15	volts	
Ih LEVEL	15	mA	
II LEVEL	6	mA	
Delay	0.3	seg	
SENSITIVE GROUND DIRECCIONAL PROTECTION ELEMENT (67SG)			
MTA	90	deg	
Direction	FORWARD		
POL V Thershold	15	volts	

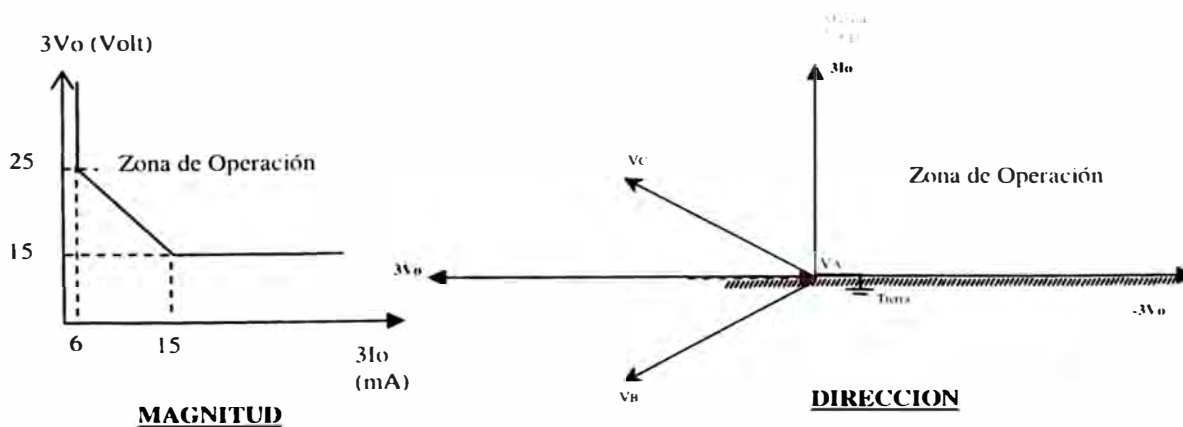


Fig.3.82 ZONA DE OPERACIONES DE LOS RELÉS GE F650
S.E. TICAPAMPA

En la Fig. 3.82 se muestran las zona de Operación del los relees GE F650, hacemos la aclaración que estos relees se polarizan con el negativo de la tensión homopolar (-3Vo)

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

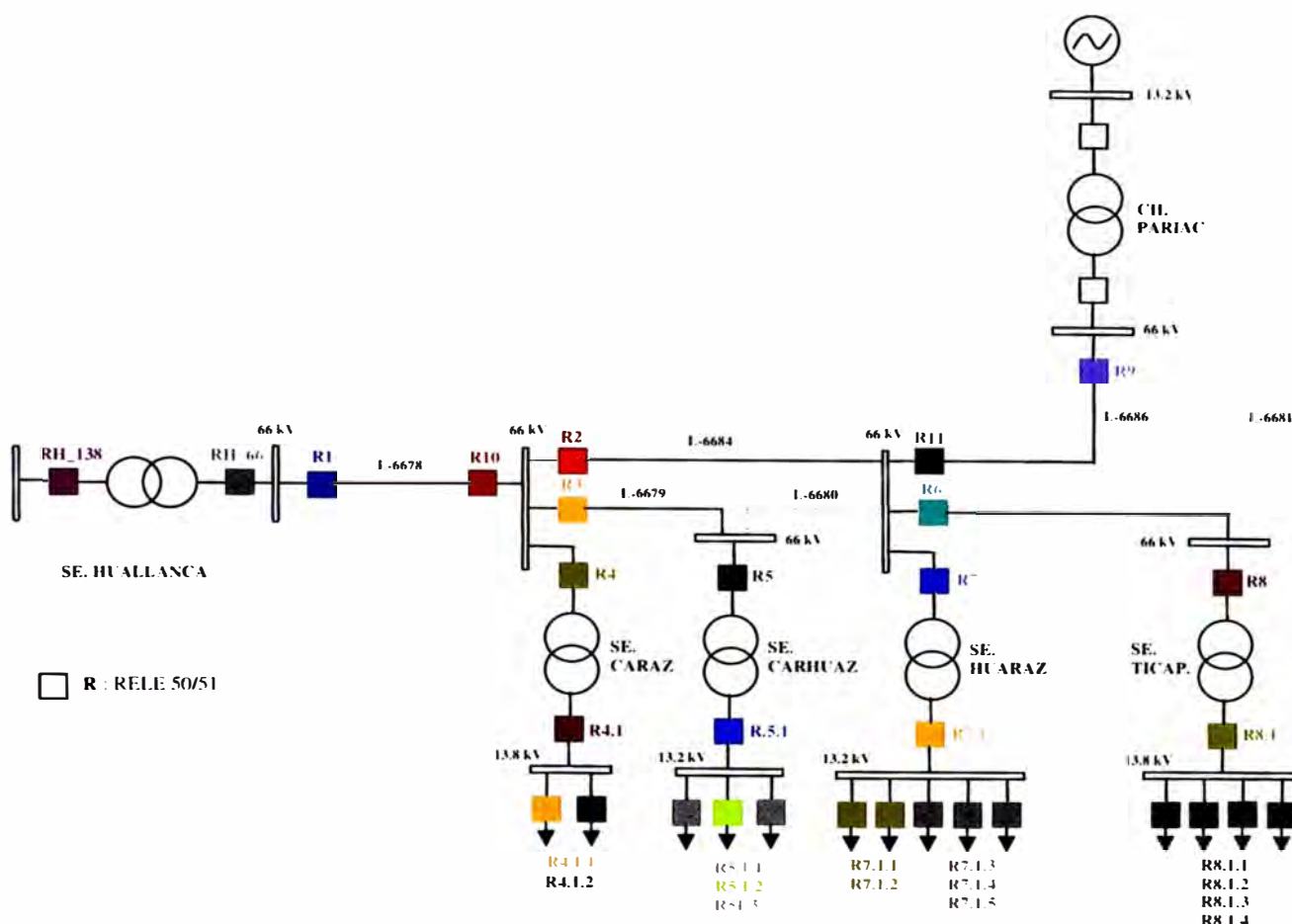
1. El flujo de potencia en el sistema eléctrico del Callejón de Huaylas varía con la puesta en servicio o no, de la línea en 66 kV L-6679 (SE. Caraz – SE. Carhuaz).
2. La máxima corriente de carga que pasa por las líneas en 66 kV L-6678, L-6684 y L-6679 se dan en el escenario de Estiaje en Mínima Demanda. Mientras que la máxima corriente de carga que pasa por las líneas L-6681 y L-6686 se dan en el escenario de Avenida en Mínima Demanda.
3. En el escenario en que se produzca el deservicio de la Central Hidroeléctrica Cañón del Pato, la central Hidroeléctrica Pariac no podría soportar la carga del Sistema Eléctrico Callejón de Huaylas.
4. En el escenario en que se produzca el deservicio de la Central Hidroeléctrica Pariac, la Central Hidroeléctrica Cañón del Pato podría asumir la carga del Sistema Eléctrico Callejón de Huaylas, con la excepción en la que se este tomando la máxima carga (máxima demanda) en cada una de las subestaciones de transformación de potencia, produciéndose por lo tanto caídas de tensión en AT y MT.
5. La protección de sobrecorriente de fases y de fase a tierra en las líneas en 66 kV del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas no son del tipo direccional, debido principalmente a que estas operan de forma radial.
6. El nivel de corriente de cortocircuito en la barra de la SE. Carhuaz pasa de mayor a menor cuando sale fuera de servicio por operación la línea en 66 kV L-6679 (SE. Caraz – SE. Carhuaz), esta observación ha sido considerada en el análisis y criterios de ajuste del presente estudio.

7. El criterio de ajuste de la zona 02 del relé de distancia ubicado a la salida de la línea 66 kV L-6679 (SE. Caraz - SE. Carhuaz) en la SE. Caraz, obedece a que la línea 66 kV L-6680 (SE. Carhuaz - SE. Huaraz), operativamente se encuentra fuera de servicio. Esta línea (L-6680) entra en servicio cuando la línea 66 KV L-6684 (SE. Caraz - SE. Huaraz) sale fuera de servicio ó cuando la línea 66 KV L-6679 (SE. Caraz - SE. Carhuaz) sale fuera de servicio.
8. Los relés de distancia DLP y AEG ubicado a la salida de la línea 66 kV L-6681 (SE. Huaraz – SE. Ticapampa) desde la SE. Huaraz y a la salida de la línea 66 kV L-6686 (CH. Pariac – SE. Huaraz) respectivamente, no cuenta con la característica Cuadrilateral por lo que se ha considerado únicamente la característica Mho para ambos, en la protección contra fallas entre fases y para fallas de fase a tierra.

RECOMENDACIONES

1. En el caso en que cada subestación de potencia del Sistema Eléctrico Callejón de Huaylas trabaje a la máxima demanda a la que han llegado, según los datos históricos de carga, se presentara una caída de tensión considerable en la barra de MT de la SE. Carhuaz, por lo que se recomienda regular a un Tap menor al transformador de potencia de la subestación, pasando del Tap central (66 kV) al Tap inferior inmediato siguiente (64.35 kV).
2. Del análisis de flujo de potencia se observa que transformador de potencia de la SE. Huaraz de 9.2 MVA estaría trabajando a plena carga, teniendo en cuenta que la máxima de esta subestación a sido de 9.15 MVA. En este sentido se recomienda cambiar el transformador de potencia de la SE. Huaraz por otro de mayor capacidad (Mayor Potencia Instalada) que no supere a los 20MVA y este conforme a un estudio de planeamiento y de proyección de la demanda.
3. Para una buena coordinación y operación de los relés de sobrecorriente R6 (salida de la línea 66 kV L-6681), junto con los relés R9 (llegada a la CH. Pariac en 66 kV) y R8 (llegada a la SE. Ticapampa en 66 kV) se recomienda se modifique el esquema unifilar de la CH. Pariac, para lo cual deberán de llevar

una línea en 66 kV directamente a la barra en 66 kV de la SE. Huaraz y que de esta barra salga una línea en 66 kV directamente a la SE. Ticapampa, tal y



como se muestra en la siguiente figura (Fig. 4.1).

Fig. 4.1

4. Si se modificara la configuración actual del Subsistema Eléctrico Callejón de Huaylas, a la configuración de la Fig. 4.1 se contaría con una mayor selectividad de la protección de distancia de fase a tierra, siempre que se instalen relés de distancia a la salida de la SE. Huaraz en 66 kV (Línea 66 kV L-6681 SE. Huaraz – SE. Ticapampa) y a la salida de la C.H. Pariac y que entre ellos (relés), y que estos se encuentren comunicados a través de algún medio (Fibra Óptica, Ondaportadora, etc).
5. La protección contra falla a tierra en sistemas aislados de MT con pocos AMT's es relativamente complicada, debido a que la contribución para la corriente homopolar de los AMT's al relee del AMT en falla sería pequeña y

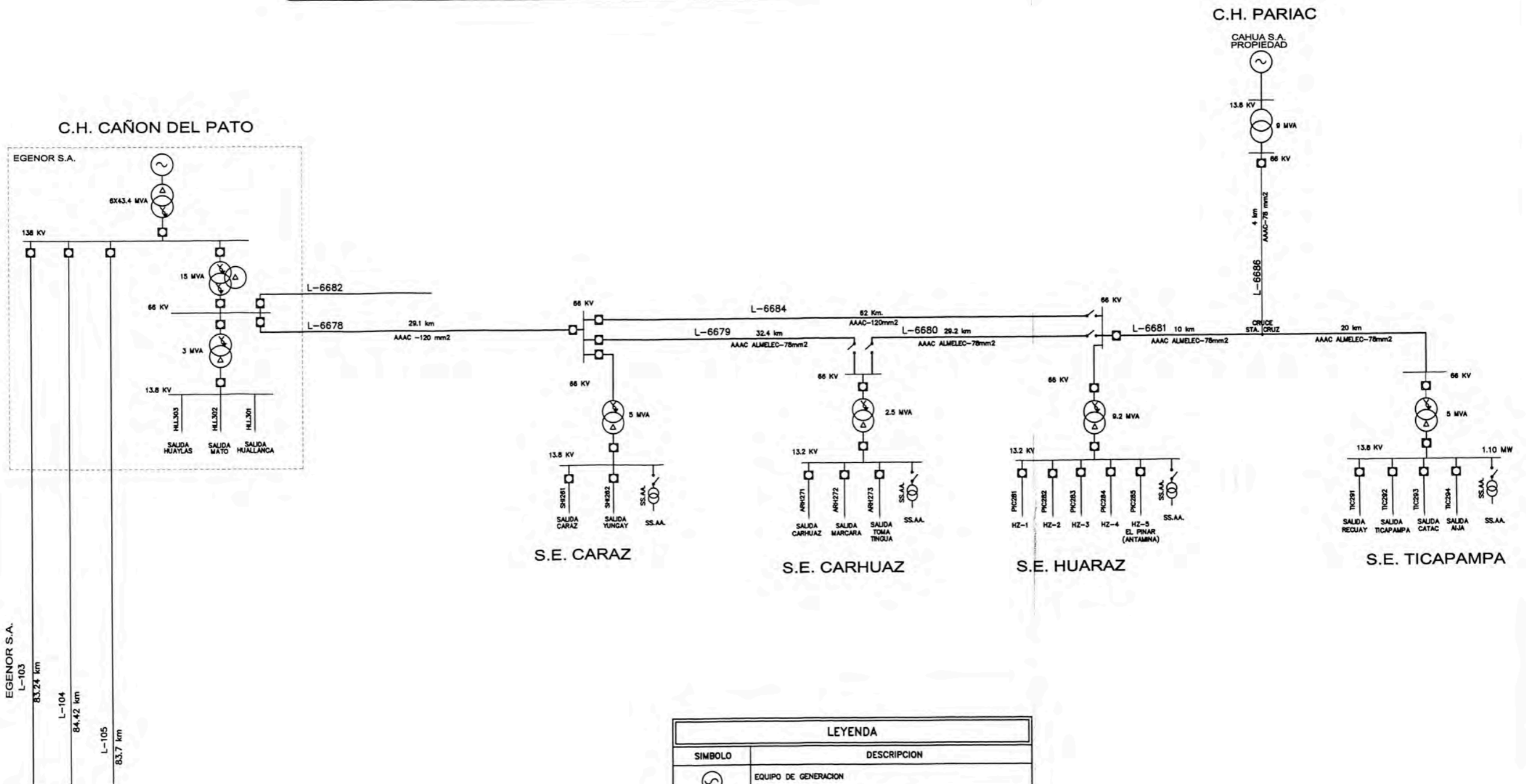
mas aun si las redes de MT son áreas, en este sentido consideramos deba instalarse en la barra de MT de la SE. Caraz un transformados Zig Zag, con el objetivo de que ante fallas a tierra en el sistema de MT, este pueda comportarse como un sistema aterrado y por tanto el despeje de estas fallas se realice con mayor facilidad.

ANEXO

ANEXO A

**DIAGRAMA UNIFILAR DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE
HUAYLAS**

SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS



LEYENDA	
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	EQUIPO DE GENERACION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE TRES DEVANADOS
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE DOS DEVANADOS
	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIPOLAR
	SECCIONADOR DE BARRAS TRIPOLAR
	SISTEMA DE BARRAS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA		SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS	
		DIAGRAMA UNIFILAR	
DIS. L. RAMÍREZ	DIB. L. RAMÍREZ	REV. M. CARRANZA	V'B' U. ROSADO
28/09/05		S/E	

ANEXO B

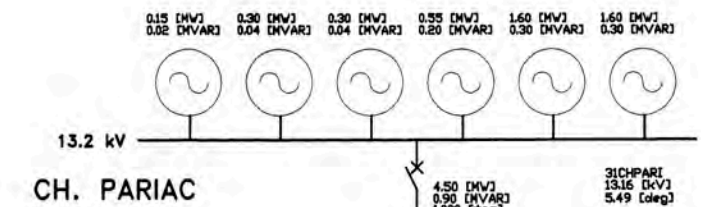
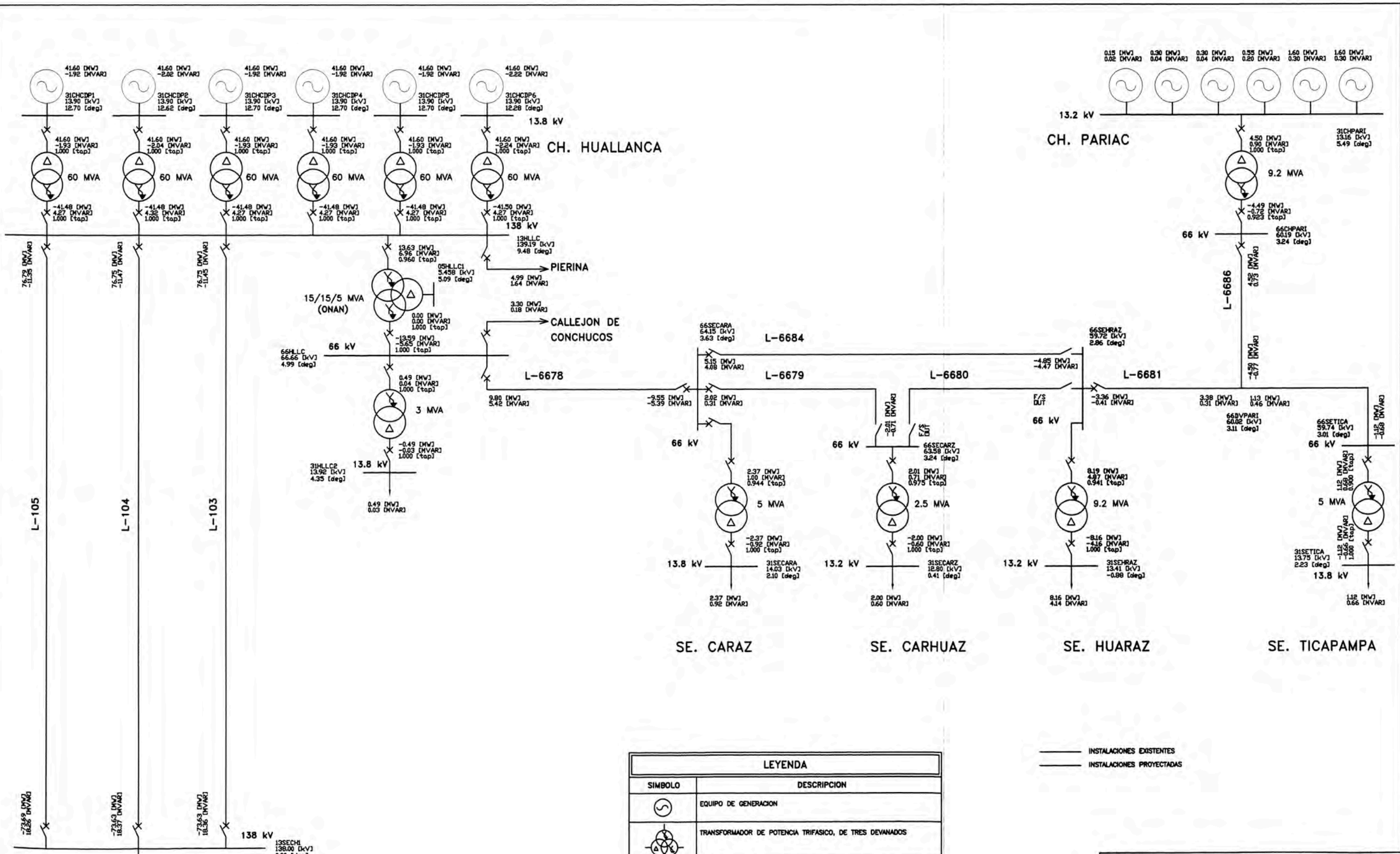
**LISTA DE RELES Y TRANSFORMADORES DE TENSIÓN Y CORRIENTE DEL
SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS**

LISTA DE RELES Y TRASFORMADORES DE TENSION Y CORRIENTE, EXISTENTES EN EL SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS

ITEM	EQUIPO PROTEGIDO	UBICACIÓN RELE	NIVEL (KV) TENSION	DESCRIPCION	FUNCIONES ANSI	TRANSFORMADOR DE MEDIDA CORRIENTE				TRANSFORMADOR DE MEDIDA TENSION			RELE EXISTENTE Y PROYECTO					
						Ip	Is	Potencia	Clase Precisión	V _{p_Fase}	V _{s_Fase}	Clase Precisión	MARCA	TIPO	In (Amp)	Vn (Volt)	AUX Vn dc	
SUBESTACION HUALLANCA																		
1	Línea	Salida Caraz	66	Distancia	21	150	5	60	5P20	66	0 1	3P	GE	UR-D60	5	110	125	
2	Línea	Salida Caraz	66	Distancia	21/51/51N	150	5	60	5P20	66	0 1	3P	ALSTOM	MICOM P-442	5	110	125	
3	Línea	Salida Caraz	66	Sobrecorriente Direccional de Tierra	51/51N	150	5	60	5P20	66	0 1	3P			5	110	125	
SUBESTACION CARAZ																		
4	Línea	Salida Carhuaz	66	Distancia	21/67N/51/27/59	100	5	60	0 5	66	0 1	3P	GE	D60	5	110	125	
5	Línea	Salida Carhuaz	66	Sobrecorriente	51/67N	100	5	60	0 5	66	0 1	3P	GE	F650	5	110	125	
6	Línea	Salida Huaraz	66	Distancia	21	100	1	30	5P20	66	0 1	3P	GE	D60	1	110	125	
7	Línea	Salida Huaraz	66	Sobrecorriente	51/67N	100	1	30	5P20	66	0 1	3P	GE	DFP100	1	110	125	
8	Transformador	Transformador	66	Sobrecorriente	51/51N	50	1	30	5P20	-	-	-	GE	MIFP	1	110	125	
9	Transformador	Transformador	13 8	Sobrecorriente	51/51N	150	5	20	5P20	-	-	-	GE	MIFP	5	110	125	
10	Alimentador	S-1 Caraz	13 8	Sobrecorriente	51/67N	75	5	30	5P10	13 8	0 1	0 5	GE	DFP300	5	110	125	
11	Alimentador	S-2 Yungay	13 8	Sobrecorriente	51/67N	100	5	30	5P10	13 8	0 1	0 5	GE	DFP300	5	110	125	
SUBESTACION CARHUAZ																		
12	Transformador	Transformador	66	Sobrecorriente	51/51N	50	1	30	5P20	-	-	-	GE	MIFP	1	120	125/250	
13	Transformador	Transformador	13 2	Sobrecorriente	51	200	5	20	5P20	-	-	-	GE	MIFP	5	120	125/250	
14	Alimentador	S-1 Toma Tinguá	13 2	Sobrecorriente	51/67N	75	5	15	5P10	13 2	0 1	0 5	GE	DFP300	5	120	125/250	
15	Alimentador	S-2 Carhuaz	13 2	Sobrecorriente	51/67N	75	5	15	5P10	13 2	0 1	0 5	GE	DFP300	5	120	125/250	
16	Alimentador	S-3 Marcara	13 2	Sobrecorriente	51/67N	100	5	15	5P10	13 2	0 1	0 5	GE	DFP300	5	120	125/250	
SUBESTACION HUARAZ																		
17	Línea	Salida Ticapampa	66	Distancia	51/51	100	5	30	5P20	66	0 1	3P	GE	D60	1	120	125	
18	Línea	Salida Ticapampa	66	Sobrecorriente	50/51N/67N	100	5	30	5P20	66	0 1	3P	GE	F650	1	120	125	
19	Transformador	Trafo Huaraz	66	Sobrecorriente	51/51N	80	5	45	5P20	-	-	-	GE	MIFP	5	120	125	
20	Transformador	Trafo Huaraz	13 2	Sobrecorriente	51	600	5	20	5P20	-	-	-	GE	MIFP	5	120	125	
21	Transformador	Trafo Huaraz	66/13 2	Diferencial	87T	80	5	45	5P20						5	120	125	
22	Alimentador	S-1	13 2	Multifunción	51/67N	100	5	15	5P10	13 2	0 1	0 5	GE	DFP300	5	120	125	
23	Alimentador	S-2	13 2	Multifunción	51/67N	100	5	15	5P10	13 2	0 1	0 5	GE	DFP300	5	120	125	
24	Alimentador	S-3	13 2	Multifunción	51/67N	100	5	15	5P10	13 2	0 1	0 5	GE	DFP300	5	120	125	
25	Alimentador	S-4	13 2	Multifunción	51/67N	100	5	15	5P10	13 2	0 1	0 5	GE	DFP300	5	120	125	
26	Alimentador	S-5	13 2	Multifunción	51/57N	100	5	15	5P10	13 2	0 1	0 5	GE	DFP300	5	120	125	
SUBESTACION TICAPAMPA																		
27	Transformador	Trafo Ticapampa	66	Sobrecorriente	50/51	44	5	20	5P20	-	-	-	GE	MIFP	5	120	125	
28	Transformador	Trafo Ticapampa	66	Sobre-Sub Tensión	27/59	-	-	-	-	66	0 1	0 5	GE	MIV	-	120	125	
29	Transformador	Trafo Ticapampa	13 8	Sobrecorriente	51	200	5	20	5P20	-	-	-	GE	MIFP	5	120	125	
30	Alimentador	Salida Ticapampa (Recuay)	13 8	Sobrecorriente	51/67N	75	5	15	5P10	13 2	0 1		GE	F650	5	120	125	
31	Alimentador	Salida Ticapampa (Aja)	13 8	Sobrecorriente	51/67N	75	5	15	5P10	13 2	0 1		GE	F650	5	120	125	
32	Alimentador	Salida Ticapampa (Catac)	13 8	Sobrecorriente	51/67N	75	5	15	5P10	13 2	0 1		GE	F650	5	120	125	
33	Alimentador	Salida Ticapampa (Ticapampa)	13 8	Sobrecorriente	51/67N	75	5	15	5P10	13 2	0 1		GE	F650	5	120	125	
SUBESTACION PARIAC																		
35	Línea	Llegada de Ticapampa	66	Distancia	21	120	5	20	5P20	66	0 11	-	AEG	Z13 SD 3-1a	5	120	125	
36	Transformador	66/13 2 kv 9 2 MVA	66	Sobrecorriente	51	120	5	20	5P20	-	-	-	ASEA	RXIDE 4	5	120	125	

ANEXO C

**ESQUEMA UNIFILAR DE FLUJO DE POTENCIA
Y CORTOCIRCUITO DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO
CALLEJÓN DE HUAYLAS
CASO 01: AVENIDA Y MÁXIMA DEMANDA**

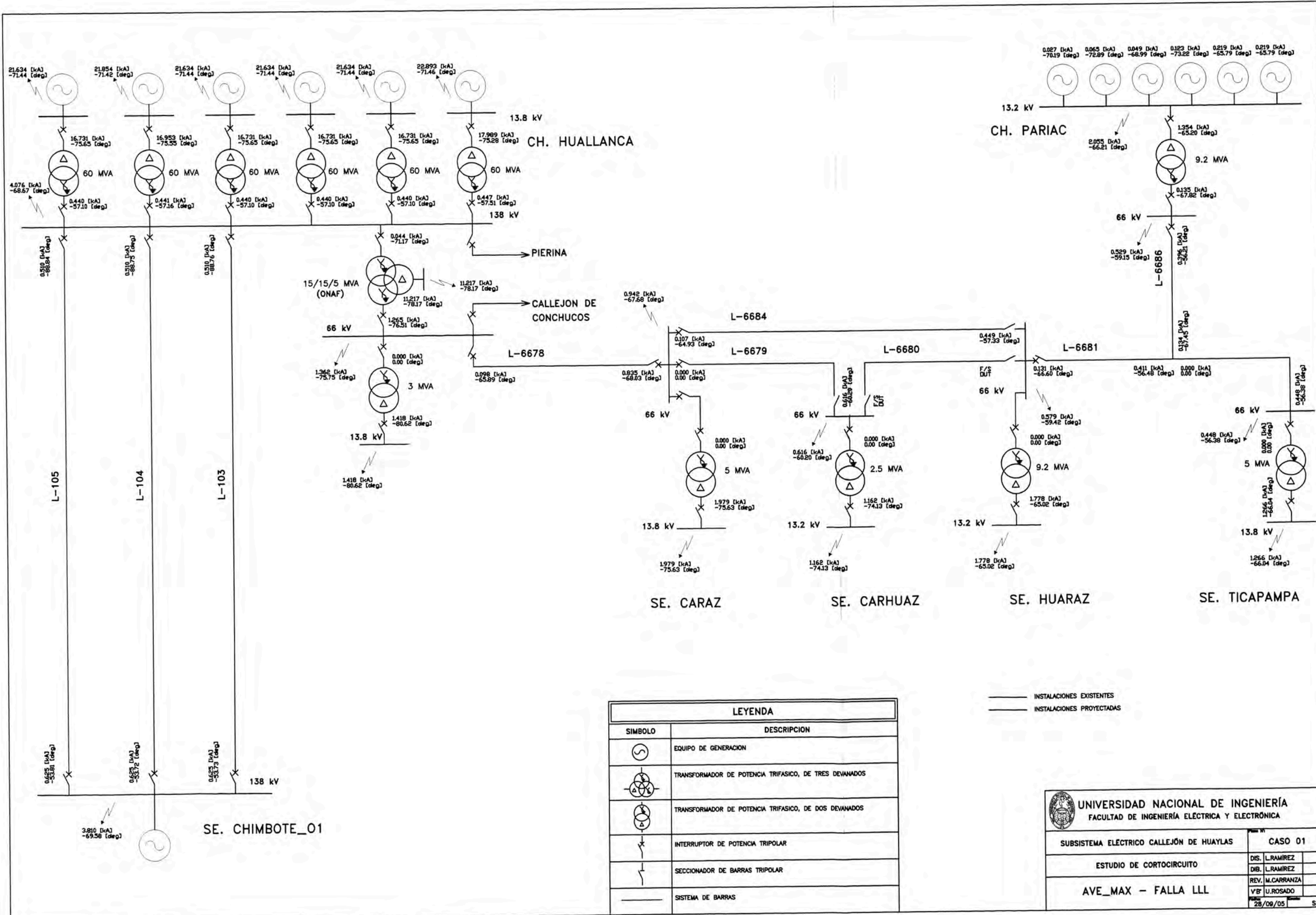


LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	EQUIPO DE GENERACION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE TRES DEVANADOS
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE DOS DEVANADOS
	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIPOLAR
	SECCIONADOR DE BARRAS TRIPOLAR
	SISTEMA DE BARRAS

INSTALACIONES EXISTENTES
 INSTALACIONES PROYECTADAS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS	CASO 01
ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA	DIS. L.RAMÍREZ
	DIB. L.RAMÍREZ
	REV. M.CARRANZA
AVENIDA - MÁXIMA DEMANDA	VB' U.ROSADO
	Fecha: 28/09/05
	S/E

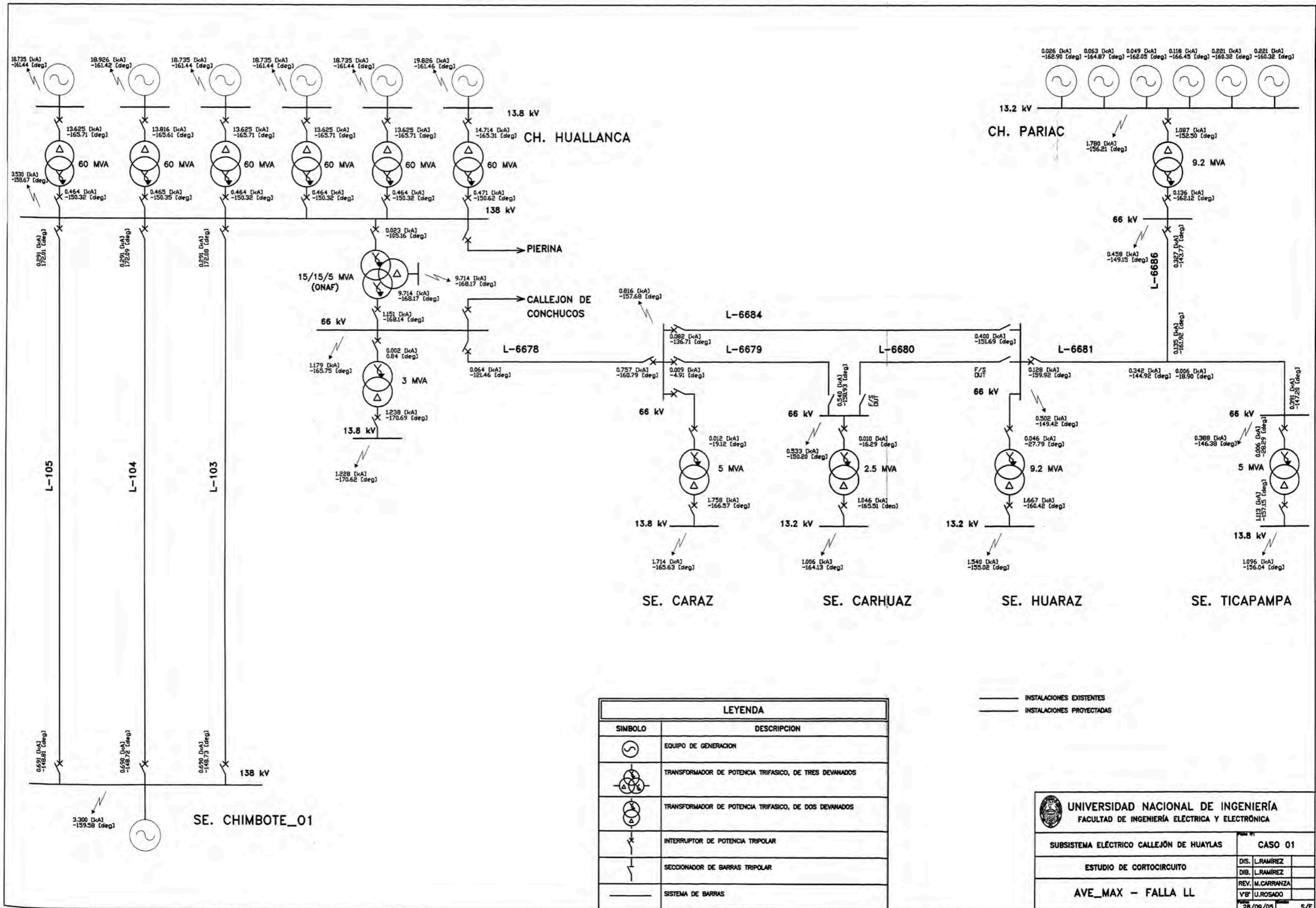


LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	EQUIPO DE GENERACION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE TRES DEVANADOS
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE DOS DEVANADOS
	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIPOLAR
	SECCIONADOR DE BARRAS TRIPOLAR
	SISTEMA DE BARRAS

INSTALACIONES EXISTENTES
 INSTALACIONES PROYECTADAS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

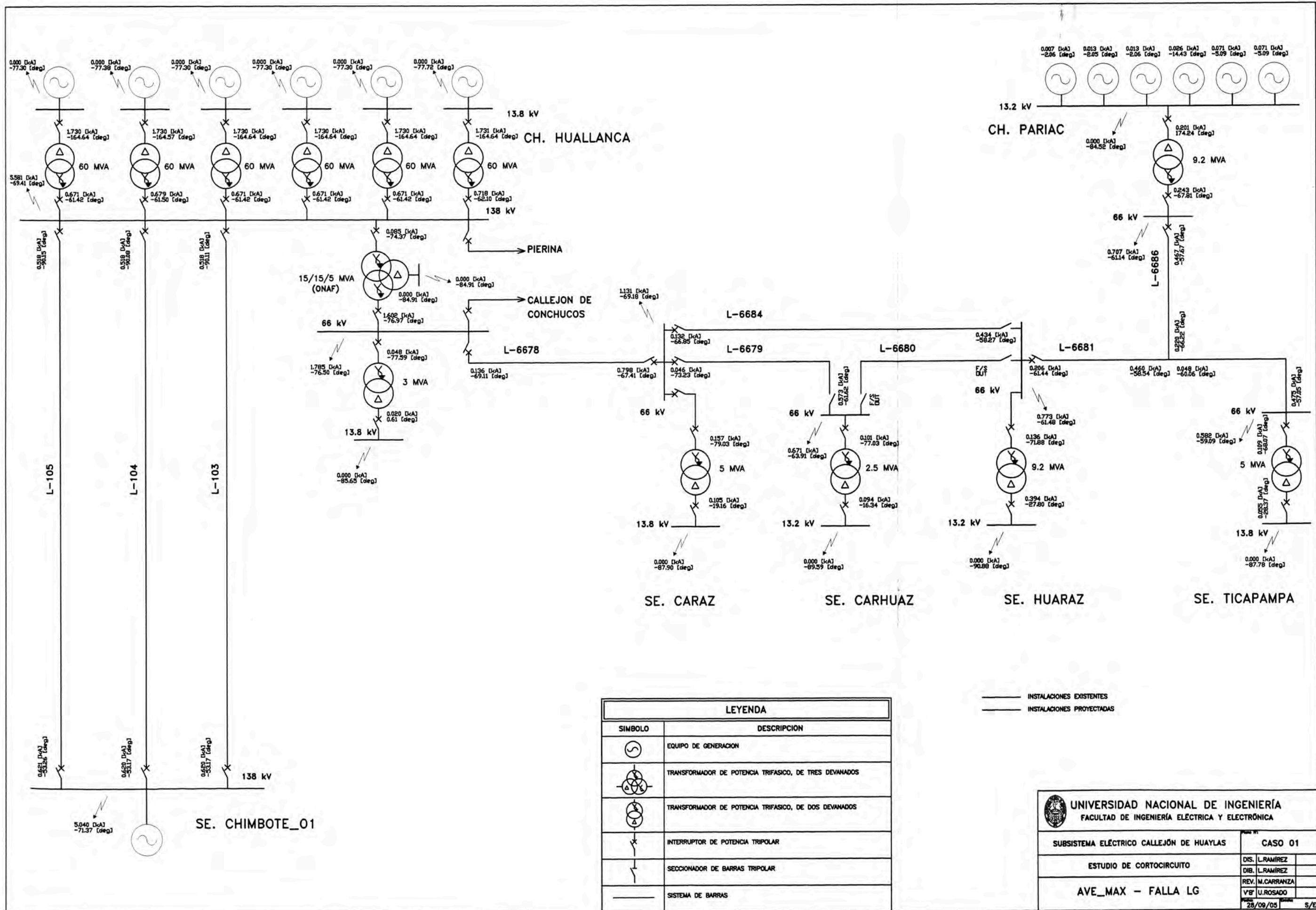
SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS	CASO 01
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO	DIS. L.RAMIREZ
	DIB. L.RAMIREZ
	REV. M.CARRANZA
AVE_MAX - FALLA LLL	VB' U.ROSADO
28/09/05	5/E



LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	EQUIPO DE GENERACION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE TRES DEVANADOS
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE DOS DEVANADOS
	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIPOLAR
	SECCIONADOR DE BARRAS TRIPOLAR
	SISTEMA DE BARRAS

INSTALACIONES EXISTENTES
 INSTALACIONES PROYECTADAS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA		Pág. No.	
		SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS CASO 01	
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO		DIS.	L.RAMÍREZ
		DIB.	L.RAMÍREZ
		REV.	M.CARRANZA
AVE_MAX - FALLA LL		V'B	U.ROSADO
28/09/05		S/E	



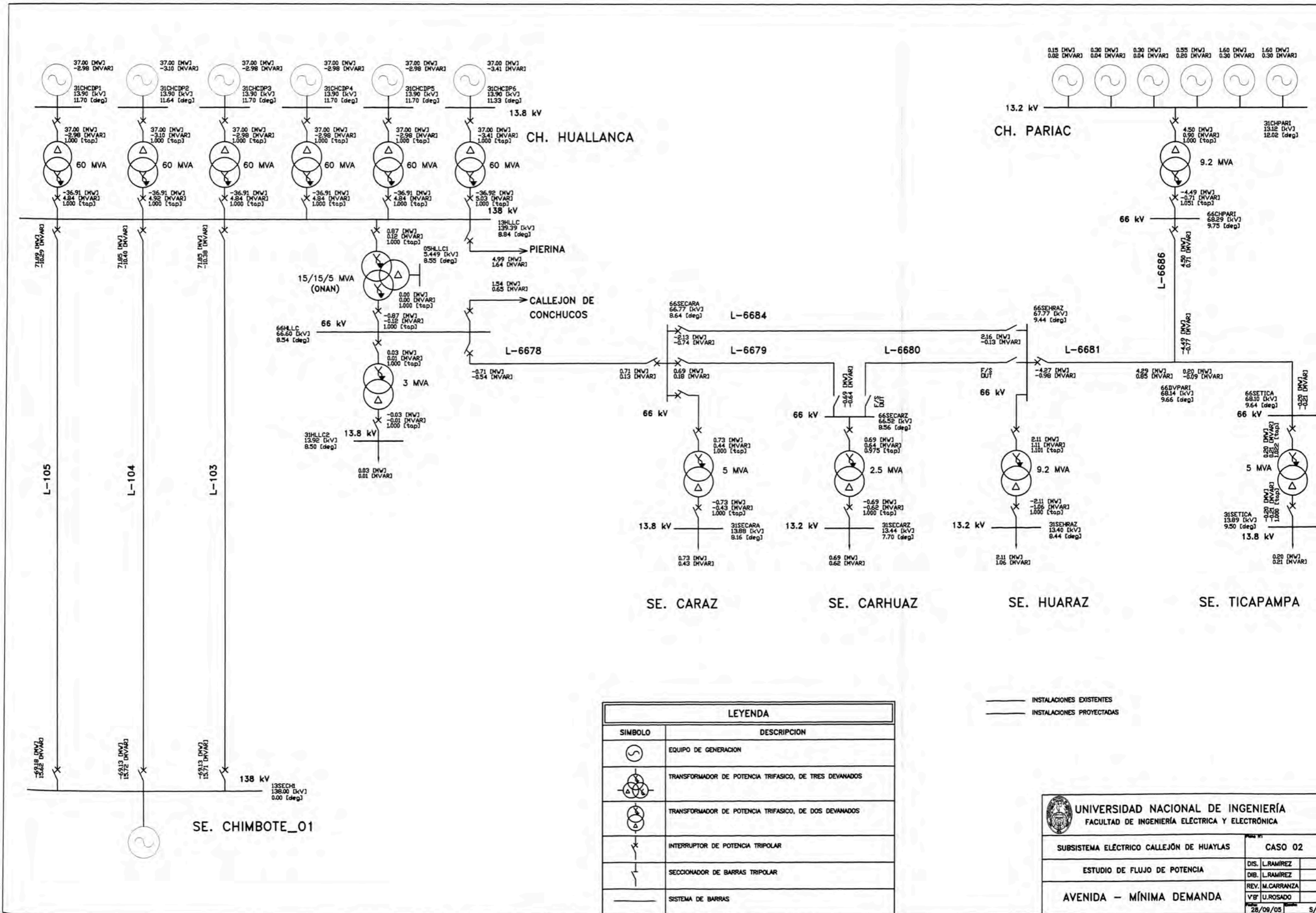
LEYENDA	
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	EQUIPO DE GENERACION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE TRES DEVANADOS
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE DOS DEVANADOS
	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIPOLAR
	SECCIONADOR DE BARRAS TRIPOLAR
	SISTEMA DE BARRAS

INSTALACIONES EXISTENTES
 INSTALACIONES PROYECTADAS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	
SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS	CASO 01
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO	DIS. L. RAMÍREZ
	DIB. L. RAMÍREZ
	REV. M. CARRANZA
AVE_MAX - FALLA LG	VF U. ROSADO
	28/09/05 S/E

ANEXO D

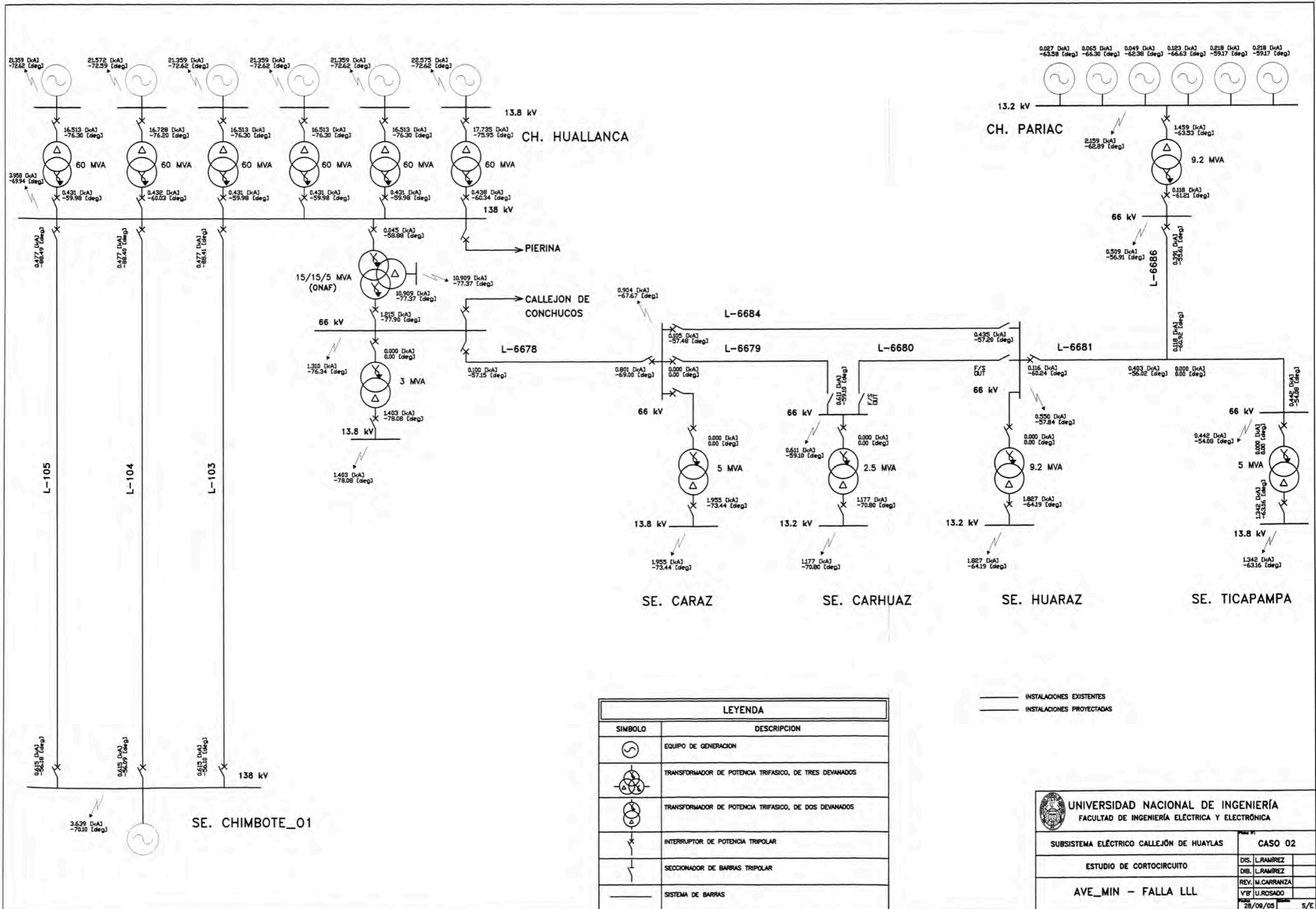
**ESQUEMA UNIFILAR DE FLUJO DE POTENCIA
Y CORTOCIRCUITO DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO
CALLEJÓN DE HUAYLAS
CASO 02: AVENIDA Y MÍNIMA DEMANDA**



LEYENDA	
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	EQUIPO DE GENERACION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE TRES DEVANADOS
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE DOS DEVANADOS
	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIPOLAR
	SECCIONADOR DE BARRAS TRIPOLAR
	SISTEMA DE BARRAS

INSTALACIONES EXISTENTES
 INSTALACIONES PROYECTADAS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	
SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS	CASO 02
ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA	DIS. L.RAMIREZ
	DIB. L.RAMIREZ
	REV. M.CARRANZA
AVENIDA - MÍNIMA DEMANDA	V'B' U.ROSADO
	28/09/05
	5/E

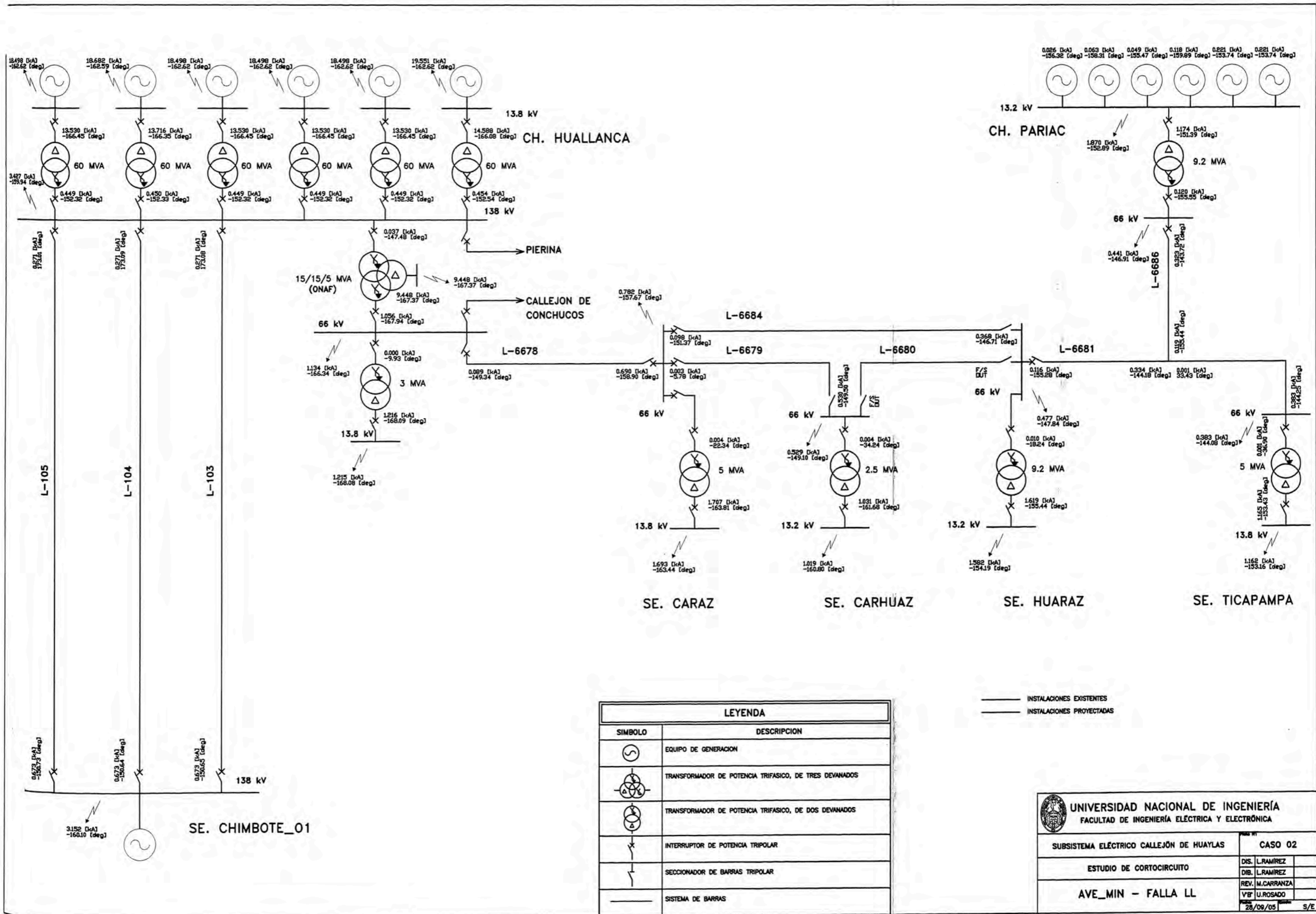


LEYENDA	
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	EQUIPO DE GENERACION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE TRES DEVANADOS
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE DOS DEVANADOS
	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIPOLAR
	SECCIONADOR DE BARRAS TRIPOLAR
	SISTEMA DE BARRAS

INSTALACIONES EXISTENTES
 INSTALACIONES PROYECTADAS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

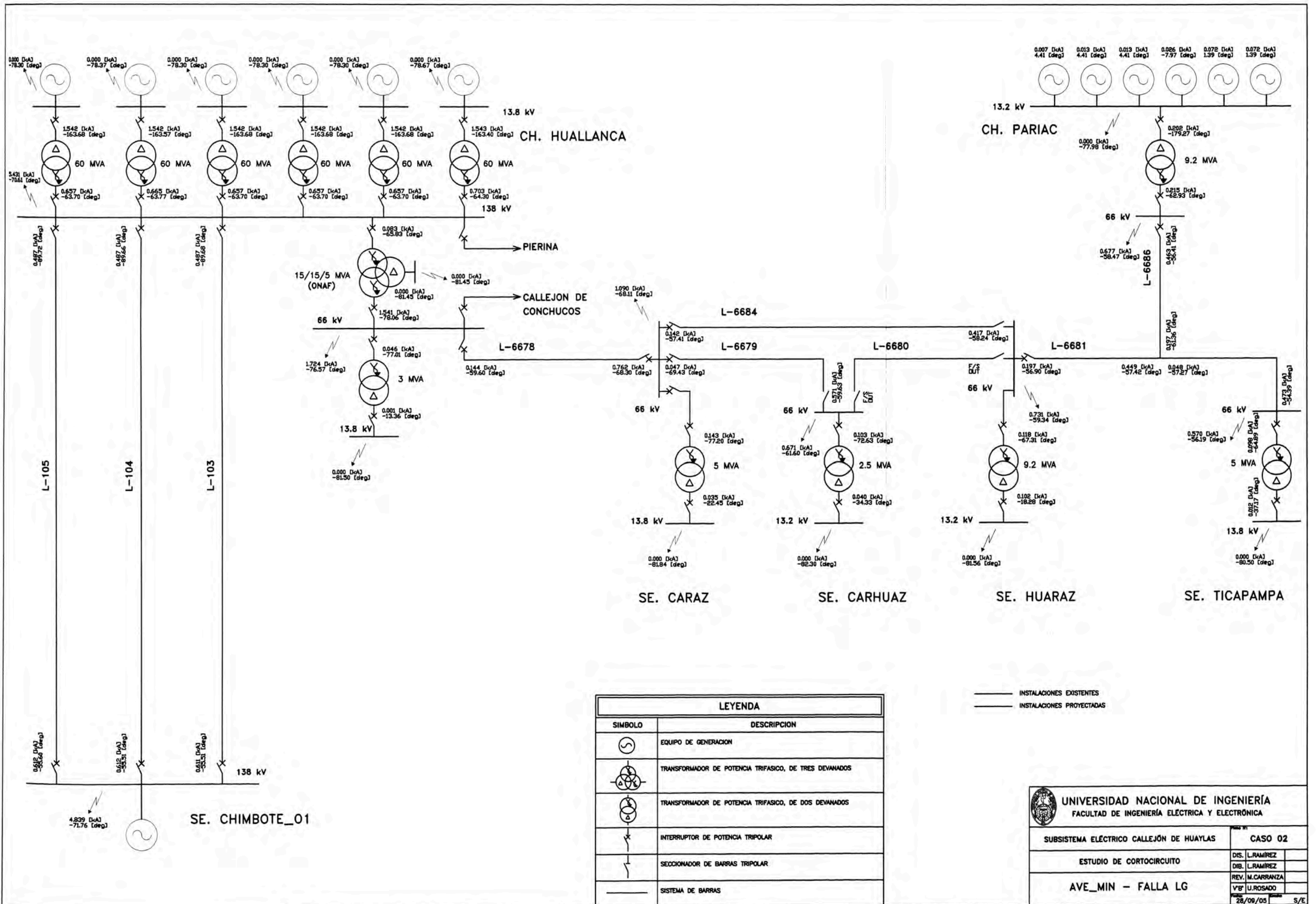
SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS	CASO 02
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO	DIS. L.RAMÍREZ
	DIB. L.RAMÍREZ
	REV. M.CARRANZA
AVE_MIN - FALLA LLL	V'B U.ROSADO
	28/09/05
	S/E



LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	EQUIPO DE GENERACION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE TRES DEVANADOS
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE DOS DEVANADOS
	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIPOLAR
	SECCIONADOR DE BARRAS TRIPOLAR
	SISTEMA DE BARRAS

INSTALACIONES EXISTENTES
 INSTALACIONES PROYECTADAS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	
SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS	CASO 02
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO	DIS. L.RAMÍREZ
	DIB. L.RAMÍREZ
	REV. M.CARRANZA
AVE_MIN - FALLA LL	V'B' U.ROSADO
28/09/05	3/E



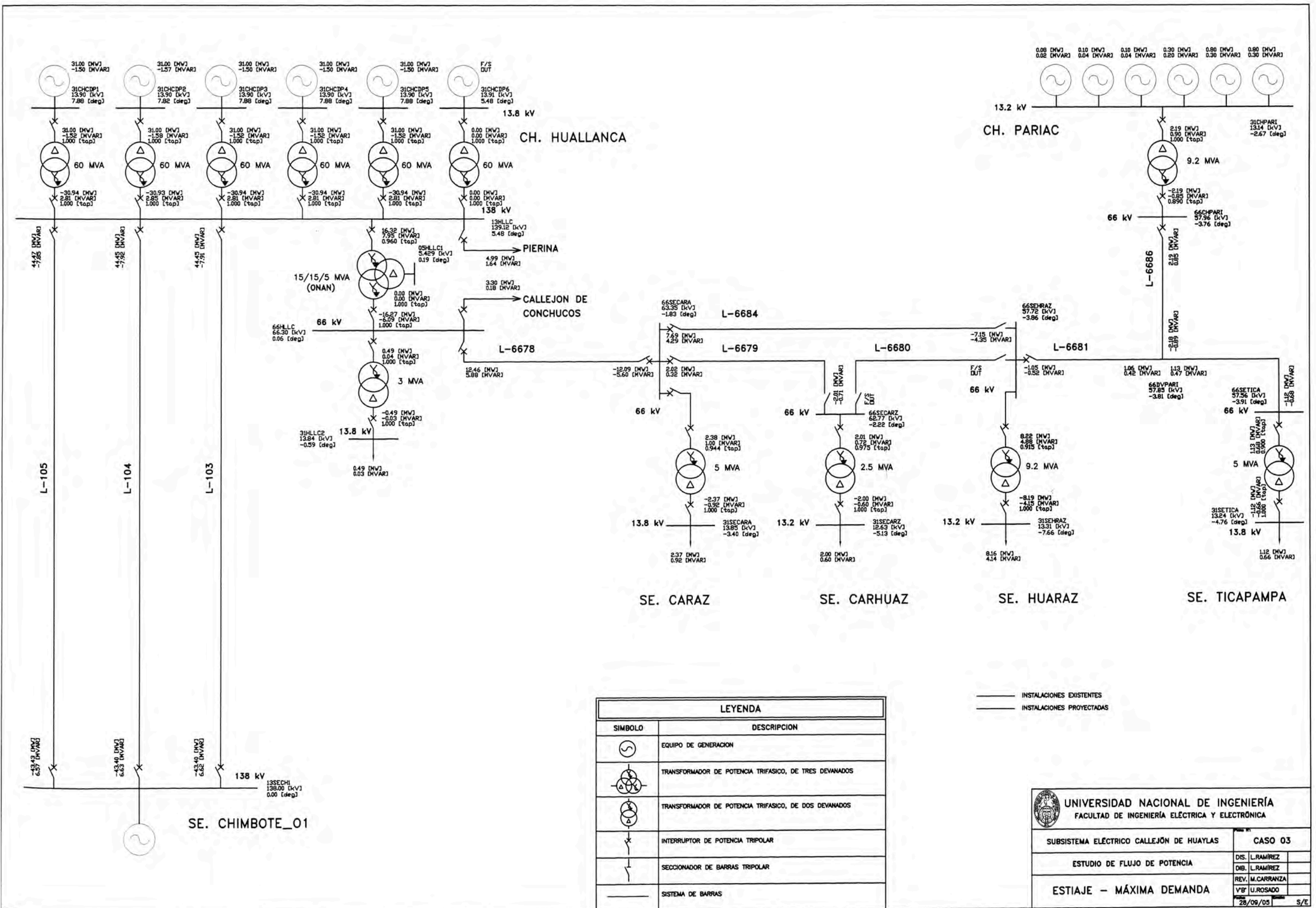
LEYENDA	
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	EQUIPO DE GENERACION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE TRES DEVANADOS
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE DOS DEVANADOS
	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIPOLAR
	SECCIONADOR DE BARRAS TRIPOLAR
	SISTEMA DE BARRAS

INSTALACIONES EXISTENTES
 INSTALACIONES PROYECTADAS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	
SISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS	CASO 02
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO	DIS. L.RAMIREZ
AVE_MIN - FALLA LG	DIB. L.RAMIREZ
	REV. M.CARRANZA
	VBF U.ROSADO
	28/09/05 S/E

ANEXO E

**ESQUEMA UNIFILAR DE FLUJO DE POTENCIA
Y CORTOCIRCUITO DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO
CALLEJÓN DE HUAYLAS
CASO 03: ESTIAJE Y MÁXIMA DEMANDA**

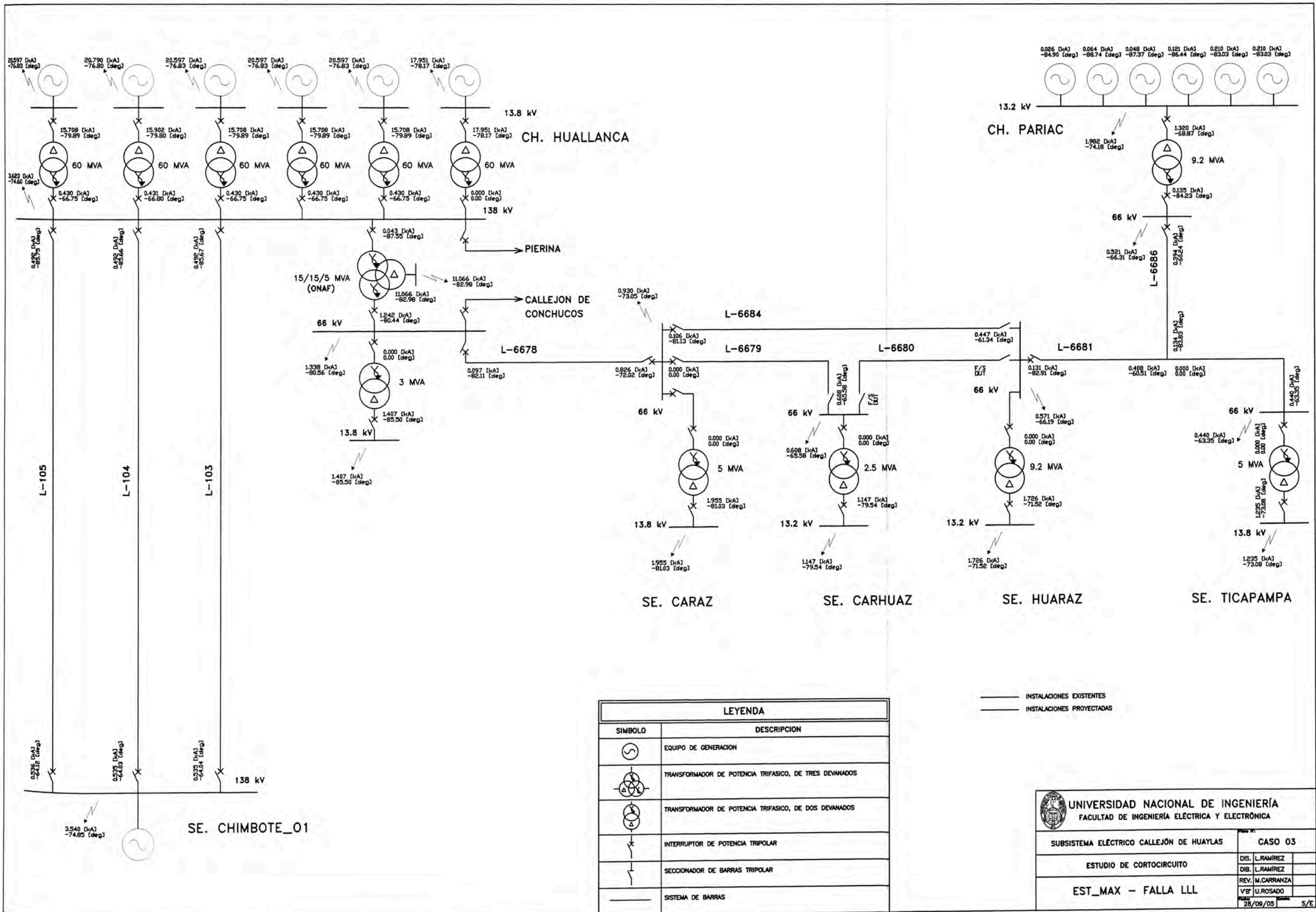


LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	EQUIPO DE GENERACION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE TRES DEVANADOS
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE DOS DEVANADOS
	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIPOLAR
	SECCIONADOR DE BARRAS TRIPOLAR
	SISTEMA DE BARRAS

INSTALACIONES EXISTENTES
 INSTALACIONES PROYECTADAS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

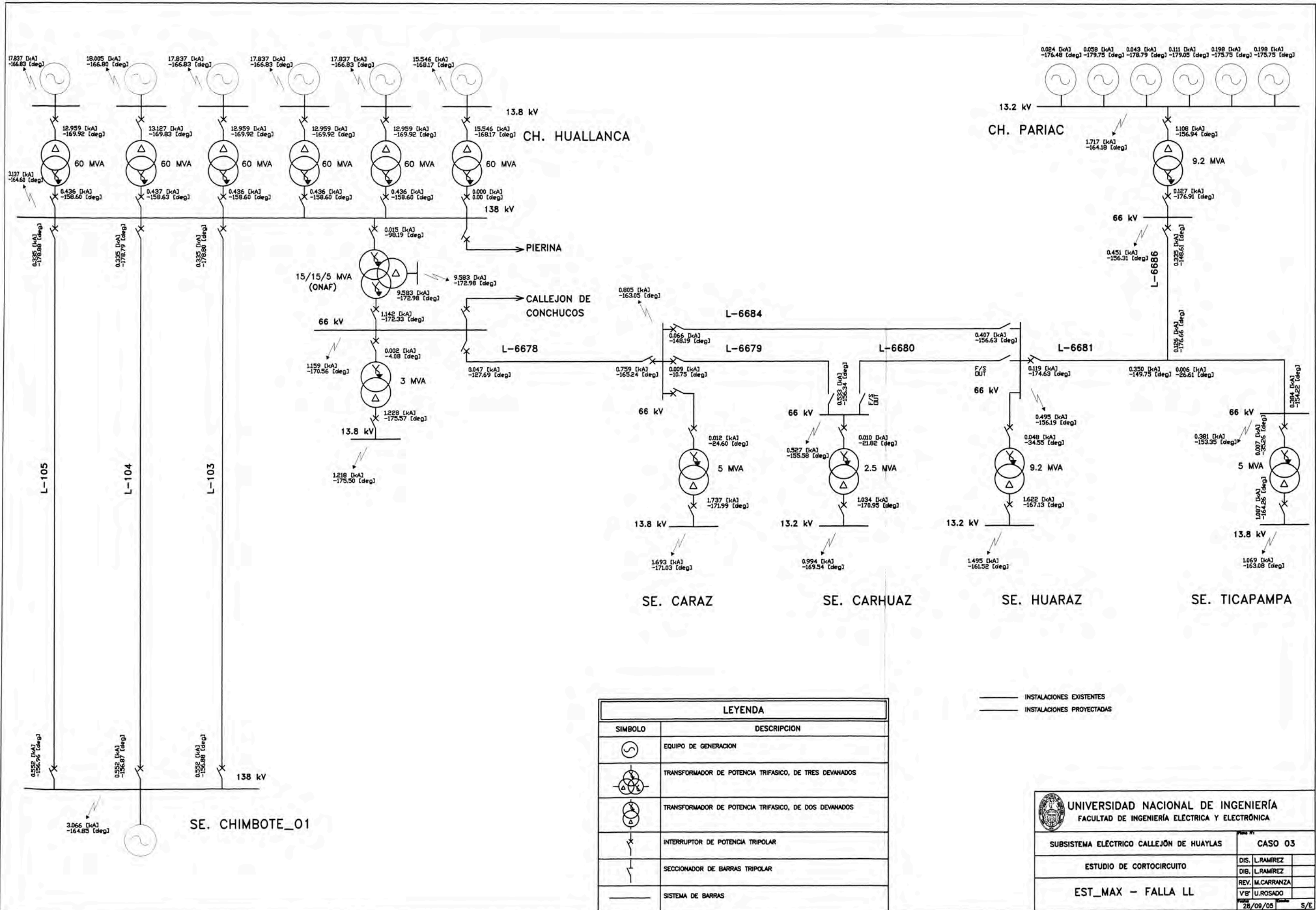
SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS	CASO 03
ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA	DIS. L.RAMÍREZ
	DIB. L.RAMÍREZ
	REV. M.CARRANZA
ESTIAJE - MÁXIMA DEMANDA	V8 U.ROSADO
	28/09/05 S/E



LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	EQUIPO DE GENERACION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE TRES DEVANADOS
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE DOS DEVANADOS
	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIPOLAR
	SECCIONADOR DE BARRAS TRIPOLAR
	SISTEMA DE BARRAS

INSTALACIONES EXISTENTES
 INSTALACIONES PROYECTADAS

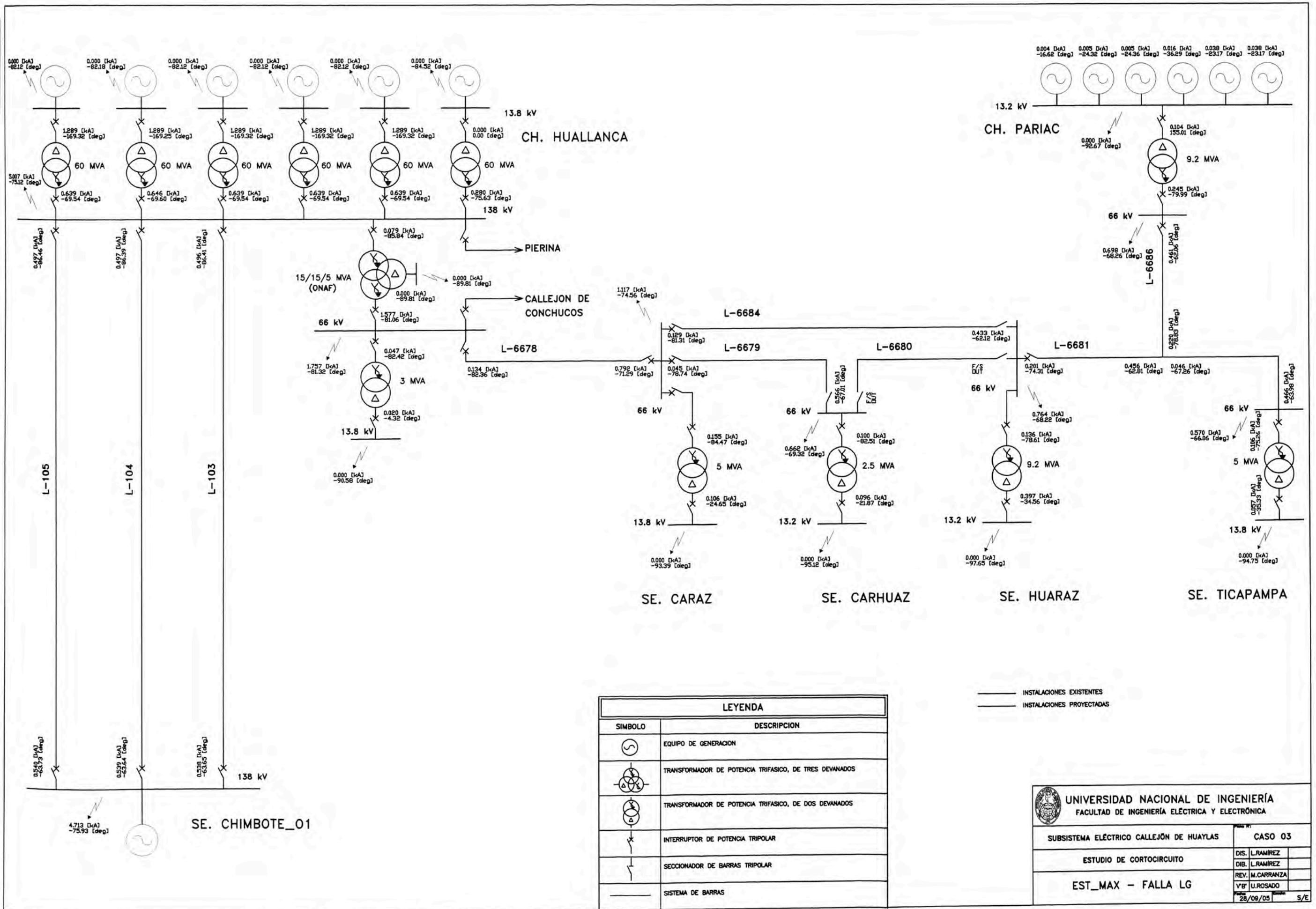
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	
SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS	CASO 03
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO	DIS. L.RAMIREZ DIB. L.RAMIREZ
EST_MAX - FALLA LLL	REV. M.CARRANZA V'B' U.ROSADO
28/09/05	5/E



LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	EQUIPO DE GENERACION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE TRES DEVANADOS
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE DOS DEVANADOS
	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIPOLAR
	SECCIONADOR DE BARRAS TRIPOLAR
	SISTEMA DE BARRAS

INSTALACIONES EXISTENTES
 INSTALACIONES PROYECTADAS

 UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA		SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS		CASO 03
		ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO		DIS. L.RAMÍREZ
EST_MAX - FALLA LL		REV. M.CARRANZA		
		V'B' U.ROSADO		
		28/08/05	S/E	



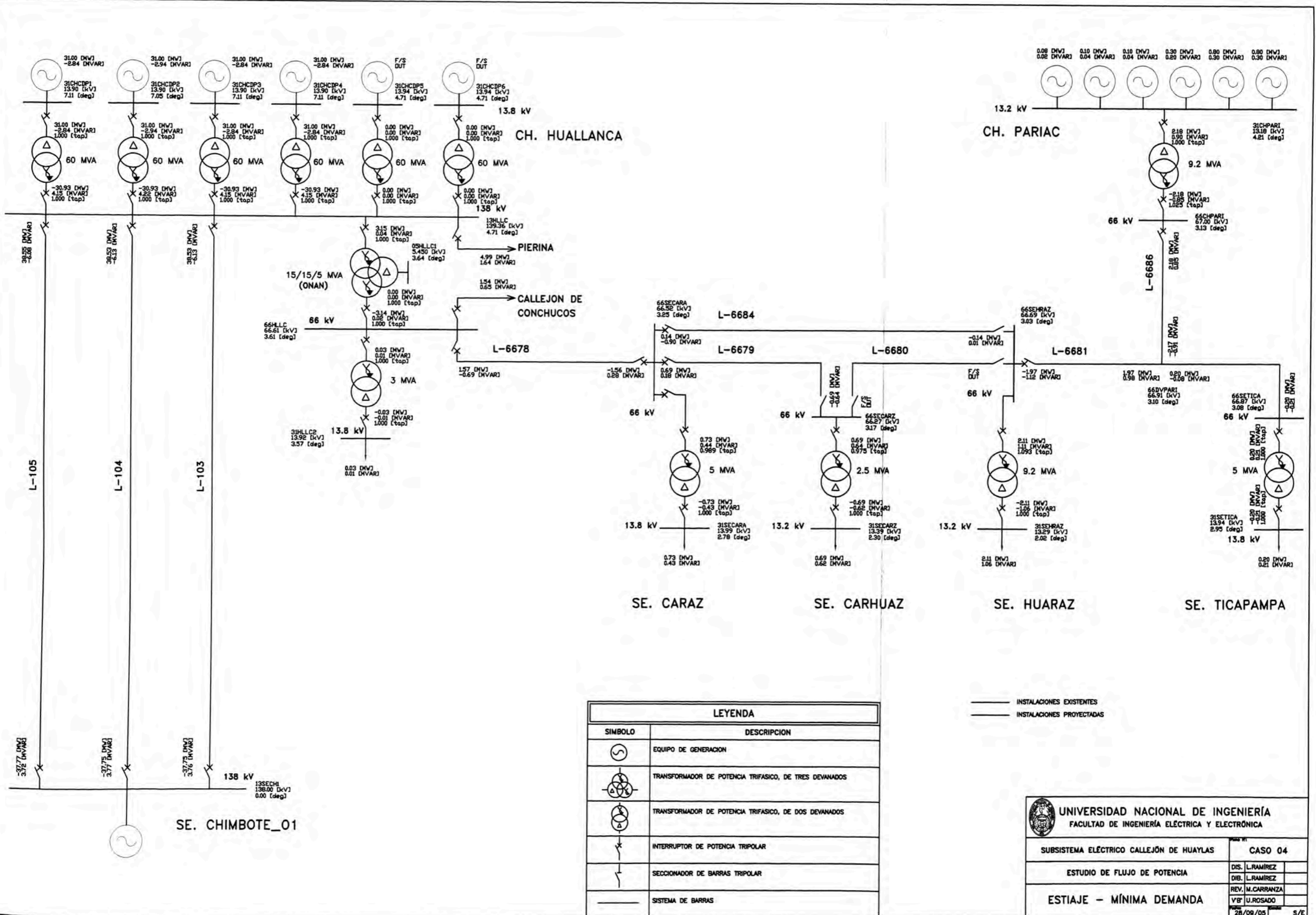
LEYENDA	
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	EQUIPO DE GENERACION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE TRES DEVANADOS
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE DOS DEVANADOS
	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIPOLAR
	SECCIONADOR DE BARRAS TRIPOLAR
	SISTEMA DE BARRAS

INSTALACIONES EXISTENTES
 INSTALACIONES PROYECTADAS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRONICA		SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS		CASO 03
		ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO		DIS. L.RAMIREZ
EST_MAX - FALLA LG		REV. M.CARRANZA		
		V'B' U.ROSADO		
		28/09/05	S/E	

ANEXO F

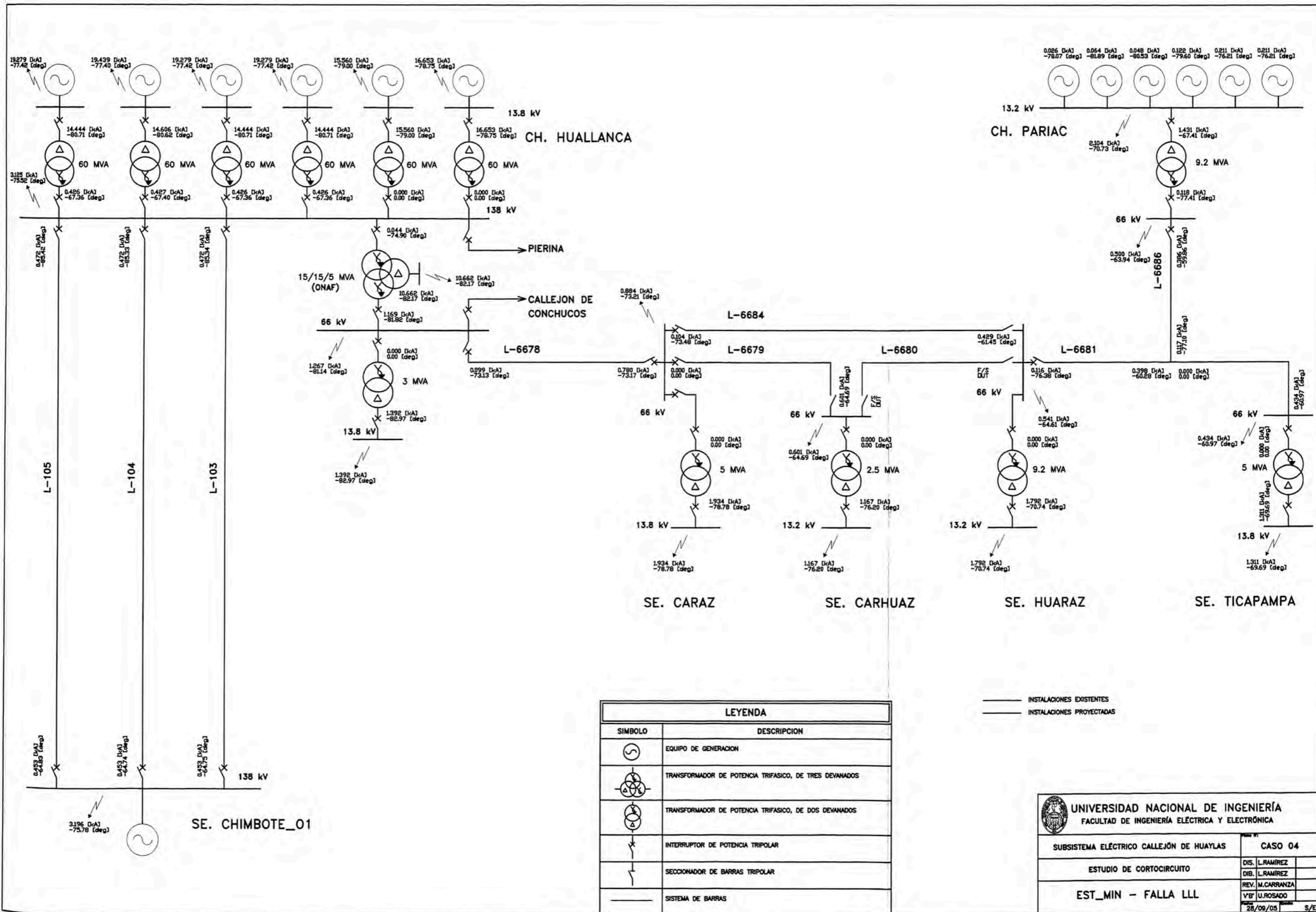
**ESQUEMA UNIFILAR DE FLUJO DE POTENCIA
Y CORTOCIRCUITO DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO
CALLEJÓN DE HUAYLAS
CASO 04: ESTIAJE Y MÍNIMA DEMANDA**



LEYENDA	
SÍMBOLO	DESCRIPCION
	EQUIPO DE GENERACION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE TRES DEVANADOS
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE DOS DEVANADOS
	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIPOLAR
	SECCIONADOR DE BARRAS TRIPOLAR
	SISTEMA DE BARRAS

INSTALACIONES EXISTENTES
 INSTALACIONES PROYECTADAS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA		CASO 04	
		SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS	
ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA		DIS.	L.RAMÍREZ
		DIB.	L.RAMÍREZ
ESTIAJE - MÍNIMA DEMANDA		REV.	M.CARRANZA
		VER.	U.ROSADO
		FECHA	26/09/05
		HOJA	5/E

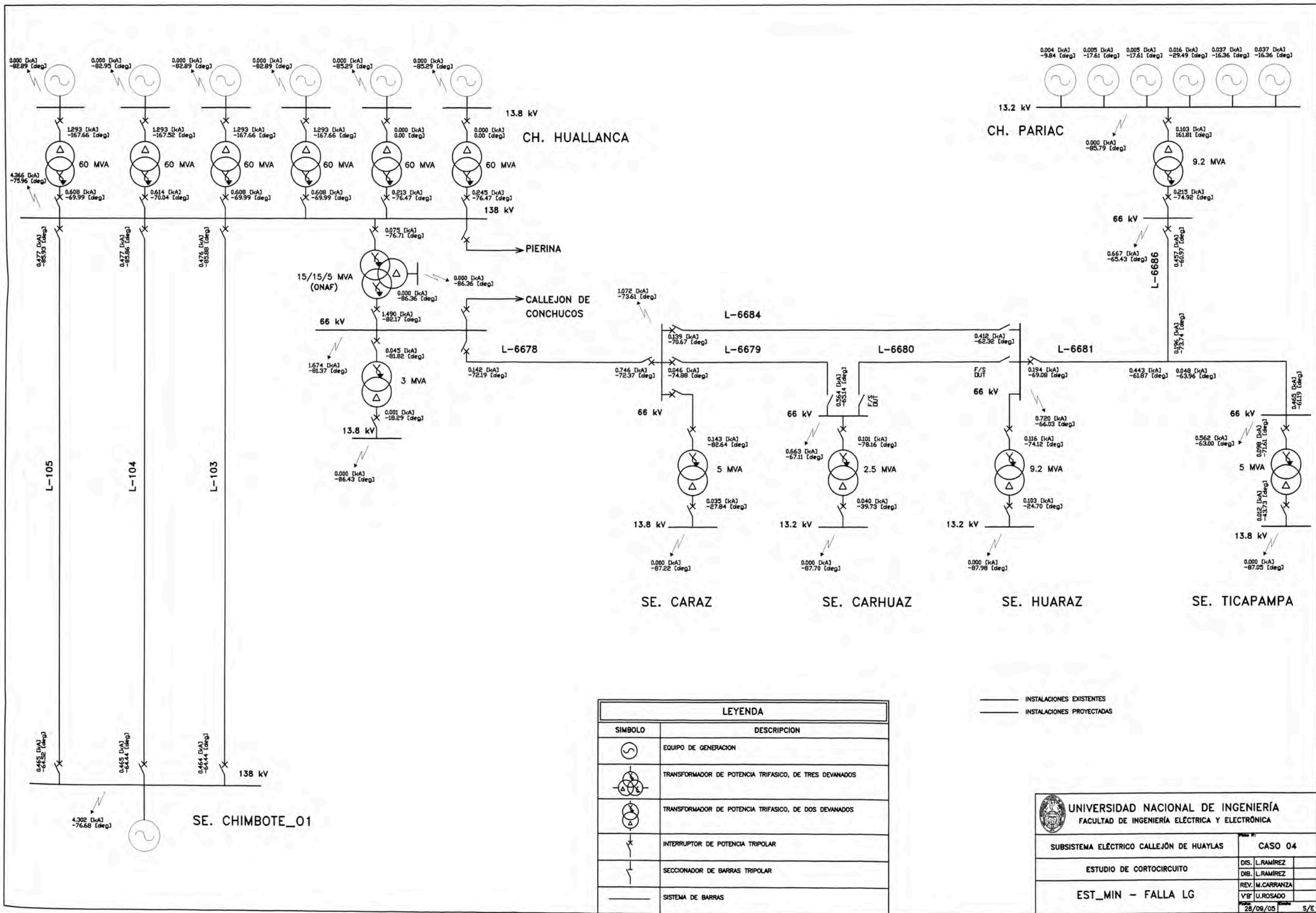


LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	EQUIPO DE GENERACION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE TRES DEVANADOS
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE DOS DEVANADOS
	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIPOLAR
	SECCIONADOR DE BARRAS TRIPOLAR
	SISTEMA DE BARRAS

INSTALACIONES EXISTENTES
 INSTALACIONES PROYECTADAS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS	CASO 04
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO	DIS. L.RAMÍREZ DIB. L.RAMÍREZ
EST_MIN - FALLA LLL	REV. M.CARRANZA V.B. U.ROSADO
	28/08/05 S/E



LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	EQUIPO DE GENERACION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE TRES DEVANADOS
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO, DE DOS DEVANADOS
	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIPOLAR
	SECCIONADOR DE BARRAS TRIPOLAR
	SISTEMA DE BARRAS

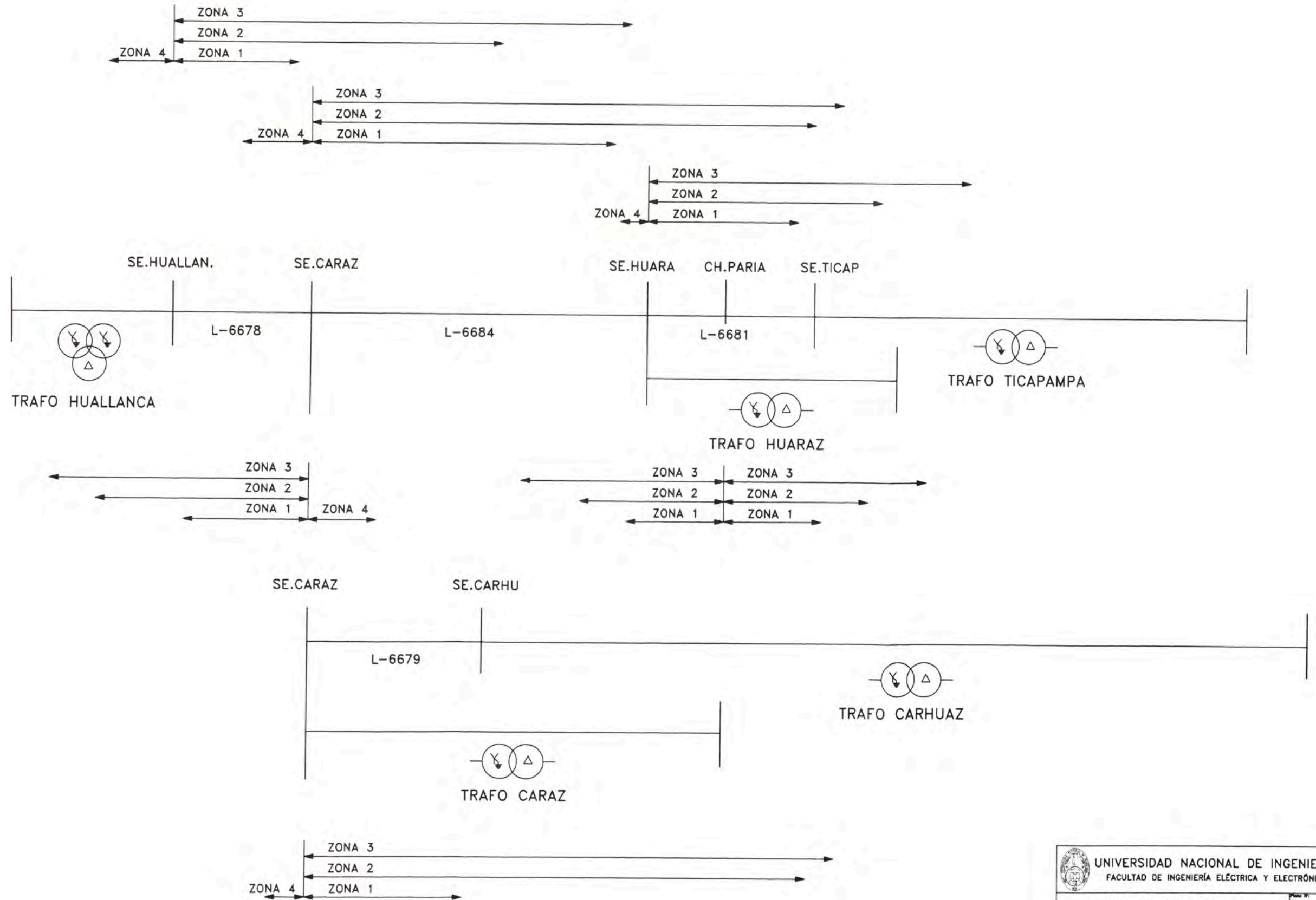
INSTALACIONES EXISTENTES
 INSTALACIONES PROYECTADAS


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRICA Y ELECTRONICA

SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS	CASO 04
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO	DIS. L.RAMIREZ
	DIB. L.RAMIREZ
	REV. M.CARRANZA
EST_MIN - FALLA LG	V'B' U.ROSADO
	28/09/05
	S/E

ANEXO G

**ALCANCES DE LA ZONAS DE OPERACIÓN
DE LOS RELES DE DISTANCIA**



 UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA		Fecha: 28/09/05	
		Hoja: 5/E	
SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS		DIS. L.RAMÍREZ	<input type="checkbox"/>
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN		DIB. L.RAMÍREZ	<input type="checkbox"/>
ALCANCES DE LAS ZONAS DE OPERACIÓN DE LOS RELES DE DISTANCIA		REV. M.CARRANZA	<input type="checkbox"/>
		V'B' U.ROSADO	<input type="checkbox"/>

ANEXO H

**CARACTERISTICAS DE AJUSTES DE LOS RELES DE DISTANCIA
GENERAL ELECTRIC MODELO UR D60**

CARACTERÍSTICAS DE AJUSTE DE LOS RELES DE DISTANCIA GE MODELO UR D60

1. *"Comp Limit"*: Este ajuste define la forma de la característica de operación: En particular produce el tipo lente en la función Mho y define el límite de la reactancia para la función cuadrilateral. Mejora la seguridad para las averías cerca del punto del alcance ajustando el límite de la reactancia. Se ajustara a su valor máximo, es decir, $\text{Comp Limit} = 90^\circ$

2. *"DIR RCA"*: Este ajuste selecciona el ángulo característico (o el ángulo máximo del esfuerzo de torsión) de la función supervisora direccional. Conjuntamente con la característica cuadrilateral, este ajuste define la única función direccional construida en el elemento de distancia para fallas entre fases y a tierra. Este ajuste iguala típicamente el ángulo característico "RCA" de la función de distancia.
 $\text{DIR RCA} = 50^\circ$ (ajustando a este valor formamos ángulos direccionales de -15° y 115°)

3. *"DIR Comp Limit"*: Selecciona el ángulo comparador límite para la función supervisora direccional.
 $\text{DIR Comp Limit} = 65^\circ$ (ajustando a este valor formamos ángulos direccionales de -15° y 115°)

4. *"Quad Right Blinder"*: Este ajuste define el alcance resistivo derecho de la característica cuadrilateral a lo largo del eje resistivo del plano de la impedancia. Este ajuste se aplica solamente a la característica cuadrilateral y se debe ajustar teniendo en consideración la carga máxima y la cobertura resistiva requerida.

- Para fallas entre fases, en nuestro caso este ajuste no sobrepasara tres veces el ajuste reactivo de la zona "i", es decir:

$$\text{"Quad Right Blinder"} \leq 3x X_{Li}$$

Donde: i= Zonal, Zona2, Zona3, Zona4

Por lo tanto, nuestro ajuste será el 80% del máximo calculado, es decir.

$$\text{"Quad Right Blinder"} = 0.8 * 3 * X_{Li},$$

- Para fallas a tierra, en nuestro caso este ajuste no sobrepasara 4.5 veces el ajuste reactivo de la zona "i", es decir:

$$\text{"Quad Right Blinder"} < 4.5 * X_{Li}$$

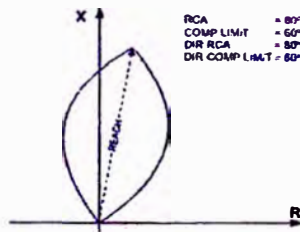
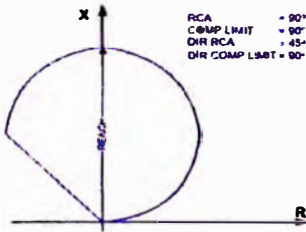
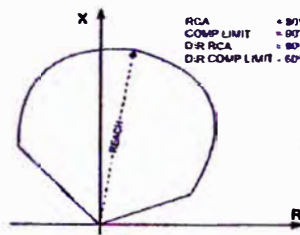
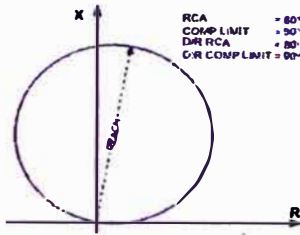
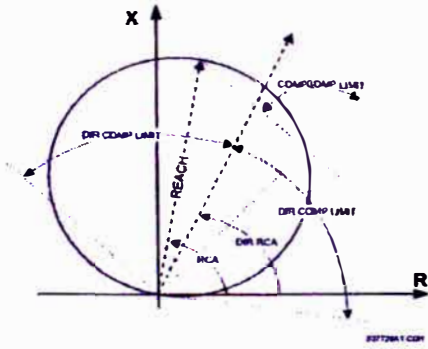
Donde: i= Zonal, Zona2, Zona3, Zona4

Por lo tanto, nuestro ajuste será el 80% del máximo calculado, es decir.

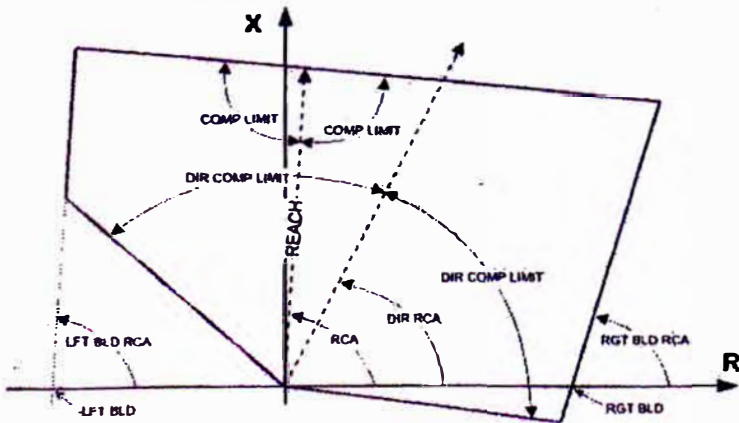
$$\text{"Quad Right Blinder"} = 0.8 * 3 * X_{Li},$$

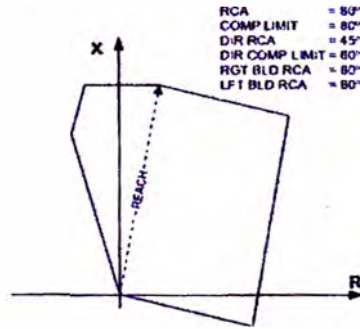
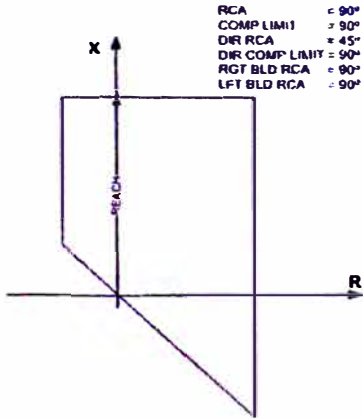
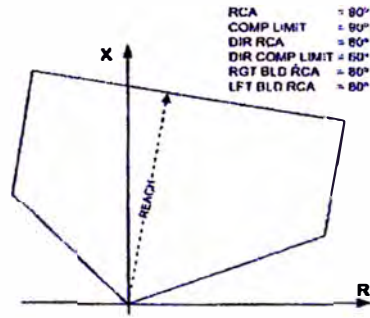
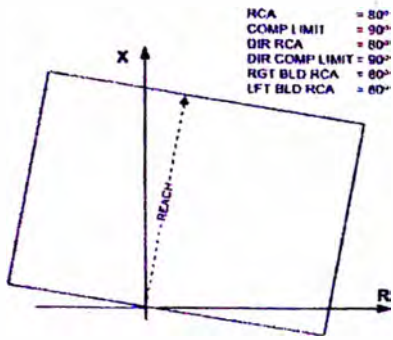
5. "Quad Right Blinder RCA": Este ajuste define la posición angular del alcance resistivo derecho de la característica cuadrilateral. Cuyo ajuste será no menor del ángulo de la impedancia de la línea y mayor o igual a 60°.
6. "Quad Lett Blinder": Este ajuste define el alcance resistivo izquierdo de la característica cuadrilateral a lo largo del eje resistivo del plano de la impedancia. Este ajuste se aplica solamente a la característica cuadrilateral y es igual al "Quad Right Blinder":
7. "Quad Left Blinder RCA": Este ajuste define la posición angular del alcance resistivo izquierdo de la característica cuadrilateral. Cuyo ajuste será no menor del ángulo de-la impedancia de la línea y mayor o igual a 60°.

Característica MHO



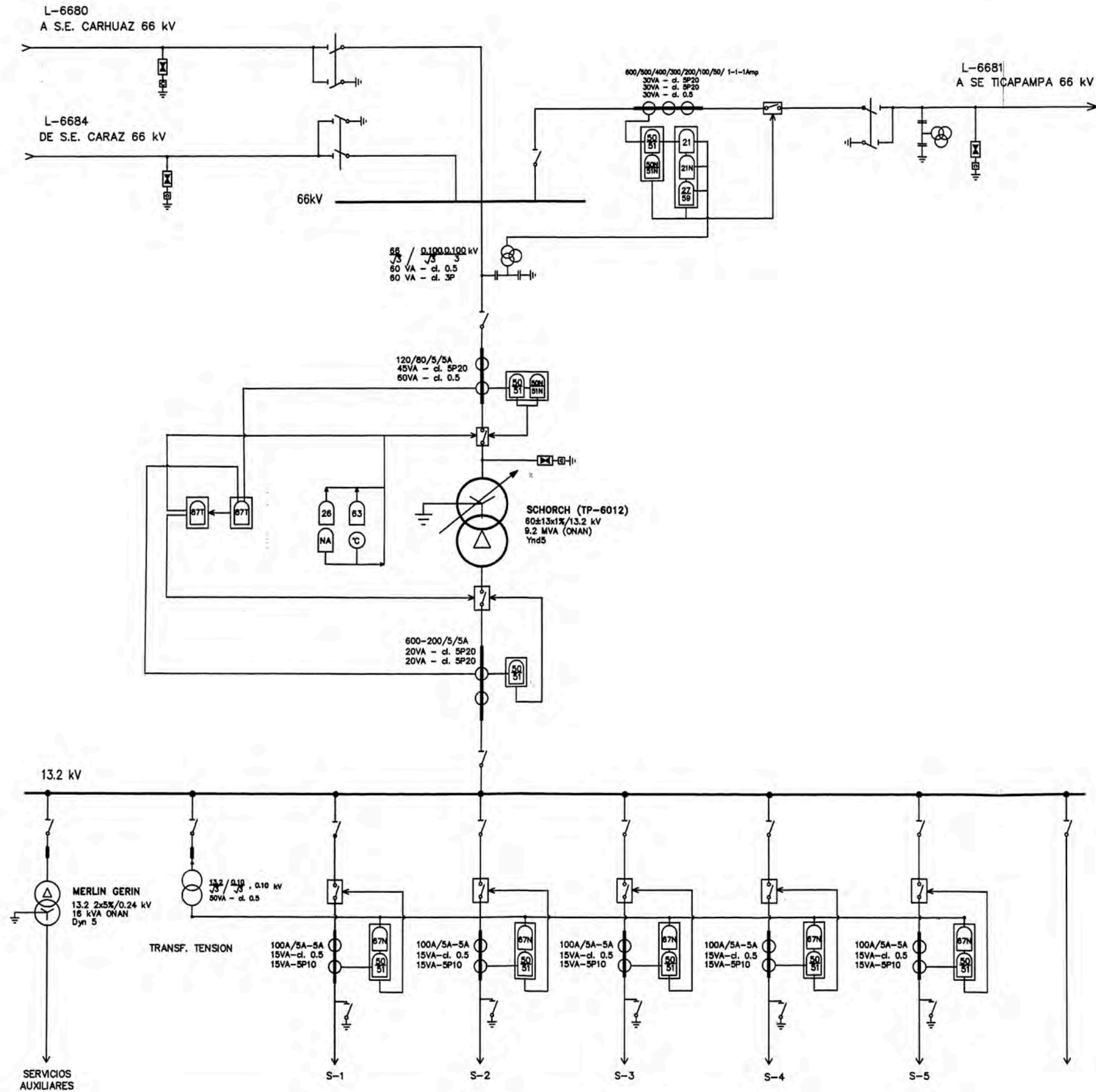
Característica POLIGONAL





ANEXO I

**ESQUEMAS ELÉCTRICOS DE PROTECCIÓN DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO
CALLEJÓN DE HUAYLAS**



LEYENDA

EQUIPOS EN PATIO DE 66 kV.	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 66/13.2 kV. 5 MVA (ONAN)
	PARARRAYOS 66 kV. CON CONTADOR DE DESCARGA
	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIFASICO
	TRANSFORMADOR DE TENSION CAPACITIVO
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
	SECCIONADOR TRIPOLAR
	SECCIONADOR TRIPOLAR CON PUESTA ATERRA

EQUIPOS DE 13.2 kV.	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	TRANSFORMADOR DE TENSION MONOFASICO INDUCTIVO
	SECCIONADOR TRIPOLAR
	INTERRUPTOR TRIPOLAR EN VACIO, 24 kV, EXTRABLE
	INTERRUPTOR TRIPOLAR FIJO 24 kV.
	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION TRIFASICO (SS.AA.) 16kVA (ONAN) 13.8±2.5% / 0.23 kV. Dyn 5
	SECCIONADOR TRIPOLAR - FUSIBLE 24 kV. 630 A.
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

EQUIPOS DE PROTECCION	
	RELE DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASE (50/51)
	RELE MULTIFUNCION DE SOBRECORRIENTE
	RELE MULTIFUNCION DE DISTANCIA
	RELE DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES
	RELE BUCHHOLZ
	RELE DE IMAGEN TERMICA
	NIVEL DE ACEITE
	TEMPERATURA

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS

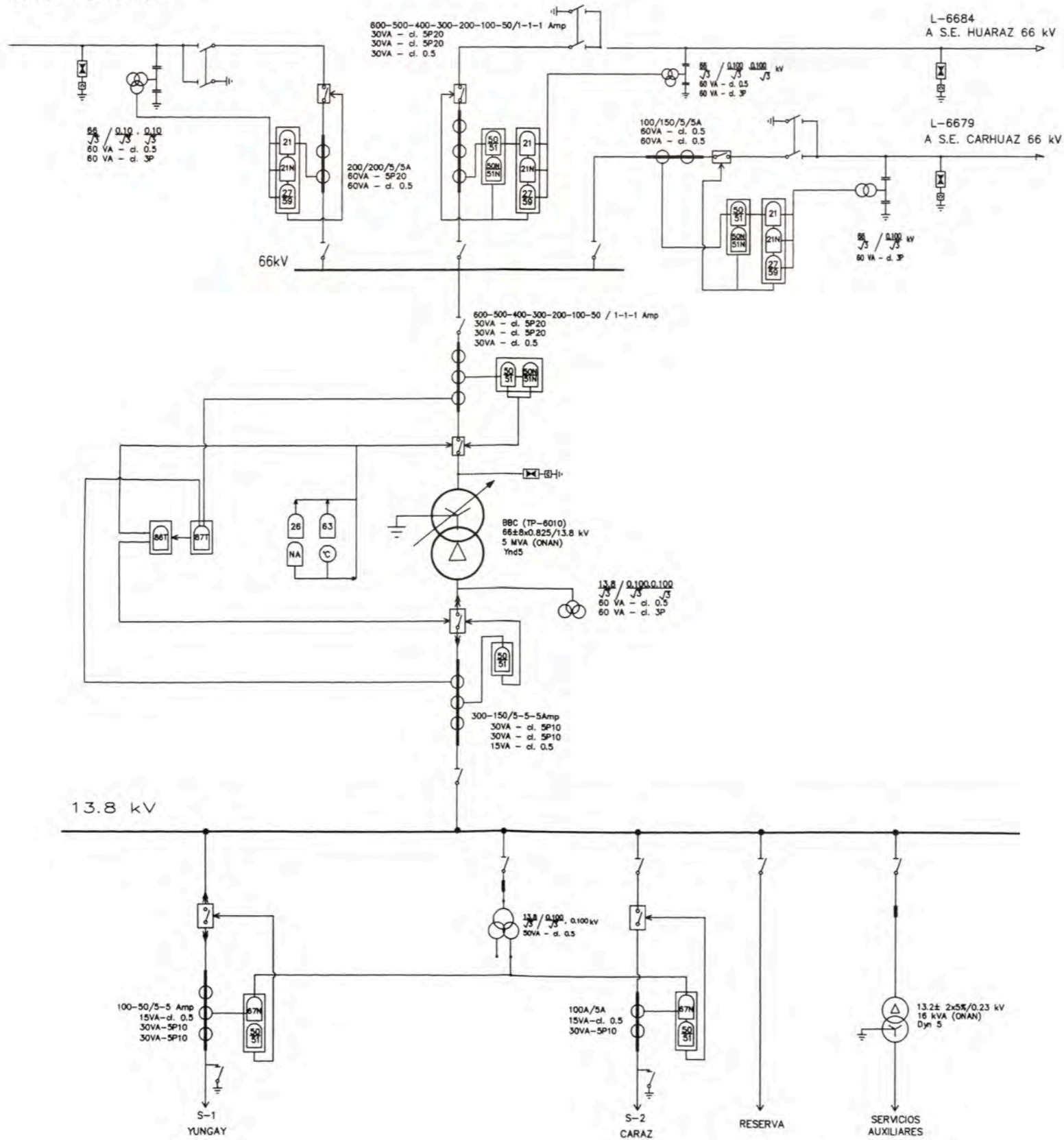
DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES

S.E. HUARAZ

DIS.	L.RAMÍREZ
DIB.	L.RAMÍREZ
REV.	M.CARRANZA
V'B'	U.ROSADO
FECHA	26/08/05

S/E

L-6678
DE S.E. HUALLANCA 66 kV



LEYENDA

EQUIPOS EN PATIO DE 66 kV.	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 66/13.8 kV. 5 MVA (ONAN)
	PARARRAYOS 66 kV, CON CONTADOR DE DESCARGA
	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIFASICO
	TRANSFORMADOR DE TENSION CAPACITIVO
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
	SECCIONADOR TRIPOLAR
	SECCIONADOR TRIPOLAR CON PUESTA ATERRIA

EQUIPOS DE 13.8 kV.	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	TRANSFORMADOR DE TENSION MONOFASICO INDUCTIVO
	SECCIONADOR TRIPOLAR
	INTERRUPTOR TRIPOLAR EN VACIO, 24 kV, EXTRAIBLE
	INTERRUPTOR TRIPOLAR FIJO 24 kV.
	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION TRIFASICO (SS.AA.) 16kVA (ONAN) 13.8±2x2.5% / 0.23 kV. Dyn 5
	SECCIONADOR TRIPOLAR - FUSIBLE 24 kV. 630 A.
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

EQUIPOS DE PROTECCION	
	RELE DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASE (50/51)
	RELE MULTIFUNCION DE SOBRECORRIENTE
	RELE MULTIFUNCION DE DISTANCIA
	RELE DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES
	RELE BUCHHOLZ
	RELE DE IMAGEN TERMICA
	NIVEL DE ACEITE
	TEMPERATURA

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRONICA

SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS

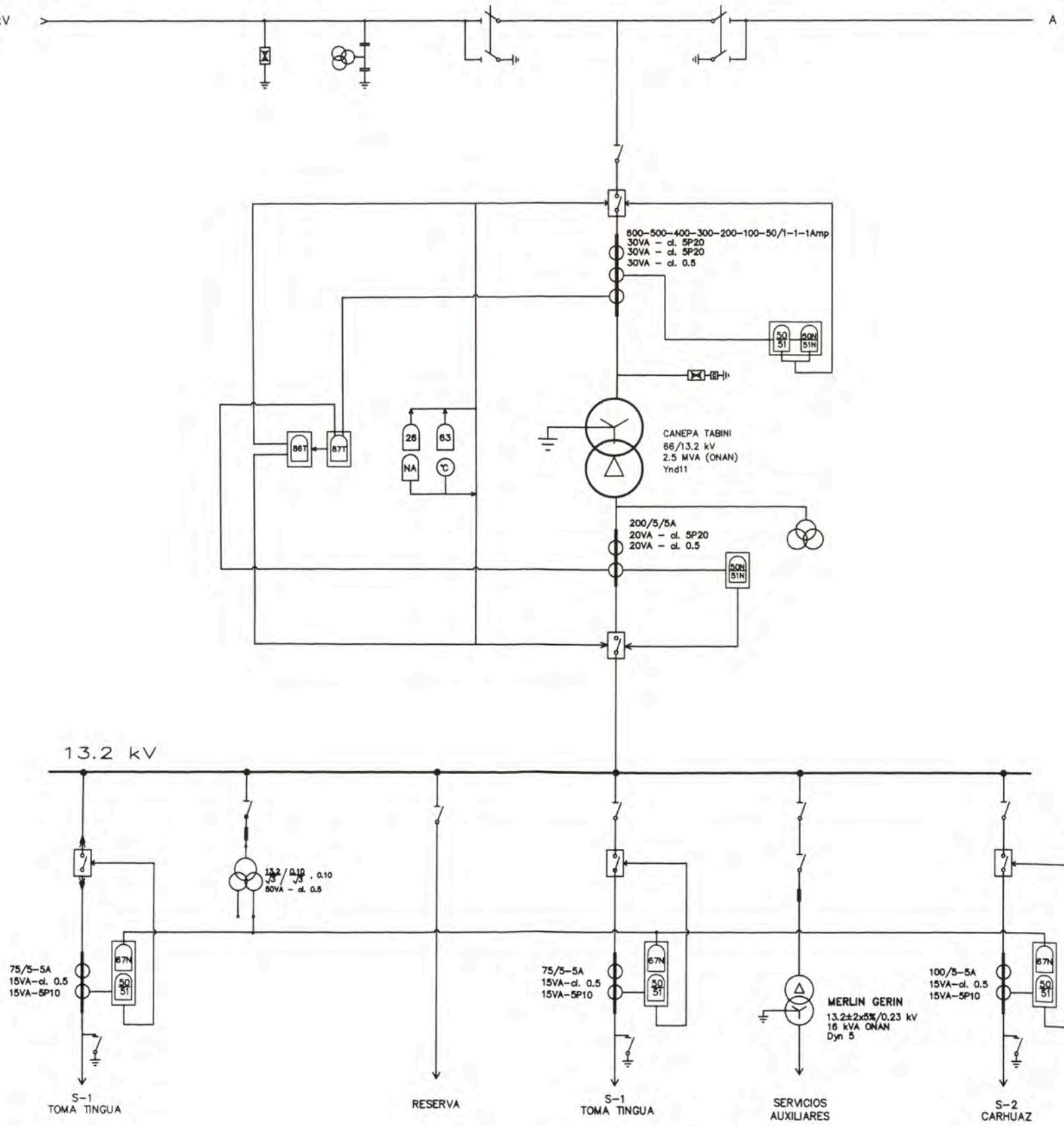
DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES

S.E. CARAZ

DIS.	L. RAMÍREZ
DIB.	L. RAMÍREZ
REV.	M. CARRANZA
V'B'	U. ROSADO
Fecha:	28/09/05
Hoja:	S/E

L-6679
DE S.E. CARAZ 66 kV

L-6680
A S.E. HUARAZ 66 kV



LEYENDA

EQUIPOS EN PATIO DE 66 kV.	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 66/13.2 kV. 5 MVA (ONAN)
	PARARRAYOS 66 kV, CON CONTADOR DE DESCARGA
	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIFASICO
	TRANSFORMADOR DE TENSION CAPAGTIVO
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
	SECCIONADOR TRIPOLAR
	SECCIONADOR TRIPOLAR CON PUESTA ATERRIA

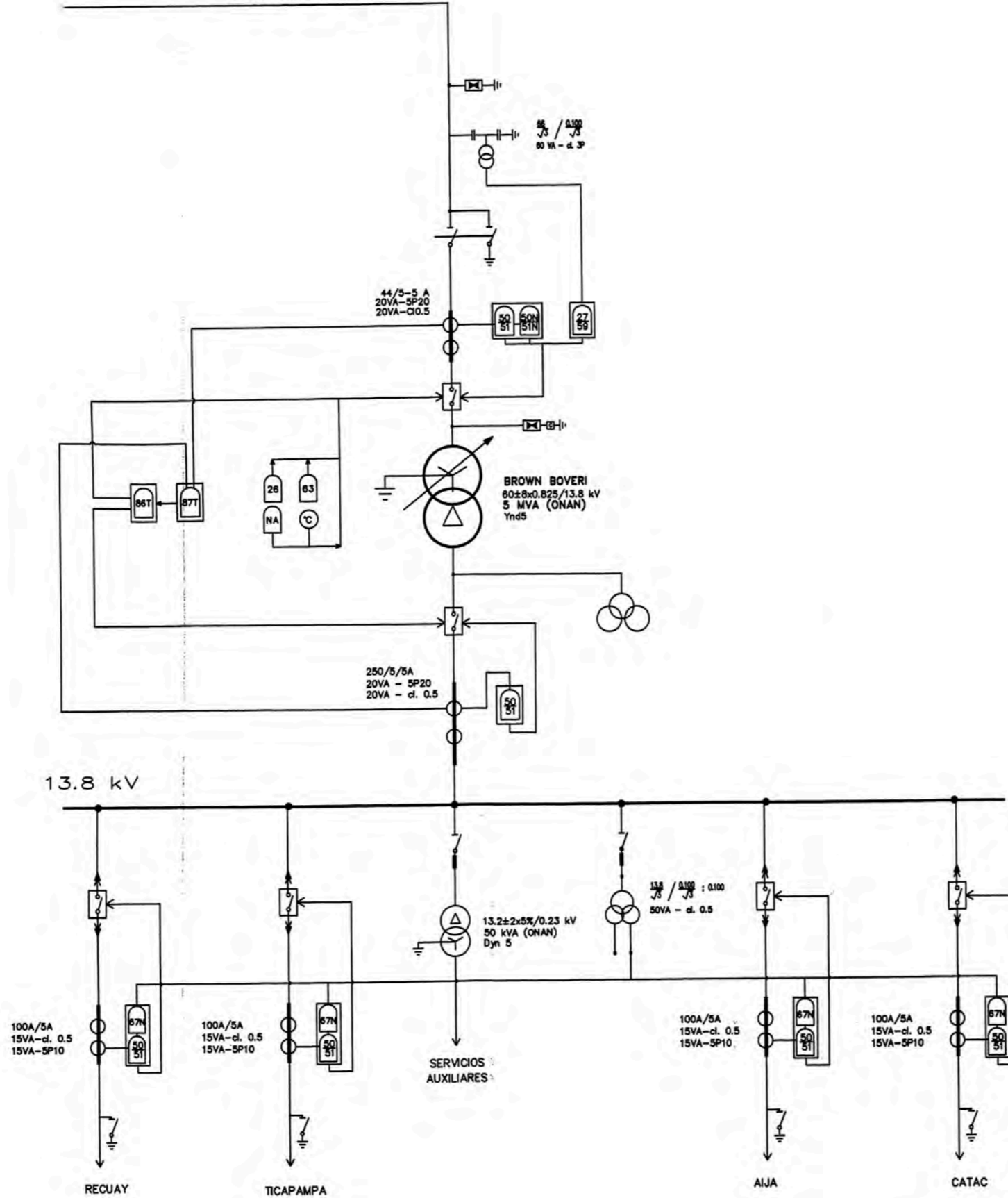
EQUIPOS DE 13.2 kV.	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	TRANSFORMADOR DE TENSION MONOFASICO INDUCTIVO
	SECCIONADOR TRIPOLAR
	INTERRUPTOR TRIPOLAR EN VACIO, 24 kV, EXTRABLE
	INTERRUPTOR TRIPOLAR FIJO 24 kV.
	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION TRIFASICO (SS.AA.) 16kVA (ONAN) 13.8±2x2.5% / 0.23 kV. Dyn 5
	SECCIONADOR TRIPOLAR - FUSIBLE 24 kV. 630 A.
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

EQUIPOS DE PROTECCION	
	RELE DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASE (50/51)
	RELE MULTIFUNCION DE SOBRECORRIENTE
	RELE MULTIFUNCION DE DISTANCIA
	RELE DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES
	RELE BUCHHOLZ
	RELE DE IMAGEN TERMICA
	NIVEL DE ACEITE
	TEMPERATURA

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS	DIS. L.RAMIREZ	
DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES	DIB. L.RAMIREZ	
S.E. CARHUAZ	REV. M.CARRANZA	
	V'B' U.ROSADO	

L-6681
DE S.E. HUARAZ 66 kV



LEYENDA

EQUIPOS EN PATIO DE 66 kV.	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 66/13.8 kV. 5 MVA (ONAN)
	PARARRAYOS 66 kV, CON CONTADOR DE DESCARGA
	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIFASICO
	TRANSFORMADOR DE TENSION CAPACITIVO
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
	SECCIONADOR TRIPOLAR
	SECCIONADOR TRIPOLAR CON PUESTA ATERRIA

EQUIPOS DE 13.8 kV.	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	TRANSFORMADOR DE TENSION MONOFASICO INDUCTIVO
	SECCIONADOR TRIPOLAR
	INTERRUPTOR TRIPOLAR EN VACIO, 24 kV, EXTRABLE
	INTERRUPTOR TRIPOLAR FIJO 24 kV.
	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION TRIFASICO (SS.AA.) 15kVA (ONAN) 13.8±2x2.5% / 0.23 kV. Dyn 5
	SECCIONADOR TRIPOLAR - FUSIBLE 24 kV. 630 A.
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

EQUIPOS DE PROTECCION	
	RELE DE SOBRECORRIENTE ENTRE FASE (50/51)
	RELE MULTIFUNCION DE SOBRECORRIENTE
	RELE MULTIFUNCION DE DISTANCIA
	RELE DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES
	RELE BUCHHOLZ
	RELE DE IMAGEN TERMICA
	NIVEL DE ACEITE
	TEMPERATURA

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

SUBSISTEMA ELÉCTRICO CALLEJÓN DE HUAYLAS

DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES

S.E. TICAPAMPA

DIS. L.RAMÍREZ	
DIB. L.RAMÍREZ	
REV. M.CARRANZA	
V'B' U.ROSADO	
28/09/05	5/E

BIBLIOGRAFÍA

1. C. Russell Mason, "The Art and Science of Protective Relaying", General Electric Company Schenectady, New York. Junio 1977
2. Paulino Montané Sangrá. "Protecciones en las Instalaciones Eléctricas", Marcombo, Barcelona España, 1988.
3. Geraldo Kindermann. "Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia" Universidad Federal de Santa Catalina, Florinapolis 1999.
4. Lewis Blackburn. "Protective Relaying, Principles and Applications" Washington 1987.
5. Robert Capella. "Protecciones Eléctricas en MT", Schneider Electric, España Mayo 2003.
6. Copias del Ing. Carlos Arroyo A., "Protección de Sistemas de Potencia", Universidad Nacional de Ingeniería.
7. Copias del Ing. Luis Felipe Hernández Cevallos, "Protección de Sistemas Eléctricos de Distribución", Colegio de Ingenieros del Perú, Marzo 2002.
8. Curso de Capacitación en Protecciones: "Generalidades de las Protecciones", Documento IEB 01-03, IEB Ingeniería Especializada S.A., Itagüi, Marzo 2002.
9. Manual de Instrucciones GE Multilin: Relé D60 Line Distance Relay.
10. Manual de Instrucciones GE Multilin: Relé F650 Multifunción de Sobrecorriente.
11. Manual de Instrucciones ABB: Relé TPU2000R Multifunción Diferencial.