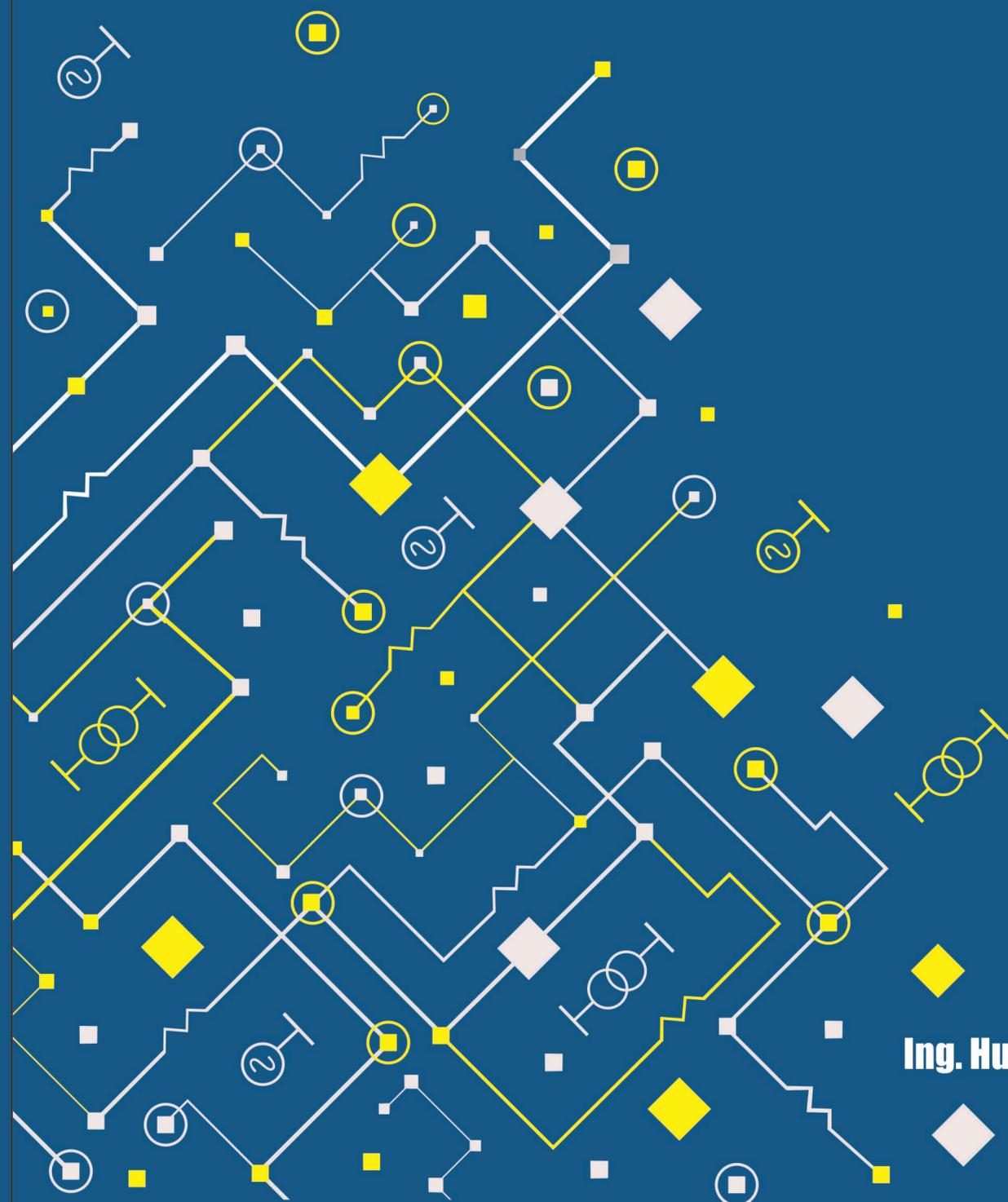


Sistemas eléctricos de potencias

Analisis de fallas eléctricas



Ing. Hugo G. Schwab

Ing. Hugo Gerardo Schwab

- Egresado de la escuela Alberdi N°2. Dependiente de la Provincia de Tucumán
 - Egresado del Instituto Técnico de la U.N.T.
- Egresado de la Facultad de Ciencias Exactas y Tecnología de la U.N.T

Título Ingeniero Electricista Orientación Industrial

SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

ANÁLISIS DE FALLAS ELÉCTRICAS

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL	Página
Prólogo	15
Reconocimiento	16
CAPÍTULO 1 ECUACIONES DE REDES	
1.1 Introducción	43
1.2 Ecuaciones de Malla	43
1.3 Matriz Impedancia de Ramas. Notación Normal	45
1.4 Ecuaciones de Nodos	45
1.5 Matriz Admitancia de Nudo. Notación Normal	46
1.6 Teoremas de Redes	47
1.7 Teorema de Superposición	47
1.8 Teorema de Reciprocidad	48
1.9 Teorema de Sustitución	49
1.10 Teorema de Millman	51
1.11 Teorema de Thevenin	52
1.12 Teorema de Norton	53
1.13 Teorema de Compensación	54
CAPÍTULO 2 COMPONENTES SIMÉTRICAS	
2.1 Introducción	55
2.2 Definición de Componentes Simétricas	55
2.3 Componente Homopolar	55
2.4 Componente de Secuencia Directa	56
2.5 Componente de Secuencia Inversa	56
2.6 Definición de Componentes Simétricas. Forma matricial	57
2.7 Componentes Simétricas Aplicadas a Impedancias	59
2.8 Representación de Elementos	64
CAPÍTULO 3 MODELADO DE GENERADORES	
3.1 Introducción	65
3.2 Máquina Síncrona	65
3.3 Reacción de Armadura	65
3.4 La Máquina Síncrona en Funcionamiento Normal	66
3.5 Máquina de Polos Salientes	67
3.6 Análisis Transitorio	69
3.7 Reactancias de Máquina	71
3.8 Reactancia de Secuencia Negativa	71
3.9 Reactancia de Secuencia Homopolar	73
3.10 Reactancia Directa y en Cuadratura	73
3.10.1 Efecto de la Saturación en la Reactancia de Máquinas	73
3.11 Modelos de Secuencias Directa Inversa y Homopolar del Generador	74
3.12 Representación de Generadores	74
3.13 Mediciones de Reactancias de Máquinas Síncronas	76
3.13.1. Reactancia Síncrona X_d	76
3.13.2. Reactancia en Cuadratura X_q	76

ÍNDICE GENERAL	Página
3.13.3. Reactancia Subtransitoria Directa X_d''	77
3.13.4. Reactancia Subtransitoria en Cuadratura X_q''	78
3.13.5. Reactancia de Secuencia Inversa Z_i o Z_2	78
3.13.6. Reactancia de Secuencia Homopolar Z_0	80
3.14 Tablas con valores Indicativos de Reactancias de Generadores	81
CAPÍTULO 4 MODELADO DE TRANSFORMADORES	
4.1 Introducción	83
4.2 Principio de Funcionamiento del Transformador	83
4.2.1 Ley de Inducción Electromagnética de Faraday	83
4.2.2 Ley de Ampere	84
4.2.3 Ley de Lenz	86
4.3 Transformador Ideal	86
4.4 Otras Consideraciones de Transformadores	87
4.5 Cálculo de la Impedancia de Secuencia Directa de Transformadores	88
4.6 Modelado de Transformadores	91
4.6.1 Modelado de Transformadores de dos Arrollamientos	91
4.6.2 Ensayo de Vacío	92
4.6.3 Ensayo de Cortocircuito Trifásico. Cálculo de la Impedancia Directa.	92
4.6.4 Ensayo de Cortocircuito Monofásico. Cálculo de la Impedancia Homopolar	93
4.7 Modelado de Transformadores de tres Arrollamientos	94
4.7.1 Ensayo de Cortocircuito Trifásico. Cálculo de la Impedancia Directa	95
4.7.2 Ensayo de Cortocircuito Monofásico. Cálculo de la Impedancia Homopolar	96
4.8 Grupos de Conexiones	97
4.9 Modelado de Reactores de Puesta a Tierra	100
CAPÍTULO 5 MODELADO DE LÍNEAS	
5.1 Introducción	101
5.2 Modelado de Líneas	101
5.3 Determinación de la Impedancia Directa	101
5.4 Ensayo para Medir Impedancia Homopolar	102
5.5 Cálculo de la Resistencia Directa	103
5.6 Cálculo de la Conductancia	105
5.7 Cálculo de la Inductancia	105
5.7.1 Cálculo de la Inductancia Externa a un Conductor Cilíndrico	107
5.7.2 Cálculo de la Inductancia Total	107
5.8 Cálculo de la Inductancia entre dos Cilindros	108
5.8.1 Cálculo de la Inductancia Directa e Inversa con Cilindros	109
5.8.2 Cálculo de la Inductancia Homopolar	110
5.9 Cálculo de la Capacidad de la Línea	111
5.9.1 Ley de Gauss	111
5.9.2 Aplicación para un Conductor Cilíndrico	113
5.9.3 Capacidad para una Línea Monofásica de dos Cables	114
5.9.4 Capacidad para una Línea Trifásica de tres Cables	116
5.9.5 Capacidad para una Línea Trifásica con Diferentes Separaciones entre Cables	119

ÍNDICE GENERAL	Página
CAPÍTULO 6 FLUJOS DE POTENCIAS	
6.1 Introducción	121
6.2 Ejemplo 1. Corriente Continua	121
6.3 Análisis de Datos y Solución del Ejemplo 1	124
6.3.1 Análisis de Datos	124
6.3.2 Análisis de Resultados	124
6.4 Métodos Iterativos	125
6.4.1 Métodos de Gauss – Seidel	125
6.4.2 Aplicación del método para el ejemplo 1	126
6.5 Ejemplo 2. Corriente Alterna	127
6.5.1 Cálculo Directo	128
6.5.2 Cálculo Iterativo. Nodo de Carga - Nodo Flotante	129
6.5.3 Cálculo Iterativo. Nodo de Carga - Nodo Flotante - Nodo de Generación	133
6.6 Conclusiones	139
CAPÍTULO 7 ESTABILIDAD DE SERVICIO DE GENERADORES	
7.1 Introducción	141
7.2 Estabilidad Estática	141
7.3 Estabilidad Transitoria	142
7.3.1 Ecuación de Oscilación	143
7.3.2 Problema Ejemplo N° 1	145
7.4 Criterio de Igualdad de Áreas	146
7.4.1 Desarrollo del Criterio de Igualdad de Áreas para una Máquina Conectada a un Sistema Infinito	147
7.4.2 Problema ejemplo N° 2	149
7.4.3 Sensibilidades	155
7.4.3.1 Tiempo Crítico en Función del Ángulo Crítico	155
7.4.3.2 Tiempo Crítico en Función de la Potencia Reactiva	156
7.4.3.3 Angulo Crítico en Función de la Potencia Reactiva y Activa	157
7.4.3.4 Angulo Crítico en Función de $\cos(\varphi)$	158
7.5 Constante de Inercia Equivalente	158
7.5.1 Problema ejemplo N°3	159
CAPÍTULO 8 CORTOCIRCUITOS. ANÁLISIS CUALITATIVO	
8.1 Introducción	161
8.2 Prototipo N° 1	161
8.2.1 Prototipo N° 1. Cortocircuito Monofásico en el Distribuidor	163
8.2.1.1 Prototipo N° 1. Cortocircuito Monofásico en el Distribuidor. Análisis	164
8.2.1.2 Prototipo N°1. Cortocircuito Monofásico Distribuidor. Diagrama de Fasores en la Estrella y el Triángulo del Transformador	166
8.2.2 Prototipo N° 1. Cortocircuito Monofásico en Barras	168
8.2.3 Prototipo N° 1. Cortocircuito Monofásico Bornes Transformador Triángulo	170
8.2.4 Prototipo N° 1. Cortocircuito Monofásico en RPA	171
8.2.5 Prototipo N°1. Cortocircuito Monofásico en Estrella de Transformador	172

ÍNDICE GENERAL	Página
8.2.6 Prototipo N° 1. Cortocircuito Monofásico en la Fuente	173
8.2.7 Prototipo N° 1. Cortocircuito Bifásico en Distribuidor	174
8.2.7.1 Prototipo N° 1. Cortocircuito Bifásico en el Distribuidor. Análisis	175
8.2.7.2 Prototipo N°1. Cortocircuito Bifásico Distribuidor. Diagrama Fasores Triángulo	176
8.2.7.3 Prototipo N°1. Cortocircuito Bifásico Distribuidor. Diagrama Fasores en Estrella	178
8.2.8 Prototipo N° 1. Cortocircuito Bifásico en Barras Triángulo	179
8.2.9 Prototipo N° 1. Cortocircuito Bifásico en el Triángulo del Transformador	180
8.2.10 Prototipo N° 1. Cortocircuito Bifásico en RPAT	181
8.2.11 Prototipo N° 1. Cortocircuito Bifásico en la Estrella del Transformador	182
8.2.12 Prototipo N° 1. Cortocircuito Bifásico en la Fuente	183
8.2.13 Prototipo N° 1. Cortocircuito Trifásico en Distribuidor	183
8.3 Prototipo N° 1 Alternativo	185
8.3.1 Prototipo N° 1 Alternativo. Cortocircuito Monofásico en el Distribuidor	186
8.3.2 Prototipo N° 1 Alternativo. Cortocircuito Monofásico en el Transformador	187
8.4 Prototipo N° 2	188
8.4.1 Prototipo N° 2. Cortocircuito Monofásico en el Línea	189
8.4.2 Prototipo N° 2. Cortocircuito Bifásico en el Línea	190
8.5 Prototipo N° 3	192
8.5.1 Prototipo N° 3. Cortocircuito Monofásico en el Línea. Generador Aislado de Tierra.	194
8.5.2 Prototipo N° 3. Cortocircuito Monofásico en el Línea. Generador Puesto a Tierra	196
8.5.3 Prototipo N° 3. Cortocircuito Bifásico en el Línea	197
CAPÍTULO 9	
CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS.	
9.1 Definiciones.	199
9.2 Representaciones	200
9.3 Síntesis	201
9.3.1 Síntesis Cortocircuito Trifásico	202
9.3.2 Síntesis Cortocircuito Bifásico	204
9.3.3 Síntesis Cortocircuito Monofásico	205
9.3.4 Síntesis Cortocircuito Bifásico a Tierra	206
9.4 Ejemplo de Cálculo. Prototipo N°1	209
9.4.1 Modelado	210
9.4.2 Cálculo de Impedancias de Secuencia	211
9.5 Cálculo de Cortocircuito Monofásico	212
9.5.1 Corrientes por la Línea	212
9.5.2 Corrientes por el Transformador Lado Triángulo	213
9.5.3 Corrientes por el Reactor de Puesta a Tierra	213
9.5.4 Corrientes por el Transformador Lado Estrella	214
9.6 Cálculo de las Tensiones en Barras	214
9.6.1 Cálculo de las Tensiones en Barra 2	214
9.6.2 Cálculo de las Tensiones en Barra 1	215
9.7 Diagrama de Fasores	216
9.7.1 Diagrama de Fasores del Triángulo del Transformador. Barra 2	216
9.7.2 Diagrama de Fasores de la estrella del Transformador. Barra 1	217
9.8 Cálculo de Cortocircuito Bifásico	217
9.8.1 Corrientes por la Línea	218

ÍNDICE GENERAL	Página
9.8.2 Corrientes por el Transformador Lado Triángulo	218
9.8.3 Corrientes por el Reactor de Puesta a Tierra	219
9.8.4 Corrientes por el Transformador Lado Estrella	219
9.9 Cálculo de las Tensiones en Barras	219
9.9.1 Cálculo de las Tensiones en Barra 2	220
9.9.2 Cálculo de las Tensiones en Barra 1	220
9.10 Diagrama de Fasores	221
9.10.1 Diagrama de Fasores del Triángulo del Transformador. Barra 2	221
9.10.2 Diagrama de Fasores de la estrella del Transformador. Barra 1	222
9.11. Cálculo de Cortocircuito Bifásico a Tierra	222
9.11.1 Corrientes por la Línea	223
9.11.2 Corrientes por el Transformador Lado Triángulo	223
9.11.3 Corrientes por el Reactor de Puesta a Tierra	224
9.11.4 Corrientes por el Transformador Lado Estrella	224
9.12 Cálculo de las Tensiones en Barras	225
9.12.1 Cálculo de las Tensiones en Barra 2	225
9.12.2 Cálculo de las Tensiones en Barra 1	226
9.13 Diagrama de Fasores	227
9.13.1 Diagrama de Fasores del Triángulo del Transformador. Barra 2	227
9.13.2 Diagrama de Fasores de la estrella del Transformador. Barra 1	227
9.14 Observaciones	228
9.15 Ejemplo de Cálculo. Prototipo N°2	229
9.15.1 Modelado	229
9.15.2 Cálculo de Impedancias de Secuencia	231
9.16 Cálculo de Cortocircuito Monofásico	231
9.16.1 Corrientes por la Línea	231
9.16.2 Corrientes por el Transformador Lado Estrella	232
9.16.3 Corrientes por el Generador	232
9.17 Cálculo de las Tensiones en Barras	233
9.17.1 Cálculo de las Tensiones en Barra 2	233
9.17.2 Cálculo de las Tensiones en Barra 1	234
9.18 Diagrama de Fasores	235
9.18.1 Diagrama de Fasores del Generador y del Triángulo del Transformador. Barra 1	235
9.18.2 Diagrama de Fasores de la Estrella del Transformador. Barra 2	236
9.19 Cálculo de Cortocircuito Bifásico	236
9.19.1 Corrientes por la Línea y por el Transformador Lado Estrella	236
9.19.2 Corrientes por el Generador y el Transformador Lado Triángulo	237
9.20 Cálculo de las Tensiones en Barras	238
9.20.1 Cálculo de las Tensiones en Barra 2	238
9.20.2 Cálculo de las Tensiones en Barra 1	239
9.21 Diagrama de Fasores	239
9.21.1 Diagrama de Fasores del Triángulo del Transformador. Barra 1	239
9.21.2 Diagrama de Fasores de la Estrella del Transformador. Barra 2	240
9.22 Cálculo de Cortocircuito Bifásico a Tierra	240
9.22.1 Corrientes por la Línea y la Estrella del Transformador	241
9.22.2 Corrientes por el Transformador Lado Triángulo	242
9.23 Cálculo de las Tensiones en Barras	242
9.23.1 Cálculo de las Tensiones en Barra 2	242
9.23.2 Cálculo de las Tensiones en Barra 1	243
9.24 Diagrama de Fasores	244

ÍNDICE GENERAL	Página
9.24.1 Diagrama de Fasores de la Estrella del Transformador. Barra 2	244
9.24.2 Diagrama de Fasores del Triángulo del Transformador. Barra 1	244
9.25 Ejemplo de Cálculo. Prototipo N°3	245
9.25.1 Modelado	245
9.25.2 Cálculo de Impedancias de Secuencia	247
9.26 Cálculo de Cortocircuito Monofásico.	248
9.26.1 Corrientes por la Línea y Estrella de Media Tensión	248
9.26.2 Corrientes por el Generador y el Transformador Lado Estrella de Alta Tensión	249
9.27 Cálculo de las Tensiones en Barras	249
9.27.1 Cálculo de las Tensiones en Barra 3	249
9.27.2 Cálculo de las Tensiones en Barra 1	250
9.28 Diagrama de Fasores	251
9.28.1 Diagrama Fasores Generador y Estrella Alta Tensión del Transformador. Barra1	251
9.28.2 Diagrama de Fasores de la Estrella de Media Tensión del Transformador. Barra 3	251
9.29 Cálculo de Cortocircuito Bifásico	252
9.29.1 Corrientes por la Línea y por el Transformador Lado Estrella de Media Tensión	252
9.29.2 Corrientes por el Generador y el Transformador Lado Estrella de Alta Tensión	253
9.30 Cálculo de las Tensiones en Barras	254
9.30.1 Cálculo de las Tensiones en Barra 3	254
9.30.2 Cálculo de las Tensiones en Barra 1	254
9.31 Diagrama de Fasores	255
9.31.1 Diagrama de Fasores de la Estrella del Transformador. Barra 1	255
9.31.2 Diagrama de Fasores de la Estrella de Media Tensión del Transformador. Barra 3	256
9.32 Cálculo de Cortocircuito Bifásico a Tierra	256
9.32.1 Corrientes por la Línea y la Estrella de Media Tensión del Transformador.	257
9.32.2 Corrientes por el Generador y el Transformador Lado Estrella de Alta Tensión	257
9.33 Cálculo de las Tensiones en Barras	258
9.33.1 Cálculo de las Tensiones en Barra 3	258
9.33.2 Cálculo de las Tensiones en Barra 1	259
9.34 Diagrama de Fasores	260
9.34.1 Diagrama de Fasores del Triángulo del Transformador. Barra	260
9.34.2 Diagrama de Fasores de la Estrella del Transformador. Barra 1	260
9.35 Cálculo Matricial de Cortocircuito	261
9.35.1 Topología. Definiciones	261
9.36 Modelo General de una Rama	261
9.37 Matriz Primitiva	262
9.38 Matriz Incidencia o de Conexión	262
9.39 Ejemplo de Cálculo.	266
9.39.1 Modelado	267
9.39.2 Matrices Impedancias Primitivas.	268
9.39.3 Matrices Admitancias Primitivas.	268
9.39.4 Matriz de Conexión o Incidencia.	269
9.39.5 Matriz Admitancia de Nodos o de Barras	269
9.39.6 Cálculo de Cortocircuito	273
9.39.6.1 Cálculo de Corrientes de Falla	273
9.39.6.2 Cálculo de Tensiones de Secuencia de Barras	273
9.39.6.3 Cálculo de Corrientes de Secuencia de Ramas	275
9.39.6.4 Cálculo de Corrientes Reales en cada Elemento	277
9.39.6.5 Cálculo de Tensiones de Barras	279
9.40 Cálculo de Cortocircuitos Considerando la Carga Previa	279

ÍNDICE GENERAL	Página
CAPÍTULO 10 FALLAS SERIE. FALLAS MULTIPLES	
10.1 Introducción	281
10.2 Conductor Cortado sin Contacto a Tierra. Redes de Secuencia para Fase Abierta.	281
10.3 Modelado del Sistema	282
10.3.1 Cálculo de las Impedancias de T_{r1} y T_{r2}	282
10.3.2 Cálculo de las Impedancias del Generador	283
10.3.3 Cálculo de las Impedancias de la Carga	283
10.4 Cálculo de la Tensión en el Generador	284
10.5 Conductor Cortado sin Contacto a Tierra. Cálculo de Corrientes y Tensiones	286
10.5.1 Corrientes Reales en Generador	287
10.5.2 Tensiones Reales en Generador y Lado Triángulo del Transformador T_{r1}	287
10.5.3 Diagrama de Fasores Generador y Tr1 Lado Triángulo	288
10.5.4 Corrientes en Lado Estrella del Transformador T_{r1}	288
10.5.5 Tensiones en Lado Estrella del Transformador T_{r1}	288
10.5.6 Diagrama de Fasores de Tensiones en T_{r1} Lado Estrella	289
10.5.7 Corrientes en la Estrella del T_{r2}	290
10.5.8 Tensiones en la Estrella del T_{r2}	290
10.5.9 Diagramas de Fasores en la Estrella del T_{r2}	290
10.5.10 Corrientes en el Triángulo del T_{r2} y Carga	291
10.5.11 Tensiones en el Triángulo del T_{r2} Barra "D".	291
10.5.12 Diagrama de Fasores de la Carga	292
10.6 Conductor Cortado con Contacto a Tierra del lado de la Carga	292
10.7 Redes de Secuencia	293
10.8 Redes de Secuencia para Fase Abierta y Fase a Tierra del Lado de la Carga	294
10.9 Cálculo de las Corrientes de Secuencia	296
10.10 Cálculo de las Corrientes de Fase	300
10.11 Corrientes y Tensiones por el Transformador T_{r1} Lado Estrella	302
10.11.1 Diagrama de Fasores de Corrientes por el Transformador T_{r1} Lado Estrella	302
10.12 Corrientes por el Generador	303
10.12.1 Tensiones en el Generador	303
10.12.2 Diagrama de Fasores de Tensiones y Corrientes en el Generador	304
10.13 Corrientes por el Triángulo del Transformador T_{r1}	305
10.13.1 Diagrama Fasores Corrientes Arrollamiento Triángulo Transformador T_{r1}	306
10.14 Corrientes y Tensiones por el Transformador T_{r2} lado Estrella	307
10.14.1 Corrientes por el Transformador T_{r2} lado Estrella	307
10.14.2 Tensiones en Barra "C" del T_{r2} Lado Estrella	308
10.14.3 Diagrama de Fasores del Transformador T_{r2} Lado Estrella	309
10.14.4 Corrientes y Tensiones del Transformador T_{r2} Lado Triángulo	309
10.15 Análisis en la Carga	310
10.15.1 Tensiones en Barra "D". T_{r2} Lado Triángulo	310
10.15.2 Corrientes de Carga. Corrientes Transformador T_{r2} en Triángulo.	311
10.15.3 Diagrama Fasores Corrientes por Arrollamiento Triángulo Transformador T_{r2}	312
10.16 Resumen	312
10.16.1 Tensiones en T_{r1}	312
10.17 Conductor Cortado con Contacto a Tierra del Lado de la Fuente	314
10.18 Fallas No Convencionales	317

ÍNDICE GENERAL	Página
10.18.1 Falla Monofásica de Fase S a Tierra	317
10.18.2 Falla Monofásica de Fase T a Tierra	320
10.19 Doble Falla a Tierra	321
10.19.1 Falla a Tierra Fase R Barra A	322
10.19.2 Falla a Tierra Fase S Barra B	322
10.19.3 Cálculo de las Tensiones en Barra A	322
10.19.4 Cálculo de las Tensiones en Barra A	323
10.19.5 Cálculo de las Tensiones en Barra B	324
CAPÍTULO 11 PROTECCIONES	
11.1 Generalidades	325
11.2 Glosario de Términos Comunes	326
11.3 Definición de Características de las Protecciones	327
11.4 Ecuación General de la Característica	328
11.5 Característica de Protecciones de Sobrecorriente	330
11.6 Característica de una Protección de Sobretensión	333
11.7 Característica de una Protección de Reactancia	333
11.8 Característica de una Protección de Susceptancia	334
11.9 Característica Direccional	334
11.10 Resumen	336
CAPÍTULO 12 PROTECCIONES DE GENERADORES	
12.1. Introducción	337
12.2 Fallas de Estator	339
12.2.1 Generador Conectado Directamente a un Sistema de Distribución	339
12.2.2 Generador Conectado a un Sistema de Potencia en Monoblock	340
12.2.3 Protección del 100 % del Arrollamiento Estatórico	341
12.2.3.1 Esquema de Inyección de Baja Frecuencia	342
12.2.4 Principio de Detección de Tercera Armónica	342
12.3 Corto Circuito Entre Fases	343
12.4 Corto Circuito Entre Espiras de una Misma Fase	344
12.5 Asimetría de Cargas	345
12.6 Sobrecargas de Estator	349
12.7 Sobretensión	349
12.8 Protecciones de Sobrecorriente. Protecciones de Distancia	350
12.9 Retorno de Energía. Motorización	352
12.10 Sobrefrecuencia. Subfrecuencia	354
12.11 Pérdida de Sincronismo	355
12.11.1 Diagrama de Fasores para una Fase	356
12.11.2 Curva de Capacidad	357
12.11.3 Pérdida de Excitación	360
12.11.4 Pérdida de Sincronismo	369

ÍNDICE GENERAL	Página
CAPÍTULO 13 PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES	
13.1. Introducción	371
13.2 Análisis de Fallas Internas	371
13.2.1 Análisis de Falla Interna Monofásica en el Triángulo	371
13.2.2 Modelado Transformador de Dos Arrollamientos Estrella Triángulo	373
13.3 Modelado	376
13.4 Sensibilidad del Valor de la Corriente de Falla con la Variable $U_{kx}(\%)$.	380
13.5 Sensibilidad del Valor de la Corriente de Falla en Función de su Posición	381
13.6 Transformador de Dos Arrollamientos Estrella -Triángulo. Fallas en el Estrella.	382
13.7 Cálculo Simplificado de un Transformador.	382
13.7.1 Cálculo de Dimensiones	382
13.7.2 Arrollamiento de Alta Tensión	384
13.7.3 Arrollamiento de Baja Tensión	385
13.7.4 Aislaciones	386
13.7.4.1 Aislación entre galletas de AT	387
13.7.5 Cálculo de la Reactancia de Cortocircuito	388
13.7.6 Cálculo del Volumen del Fe	390
13.7.7 Cálculo de Pérdidas del Fe	391
13.7.8 Cálculo de la Corriente Magnetizante	392
13.7.9 Cálculo de Pérdidas del Cu de una Fase	395
13.7.10 Cálculo $u_r(\%)$	396
13.11 Dimensiones del Transformador	396
13.12 Falla Interna en Estrella. Transformador Yd Alimentado en el Triángulo	396
13.13 Ejemplo de cálculo	400
13.13.1 Modelado	400
13.14 Falla Interna. Arrollamiento Estrella. Transformador Yd Alimentado desde Estrella	401
13.15 Falla Interna. Arrollamiento Triángulo. Transformador Yd Alimentado desde el Triángulo	405
13.15.1 Resumen	407
13.16 Casos Particulares	408
13.16.1 Transformador Alimentado desde el Triángulo con Estrella Puesta a Tierra a través de una Resistencia	408
13.16.2 Transformador Alimentado desde el Triángulo con Estrella Rígida a Tierra	410
13.17 Corriente de Conexionado de un Transformador. Inrush	411
13.18 Protecciones de Transformadores	413

ÍNDICE GENERAL	Página
13.19 Protección Diferencial de Transformadores	413
13.19.1 Otras Consideraciones	419
13.20 Protección de Fallas a Tierra en Transformadores	420
13.20.1 Protección de Falla a Tierra en el Arrollamiento Triángulo	420
13.20.2 Protección de Falla a Tierra en el Arrollamiento Estrella	422
13.20.3 Protección de Cuba	422
13.21 Protección de Reactores de Puesta a Tierra	423
CAPITULO 14 PROTECCIONES DE LINEAS	
14.1 Generalidades	425
14.2 Protecciones de Líneas de Media Tensión	426
14.2.1 Protección de Sobrecorriente	426
14.2.2 Protección Direccional de Fase	427
14.2.3 Protección Direccional de Tierra	428
14.2.4 Protección Fallas Series y Múltiples	429
14.3 Protección Líneas de Alta Tensión	430
14.3.1 Alcance de la Protección Líneas de Alta Tensión	431
14.3.1.1 Limitación del Alcance por Carga	432
14.3.1.2 Limitación por Estabilidad	433
14.3.1.3 Limitación por Impedancia de Fase Sana	435
14.3.2 Unidad de Medida de la Protección Líneas de Alta Tensión	436
14.3.2.1 Alimentación a la Unidad de Medida para Fallas Monofásicas	436
14.3.2.2 Alimentación a la Unidad de Medida para Fallas Bifásicas y Trifásicas	437
14.3.2.3 Impedancia de Lazo	439
14.3.3 Selectividad con Protecciones de Distancia	440
14.3.4 Criterios de Regulaciones con Protecciones de Distancia	441
14.3.4.1 Resistencia de Falla.	441
14.3.4.2 Modificación de Resistencia de Falla por Aporte desde el otro Extremo	442
14.3.4.3 Aportes Eventuales	443
14.3.5 Teleprotección	444
14.3.5.1 Método de Subalcance Permisivo	445
14.3.5.2 Método de Aceleración de Zona	446
14.3.5.3 Método de Sobrealcance con Transmisión de Disparo Permitido	447
14.3.5.4 Método de Sobrealcance con Transmisión de Bloqueo	448
14.3.5.5 Método de Sobrealcance con Transmisión de Desbloqueo	448
14.3.5.6 Características de Protecciones de Distancia	448
14.3.6 Recierre	449
Bibliografía	451

Prólogo

Perennes, más que un diamante son los teoremas que implican conocimientos.

La transmisión de estos es el motivo fundamental del presente texto, escrito para ser utilizado por alumnos del último curso de ingeniería eléctrica, y por profesionales que puedan necesitar hacer evaluaciones de contingencias en sistemas eléctricos de potencia.

En él he tratado de mostrar conceptualmente el camino de las soluciones de manera sencilla. Los dos primeros capítulos, con la pretensión de ser sólo un recordatorio, enuncian leyes fundamentales de la electricidad, que se utilizarán en el desarrollo del texto, de manera de tener al alcance rápidamente, la eliminación de alguna duda.

En los capítulos 3, 4 y 5 se han definido los modelos de generadores, transformadores, reactores de puesta a tierra y líneas, elementos que conforman los sistemas eléctricos de potencia.

En el capítulo 6 se presenta el problema de flujos de potencias, enfatizando la solución del problema, pero con prescindencia del método a utilizar.

En el capítulo 7, el tema es estabilidad de los generadores en servicio y se estudia la forma de solucionar simplícidamente los problemas planteados, que dan una idea importante de su naturaleza.

En el capítulo 8 se analizan cualitativamente cortocircuitos, con esquemas definidos como prototipos, que coinciden con la mayoría de las estaciones transformadoras, y que dan una formación muy importante, para encarar los análisis de fallas.

En el capítulo 9 se desarrolla el método de cálculo de cortocircuitos, en general, con ejemplos concretos para los prototipos analizados en el capítulo 8 y con dibujos de los diagramas de fasores para cada barra de los esquemas.

El capítulo 10 que es de fallas serie, y fallas múltiples, explica los procedimientos para calcularlas.

El capítulo 11 trata en forma genérica algunos conceptos de protecciones eléctricas, temas que se desarrollan en los capítulos 12, para generadores, 13 para transformadores, en el que estudia detalladamente cortocircuitos internos y se definen conceptualmente formas de calcularlos. El capítulo 14 trata de protecciones de líneas.

Reconocimiento

Plantearse objetivos es motivo de vida, y lograrlos es motivo de felicidad.

El agradecimiento es una de las cualidades de las personas y también motivación para encarar tareas arduas, de largo aliento, pero finalmente reconfortantes.

Este texto fue eso precisamente.

Pero ¿cómo se determina un objetivo?

Las preguntas que uno se realiza son variadas.

¿Puedo hacerlo? ¿Por qué puedo? ¿Para qué hacerlo? ¿Para quién?

Las respuestas a estas preguntas son las que finalmente determinaron mi decisión, pero para poder lograrlo fue imprescindible que pasaran cosas en el mundo y particularmente en mi País. Fue necesario que personas a las que no conocí tuvieran la capacidad y el coraje de llevarlas adelante.

La carrera de Ingeniería Electricista (Orientación Industrial) en la Universidad Nacional de Tucumán, fue instaurada en el año 1963, en el rectorado del Ing. Eugenio Virla, y para que ello pasara debemos remontarnos al siglo XIX.

Sabemos que el gran impulsor de la educación de Argentina fue Domingo F. Sarmiento, más la enseñanza gratuita y obligatoria por parte del estado recién se aplicó al promulgarse en 1884, la ley 1420 durante la presidencia de Julio A. Roca.

Con esta ley 1420, en 30 años se bajó el porcentaje de analfabetos del 90% a valores inferiores a los existentes en Europa para esa época.

Otro acontecimiento importante fue la creación de la Universidad Nacional de Tucumán el 25 de Mayo de 1914, idea del grupo "Generación del Centenario" presidido por Juan Benjamín Terán, acompañado por Manuel Lizondo Borda quienes en 1908 impulsan la ley provincial promulgada por el Gobernador de José Frías Silva, en 1912.

Diez años después, el 24 de Marzo de 1924, propuesto por Juan B. Terán se crea el Instituto Técnico de la U.N.T y su primer director fue el Profesor Gregorio Neider quien, con el Ing. Carlos Díaz, Decano de la Facultad de Ingeniería, forman el primer cuerpo de profesores.

Todo esto posibilitó que, a cuatro cuadras de la casa de mis padres, tuviera una escuela pública gratuita, la Escuela Alberdi; que a diez cuadras tuviera al Instituto Técnico igual que a la Facultad de Ciencias Exactas y Tecnología de la U.N.T. infraestructura completada por mis padres, para que pudiera concretar mis estudios en la carrera de Ingeniería Electricista (Orientación Industrial).

Pero este tramo es sólo la mitad del camino. La otra mitad la brindaron todos los científicos que, con su esfuerzo fueron descubriendo todo aquello que hace que hoy el servicio eléctrico sea una realidad. El listado adjunto es una muestra de la secuencia de los descubrimientos. Fue para mí una necesidad mencionarlos.

No conocí a ninguna de estas personas, sus acciones trascendieron su propia generación, y por ello mi profundo agradecimiento.

Otras decisiones importantes fueron en mi País la creación de la Empresa Agua y Energía Eléctrica el 19 de Mayo de 1947, y la gratuidad de la enseñanza universitaria en 1949.

Agua y Energía, empresa modelo, de fomento, fundamental en el desarrollo del sistema eléctrico nacional, precursora y administradora de importantes presas hidráulicas, obras de riego, centrales eléctricas, líneas y estaciones transformadoras, generó profesionales de excelencia en diferentes disciplinas. En esta Empresa tuve la posibilidad de aprender parte de lo que hoy está en este texto.

Finalmente puedo decir que tuve la suerte de poseer:

CUATRO COLUMNAS

- Mi Papá Hugo Schwab
- Mi Mamá Marta Marón
- La Universidad Nacional de Tucumán
- Agua y Energía Eléctrica Empresa del Estado Nacional

TRES MOTIVACIONES

Mis Hijos

- Silvia Carolina Schwab.
Ing. Electrónica. Protecciones Eléctricas.
U.N.T.
- Hugo René Schwab.
Médico Cardiólogo.
U.N.T.
- Germán Schwab.
Ing. Electrónico. Protecciones Eléctricas
U.N.T.

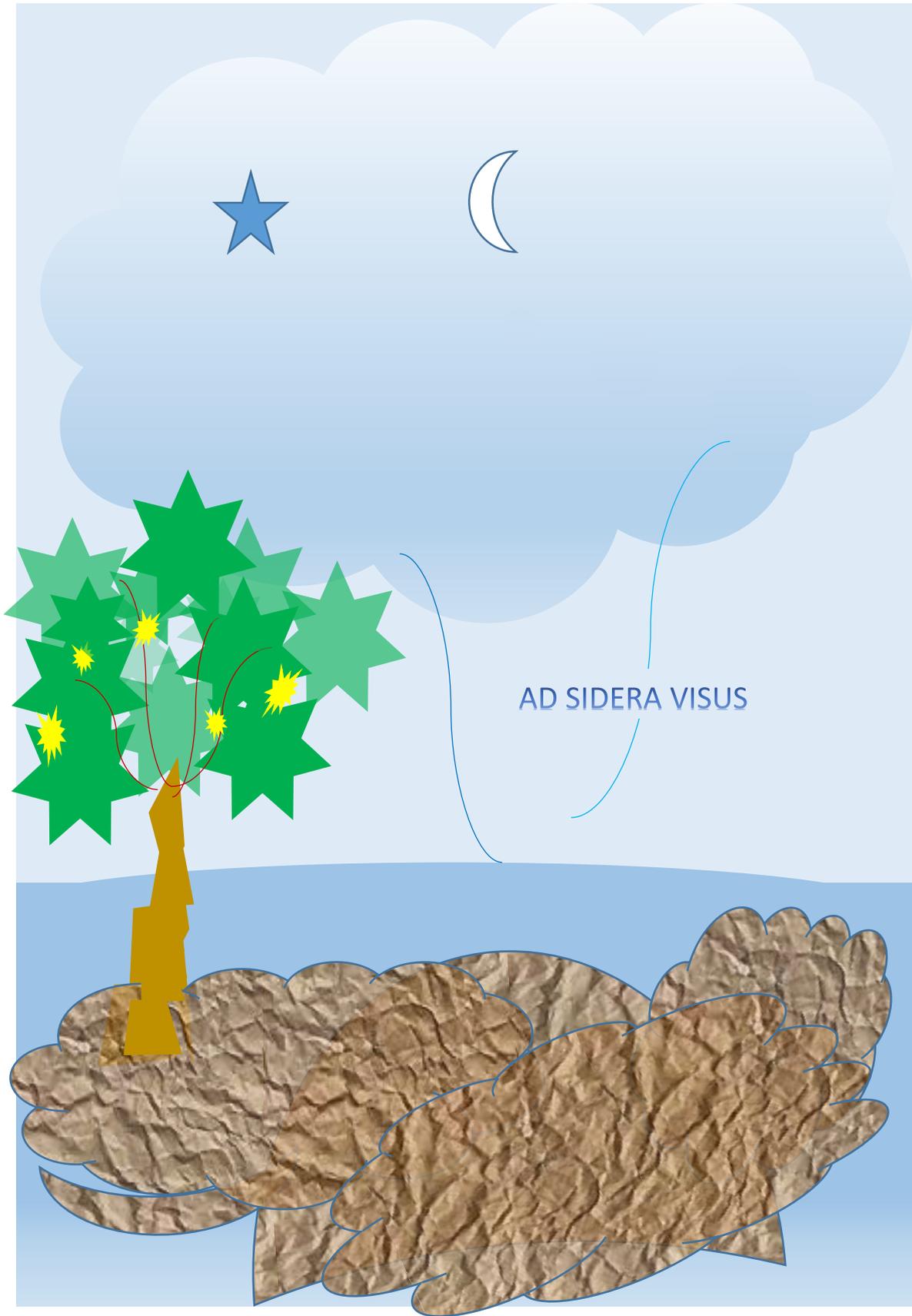
DOS DESTINATARIOS

- Silvia Carolina.
- Germán.

EL EQUILIBRIO Y AMOR

Mi Esposa Olga Nadir

Siempre



HISTORIA DE LA CIENCIAS

El desarrollo de las ciencias sin lugar a dudas permite hoy mejorar la condición de vida en general, particularmente, el desarrollo de la ingeniería eléctrica y electrónica.

En el siguiente listado no exhaustivo se pretende hacer un pequeño recordatorio de todas las personas que con su talento, trabajo, esfuerzo y dedicación han contribuido enormemente a que haya sido posible.

A veces es bueno recordar.

NOMBRE	NACIMIENTO			MUERTE			DESARROLLO
FRANKLIN, Benjamín Nació en Boston, Massachusetts (USA).	17	1	1706	17	4	1790	Hombre de Estado y científico norteamericano al que se debe la invención del pararrayos y la teoría del fluido único en Electricidad.
EULER, Leonhard Nació en Basilea (Suiza).	15	4	1707	18	9	1783	Matemático suizo-ruso que hizo grandes aportaciones a todas las ramas de la Matemática. Probablemente sea el Matemático más prolífico de todos los tiempos, ya que escribió más de mil memorias sobre Matemáticas, Mecánica, Astronomía e Hidráulica. Se le considera el creador de la topología.
COULOMB, Charles Augustin Nació en Angulema, Charente (Francia).	14	6	1736	23	8	1806	Físico e Ingeniero militar francés que formuló la ley de fuerzas entre cargas eléctricas estáticas que lleva su nombre.
Watt, James Nació en Greenock, Renfrew (Escocia).	19	1	1736	19	8	1819	Ingeniero escocés inventor de la máquina de vapor práctica (1790), dando comienzo a la Revolución Industrial. Inventó más tarde un regulador centrífugo para mantener constante la velocidad de las máquinas de vapor.
GALVANI, Luigi Nació en Bolonia (Italia).	9	9	1737	4	12	1798	Médico y Físico italiano que descubrió que los músculos de una rana disecada se contraían al pasar por ellos una corriente eléctrica.
VOLTA, Alessandro Nació en Como, Lombardía (Italia).	18	2	1745	5	3	1827	Físico italiano. Inventó la pila eléctrica que lleva su nombre y que permitió desarrollar la electrocinética.

NOMBRE	NACIMIENTO			MUERTE			DESARROLLO
LAPLACE, Pierre Simon Nació en Beaumont-en-Auge, Calvados (Francia).	28	3	1749	5	3	1827	Astrónomo y Matemático francés que hizo grandes aportaciones a la astronomía y que publicó una obra de cinco volúmenes sobre Mecánica Celeste. Trabajó en la teoría del potencial, desarrollando la ley que lleva su nombre.
FOURIER, Jean Baptiste Joseph Nació en Auxerre (Francia).	21	3	1768	16	5	1830	Matemático francés que demostró su célebre teorema en 1807, por el que una señal periódica se descompone en una serie infinita de funciones sinusoidales. Es importante en el análisis de señales en Ingeniería Eléctrica.
SEEBECK, Thomas Johann Nació en Reval (Estonia).	9	4	1770	10	12	1831	Físico ruso. Descubrió, en 1821, el efecto que lleva su nombre, por el cual se produce una fuerza electromotriz entre la unión de dos metales cuando hay una diferencia de temperatura entre aquellas. Este fenómeno se utiliza para medir de temperaturas.
AMPÈRE, André Mari, Nació en Marsella (Francia).	22	1	1775	10	6	1836	Matemático y Físico francés que estableció las leyes que relacionan el magnetismo con la electricidad, creando las bases de la electrodinámica.
GAUSS, Karl Friedrich Nació en Brunswick (Alemania).	30	4	1777	23	2	1855	Matemático y Astrónomo alemán que, por su dominio de las Matemáticas, recibió el apodo de príncipe de las Matemáticas. En 1834 inventó, con el físico Weber, un primitivo telégrafo eléctrico.
OERSTED, Hans Christian Nació en Rudkobing, Langeland (Dinamarca).	14	8	1777	9	3	1851	Físico danés que descubrió el electromagnetismo al observar que una corriente eléctrica desviaba una aguja imantada o brújula.

NOMBRE	NACIMIENTO			MUERTE			DESARROLLO
POISSON, Simeon Dionise Nació en Pithiviers (Francia).	21	6	1781	25	4	1840	Matemático, Físico francés que contribuyó enormemente a la teoría del potencial eléctrico.
PELTIER, Jean Charles Athanasie Nació en Ham, Somme (Francia).	22	2	1785	27	10	1845	Físico francés. Descubrió el efecto que lleva su nombre y que es inverso al efecto Seebeck. El efecto Peltier señala que, al pasar una corriente por un par termoeléctrico, se produce diferencia de temperaturas.
OHM, George Simon Nació en Erlangen, Baviera (Alemania).	16	3	1787	7	7	1854	Físico alemán. Descubrió la ley de Ohm, relacionando la resistencia eléctrica de un metal con la tensión y la corriente.
CAUCHY, Augustin Louis Nació París (Francia).	21	8	1789	23	5	1857	Ingeniero y Matemático francés. Se le considera uno de los fundadores del álgebra compleja, pero trabajó en muchos campos de la Matemática.
MORSE, Samuel Breese Nació en Boston, Massachusetts (USA).	27	4	1791	2	4	1872	Samuel F. B. Morse y Alfred Vail realizan en 1838 la primera demostración práctica del telégrafo. El 1 de enero de 1845, Morse y Vail inauguraron la primera línea telegráfica de USA.
FARADAY, Michael Nació en Newington, Surrey (Inglaterra).	22	9	1791	25	8	1867	Físico y Químico británico. Aportó a la Química. Dotado de grandes aptitudes para la experimentación en el laboratorio. Su descubrimiento de la inducción eléctrica es el origen de la Ingeniería Eléctrica.
HENRY, Joseph Nació en Albany, New York (USA).	17	12	1797	13	5	1878	Físico de Estados Unidos. Enunció el principio de inducción magnética a la vez que Faraday. Inventó el relé, que permitió la construcción del telégrafo por Morse. Trabajó con electroimanes y dio a conocer el principio de la autoinducción.

NOMBRE	NACIMIENTO			MUERTE			DESARROLLO
JACOBI, Moritz Herman Von Nació en Postdam (Alemania).	21	12	1801	24	2	1874	Físico alemán-ruso que descubrió en 1838, la galvanoplastia. Inventó en 1839 un primitivo motor eléctrico a base de electroimanes. También hizo experiencias en telegrafía. Descubrió el reóstato.
WHEATSTONE, Sir Charles Nació en Gloucester (Inglaterra).	6	2	1802	19	10	1875	Físico británico que inventó, con W. Cooke, un primitivo telégrafo. Catedrático de Ingeniería Eléctrica en el King's College de Londres. Hizo contribuciones en máquinas eléctricas y en acústica. Su nombre es conocido por el desarrollo de un equipo de medida de resistencias de precisión que lleva su nombre (aunque realmente se debe a S. H. Christie).
LENZ, Heinrich Friedich Emil Nació en Dorpat (Rusia).	12	2	1804	10	2	1865	Físico ruso que completó la ley de inducción magnética de Faraday, señalando que la corriente inducida se opone al flujo inductor. Demostró que la resistencia eléctrica variaba con la temperatura.
WEBER, Wilhelm Eduard Nació en Wittenberg (Alemania).	24	10	1804	23	6	1891	Físico alemán que hizo grandes contribuciones al magnetismo. Inventó con el Matemático Gauss, un primitivo telégrafo. En 1846 desarrolló un sistema lógico de unidades eléctricas.
HALSKE, Johann Georg Nació en Hamburgo (Alemania).	30	7	1814	18	3	1890	Ingeniero y empresario alemán asociado con Werner von Siemens para formar la Compañía eléctrica Siemens-Halske que se distinguió por la excelente construcción de máquinas eléctricas en sus talleres.
BOOLE, George Nació en Cork (Irlanda).	2	11	1815	8	12	1864	Matemático británico creador del álgebra simbólica que lleva su nombre, que tiene gran importancia en el estudio de la electrónica digital.

NOMBRE	NACIMIENTO			MUERTE			DESARROLLO
SIEMENS, Werner von Nació en Lenthe, Hannover (Alemania).	13	12	1816	6	12	1892	Ingeniero y empresario alemán fundador de la compañía Siemens. En 1842 inventó la galvanoplastia y en 1876 descubrió el principio de autoexcitación de las máquinas eléctricas. Su fábrica fue y es un símbolo de calidad.
JOULE, James Prescott Nació en Salford, Lancashire (Inglaterra).	24	12	1818	11	10	1889	Físico británico que determinó el equivalente mecánico del calor y el principio de conservación de la energía. Desarrolló la expresión de la potencia eléctrica disipada en una resistencia eléctrica.
FOUCAULT, Jean Bernard Leon Nació en París (Francia).	18	9	1819	11	2	1868	Físico francés que trabajó fundamentalmente en el campo de la óptica, demostró que la velocidad de la luz en el agua es menor que en el aire, justificando, de este modo, la naturaleza ondulatoria de la luz. El nombre de Foucault se asocia a menudo con su célebre péndulo para demostrar la rotación de la Tierra.
FARMER, Moses Gerrish Nació en Boscaven, New Hampshire (USA).	9	2	1820	25	5	1893	Inventor estadounidense que, en 1845, construyó un primitivo motor eléctrico. También inventó una lámpara incandescente con filamento de platino. Pionero en el desarrollo de la electricidad en los Estados Unidos.
KIRCHHOFF, Gustav Robert Nació en Königsberg (Prusia).	12	3	1824	17	10	1887	Físico alemán que demostró, en 1845, siendo todavía estudiante, las leyes de los circuitos eléctricos que llevan su nombre.
THOMSON, William (lord Kelvin). Nació en Belfast (Irlanda).	26	6	1824	17	12	1907	Matemático y físico escocés. Catedrático de Física de la Universidad de Glasgow durante cincuenta años. Aportó a metrología Eléctrica, Telegrafía Submarina. En Termodinámica propuso una escala absoluta de temperaturas.

NOMBRE	NACIMIENTO			MUERTE			DESARROLLO
GRAMME, Zenobe Theophile Nació en Jehay- Bodegnée, Lieja (Bélgica).	4	4	1826	20	1	1901	Inventor belga. Inventó en 1869 la primera máquina eléctrica de uso práctico, el dinamo.
MAXWELL, James Clerk Nació en Edimburgo (Escocia).	13	6	1831	5	11	1879	Matemático y Físico escocés considerado el padre del electromagnetismo, al dar forma matemática a las líneas de fuerza de Faraday. Predijo con sus ecuaciones la existencia de ondas electromagnéticas.
FOSTER, George Carey Nació en Sabden Lancashire (Inglaterra).		10	1835	9	2	1919	Físico británico que trabajó en el campo de la Electrometría y que inventó el puente de Carey-Foster (un puente más sofisticado que el de Wheatstone) para la medida de resistencias eléctricas de pequeño valor.
MASCART, Eleuthère Elie Nicolas Nació en Quarouble (Francia).	20	2	1837	26	8	1908	Físico y Catedrático francés que hizo grandes contribuciones en óptica, electricidad y magnetismo. Fue uno de los artífices de la preparación de un sistema de unidades eléctricas coherente.
RATHENAU, Emil Nació en Berlín (Alemania)	11	12	1838	20	6	1915	Ingeniero e industrial alemán que fundó, en 1883, la empresa eléctrica AEG, que fabricaba máquinas eléctricas y aparatos eléctricos para instalaciones de media tensión y alta tensión.
POTIER, Alfred Nació en París (Francia).	11	5	1840	8	5	1905	Ingeniero francés. Catedrático de Electrotecnia en la Escuela de Ingenieros de Minas de París. Sus trabajos más importantes se refieren al estudio de la reacción de inducido en los alternadores.
BOLTZMANN, Ludwig Nació en Viena (Austria)	20	2	1844	5	9	1906	Físico austriaco contribuyó a la termodinámica estadística. Estudió con rigor radiación del cuerpo negro.

NOMBRE	NACIMIENTO			MUERTE			DESARROLLO
WESTINGHOUSE, George Nació en Central Bridge, Scholastic County, New York (USA)	6	10	1846	12	3	1914	Inventor, industrial de Estados Unidos que fundó, en 1886, la Compañía Westinghouse, que construyó la primera central de corriente alterna en los EE. UU.
BELL, Alexander Graham. Nació en Edimburgo (Escocia).	3	3	1847	2	8	1922	Físico escocés, inventor del teléfono. Fundador de la compañía de telefonía Bell. Ayudó a la creación y financiación de la National Geographic Society.
EDISON, Thomas Alva Nació en, Milan, Ohio (USA).	11	2	1847	18	10	1931	Inventor de Estados Unidos, el más prolífico de todos los tiempos con más de 1.100 patentes en su haber. Sus inventos han dejado su huella genial, imprescindibles en la sociedad actual, tales como la bombilla, el fonógrafo, el kinetoscopio, el acumulador eléctrico y el micrófono.
FERRARIS, Galileo Nació en Livorno, Vercellese (Italia).	31	10	1847	7	2	1897	Físico y Catedrático italiano. Descubrió el campo magnético giratorio, el principio de funcionamiento de los motores asíncronos o de inducción.
PIRELLI, Giovanni Baptista Nació en Varenna, Milán (Italia).	27	12	1848	20	10	1932	Ingeniero italiano, fundó la empresa que lleva su nombre dedicada a la fabricación de cables aislados para el transporte y distribución de la energía eléctrica.
ROWLAND, Henry Augustus Nació en Honesdale, Pennsylvania (USA)	27	11	1848	18	4	1901	Físico de Estados Unidos. Demostró que el campo magnético producido por una carga en movimiento es el mismo que el de una corriente eléctrica.
HOPKINSON, John Nació en Manchester (Inglaterra).	27	7	1849	27	8	1898	Ingeniero y Físico británico que realizó estudios sobre el circuito magnético de las máquinas eléctricas, sentando las bases científicas para su cálculo y construcción.

NOMBRE	NACIMIENTO			MUERTE			DESARROLLO
GAULARD, Lucien Nació en París (Francia).	16	7	1850	26	11	1888	Físico francés que, en colaboración con el británico John Dixon Gibbs, inventó el generador secundario, precursor del actual transformador.
HEAVISIDE, Oliver Nació en Camden Town, Londres (Inglaterra).	13	5	1850	3	2	1925	Ingeniero Eléctrico británico, inventó el cálculo operacional que permitió estudiar el comportamiento transitorio de un circuito eléctrico. Escribió un excelente tratado de Electromagnetismo. Predijo la existencia de la capa E de la ionosfera en la que se reflejaban las ondas de radio.
CARPENTIER, Jules Nació en París (Francia).	30	8	1851	30	6	1921	Ingeniero francés. En sus talleres se fabricaban equipos de medida de gran precisión que se exportaron a todas las universidades y centros de investigación del mundo. En particular, en su laboratorio se diseñó el galvanómetro Deprez-D'Arsonval.
HOSPITALIER, Edouard Nació en Sedan (Francia).	24	8	1852	9	3	1907	Ingeniero francés que inventó el ondógrafo para registrar la forma de las corrientes alternas, precursor del oscilógrafo. Dirigió diversas publicaciones científicas sobre Electricidad en Francia
KAPP, Gisbert Nació en Mauer, Viena (Austria).	2	9	1852	10	8	1922	Ingeniero austro-británico que hizo aportaciones prácticas para mejorar el servicio de las máquinas eléctricas. Inventó el devanado (compound) de las máquinas de corriente continua, y una dinamo para soldadura. Escribió excelentes tratados de Ingeniería Eléctrica. Catedrático de Electrotecnia en la Universidad de Birmingham.

NOMBRE	NACIMIENTO			MUERTE			DESARROLLO
KAMMERLING-ONNES, Heike Nació en Groninga (Holanda).	21	9	1853	21	2	1926	Físico holandés que descubrió, la superconductividad en 1911. Premio Nobel de Física en 1913.
ZIPERNOWSKY, Károly (Karl) Nació en Viena (Austria).	9	4	1853	29	11	1942	Ingeniero húngaro que dirigió la sección eléctrica de los talleres Ganz de Budapest inventando con O. T. Blathy y M. Dery el transformador, lo que hizo posible el transporte de energía eléctrica a gran distancia.
PARSONS, Sir Charles Algernon Nació en Londres (Inglaterra).	13	6	1854	11	2	1931	Ingeniero británico al que se debe el desarrollo de las turbinas de vapor que inicialmente se aplicaron en la propulsión de buques y después a las centrales termoeléctricas.
EWING, Sir James Alfred Nació en Dundee (Escocia).	27	3	1855	7	1	1935	Físico británico que trabajó en magnetismo. Fue el primero en observar el fenómeno de histéresis magnética de los materiales ferromagnéticos, señalando que las pérdidas por histéresis son proporcionales al área encerrada por el ciclo correspondiente.
HALL, Edwin Herbert Nació en Great Falls, Maine (USA).	7	11	1855	20	11	1938	Físico de Estados Unidos que hizo grandes aportaciones en relación con la conducción eléctrica de los metales y descubrió el efecto que lleva su nombre.
MILLER, Oskar von Nació en Munich (Alemania).	7	5	1855	9	4	1934	Ingeniero alemán. Intervino en la fundación de la compañía alemana AEG y fue el artífice de la construcción de la primera línea de transporte de energía eléctrica trifásica del mundo en 1891. Fundó, en 1903, el Museo de Ciencias de Munich.
WENSTRÖM, Jonas Nació en Hällefors (Suecia).	4	10	1855	21	12	1893	Ingeniero sueco que fundó, en 1890, la compañía ASEA, líder mundial en equipos eléctricos. Desarrolló sistemas trifásicos en Suecia, en 1891.

NOMBRE	NACIMIENTO			MUERTE			DESARROLLO
MORDEY, William Morris Nació en Durham (Inglaterra).	28	3	1856	1	7	1938	Ingeniero Eléctrico británico, pionero en la construcción de máquinas eléctricas. Hizo contribuciones teóricas al estudio de las máquinas síncronas, definiendo las curvas en V de las mismas.
TESLA, Nikola Nació en Smiljam Lika (Croacia).	9	7	1856	7	1	1943	Ingeniero Eléctrico croata, dotado de una gran inventiva. Se le debe la patente del motor asíncrono polifásico. Hizo experiencias con señales de altas tensiones y frecuencias.
THOMSON, Sir Joseph John Nació en Cheetham Hall, Manchester (Inglaterra).	18	12	1856	30	8	1940	Físico británico que descubrió la existencia del electrón en 1897. Catedrático de Física en Cambridge, trabajó en el desarrollo de la teoría atómica.
HERTZ, Heinrich Rudolf Nació en Hamburgo (Alemania).	22	2	1857	1	1	1894	Físico alemán. Construyó un circuito resonante con una cámara de chispas con el que descubrió en 1885 las ondas electromagnéticas que predecían las ecuaciones de Maxwell, demostrando también las propiedades de reflexión de estas ondas y midiendo la longitud de onda de las mismas.
LEBLANC, Maurice Nació en París (Francia).	2	3	1857	27	10	1923	Ingeniero francés que hizo grandes contribuciones al estudio de las máquinas eléctricas. Inventó el devanado amortiguador de los alternadores para mejorar su comportamiento dinámico.
SPRAGUE, Frank Julian Nació en Milford, Connecticut (USA).	25	7	1857	25	10	1934	Ingeniero de Estados Unidos pionero de la tracción eléctrica. Se le deben grandes inventos sobre regulación y frenado de trenes y señalización ferroviaria. Patriarca de la tracción eléctrica.

NOMBRE	NACIMIENTO			MUERTE			DESARROLLO
THÉVENIN, Leon Charles Nació en Meaux (Francia).	30	3	1857	21	9	1926	Ingeniero francés que trabajó en el Cuerpo de Telégrafos de Francia y desarrolló el teorema de circuitos que lleva su nombre.
PLANCK, Max Karl Ernst Ludwig Nació en Kiel, Schleswig (Alemania).	23	4	1858	3	10	1947	Físico alemán, Catedrático de Física de la Universidad de Berlín durante casi 40 años. En 1900 propuso su teoría de los cuantos para explicar la radiación del cuerpo negro, iniciándose con ello la Mecánica Cuántica. Premio Nobel de Física en 1918.
STANLEY, William Nació en Brooklyn, New York (USA).	28	11	1858	14	5	4916	Inventor de Estados Unidos que, a partir del generador secundario de Gaulard y Gibbs, desarrolló el transformador en EE. UU. y después inventó el autotransformador. Autor de la primera red de transporte de corriente alterna en EE. UU. para la compañía Westinghouse en 1886.
CURIE, Pierre Nació en París (Francia).	15	5	1859	19	4	1906	Físico francés que descubrió, con su hermano Jacques, la piezoelectricidad. También calculó el punto de Curie a partir del cual un material magnético pierde sus propiedades.
HASELWANDER, Friedrich August Nació en Offenburg, Baden (Alemania).	18	10	1859	14	3	1932	Ingeniero electrotécnico alemán que, en 1887, construyó una máquina asíncrona trifásica precursora del motor de inducción.
HOPKINSON, Edward Nació en Manchester (Inglaterra).	28	5	1859	15	1	1922	Físico inglés que trabajó en proyectos de tracción eléctrica, siendo el responsable del diseño John Vincent Lawless Hogan de locomotoras eléctricas.
BLÁTHY, Ottó Titusz Nació en Tata (Hungría).	11	8	1860	26	9	1939	Ingeniero húngaro, fue uno de los inventores del transformador eléctrico, y también de un tipo específico de contador eléctrico que lleva su nombre.

NOMBRE	NACIMIENTO			MUERTE			DESARROLLO
WHEELER, Schuyler Skaats Nació en New York (USA).	17	5	1860	20	4	1923	Ingeniero, empresario de USA, que hizo contribuciones en máquinas eléctricas. Inventor del ventilador eléctrico.
CARTY, John Joseph Nació en Cambridge, Washington (USA).	14	4	1861	27	12	1932	Ingeniero de Estados Unidos. Director del Departamento John Renshaw Carson de Ingeniería de la ATT. Inventó la centralita telefónica y tendió el primer cable telefónico transcontinental.
HEWITT, Peter Cooper Nació en New York (USA).	5	5	1861	25	8	1921	Ingeniero de Estados Unidos que inventó, en 1895, la lámpara de vapor de mercurio y, en 1902, el rectificador de vapor de mercurio que se utilizaría durante muchos años para transformar la corriente alterna en corriente continua en la tracción eléctrica.
KENNELLY, Arthur Edwin Nació en Bombay (India).	17	12	1861	18	6	1939	Ingeniero Eléctricista de Estados Unidos. Catedrático de Ingeniería Eléctrica en la Universidad de Harvard durante casi treinta años. Introdujo en 1893, junto con Steinmetz, el cálculo complejo para estudiar los circuitos de corriente alterna. Hizo grandes contribuciones a la Ingeniería Eléctrica y descubrió la región E de la ionosfera al mismo tiempo que Heaviside.
LEONARD, Harry Ward Nació en Cincinnatti (USA).	8	2	1861	15	2	1915	Ingeniero Eléctrico de Estados Unidos que patentó en 1891 un sistema de regulación de velocidad de los motores de corriente continua que lleva su nombre. Se utilizó durante mucho tiempo para el control de motores de corriente continua en acerías y papeleras sustituido actualmente por sistemas electrónicos.

NOMBRE	NACIMIENTO			MUERTE			DESARROLLO
DOW, Alex Nació en Glasgow (Escocia)	12	4	1862	22	3	1942	Empresario escocés que fue presidente de la Detroit Edison Company, consiguiendo que su empresa fuera una de las más importantes de Estados Unidos. A él se le debe la normalización en corriente alterna a 60 Hz que utilizó en sus instalaciones y que se impondría en toda la nación.
EPSTEIN, Josef Nació en Leipzig (Alemania).	23	5	1862	27	11	1930	Físico alemán famoso por diseñar un equipo de medida específico para determinar las pérdidas en el hierro de los materiales ferromagnéticos.
BLONDEL, André Nació en Chaumont (Francia).	28	8	1863	15	11	1938	Físico e Ingeniero francés, catedrático de Electrotecnia en la Escuela de Caminos de París, que realizó estudios notables sobre máquinas eléctricas y fotometría. Ideó un ábaco que lleva su nombre para simplificar el cálculo mecánico de las líneas aéreas.
BROWN, Charles Eugene Lancelot Nació en Winterthur (Suiza).	17	6	1863	2	5	1924	Ingeniero Eléctrico suizo. Fundador con W. Boveri de la multinacional suiza Brown-Boveri, hoy parte de ABB (Asea Brown-Boveri). Contribuyó en el campo de la Electrotecnia. BROGLIE BROWN, Louis-Victor. Inventó el pararrayos de antenas y el disyuntor en baño de aceite con ruptura múltiple. A él se debe el diseño de polos lisos en los turboalternadores de las centrales térmicas.
STILLWELL, Lewis Buckley Nació en Scranton, Pennsylvania (USA).	12	3	1863	19	1	1941	Ingeniero de Estados Unidos. Intervino en la instalación de la central del Niágara. Patentó el disyuntor con regulación del tiempo de disparo. Inventor del regulador de inducción.

NOMBRE	NACIMIENTO			MUERTE			DESARROLLO
BEHN-ESCHENBURG, Hans. Nació en Zurich (Suiza).	10	1	1864	18	5	1938	Ingeniero Eléctrico suizo. Contribuyó al estudio de las máquinas eléctricas de corriente alterna, en especial al de la reacción de inducido de alternadores.
FERRANTI, Sebastian Ziani de Nació en Liverpool (Inglaterra).	9	4	1864	13	1	1930	Ingeniero británico de origen italiano. Diseñó máquinas eléctricas. Construyó, en 1885, la primera central inglesa funcionando con corriente alterna con transformadores diseñados por él mismo. Descubrió el efecto Ferranti que explica que, en un circuito capacitivo, la tensión al final de la línea puede ser superior a la que se genera al principio de la misma.
SCOTT, Charles Felton Nació en Athens County, Ohio (USA).	19	11	1864	17	12	1944	Ingeniero estadounidense que inventó la conexión de transformadores que lleva su nombre para transformar la corriente trifásica en bifásica, y viceversa. Realizó estudios sobre el efecto corona.
BOVERI, Walter Nació en Bamberg (Alemania).	21	2	1865	28	10	1924	Ingeniero germano-helvético. Fundador con el Ingeniero Brown de la multinacional suiza Brown-Boveri, hoy parte de ABB (Asea Brown Boveri), que se ha destacado por la calidad en la construcción de máquinas eléctricas.
STEINMETZ, Charles Proteus Nació en Breslau, Silecia (Alemania)	9	4	1865	26	10	1923	Ingeniero Eléctrico germano. Fundó el Laboratorio de Investigación de la compañía General Electric. Introdujo el cálculo complejo en el estudio de los circuitos de corriente alterna. Escribió excelentes libros de Ingeniería Eléctrica, desarrollando circuitos equivalentes para el estudio de las máquinas eléctricas.

NOMBRE	NACIMIENTO			MUERTE			DESARROLLO
HEWLETT, Edward Marriott Nació en Cold Spring Harbor, Long Island (USA).	14	9	1866	24	5	1934	Ingeniero Eléctrico de Estados Unidos que, con H. W. Buck, inventó el aislador suspendido (aislador de cadena), lo que hizo posible la construcción de líneas de alta tensión.
FERGUSON, Louis Aloysius Nació en Dorchester, Massachusetts (USA).	19	8	1867	25	8	1940	Ingeniero de Estados Unidos. Realizó proyectos de centrales eléctricas. Recomendó la generación en forma de corriente alterna trifásica y el uso de conmutatrices para la obtención de corriente continua y su empleo posterior en la tracción eléctrica.
MERSHON, Ralph Davenport Nació en Zanesville, Ohio (USA).	14	7	1868	15	2	1952	Ingeniero de Estados Unidos. Estudió el efecto corona en las líneas de alta tensión. Inventó una conmutatriz hexafásica y sistemas de protección de las líneas a las sobretensiones.
HEYLAND, Alexander Heinrich Nació en Iserlohn (Alemania).	3	7	1869	14	3	1943	Ingeniero alemán al que se le debe la invención del diagrama del círculo para estudiar de un modo gráfico cómo se comporta el motor asíncrono. Inventó el motor de corriente alterna tipo Heyland.
LINCOLN, Paul Martyn Nació en Norwood, Michigan (USA).	1	1	1870	20	12	1944	Ingeniero de Estados Unidos que intervino en la Construcción de la Central del Niágara, primera central americana de corriente alterna bifásica. Inventó el sincronoscopio, un aparato eléctrico para facilitar la interconexión de alternadores a la red.
OSSANNA, Johann Nació en Denno, Tirol (Austria).	26	6	1870	8	11	1952	Ingeniero alemán que desarrolló en el bienio 1899-900 el diagrama del círculo como procedimiento gráfico para estudiar el comportamiento del motor asíncrono.

NOMBRE	NACIMIENTO			MUERTE			DESARROLLO
GIORGI, Giovanni Nació en Lasta (Italia).	27	11	1871	19	8	1950	Físico e Ingeniero italiano que proyectó en Italia diversas centrales eléctricas. Su nombre está unido a un sistema práctico de unidades físicas que desarrolló en 1901, como complemento al sistema CGS.
KRÄMER, Christian Nació en Würzburg (Alemania).	21	5	1871	20	2	1966	Ingeniero alemán, inventó una conexión que lleva su nombre para la regulación de motores de corriente alterna (cascada Krämer). Inventó relés de protección para redes de alta tensión y contribuyó al desarrollo del rectificador de vapor de mercurio.
HIGHFIELD, John Nació en Somerville.			1872	15	8	1945	Ingeniero británico al que se debe la configuración de barras envueltas en camisas metálicas para la unión alternador-transformador en las centrales eléctricas.
ROSENBERG, Emanuel Nació en Viena (Austria).	28	11	1872	30	3	1962	Ingeniero austríaco inventor de la dinamo de campo transversal que lleva su nombre, precursora de la amplidina y la metadina, que fueron máquinas eléctricas especiales, empleadas en sistemas de control.
KLOSS, Max Nació en Dresde (Alemania).	16	5	1873	11	8	1961	Ingeniero alemán que contribuyó al estudio del motor asíncrono trifásico, inventando la fórmula que lleva su nombre para el estudio del par de estas máquinas.
KURDA, Karl Nació en New York (USA).	18	2	1873	7	6	1930	Ingeniero alemán. Experto en la construcción de transformadores KÜPFMÜLLER KURDA, de gran potencia y al que se le debe la idea de emplear aceite para la refrigeración de estas máquinas.

NOMBRE	NACIMIENTO			MUERTE			DESARROLLO
MARCONI, Guglielmo, primer marqués de Marconi Nació en Bologna (Italia)	25	4	1874	20	7	1937	Ingeniero de Italia. Trabajó en la transmisión de radio de larga distancia y un sistema de radiotelegrafía acreditado inventor de la radio.
BUCHHOLZ, Max Nació en Krefel (Alemania).	13	2	1874	4	1	1956	Ingeniero alemán. Patentó la protección Buchholz utilizada en grandes transformadores de potencia.
MERZ, Charles Hesterman Nació en Gateshead-on- Tyne (Inglaterra).	5	10	1874	14	10	1940	Empresario eléctrico británico, pionero en la construcción de centrales eléctricas en Inglaterra. Fue el artífice de la construcción de la National Grid en 1935, que uniría todas las líneas de alta tensión inglesas, unificando la frecuencia de toda la red a 50 Hz.
PHILIPS, Anton Frederick Nació en Zaltbommel (Holanda)	14	3	1874	7	10	1951	Empresario holandés que, con su hermano Gerard fundó, en 1895, la compañía Philips, dedicada inicialmente a la fabricación de bombillas y, más tarde, a la construcción de válvulas electrónicas, para radio, y equipos de electromedicina y electrónica de consumo.
EICHBERG, Friedrich Nació en Viena (Austria).	10	12	1875	29	7	1941	Ingeniero austriaco. Inventó el motor WinterEichberg utilizado en la tracción eléctrica ferroviaria con catenarias alimentadas por redes monofásicas de 25 Hz.
FORTESCUE, Charles Le Geyt Nació York Factory (Canadá).	9	11	1876	4	12	1936	Ingeniero canadiense al que se debe la invención del método de las componentes simétricas que simplifica el estudio de los sistemas trifásicos desequilibrados y que tiene gran utilidad para el estudio de las faltas en los sistemas eléctricos de potencia.

NOMBRE	NACIMIENTO			MUERTE			DESARROLLO
LA COUR, Jens Lassen de Nació en Draaby (Dinamarca).	15	5	1876	10	12	1956	Ingeniero danés especialista en máquinas eléctricas, pionero de la Electrotecnia y del desarrollo de métodos constructivos en el diseño de máquinas eléctricas.
RICHTER, Rudolf Nació en Berlín (Alemania).	15	6	1877	9	11	1957	Ingeniero y profesor alemán que hizo contribuciones al estudio y diseño de devanados eléctricos y al comportamiento de los motores monofásicos con conmutador y su aplicación a la tracción eléctrica.
EINSTEIN, Albert Nació en Ulm (Alemania).	14	3	1879	18	4	1955	Físico alemán que en 1905 desarrolló la teoría del efecto fotoeléctrico utilizando los cuantos de Planck, por lo que recibiría el Premio Nobel de Física en 1921. Se le considera uno de los físicos más importantes de todos los tiempos por el desarrollo de la teoría de la relatividad.
MARKT, Gustav Nació en Innsbruck (Austria).	13	12	1881	6	10	1977	Ingeniero austríaco al que se le debe el desarrollo de cables en forma de haces de conductores (bunndle conductors) para reducir el efecto corona en las líneas aéreas de alta tensión.
PEEK, Frank William Nació en Mokelumne Hill, California (USA).	20	8	1881	26	7	1933	Ingeniero Eléctrico de Estados Unidos pionero en el estudio del efecto corona en las líneas de alta tensión. Desarrolló fórmulas para determinar las pérdidas por efecto corona e ideó procedimientos para reducirlas con conductores huecos.
SORENSEN, Royal Wasson Nació en Wabaunsee County, Kansas (USA).	28	4	1882	27	10	1965	Ingeniero de Estados Unidos inventor del disyuntor de vacío que revolucionó los aparatos de maniobra de las redes de alta tensión.

NOMBRE	NACIMIENTO			MUERTE			DESARROLLO
CLARKE, Edith Nació en Woward County, Maryland (USA).	10	2	1883	29	10	1959	Ingeniera Eléctrica de Estados Unidos, especialista en Sistemas Eléctricos de Potencia y teoría de la estabilidad. Recibió el título de Fellow del AIEE en 1948.
EMANUELI, Luigi Pancrazio Nació en Milán (Italia).	5	4	1883	15	2	1959	Ingeniero italiano. Inventó en 1918 el cable eléctrico aislado relleno de aceite. Hizo posible la construcción de cables para la distribución en media tensión.
RÜDENBERG, Reinhold Nació en Hannover (Alemania).	4	2	1883	25	12	1961	Ingeniero germano. Aportó al estudio de las máquinas eléctricas y de los sistemas eléctricos de potencia. Inventó un motor trifásico con conmutador y escobillas ajustables.
SCHRAGE, Hidde Klaas Nació en Usquert (Holanda).	15	2	1883	24	11	1952	Ingeniero holandés. Aportó a la teoría y funcionamiento de las máquinas eléctricas. Inventó el motor Schrage, un motor de corriente alterna especial que permitía la regulación de velocidad.
BOHR, Niels Henrik David Nació en Copenhague (Dinamarca)	7	10	1885	18	11	1962	Físico danés. Explicó la estructura interna del átomo, por lo que recibió el Premio Nobel de Física en 1922. Creador de la Escuela de Física en Copenhague.
DOHERTY, Robert Ernest Nació en Clay City, Illinois (USA).	22	1	1885	19	10	1950	Ingeniero Eléctrico premiado con la medalla Lamme en 1937 por sus contribuciones a las máquinas eléctricas. Rector del Instituto de Tecnología Carnegie.
DARRIEUS, Georges Nació en Toulon (Francia).	24	10	1888	15	7	1979	Ingeniero francés. Inventó un aerogenerador de eje vertical que lleva su nombre y cuyo movimiento es independiente de la dirección del viento.

NOMBRE	NACIMIENTO			MUERTE			DESARROLLO
McEACHRON, Karl Boyer Nació en Hoosick Falls, New York (USA).	17	11	1889	24	1	1954	Ingeniero de Estados Unidos. Realizó estudios sobre las sobretensiones atmosféricas. Construyó en 1936, un generador de ondas de choque de 10 MV para el ensayo de aislamientos. Inventó la autoválvula denominada thyrite para la protección de instalaciones eléctricas a las sobretensiones.
MARX, Erwin Otto Nació en Mautitz bei Riesa, Sachsen (Alemania).	15	2	1893	11	1	1980	Ingeniero alemán. Inventó un generador de ondas de choque que lleva su nombre, utilizado en los laboratorios de ensayos de materiales para producir altas tensiones.
MOELLER, Franz Nació en Charlottenburg (Alemania).	17	7	1897	13	4	1970	Ingeniero y profesor alemán que hizo contribuciones al diseño y construcción de motores de corriente continua y que escribió magníficos libros de texto de Electrotecnia y Máquinas Eléctricas.
NORTON, Edward Lawry Nació en Rockland, Maine (USA).	29	7	1898	28	1	1983	Ingeniero Eléctrico de Estados Unidos. Trabajó en los Laboratorios Bell y al que se le debe la introducción del concepto de generador de corriente Daniel E. Noble NORTON para el estudio de los circuitos eléctricos. Se le debe también el enunciado del teorema de Norton.
KRON, Gabriel Nació en Baja Mare (Hungría).	23	7	1901	25	3	1968	Ingeniero Eléctrico y Matemático húngaro que desarrolló la teoría generalizada de las máquinas eléctricas, para facilitar el estudio de su comportamiento en régimen transitorio. Aplicó el análisis tensorial al estudio de los circuitos, máquinas y redes eléctricas.

NOMBRE	NACIMIENTO			MUERTE			DESARROLLO
STARR, Eugene Carl Nació en Falls City, Oregón (USA).	6	8	1901	5	2	1988	Ingeniero de Estados Unidos. Desarrolló líneas de transporte de energía eléctrica en corriente continua en alta tensión, HVDC. Catedrático de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Oregón.
VAN DE GRAAFF, Robert Jemison Nació en Tuscaloosa, Alabama (USA).	20	12	1901	16	1	1967	Físico de Estados Unidos. Inventó, en 1931, un generador electrostático que lleva su nombre para producir altas tensiones y que se empleó como acelerador de partículas para el estudio del átomo.
BRATTAIN, Walter Houser Nació en Amoy (China).	10	2	1902	13	10	1987	Físico de Estados Unidos. Junto con Bardeen y Shockley, inventó el transistor en 1947 en los Laboratorios Bell y por el cual recibió el Premio Nobel de Física en 1956.
PARK, Robert H. Nació en Estrasburgo, Alemania (en la actualidad pertenece a Francia).	15	3	1902	18	2	1994	Ingeniero eléctrico de Estados Unidos. Publicó en 1929 un artículo sobre la teoría de las dos reacciones en una máquina síncrona, que es de gran importancia para estudiar el comportamiento dinámico de la misma.
ATANASOFF, John Nació en Hamilton, Nueva York (USA)	4	10	1903	16	6	1995	John Vincent Atanasoff y Clifford E. Berry construyen el primer prototipo de computadora electrónica.
LAMM, August Nació en Goteborg (Suecia).	22	5	1904	1	6	1989	Ingeniero Eléctrico sueco, trabajó inicialmente con rectificadores de mercurio para la conversión corriente alterna a corriente continua en alta tensión. Se le considera el padre del transporte de energía eléctrica en corriente continua en alta tensión (Redes HVDC, High Voltage Direct Current).

NOMBRE	NACIMIENTO			MUERTE			DESARROLLO
HARDER, Edwin L Nació en Buffalo, New York (USA).	28	4	1905	24	5	2004	Ingeniero de Estados Unidos. Especialista en protecciones para redes eléctricas. Creó el ordenador ANACOM de Westinghouse utilizado como analizador de redes. Fue muy útil para determinar los flujos de carga, estabilidad y transitorios en las mismas.
SHOCKLEY, William Bradford Nació en Londres (Inglaterra).	13	2	1910	12	8	1989	Físico de Estados Unidos. Trabajó en los Claude Shannon, Laboratorios de la Bell Telephone. Cuando SHANNON descubrió el transistor en las navidades de 1947, junto con sus compañeros John Bardeen y W. H. Brattain.
PACKARD, David Nació en Pueblo, Colorado (USA).	7	9	1912	26	3	1996	Ingeniero de Estados Unidos. Fundó en 1938, con su compañero David Hewlett, la actual compañía multinacional Hewlett-Packard, dedicada a la fabricación de instrumentos eléctricos de medida de gran calidad.
TUKEY, John Wilder Nació en New Bedford, Massachusetts (USA)	16	6	1915	26	6	2000	Matemático de Estados Unidos, experto en Estadística, Aportó al análisis espectral de procesos aleatorios y se le debe el algoritmo de la Transformada Rápida de Fourier, FFT, conceptos muy importantes en el procesado de señales digitales.
BARDEEN, John Nació en Madison, USA	23	5	1908	30	1	1991	J. Bardeen, W. Houser Brattain y William Bradford Shockley desarrollan el transistor, que produce una auténtica revolución en el mundo de la electrónica. Recibieron el Premio Nobel de Física en 1956.
SHOCKLEY, William Bradford Nació en Londres (U.K.)	13	2	1910	12	8	1989	Ver párrafo anterior

SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

ANÁLISIS DE FALLAS ELÉCTRICAS

CAPÍTULO 1

ECUACIONES DE REDES

1.1 Introducción

El desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia, ha generado la necesidad de analizar su funcionamiento en situaciones normales y/o anormales (con fallas), para planificar el crecimiento y la operación con adecuada confiabilidad, seguridad, calidad y economía.

Diseñar equipos que puedan detectar automáticamente la diferencia entre ambas condiciones de falla - no falla, fue fundamental y se logró gracias al conocimiento del comportamiento de cada elemento en ambas condiciones.

Para ello ha sido necesario sistematizar la solución de circuitos eléctricos con un gran número de nodos y mallas, lo que hoy es posible gracias al desarrollo de programas específicos, y estudiar además de la condición normal de servicio, el comportamiento de generadores, transformadores, etc. para las distintas alternativas de fallas propias o no, que pudieran presentarse.

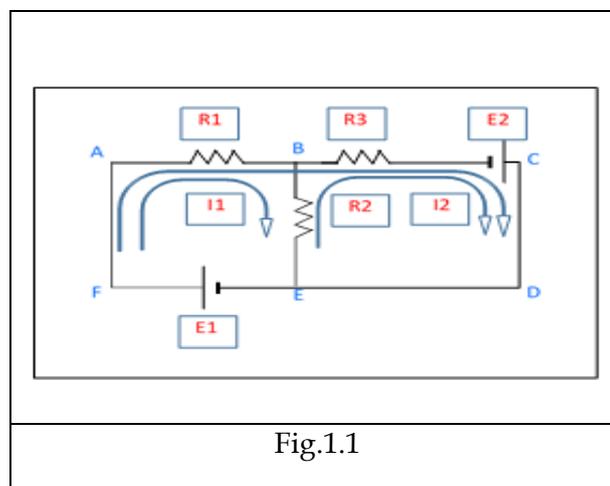
Este texto comienza con mostrar las técnicas de soluciones sistemáticas de circuitos y llega hasta estudiar las fallas internas en transformadores y generadores, pasando por el análisis cualitativo y cálculos para fallas en el sistema.

Se recuerdan en este capítulo los métodos de solución generales, y los teoremas de redes que tendrán una fuerte incidencia en el desarrollo y comprensión de lo que se tratará de mostrar.

Para los sistemas de potencia los nodos son las barras a las que se conectan los diferentes elementos componentes del sistema, líneas, transformadores, generadores, etc. que son representados a través de modelos, y que constituyen las ramas del sistema.

1.2 Ecuaciones de Malla

Existen dos métodos para el cálculo de las corrientes y tensiones en un circuito, que son el método de mallas y el método de nodos.



El método de mallas consiste en determinar caminos cerrados independientes posibles de circulación de corrientes.

En la Fig. 1.1 se pueden apreciar tres caminos posibles de circulación de corriente que son ABEF - EBCD - ACDF

De estos tres caminos o mallas se deben elegir dos, porque el tercero es una suma o resta de los otros dos y por lo tanto no es independiente.

Se puede observar que la resistencia R_2 pertenece a dos mallas y es recorrida por las corrientes de ambas mallas.

A las mallas se las puede numerar. Por ejemplo, la malla ABEF se puede le puede asignar el N°1 y a la malla BCDE el N°2.

A las corrientes de cada malla entonces se le llamarán I_1 e I_2 respectivamente.

Se recorre cada una de las mallas aplicando la ley de Kirchhoff

$$E_1 = I_1 * R_1 + I_1 * R_2 - I_2 * R_2 \quad (1.1)$$

$$E_2 = -I_1 * R_2 + I_2 * R_2 + I_2 * R_3 \quad (1.2)$$

En forma matricial es:

$$\begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_1 + R_2 & -R_2 \\ -R_2 & R_2 + R_3 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (1.3)$$

Como puede ser apreciado en las ecuaciones matriciales (1.3), la matriz de resistencias o en general de impedancias, es simétrica, los elementos diagonales se forman con la suma de todos los componentes pasivos de la malla, y los no diagonales son los elementos comunes a ambas mallas cambiados de signo.

El vector independiente está formado por las fuentes de tensión que intervienen en cada malla, y el vector dependiente o incógnitas, son las corrientes de malla.

Lógicamente todo esto es aplicable también cuando se trata de corriente alterna, y los componentes ideales de reactancia capacitiva e inductiva valen sólo para frecuencia constante.

La matriz cuadrada de las ecuaciones (1.3) es reconocida también como "Matriz Impedancia de Malla" o "Matriz Impedancia de Ramas"

Cuando se trata de corriente alterna, es una matriz compleja y cada una de las partes se reconoce como "Matriz Resistencia de Malla" y "Matriz Reactancia de Malla".

Su formación es sencilla y resulta de la simple inspección del circuito.

En esta matriz las filas y columnas representan a las mallas independientes numeradas como se dijo anteriormente.

La corriente por cada rama es la suma con su signo de las corrientes que por ella pasan.

1.3 Matriz Impedancia de Ramas. Notación Normal

La notación normal de escribir las ecuaciones de malla es tal que, asignando un número a cada malla, los elementos diagonales tienen como doble subíndice el N° de la malla (p. ej. Z_{11})

Los elementos no diagonales se identifican con los números de las mallas a los que pertenecen. Así por ejemplo, Z_{ij} es una impedancia común en las mallas “i” y “j”.

Por ello se puede escribir para un sistema de n mallas el siguiente grupo de ecuaciones.

$$\begin{aligned}
 Z_{11} * I_1 + Z_{12} * I_2 + \dots + Z_n * I_n &= E_1 \\
 Z_{21} * I_1 + Z_{22} * I_2 + \dots + Z_n * I_n &= E_2 \\
 &: \\
 &: \\
 &: \\
 Z_{n1} * I_1 + Z_{n2} * I_2 + \dots + Z_n * I_n &= E_n
 \end{aligned}
 \tag{1.4}$$

Este grupo de ecuaciones en forma matricial tiene la forma siguiente:

Z_{11}	Z_{12}	...	Z_{n1}
Z_{21}	Z_{22}	...	Z_{n2}
:		...	
:			
:			
Z_{n1}	Z_{n2}	...	Z_{nn}

$$* \begin{matrix} I_1 \\ I_2 \\ \\ I_n \end{matrix} = \begin{matrix} E_1 \\ E_2 \\ \\ E_n \end{matrix}
 \tag{1.5}$$

La inversa de la “Matriz Impedancia de Ramas” es la “Matriz Admitancia de Ramas”.

1.4 Ecuaciones de Nodos

Este método se basa en la idea de calcular las tensiones de todos los nodos del circuito, para luego determinar las corrientes por cada una de las ramas, conociendo su admitancia y la diferencia de tensión entre sus nodos.

La tensión de todos los nodos se calcula con respecto a un nodo de referencia.

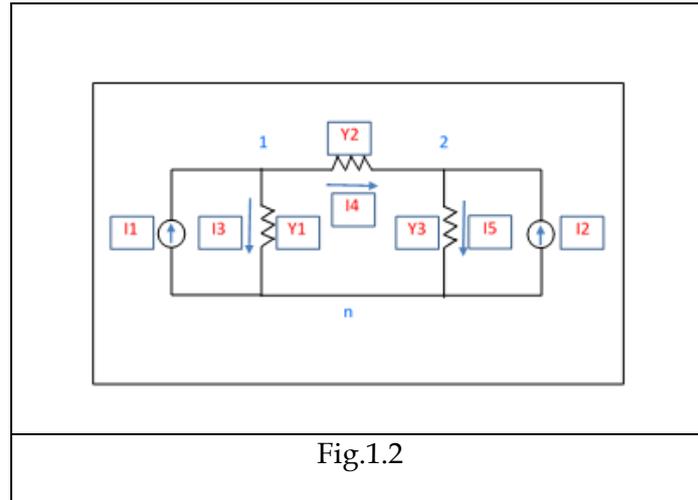


Fig.1.2

La Fig. 1.2 es un circuito con dos nodos independientes (1 y 2) y el nodo de referencia "n"

Las fuentes de corriente son I_1 e I_2 y las admitancias de cada rama Y_1, Y_2, Y_3

Las ecuaciones para resolver el problema son análogas a las vistas para el caso de la solución por mallas.

$$I_1 = V_1 * Y_1 + [V_1 - V_2] * Y_2 \quad (1.6)$$

$$I_2 = V_2 * Y_3 + [V_2 - V_1] * Y_2 \quad (1.7)$$

En forma matricial es:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_1 + Y_2 & -Y_2 \\ -Y_2 & Y_2 + Y_3 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (1.8)$$

La matriz (1.8) es simétrica, los elementos diagonales se forman con la suma de todos los componentes pasivos que concurren a cada nodo, y los no diagonales son los elementos que unen dos nodos cambiados de signo. Si entre un nodo "i" y un nodo "j" no hay conexión, el elemento no diagonal es cero.

En esta matriz las filas y columnas representan a los nodos con números del esquema de la Fig. 1.2

El vector independiente está formado por las fuentes de corriente que llegan a cada nodo, y el vector dependiente o incógnitas que son las tensiones de cada nodo.

1.5 Matriz Admitancia de Nodo. Notación Normal

La notación normal con que se escriben las ecuaciones de nodo es tal que, numerando a cada nodo, los elementos diagonales tienen como doble subíndice el N° del (p. ej. Y_{11}), y los elementos no diagonales se identifican con los números de las barras o nodos unidos por una admitancia.

Es así que para un sistema de n mallas se pueden escribir el siguiente grupo de ecuaciones.

$$\begin{aligned}
 Y_{11} * E_1 + Y_{12} * E_2 + \dots + Y_{1n} * E_n &= I_1 \\
 Y_{21} * E_1 + Y_{22} * E_2 + \dots + Y_{2n} * E_n &= I_2 \\
 &: \\
 &: \\
 &: \\
 Y_{n1} * E_1 + Y_{n2} * E_2 + \dots + Y_{nn} * E &= I_n
 \end{aligned}
 \tag{1.9}$$

Este grupo de ecuaciones en forma matricial tiene la forma siguiente:

Y_{11}	Y_{12}		Y_{1n}	*	=	E_1		I_1
Y_{12}	Y_{22}		Y_{2n}			E_2		I_2
·	·		·					·
·	·		·					·
Y_{1n}	Y_{2n}		Y_{nn}			E_n		I_n

(1.10)

La inversa de la “Matriz Admitancia de Barras o Nodos” es la “Matriz Impedancia de Nodos”, y tiene la particularidad de que sus elementos diagonales son la impedancia Thevenin del circuito vista desde el nodo.

1.6 Teoremas de Redes

El estudio de redes necesita muchas veces de simplificaciones que permitan entender los conceptos que pueden ser más difíciles de aplicar cuando se estudian las redes más complejas.

Es así que se han desarrollado algunos teoremas, que permiten analizar casos complejos con mucha mayor facilidad.

Estos teoremas se desarrollan a continuación.

1.7 Teorema de Superposición

Las ecuaciones (1.4) y (1.10) que representan a circuitos eléctricos lineales, son también un sistema lineal de ecuaciones por lo que es aplicable el principio de superposición que dice:

“Un sistema de n ecuaciones lineales cualquiera, puede ser resuelto considerando nulos a todos los términos independientes excepto a uno de ellos, que toma el valor del término independiente de la ecuación correspondiente. Se deberán resolver en estas condiciones n sistemas de ecuaciones, rotando la ecuación que tiene el término no nulo.

El valor una incógnita X_i es igual a la suma de todos los valores encontrados para ella en la solución de los n sistemas de ecuaciones"

Un ejemplo aclara el concepto.

Supóngase:

$$2x + 3y = 7 \quad (1.11)$$

$$3x + 3y = 9 \quad (1.12)$$

Este sistema de ecuaciones puede también ser reemplazado por dos sistemas como sigue.

$$2x' + 3y' = 7 \quad (1.14)$$

$$3x' + 3y' = 0 \quad (1.15)$$

$$2x'' + 3y'' = 0 \quad (1.16)$$

$$3x'' + 3y'' = 9 \quad (1.17)$$

El sistema de las ecuaciones (1.14) y (1.15) da como resultado

$$x' = -7 \quad (1.18)$$

$$y' = 7$$

El sistema de las ecuaciones (1.16) y (1.17) da como resultado

$$x'' = 9 \quad (1.19)$$

$$y'' = 6$$

La suma de las soluciones da el resultado final.

$$x = x'' + x' = 2 \quad - \quad y = y' + y'' = 1 \quad (1.20)$$

Este es el principio de superposición que puede ser utilizado para resolver circuitos eléctricos con varias fuentes, calculando las incógnitas, alimentando con una fuente por vez y luego sumando los resultados.

1.8 Teorema de Reciprocidad

El teorema de reciprocidad sólo se enunciará y sirve para conceptualizar el comportamiento de circuitos pasivos.

El teorema dice:

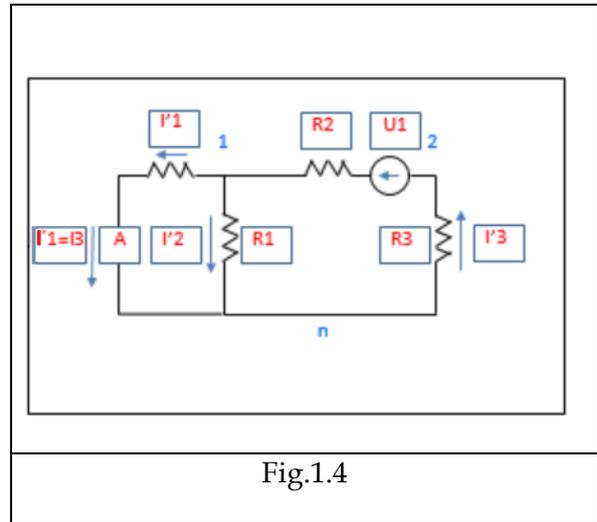
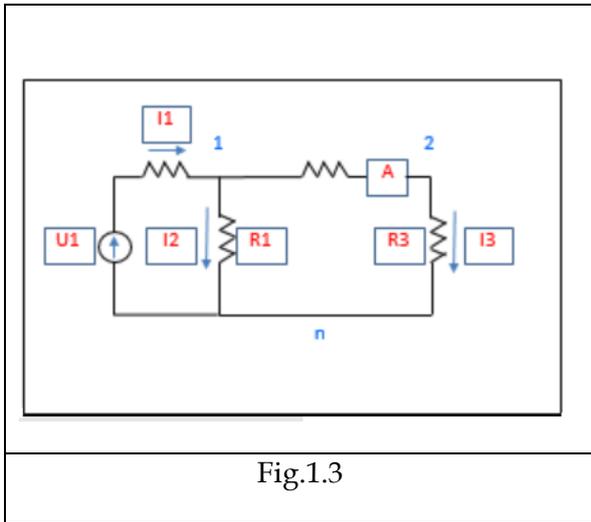
Si una fuente de tensión aplicada en una rama "i" de una red lineal y pasiva produce una cierta corriente I_j en otra rama "j", la misma tensión aplicada en la rama "j" producirá en la rama "i" una corriente I_i igual a la corriente I_j anterior.

La dualidad también se cumple.

Es decir:

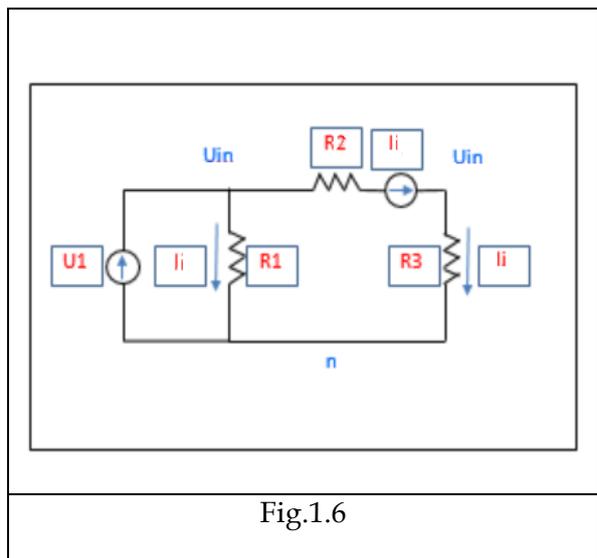
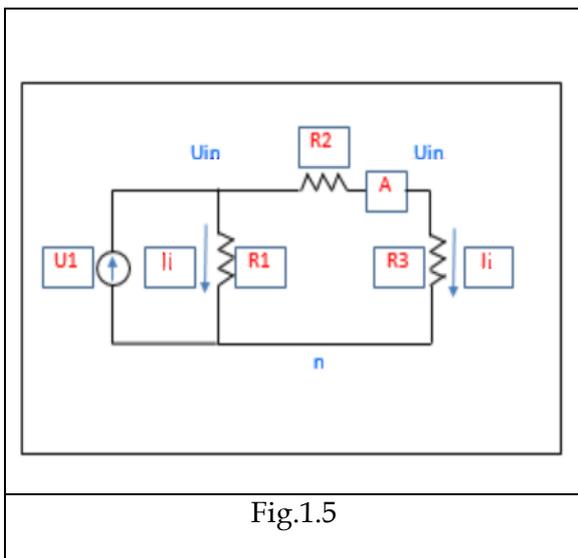
Si una fuente de corriente aplicada en un nodo "i" de una red lineal y pasiva produce una cierta tensión U_{jn} donde n es nodo de referencia, en otro nodo "j", la misma corriente aplicada en la "j" producirá en el nodo "i" una tensión U_{in} igual a la tensión U_{jn} anterior.

Un ejemplo simple aclarará mejor el concepto.



Si se intercambian el amperímetro con el generador, Fig. 1.3 y Fig. 1.4 el amperímetro sigue marcando la corriente I_3 .

1.9 Teorema de Sustitución

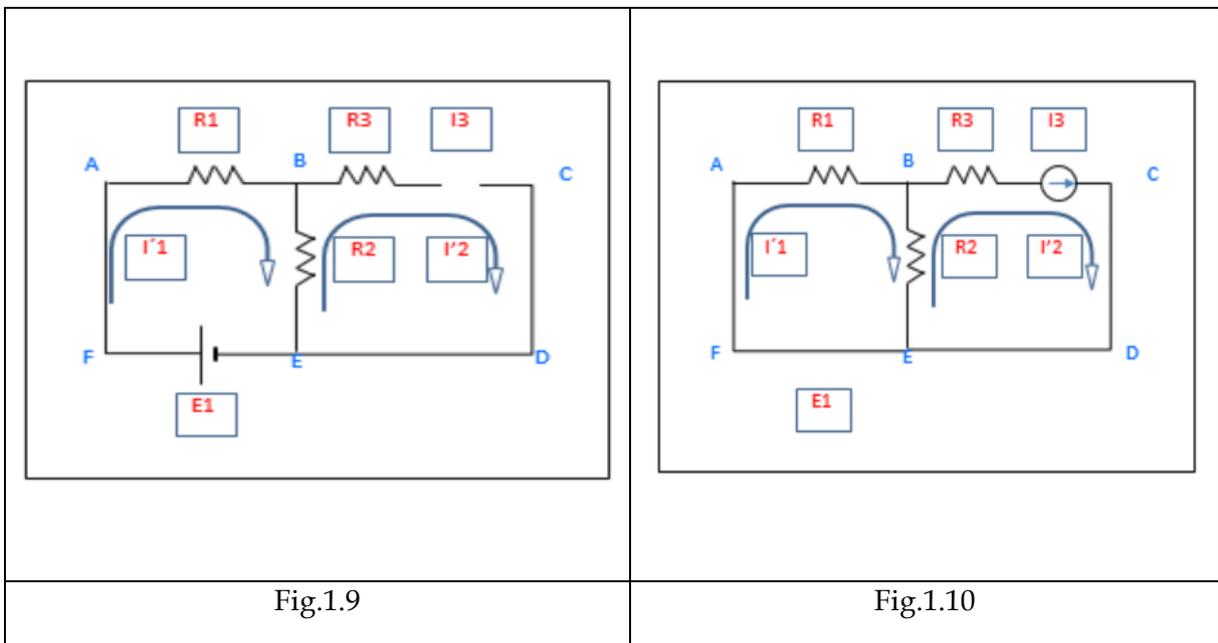
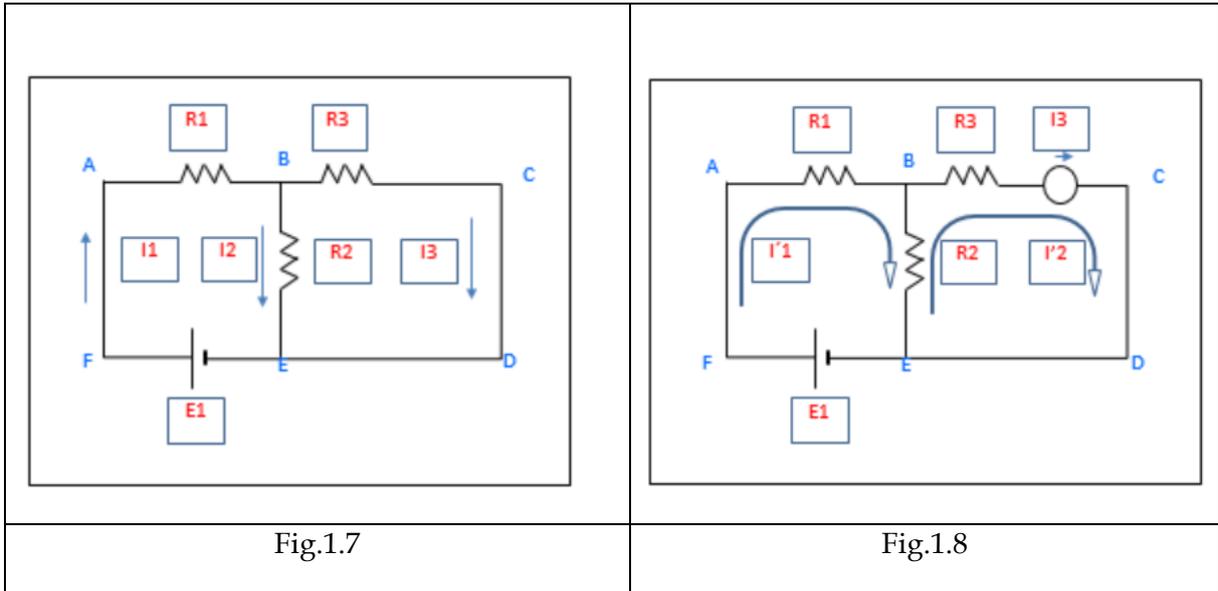


En el circuito de la Fig. 1.5 se muestra que la tensión U_1 produce una corriente I_j por la resistencia R_3

El teorema de sustitución expresa que:

Si por una rama "i" de una red, circula I_i que produce una tensión U_{in} respecto del nodo de referencia, la rama "j" donde circula la corriente I_j puede ser sustituida por una fuente de corriente I_j en serie con la impedancia de la rama, sin que cambien la corriente I_i de la rama "i" ni la tensión U_{in} como muestra la Fig. 1.6.

Para el análisis del circuito se puede aplicar ahora el teorema de superposición reemplazando a las respectivas fuentes por un cortocircuito para la tensión y abriendo la rama para la fuente de corriente.



Ejemplo:

Se calculan las corrientes por cada rama para los siguientes valores.

$$E_1 = 8V \quad R_1 = 2\Omega \quad R_2 = 4\Omega \quad R_3 = 4\Omega$$

Con estos valores resulta:

$$I_1 = 2A \quad I_2 = 1A \quad I_3 = 1A$$

Se considera ahora que en la malla BCDE se conecta una fuente de corriente de valor $I_3 = 1A$ y se aplica superposición.

Se abre la malla 2 por la fuente de corriente Fig. (1.9)

$$E_1 = I'_1 * (R_1 + R_2)$$

$$I'_1 = \frac{8}{2+4} = \frac{4}{3} \quad I'_2 = 0$$

Se cortocircuita la fuente de tensión. Fig. (1.10)

$$I''_1 = \frac{I_3 * R_2}{R_1 + R_2} \quad I''_1 = \frac{1 * 2}{1+2} = \frac{2}{3} \quad I''_2 = 1$$

$$I_1 = I'_1 + I''_1 = 2 \quad I_2 = I_3 = 1$$

Corriente por cada rama

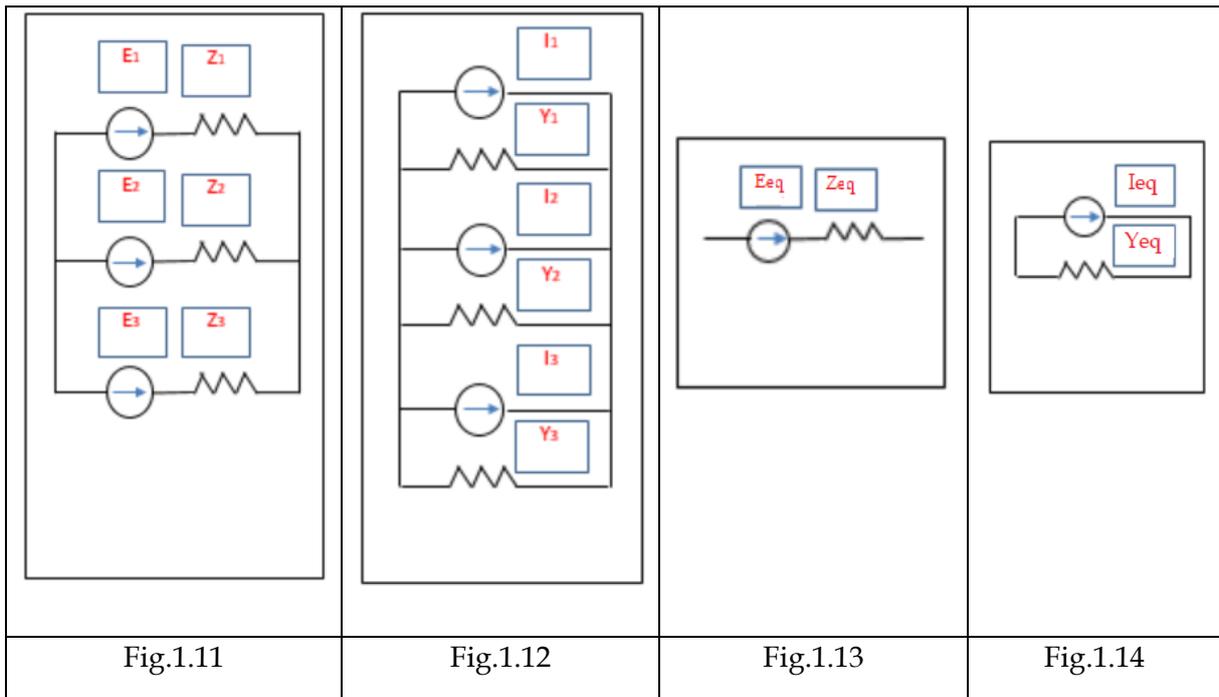
Corriente por R_1 : $I_{R1} = I_1 = 2$

Corriente por R_2 : $I_{R2} = I_1 - I_2 = 1$

Corriente por R_3 : $I_{R3} = 1$

1.10 Teorema de Millman

El teorema de Millman se utiliza para disminuir los cálculos en aquellos casos en que un análisis de un circuito con n fuentes, que obliga calcular n veces el sistema de ecuaciones pueda reducirse reemplazando varias fuentes por una equivalente.



La Fig. 1.11 muestra tres fuentes de tensión con su impedancia en serie.

En la Fig. 1.12 se han cambiado las fuentes de tensión por las de corriente equivalentes con sus admitancias en paralelo.

Haciendo la equivalencia se pueden escribir las siguientes ecuaciones.

$$I_1 = E_1 * Y_1 \quad \text{Luego:} \quad Y_1 = \frac{1}{Z_1}$$

$$I_2 = E_2 * Y_2 \quad \text{Luego:} \quad Y_2 = \frac{1}{Z_2}$$

$$I_3 = E_3 * Y_3 \quad \text{Luego:} \quad Y_3 = \frac{1}{Z_3}$$

La fuente equivalente de corriente de la Fig.1.14 es la suma de todas las fuentes de corriente y la admitancia es la suma de todas las admitancias.

Por lo tanto, para "n" fuentes de corriente es:

$$I_{eq} = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n \quad (1.21)$$

$$Y_{eq} = Y_1 + Y_2 + Y_3 + \dots + Y_n \quad (1.22)$$

La Z_{eq} es la inversa de la Y_{eq} .

$$Z_{eq} = \frac{1}{Y_{eq}} \quad (1.23)$$

La tensión equivalente E_{eq} es:

$$E_{eq} = \frac{E_1 * Y_1 + E_2 * Y_2 + E_3 * Y_3 + \dots + E_n * Y_n}{Y_1 + Y_2 + Y_3 + \dots + Y_n} \quad (1.24)$$

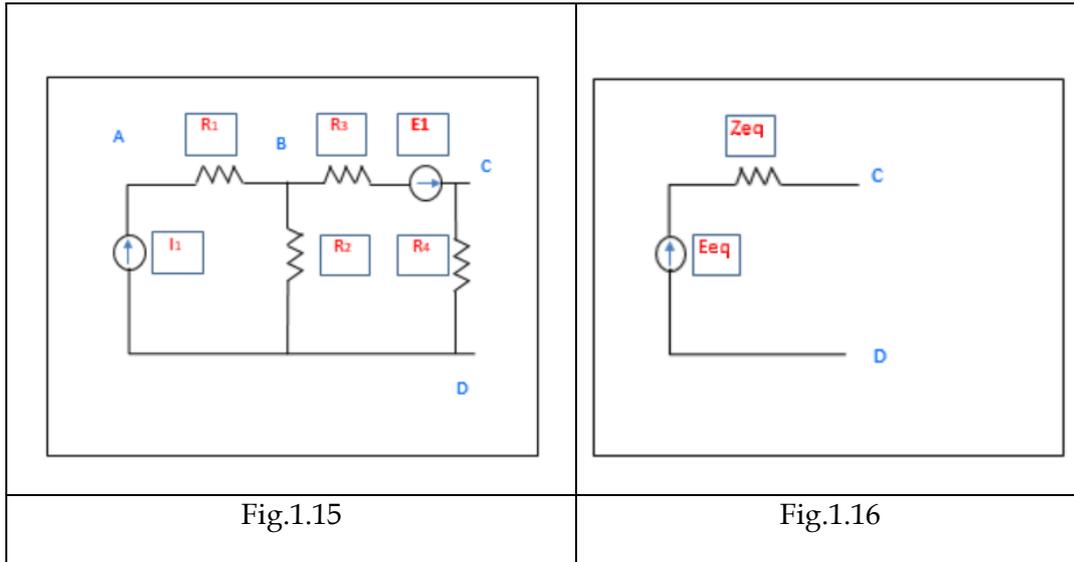
1.11 Teorema de Thevenin

Supóngase una red cualquiera con elementos activos (fuentes de tensión y/o corriente) y elementos pasivos lineales (resistencias, reactancias)

El teorema de Thevenin dice:

Toda red, que haya entre dos nodos, puede ser reemplazada por un generador de tensión ideal cuyo valor es la tensión entre esos nodos, en serie con una impedancia calculada cortocircuitando a todas las fuentes ideales de tensión y abriendo las ramas en las que haya fuentes ideales de corriente.

Un ejemplo aclarará cómo calcular la impedancia Thevenin.



Se desea encontrar la impedancia "Thevenin" equivalente entre los puntos C y D del circuito de la Fig. 1.15.

Se hace un cortocircuito en bornes de E_1 y se abre la rama AB por la fuente I_1

$$Z_{eq} = \frac{(R_3 + R_2) * R_4}{R_2 + R_3 + R_4} \quad (1.25)$$

$$Z_{Thevenin} = Z_{eq} \quad (1.26)$$

La tensión equivalente es la que resulta de calcular resolviendo el circuito.

La Fig.1.16 muestra el "Thevenin" equivalente al circuito de la Fig. 1.15

1.12 Teorema de Norton

El teorema de Norton es similar al de Thevenin. La diferencia está en que Norton reemplaza toda la red por una fuente de corriente en paralelo con una admitancia.

El valor de la fuente de corriente se calcula haciendo un cortocircuito en los bornes (en este caso C y D de la Fig. 1.15) y calculando la corriente que por él circula.

La admitancia Y es:

$$Y_{Norton} = \frac{1}{Z_{Thevenin}} \quad (1.27)$$

$$I_{Norton} = \frac{E_{Thevenin}}{Z_{Thevenin}} \quad (1.28)$$

1.13 Teorema de Compensación

El teorema de compensación que sólo se enuncia, es muy útil para determinar las variaciones de corrientes en un circuito como consecuencia del cambio de impedancia en una de sus ramas.

El teorema dice:

Si la corriente de una rama es I , y la impedancia de dicha rama varía en ΔZ , la variación de corrientes y tensiones en cada rama de la red se calcula cortocircuitando todas las fuentes de tensión, abriendo todas las fuentes de corriente, y considerando una fuente de tensión en la rama donde se produce la variación cuyo valor es:

$$E_{\text{compensación}} = I * \Delta Z$$

CAPÍTULO 2

COMPONENTES SIMÉTRICAS

2.1 Introducción

El método de componentes simétricas para resolver problemas de circuito trifásicos, ha sido desarrollado por Charles Fortescue en 1918, quien propuso realizar una transformación lineal, definiendo un nuevo grupo de variables a las que llamó componentes simétricas, y que simplifican notablemente los cálculos, siendo su gran aplicación en sistemas eléctricos de potencia.

Con esta transformación se logra que un circuito trifásico sea equivalente a tres circuitos independientes, llamados circuitos de secuencia homopolar, directa e inversa, que sólo se interconectan entre sí cuando se plantean condiciones desequilibradas de cargas, como cortocircuitos no trifásicos.

Para realizar los cálculos se deberá modelar los distintos componentes del circuito trifásico de acuerdo con la transformación, lo que da origen a conceptos como los de impedancias directa, inversa y homopolar de cargas, generadores, etc.

A lo largo de este capítulo se verá cómo se realizan las transformaciones.

2.2 Definición de Componentes Simétricas

Supóngase una fuente trifásica de tensión U, V, W donde:

$$U = U_f * e^{j\varphi_u} \quad (2.1)$$

$$V = V_f * e^{j\varphi_v} \quad (2.2)$$

$$W = W_f * e^{j\varphi_w} \quad (2.3)$$

Haciendo las transformaciones de Fortescue, esta fuente se puede descomponer en tres fuentes que serían las fuentes en componentes simétricas.

Las componentes simétricas se identificarán con los subíndices 0, 1, 2 o indistintamente con o, d, i para la homopolar, directa e inversa

2.3 Componente Homopolar

Consistente en tres fasores iguales. La Fig. 2.1 muestra una posible componente de tensiones.

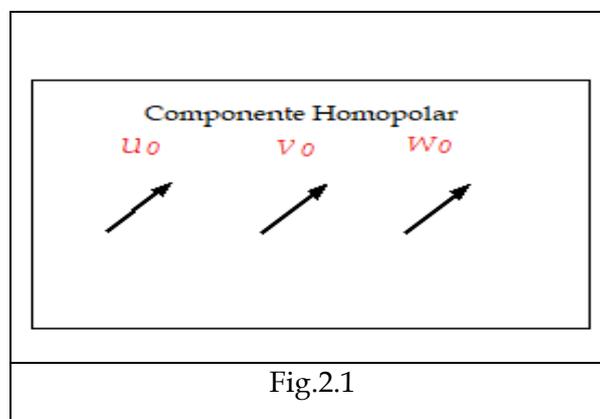


Fig.2.1

Para calcular la componente homopolar se suman las tres tensiones U, V, W y se divide en 3.

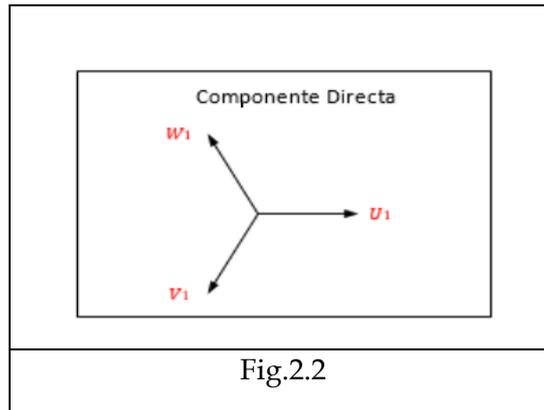
$$U_0 = V_0 = W_0 = \frac{1}{3} * (U_f * e^{j\varphi_u} + V_f * e^{j\varphi_v} + W_f * e^{j\varphi_w}) \quad (2.4)$$

Se puede deducir que si los módulos de U_f , V_f y W_f son iguales y el desfase entre tensiones es 120° la componente homopolar es cero.

2.4 Componente de Secuencia Directa

Consistente en tres fasores de igual módulo y desfasados 120° con secuencia igual a los fasores de las tensiones reales U, V, W

La Fig. 2.2 muestra una posible componente directa de tensiones.



Para calcular la componente directa se suma:

U + V desfasada 120° + W desfasada 240° y se divide en 3, como se muestra en la ecuación (2.5)

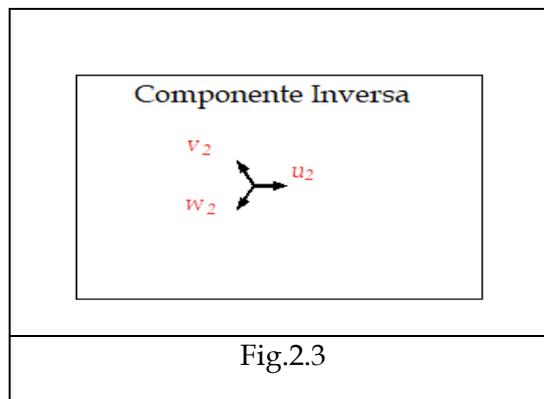
$$U_1 = \frac{1}{3} * (U_f * e^{j\varphi_u} + V_f * e^{j\varphi_v} * e^{j120} + W_f * e^{j\varphi_w} * e^{j240}) \quad (2.5)$$

$$V_1 = U_1 * e^{j240} \quad (2.6)$$

$$W_1 = U_1 * e^{j120} \quad (2.7)$$

2.5 Componente de secuencia inversa

Consistente en tres fasores de igual módulo y desfasados 120° con secuencia contraria a los fasores de las tensiones reales U, V, W.



La Fig. 2.3 muestra una posible componente inversa de tensiones.

Para calcular la componente inversa se suman las tres tensiones U, V desfasada 240° , W desfasada 120° y se divide en 3.

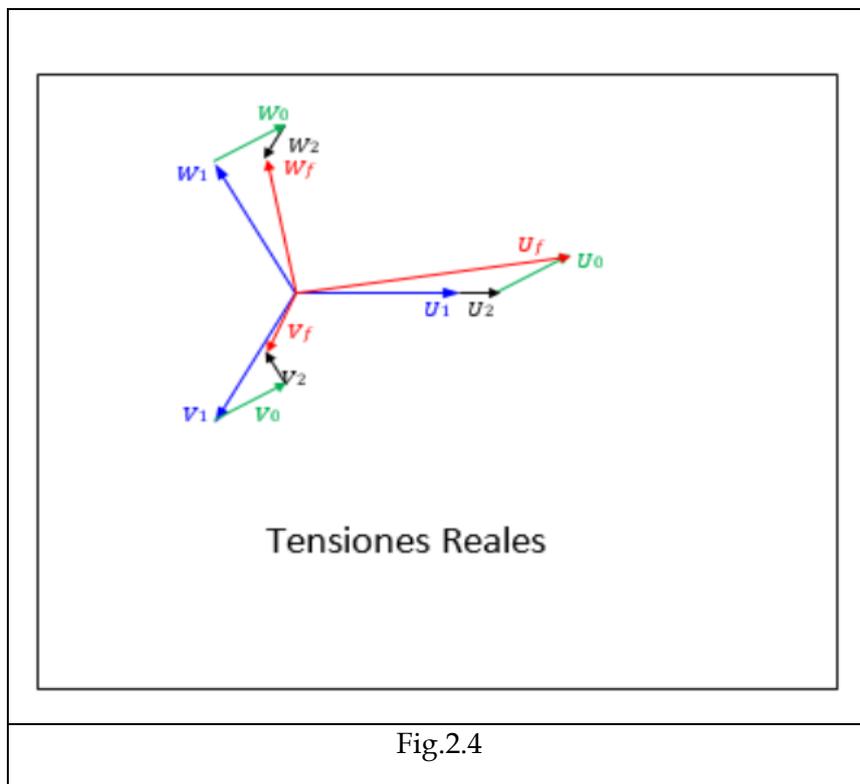
$$U_2 = \frac{1}{3} * (U_f * e^{j\phi_u} + V_f * e^{j\phi_v} * e^{j240} + W_f * e^{j\phi_w} * e^{j120}) \quad (2.8)$$

$$V_2 = U_2 * e^{j120} \quad (2.9)$$

$$W_2 = U_2 * e^{j240} \quad (2.10)$$

Si las componentes directa, inversa y homopolar son conocidas, las suma de las tres de cada fase dan las tensiones reales de cada fase.

Las tensiones reales U_f, V_f y W_f que generan las componentes homopolares (Fig.2.1), directas (Fig.2.2) e inversas (Fig.2.3) serían las de la Fig.2.4.



2.6 Definición de Componentes Simétricas. Forma Matricial

A continuación se escribe en forma matricial las ecuaciones que transforman las componentes de tensión reales U_f, V_f y W_f en componentes simétricas.

Se define el operador siguiente.

$$a = e^{j120} = -0,5 + j0,866 \quad (2.11)$$

$$a^2 = e^{j240} = -0,5 - j0,866 \quad (2.12)$$

La ecuación matricial (2.13) permite calcular las tensiones homopolar, directa e inversa de la fase U.

$$\begin{bmatrix} U_0 \\ U_1 \\ U_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} U_f \\ V_f \\ W_f \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

El cálculo inverso se realiza encontrando la matriz inversa de la planteada.

$$\begin{bmatrix} U_f \\ V_f \\ W_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} U_0 \\ U_1 \\ U_2 \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Se define como matriz de transformación a:

$$A = \begin{bmatrix} & 1 & 1 & 1 \\ & 1 & a^2 & a \\ & 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

La inversa de la matriz A es:

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Si se toman como corrientes de fase a $I_R, I_S, e I_T$, la transformación a componentes simétricas puede ser aplicada a corrientes de la siguiente manera.

$$\begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

$$\boxed{I_{R,S,T}} = \boxed{A} * \boxed{I_{0,1,2}} \quad (2.18)$$

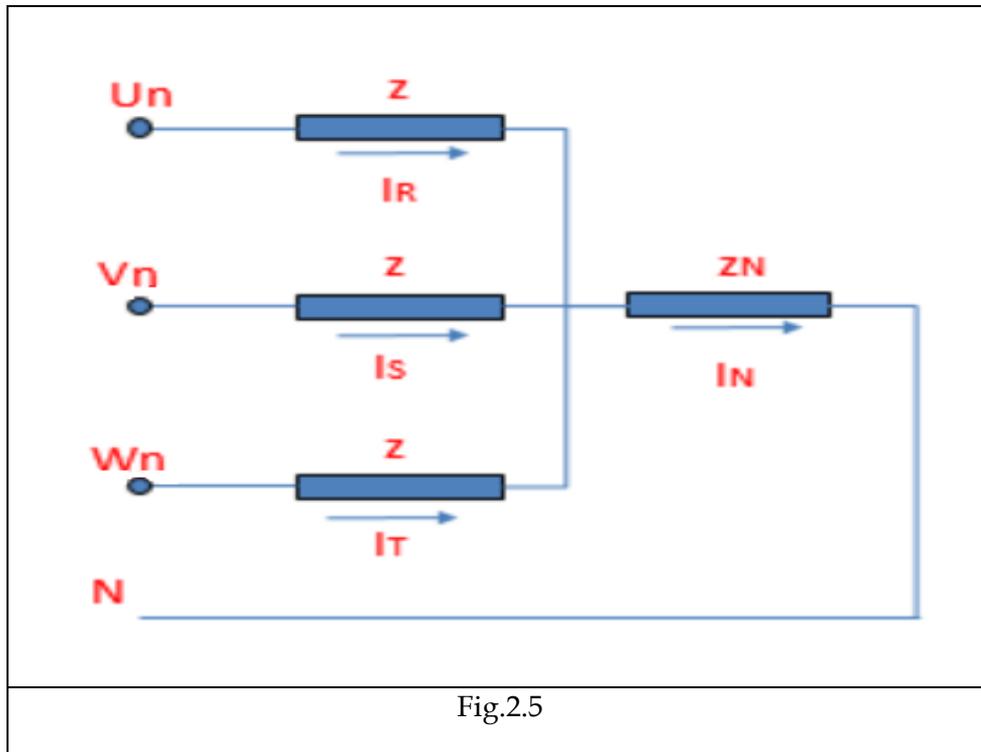
O bien:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

$$I_{0,1,2} = A^{-1} * I_{R,S,T} \quad (2.20)$$

2.7 Componentes Simétricas Aplicadas a las Impedancias

Supóngase un esquema como el de la Fig.2.5



Las ecuaciones de malla son:

$$Un = I_R * Z + I_N * Z_N \quad (2.21)$$

$$Un = I_R * Z + (I_R + I_S + I_T) * Z_N \quad (2.22)$$

$$Vn = I_S * Z + I_N * Z_N \quad (2.23)$$

$$Vn = I_S * Z + (I_R + I_S + I_T) * Z_N \quad (2.24)$$

$$Wn = I_T * Z + I_N * Z_N \quad (2.25)$$

$$Wn = I_T * Z + (I_R + I_S + I_T) * Z_N \quad (2.26)$$

Estas ecuaciones se pueden escribir en la forma matricial siguiente.

$$\begin{array}{|c|} \hline U_n \\ \hline V_n \\ \hline W_n \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline Z + Z_N & Z_N & Z_N \\ \hline Z_N & Z + Z_N & Z_N \\ \hline Z_N & Z_N & Z + Z_N \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline I_R \\ \hline I_S \\ \hline I_T \\ \hline \end{array} \quad (2.27)$$

Se transforman ahora las tensiones y corrientes de fase en componentes simétricas según las ecuaciones (2.14) y (2.18)

$$\begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline U_0 \\ \hline U_1 \\ \hline U_2 \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline Z + Z_N & Z_N & Z_N \\ \hline Z_N & Z + Z_N & Z_N \\ \hline Z_N & Z_N & Z + Z_N \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline I_0 \\ \hline I_1 \\ \hline I_2 \\ \hline \end{array} \quad (2.28)$$

Para tener la relación entre tensiones y corrientes de componentes simétricas se debe formar la siguiente ecuación matricial

Para ello se premultiplica la ecuación (2.28) por $\boxed{A^{-1}}$

$$\boxed{U_{0,1,2}} = \boxed{Z_s} * \boxed{I_{0,1,2}}$$

$$\begin{array}{|c|} \hline U_0 \\ \hline U_1 \\ \hline U_2 \\ \hline \end{array} = \frac{1}{3} * \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|c|c|} \hline Z + Z_N & Z_N & Z_N \\ \hline Z_N & Z + Z_N & Z_N \\ \hline Z_N & Z_N & Z + Z_N \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline I_0 \\ \hline I_1 \\ \hline I_2 \\ \hline \end{array} \quad (2.29)$$

De la ecuación (2.29) se deduce entonces que:

$$Z_s = \frac{1}{3} * \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|c|c|} \hline Z + Z_N & Z_N & Z_N \\ \hline Z_N & Z + Z_N & Z_N \\ \hline Z_N & Z_N & Z + Z_N \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} \quad (2.30)$$

Se realizan ahora las operaciones de multiplicación de matrices.

$$Z_s = \frac{1}{3} * \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|c|c|} \hline Z + 3 * Z_N & Z & Z \\ \hline Z + 3 * Z_N & a^2 * Z & a * Z \\ \hline Z + 3 * Z_N & a * Z & a^2 * Z \\ \hline \end{array} \quad (2.31)$$

$$Z_s = \begin{array}{|c|c|c|} \hline Z + 3 * Z_N & 0 & 0 \\ \hline 0 & Z & 0 \\ \hline 0 & 0 & Z \\ \hline \end{array} \quad (2.32)$$

Como se dijo anteriormente los tres circuitos de las componentes simétricas son independientes, por lo que la forma de la matriz Z_s es:

$$Z_s = \begin{array}{|c|c|c|} \hline Z_0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & Z_1 & 0 \\ \hline 0 & 0 & Z_2 \\ \hline \end{array} \quad (2.33)$$

Comparando la ecuación (2.33) con la (2.32) se deduce que:

Z ₀ secuencia homopolar	Z ₁ secuencia directa	Z ₂ secuencia inversa
$Z_0 = Z + 3 * Z_N$	$Z_1 = Z$	$Z_2 = Z$

(2.34)

Se verá a continuación componentes Simétricas Aplicadas a Cargas con Acoplamiento Mutuo

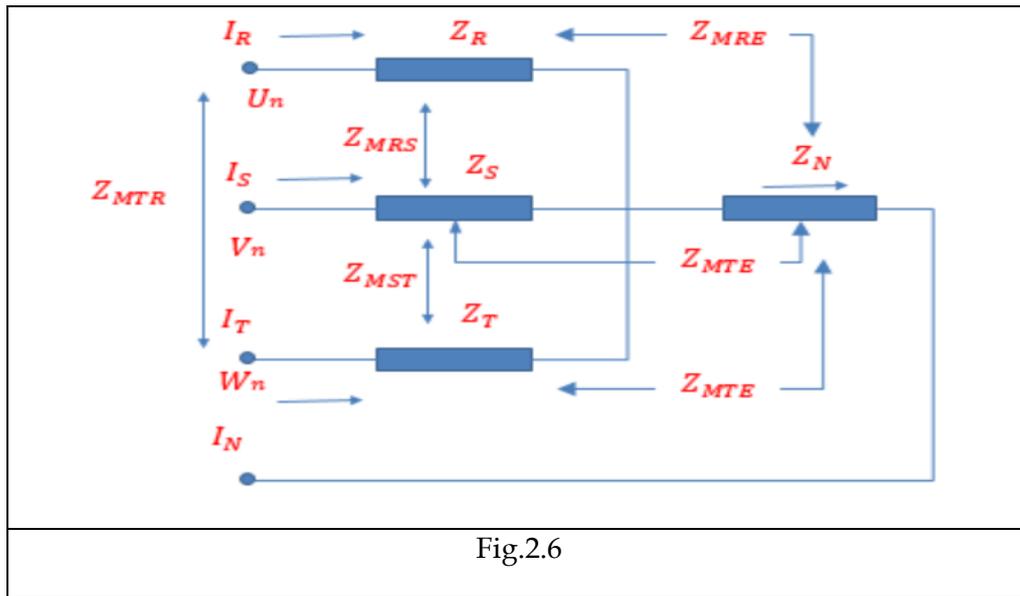


Fig.2.6

En el esquema de las Fig.2.6 se plantean las ecuaciones de malla.

Las ecuaciones de malla son:

$$U_n = I_R * Z_R - I_N * Z_{MRE} + I_S * Z_{MRS} + I_T * Z_{MTR} + I_N * Z_N - I_R * Z_{MRE} - I_S * Z_{MSE} - I_T * Z_{MTE} \quad (2.35)$$

En la ecuación (2.34) cada uno de los sumandos es:

$$I_R * Z_R = \text{Caída de tensión en la fase R}$$

$$I_N * Z_{MRE} =$$

Caída de tensión en fase R producida por I_N por la inductancia mutua entre fase R y tierra

$$I_S * Z_{MRS} = \text{Caída de tensión en la fase R producida por } I_S \text{ por la inductancia mutua entre R y S}$$

$$I_T * Z_{MTR} = \text{Caída de tensión en la fase R producida por } I_T \text{ por la inductancia mutua entre R y T}$$

$$I_N * Z_N = \text{Caída de tensión en la impedancia } Z_N \text{ en el neutro producida por la corriente } I_N$$

$$I_R * Z_{MRE} = \text{Caída de tensión producida en } Z_N \text{ por la corriente } I_R$$

$$I_S * Z_{MSE} = \text{Caída de tensión producida en } Z_N \text{ por la corriente } I_S$$

$$I_T * Z_{MTE} = \text{Caída de tensión producida en } Z_N \text{ por la corriente } I_T$$

Si se supone que las inductancias mutuas entre fases son iguales, y las inductancias mutuas de cada fase a tierra también son iguales se puede expresar lo siguiente.

Entonces:

$$Z_{MRE} = Z_{MSE} = Z_{MSE} = Z_{ME}$$

$$Z_{MRS} = Z_{MST} = Z_{MTR} = Z_{Mf}$$

$$U_n = I_R * Z_R + I_S * Z_{Mf} + I_T * Z_{Mf} + (I_R + I_S + I_T) * (Z_N - 2 * Z_{ME}) \quad (2.36)$$

$$U_n = I_R * (Z_R + Z_N - 2 * Z_{ME}) + I_S * (Z_{Mf} + Z_N - 2 * Z_{ME}) + I_T * (Z_{Mf} + Z_N - 2 * Z_{ME}) \quad (2.37)$$

Para las otras mallas se pueden escribir las siguientes ecuaciones.

$$V_n = I_R * (Z_{Mf} + Z_N - 2 * Z_{ME}) + I_S * (Z_S + Z_N - 2 * Z_{ME}) + I_T * (Z_{Mf} + Z_N - 2 * Z_{ME}) \quad (2.38)$$

$$W_n = I_R * (Z_{Mf} + Z_N - 2 * Z_{ME}) + I_S * (Z_{Mf} + Z_N - 2 * Z_{ME}) + I_T * (Z_T + Z_N - 2 * Z_{ME}) \quad (2.39)$$

Se hace:

$$Z_R = Z_S = Z_T = Z$$

La siguiente matriz resume las ecuaciones (2.37), (2.38) y (2.39)

$$\begin{array}{|c|} \hline U_n \\ \hline V_n \\ \hline W_n \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline Z + Z_N - 2 * Z_{ME} & Z_{Mf} + Z_N - 2 * Z_{ME} & Z_{Mf} + Z_N - 2 * Z_{ME} \\ \hline Z_{Mf} + Z_N - 2 * Z_{ME} & Z + Z_N - 2 * Z_{ME} & Z_{Mf} + Z_N - 2 * Z_{ME} \\ \hline Z_{Mf} + Z_N - 2 * Z_{ME} & Z_{Mf} + Z_N - 2 * Z_{ME} & Z + Z_N - 2 * Z_{ME} \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline I_R \\ \hline I_S \\ \hline I_T \\ \hline \end{array} \quad (2.40)$$

La ecuación matricial (2.40) tiene la misma forma que la ecuación (2.26), por lo tanto, el desarrollo para llegar a determinar las impedancias homopolar, directa e inversa lleva a las mismas conclusiones que antes.

Las impedancias $Z_{homopolar} = Z_0$, $Z_{directa} = Z_1$ y $Z_{inversa} = Z_2$, ahora están influenciadas por las impedancias mutuas y son:

$$Z_0 = Z + 2 * Z_{Mf} + 3 * Z_N - 6 * Z_{ME} \quad (2.41)$$

$$Z_1 = Z_2 = Z - Z_{Mf} \quad (2.42)$$

2.8 Representación de Elementos

Todos los elementos componentes de un sistema de potencia, (generadores, transformadores, líneas, etc.) son representados por modelos, con la misma topología en las tres secuencias, (directa, inversa, homopolar), representados en Ohms o en “por unidad (*pu*)”.

Sus datos son los de placa, o en el caso de una línea su impedancia y tensión.

Los valores en (*pu*) tienen la ventaja de que los cálculos se realizan con valores independientes del valor de la tensión que se toma como referencia.

Por ejemplo un transformador 132/13,2 *kV* tiene un valor de impedancia que referida a 132 *kV* es 100 mayor que si se refiere a 13,2 *kV*, pero si se expresa en valores por unidad es el mismo para ambas tensiones.

Se calculan los valores por unidad tomando como referencia una potencia que se denomina potencia base que se adopta normalmente de 100 MVA.

De la misma manera se adoptan valores bases para las diferentes tensiones que existen en el sistema.

Por ejemplo en un sistema que tenga 132 *kV* se toma este valor como tensión base para todo lo que esté conectado a esa tensión. Lo mismo para los circuitos que tengan por ejemplo una tensión de servicio de 13,2 *kV*, se toma este valor como tensión base.

Es decir que el sistema tendrá tantas tensiones bases como niveles de tensión tenga el circuito.

Definidos estos dos parámetros se calculan los valores base o de referencia de las otras variables, que son impedancias y corrientes.

El concepto es que los valores calculados en (*pu*) multiplicados por la base dan los resultados en las unidades correspondientes.

Los valores base tienen dimensión, por lo tanto los valores (*pu*) son adimensionales.

CAPÍTULO 3

MODELADO DE GENERADORES

3.1 Introducción

Para diseñar y aplicar los sistemas de protecciones es indispensable distinguir el funcionamiento normal respecto del funcionamiento en falla.

En este capítulo se hará una reseña de los aspectos principales del funcionamiento de máquinas sincrónicas, modelándolas a los efectos de poder cuantificar los valores de tensiones y corrientes en condiciones normales o de falla.

3.2 Máquina Sincrónica

Hay dos tipos de máquinas sincrónicas.

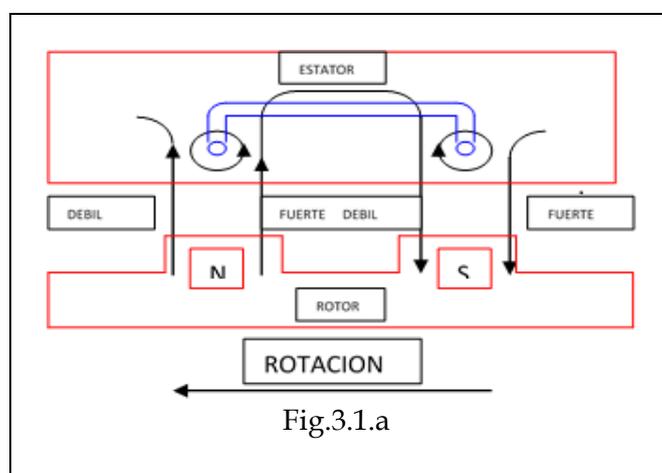
- Turbo rotor
- Máquina de polos salientes

La diferencia principal entre los dos tipos de máquinas está en la construcción del rotor.

El turbo rotor, tiene un rotor cilíndrico con entrehierro uniforme, y con el arrollamiento de rotor distribuido en su periferia. El rotor de polos salientes tiene polos físicamente separados, y cada uno lleva su arrollamiento de excitación, lo que produce un entrehierro no uniforme.

3.3 Reacción de Armadura

La reacción de armadura tiene un gran efecto en la operación de una máquina sincrónica, tanto por el factor de potencia al que está operando, como de la excitación que necesita.

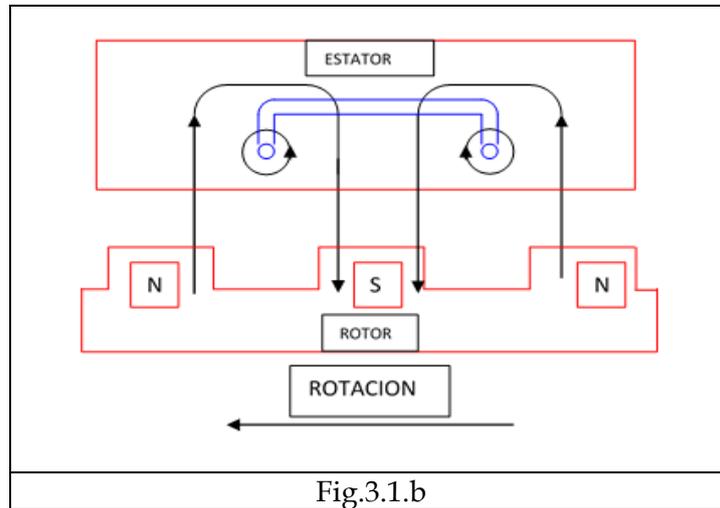


El fenómeno es más fácilmente entendible si se considera un generador ideal operando con factor de potencia unitario.

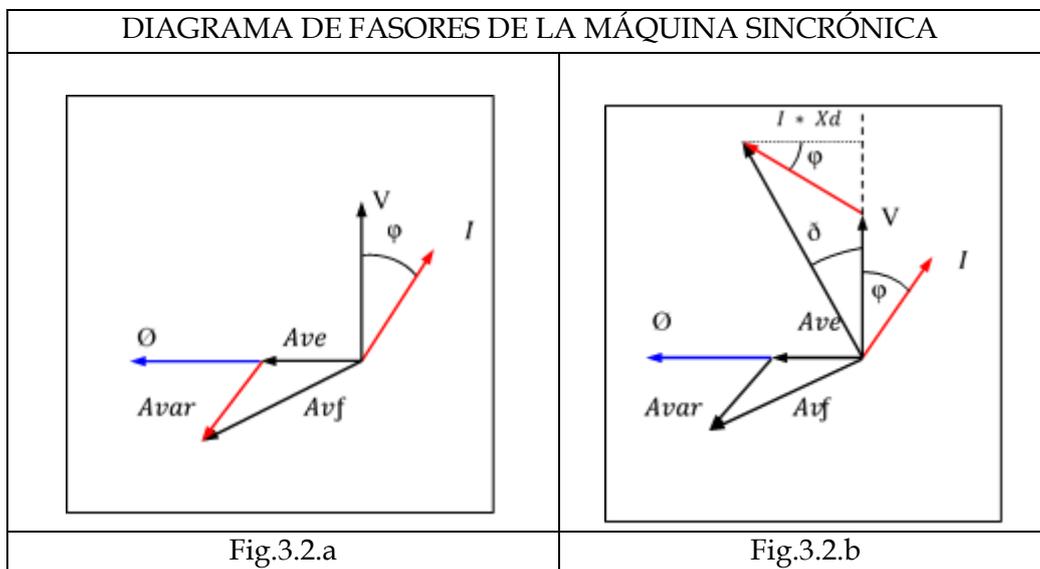
Cuando se opera con un factor de potencia unitario, la tensión y la corriente están en fase y el arrollamiento del estator coincide exactamente con la posición del rotor Fig. 3.1 a. La corriente en el estator produce una fuerza magneto motriz (fmm) que interactúa con la de los polos. Cuando los polos al rotar enfrentan a la bobina del estator, producen una distorsión del flujo como se muestra en la Fig.3.1.a. Se puede observar que la distorsión produce un debilitamiento del flujo en el lado que coincide con el sentido de rotación.

Si el factor de potencia se lleva a cero inductivo, la corriente tiene un retraso respecto de la tensión de 90° y cuando el rotor está en una posición como se indica en la Fig. 3.1.b es decir retrasado 90° respecto de la bobina del estator se puede apreciar que la (fmm) del estator actúa ahora en una oposición directa al campo creado por el rotor. Si la corriente se adelantara 90° la (fmm) refuerza el campo de los polos.

Este efecto de la corriente que circula por el estator es lo que se reconoce como reacción de armadura.



3.4 La Máquina Síncrona en Funcionamiento Normal



Los diagramas de fasores de la Fig.3.2.a y la Fig.3.2.b corresponden a una máquina síncrona turborrotor asumiendo que el circuito magnético no está saturado, que el entrehierro es constante y que las variables son senoidales.

En estas condiciones la reactancia de la máquina es mucho mayor que la resistencia por lo que se puede despreciar a ésta última.

Los Amperios-vuelta **Ave**, producen un flujo \emptyset en el entrehierro el que induce una tensión V desfasada 90° en el estator.

Si esta tensión produce una corriente I con un ángulo de fase φ que depende de la carga, se genera una *fmm Avar* en fase con ella, de reacción de armadura.

Como consecuencia se tiene una *fmm* resultante $A\varphi f$ (Fig.3.2.a). Esta excitación es la que debe ser producida por los polos para mantener el flujo Φ y la tensión V .

En la Fig.3.2.b se ha representado un diagrama de fasores en el que aparecen la tensión E_n perpendicular a los Amperios-vueltas $A\varphi f$ y la tensión perpendicular a la reacción de inducido $A\varphi r$.

La tensión E_n es la producida por la excitación de los polos, y se mide en bornes de la máquina cuando está en vacío.

La diferencia entre E_n y V que es la tensión en bornes, es la caída interna producida por la corriente I . Esta caída interna se produce justamente en la reactancia de reacción de armadura, X_{ad} a la que se le suma la reactancia propia del estator X_l .

La potencia que entrega una máquina sincrónica es:

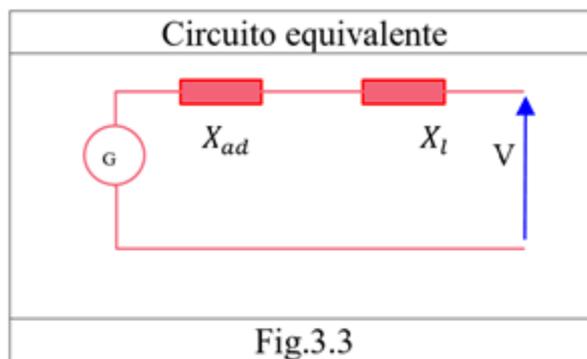
$$P = V * I * \cos(\varphi)$$

Del diagrama de la Fig.3.2.b, se puede escribir:

$$I * X_d * \cos(\varphi) = E_n * \sin(\delta) \quad \text{Luego: } I * \cos(\varphi) = E_n * \frac{\sin(\delta)}{X_d}$$

$$P = \frac{V * E_n * \sin(\delta)}{X_d}$$

$$\text{Donde: } X_d = X_{ad} + X_l$$

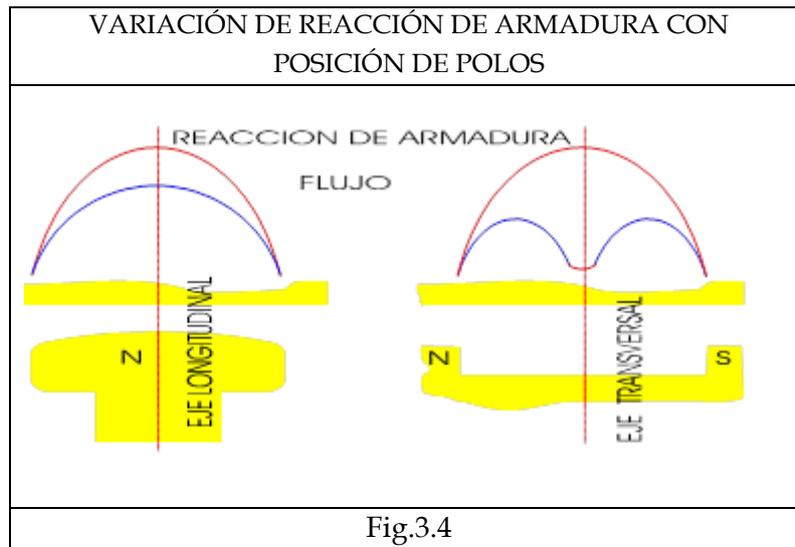


3.5 Máquina de Polos Salientes

A diferencia del turbo rotor la máquina de polos salientes no tiene entrehierro uniforme. La reacción de armadura depende de la posición de los polos respecto del estator.

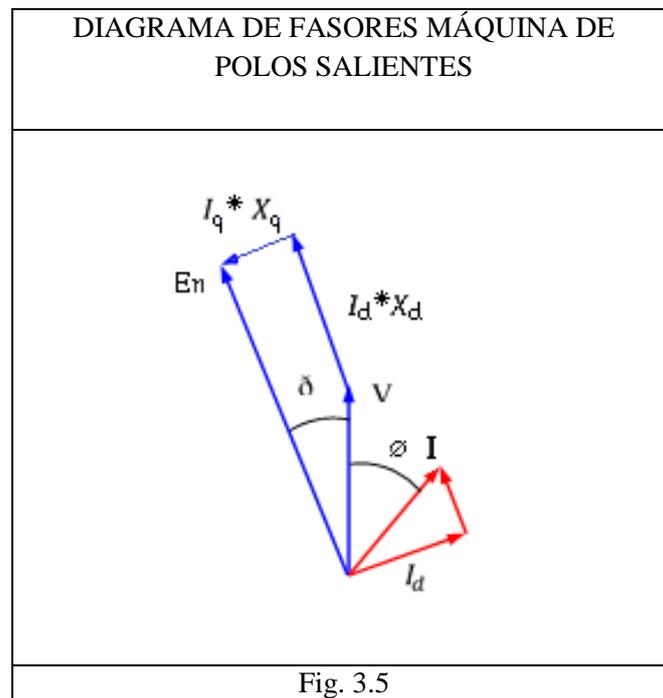
Cuando hay diferentes dimensiones del entrehierro según la posición de los polos, la reacción de armadura crea flujos diferentes.

La Fig.3.4 muestra cómo puede ser el flujo según la posición del rotor respecto del estator.



Para simplificar el estudio entonces se analiza a la máquina según dos ejes. El eje directo, que coincide con el de los polos y el de cuadratura que es perpendicular al eje de los polos.

Asimismo aparecen dos reactancias, que son la reactancia longitudinal X_d , y la reactancia de cuadratura X_q .



La reactancia sincrónica en eje directo es X_d y en el eje en cuadratura es X_q donde:

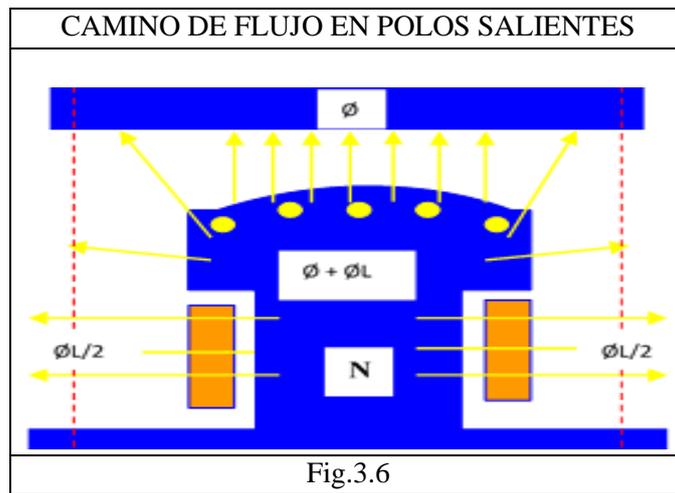
$$X_d = X_{ad} + X_l \quad \text{y} \quad X_q = X_{aq} + X_l$$

El diagrama de fasores de la Fig. 3.5 muestra el valor de E_n .

3.6 Análisis Transitorio

Cambios normales, no bruscos, en las condiciones de carga de la máquina síncrona responden a los análisis anteriores de estado estacionario o permanente.

No siempre la máquina está funcionando con “tranquilidad”, debiendo soportar fallas externas o propias que la llevan a un funcionamiento con cambios bruscos o dinámicos.



Cuando esto sucede, aparecen nuevos factores que inciden en el funcionamiento y que definen otros parámetros que la representan más adecuadamente.

La forma más sencilla de determinar estos nuevos parámetros, es analizando una máquina en vacío que tiene una tensión de vacío E_0 y a la que se le realiza un repentino cortocircuito trifásico.

La excitación de los polos genera un flujo como el que se muestra en la Fig. 3.6 donde puede apreciarse que no hay un único camino definido, sino que existe realmente una dispersión. El flujo total es:

$$\text{Ø}_t = \text{Ø} + \text{Ø}_L.$$

Si bajo estas condiciones se hace un cortocircuito y despreciando la resistencia, se tendrá una alta corriente que producirá una reacción de armadura y con $\cos(\varphi) = 0$ inductivo y por lo tanto desmagnetizante.

REACTANCIA PERMANENTE	REACTANCIA TRANSITORIA	REACTANCIA SUBTRANSITORIA
<p>Fig.3.7.a</p>	<p>Fig.3.7.b</p>	<p>Fig.3.7.c</p>

Un ejemplo de cómo evoluciona la corriente de cortocircuito es la Fig. 3.8

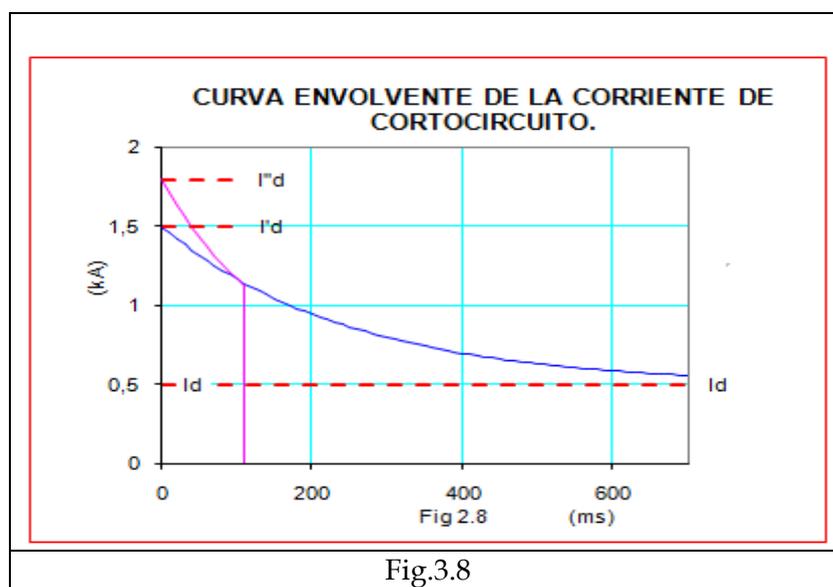


Fig.3.8

Como hay un efecto transformador ($N_1 * I_1 = N_2 * I_2$), el crecimiento súbito de la corriente en el estator, como consecuencia del cortocircuito produce corrientes en el rotor de la máquina en el arrollamiento de los polos y en la jaula.

La corriente por la jaula tiene una duración de dos o tres ciclos, mientras que la corriente que se induce en el arrollamiento de los polos puede durar hasta tres segundos.

Es por ello que se pueden distinguir tres períodos en la evolución de la corriente de cortocircuito que son:

- Período subtransitorio.
Tiene dos o tres ciclos de duración y se debe a la reacción de la jaula del rotor.
- Período transitorio
Tiene una duración de alrededor de dos o tres segundos y que se debe a la reacción del arrollamiento del rotor.
- Período permanente.
Es el valor definitivo que toma la corriente de cortocircuito cuando la falla persiste más allá del tiempo del transitorio.

3.7 Reactancias de Máquina

Los esquemas de las Fig.3.7.a, 3.7.b y 3.7.c muestran las distintas reactancias que juegan en cada período.

Reactancia del estator.	Reactancia de reacción de armadura	Reactancia por arrollamiento de los polos	Reactancia debida a la jaula del rotor.
X_l	X_{ad}	X_f	X_{kd}

De estos esquemas se deduce las reactancias de cortocircuito para cada período que son:

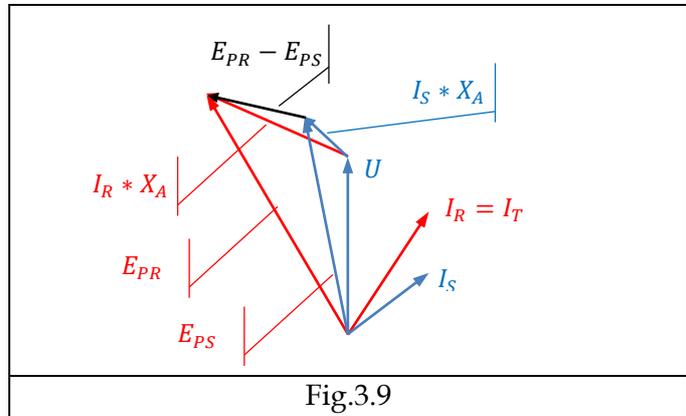
Reactancia permanente	Reactancia transitoria	Reactancia subtransitoria
$X_d = X_l + X_{ad}$	$X'_d = X_l + \frac{X_{ad} * X_f}{(X_{ad} + X_f)}$	$X''_d = X_l + \frac{X_{ad} * X_f * X_{kd}}{(X_{ad} * X_f + X_{ad} * X_{kd} + X_f * X_{kd})}$

Las corrientes de fallas se calculan como:

Corriente subtransitoria	Corriente transitoria	Corriente permanente
$I''_d = \frac{E_o}{X''_d}$	$I'_d = \frac{E_o}{X'_d}$	$I_d = \frac{E_o}{X_d}$

3.8 Reactancia de Secuencia Negativa

La corriente de secuencia negativa sólo puede aparecer cuando se produce un desbalance en sistema. Para explicar el efecto de un desbalance de cargas en la máquina, supóngase una máquina turborrotor que está conectada a un sistema de potencia infinita.



La Fig. 3.9 muestra un desequilibrio en la fase S.

Si el sistema es de potencia infinita o de potencia mucho mayor que la máquina, se puede suponer que la tensión U es impuesta por el sistema por lo que no varía en su módulo de fase a fase.

Para hacer una comparación de la diferencia entre la fase que lleva corriente diferente de las otras dos, se dibujan los fasores de fases R, S y T rotando a la fase S 240° y a la fase T 120° para hacer coincidir sus posiciones. Así los diagramas de cada fase se superponen. Fig.3.9.

La caída de tensión en cada fase depende de la corriente.

Si la tensión es fija e impuesta por el sistema, se deduce que lo que debe cambiar es la tensión de la rueda polar E_p .

Como la excitación es fija, lo único que puede producir un cambio en E_p es una tensión inducida independientemente de la excitatriz, que es la diferencia entre E_{PR} y E_{PS}

Esta diferencia se produce cuando la rueda polar pasa de la fase R a la fase S y vuelve a cero cuando pasa de la fase S a la T, y se repite cuando la rueda llega al otro extremo de cada fase, por lo tanto su frecuencia es doble a la de la red.

Al existir una variación de la excitación, y por lo tanto del flujo en la rueda polar, se producen pérdidas en el hierro del rotor, que dependen de la frecuencia al cuadrado.

Los rotores no están calculados para soportar estas pérdidas en el hierro, y se recalientan produciendo un deterioro de su aislación.

Por este motivo se limita el tiempo que la máquina puede soportar un desequilibrio, y que está fijado por el fabricante.

Una forma de cuantificar el desequilibrio es calculando la corriente de secuencia inversa.

De todas maneras, es bastante complicado determinar exactamente la capacidad de las máquinas de soportar el desequilibrio de carga, y en la práctica se utiliza un método empírico, que depende del tipo de máquina.

La tabla siguiente da una idea de las solicitaciones aceptables.

Tipo de Máquina	I_{inv}/I_n Operación continua	I_{inv}/I_n Operación en Falla
Polos salientes	0,1	20
Turbo rotores < 350 MVA	0,08	8
Turbo rotores > 350 < 900 MVA	2A	2B
Turbo rotores > 900 < 1250 MVA	2A	5
Turbo rotores > 1250 < 1600 MVA	0,05	5

Para el caso 2A la relación se calcula como:

$$\frac{I_{inv}}{I_N} = 0,08 - \frac{S_n - 350}{30000}$$

Para el caso 2B la relación se calcula como:

$$\frac{I_{inv}^2}{I_N^2} * t = 8 - 0,00545 * (S_n - 350)$$

Donde S_n es la potencia nominal de la máquina.

3.9 Reactancia de Secuencia Homopolar

Cuando las máquinas operan con el centro de estrella puesto a tierra, fallas a tierra producen una corriente homopolar.

Las máquinas, lógicamente, tienen una reactancia homopolar que sólo se manifiesta en este caso.

En la práctica tiene bajo valor y la mayoría de las veces es despreciable frente a la impedancia que normalmente presenta el sistema, sobre todo cuando la puesta a tierra es a través de resistencias o bobinas

Valores normales son más o menos el 50% de la reactancia de secuencia negativa.

3.10 Reactancia Directa y en Cuadratura

La reactancia transitoria directa está asociada al arrollamiento de los polos, siendo diferente en la dirección del eje y perpendicular a él en el caso de máquinas con polos salientes, como ya se dijo por la diferencia de entrehierro que hay en ambas direcciones. De allí es que aparece la X'_q y cuando existe una jaula amortiguadora la X''_q .

3.10.1 Efecto de la Saturación en la Reactancia de Máquinas

En general las máquinas sincrónicas están diseñadas para evitar la saturación en el hierro, pero necesidades económicas limitan esta condición, y es aceptable un 10% de saturación.

Las reactancias X_l , X'_d , y X''_d son reactancias verdaderas con un flujo concatenado, que tiene un recorrido parte en el hierro y parte en el aire. El hierro es susceptible a la saturación. El flujo depende de la fmm y hay una reluctancia baja cuando el hierro no está saturado. Cuando el hierro se satura sube la reluctancia, y la reactancia también baja.

Como ya se dijo antes, la saturación aceptable no es muy severa y valores prácticos de las reactancias con la máquina saturada son de 0,9 de la no saturada.

Cuando se realiza un cortocircuito en bornes de la máquina con la máquina previamente en vacío, la corriente sube lo suficiente como para producir una saturación y en ese caso si se realiza una medición el valor que se mide es el de la reactancia con máquina saturada.

Para medir la reactancia con máquina no saturada, se debe realizar el cortocircuito con valores bajos de excitación.

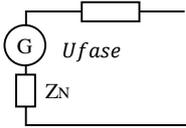
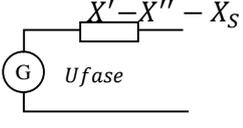
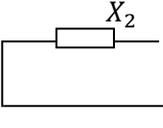
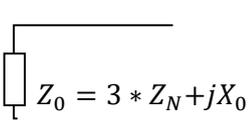
3.11 Modelos de Secuencias Directa Inversa y Homopolar del Generador

De acuerdo con lo que se ha explicado en este capítulo, un generador se debe modelar a los efectos de calcular cortocircuitos, con los valores de reactancia correspondientes en función de que se desee estudiar el período subtransitorio, transitorio o permanente.

Los valores de las impedancias normalmente se expresan en valores porcentuales referidos a la impedancia nominal de carga de la máquina, y para expresarlas en Ohms se aplican las fórmulas correspondientes, que consisten en multiplicar los valores porcentuales por la Z nominal de carga dividida en 100.

El generador sólo genera tensiones de secuencia directa. Por este motivo, en el modelo no hay generadores de secuencias inversa y homopolar.

Los esquemas siguientes clarifican lo expresado

ESQUEMA	SECUENCIA DIRECTA	SECUENCIA INVERSA	SECUENCIA HOMOPOLAR
			
Fig. 3.10a	Fig. 3.10b	Fig. 3.10c	Fig. 3.10d

Como se dijo, los valores de las reactancias de los generadores suelen venir en valores porcentuales. Para expresarlos en Ohms se aplican las fórmulas siguientes.

$$X_d(\Omega) = \frac{X_d(\%)}{100} * \frac{U^2(kV)^2}{Pot(MVA)} \quad (3.1)$$

Se aplica la misma fórmula para el cálculo de cualquier impedancia de la máquina.

3.12 Representación de Generadores

Todos los elementos de los sistemas de potencia, se representan con un modelo que tiene una determinada topología y por valores de impedancias que dependen de sus datos de placa expresados en Ohms, como en la fórmula (3.1), o en "por unidad (p.u.)".

El valor de la impedancia porcentual es el valor de la impedancia en (pu) multiplicado por 100.

Así:

$$Xd(\%) = Xd(pu) * 100 \quad (3.2)$$

Por tanto:

$$X_d(\Omega) = X_d(pu) * \frac{U^2(kV)^2}{Pot(MVA)} \quad (3.3)$$

Cuando se hace el ensayo del generador se mide $X_d(\Omega)$ y el valor de $X_d(pu)$ resulta dependiente de la potencia y de la tensión de la máquina.

$$X_d(pu) = X_d(\Omega) * \frac{Pot(MVA)}{U^2(kV)^2} \quad (3.4)$$

En un sistema en el que se desea expresar las características de sus componentes en (p.u.), se deben modificar los valores particulares de cada elemento a valores comunes de potencia, tensión y corriente que se denominan valores "base".

Por tanto, es necesario encontrar los elementos equivalentes con valores que representen particularmente a cada uno de ellos.

Un ejemplo clarificará el concepto.

Supóngase un generador con los siguientes datos de placa.

$$U_{máquina} = 13.2 \text{ kV} \quad P_{máquina} = 50 \text{ MVA} \quad X_d''_{máquina}(\%) = 15 \%$$

Se desea encontrar el generador de igual impedancia y tensión, pero referido a una potencia base de 100 MVA.

Utilizando las ecuaciones (3.1) (3.2) y (3.4) se tiene:

$$X_d \text{ máquina}(\Omega) = \frac{X_d \text{ máquina}(\%)}{100} * \frac{U_{máquina}^2(kV)^2}{P_{máquina}(MVA)} \quad (3.5)$$

$$X_d \text{ máquina}(pu) = X_d \text{ máquina}(\Omega) * \frac{P_{máquina}(MVA)}{U_{máquina}^2(kV)^2} \quad (3.6)$$

Análogamente:

$$X_d \text{ base}(pu) = X_d \text{ máquina}(\Omega) * \frac{P_{base}(MVA)}{U_{base}^2(kV)^2} \quad (3.7)$$

Se despeja $X_d \text{ máquina}(\Omega)$ de cada ecuación y se tiene:

$$X_d \text{ base}(pu) * \frac{U_{base}^2}{P_{base}} = X_d \text{ máquina}(pu) * \frac{U_{máquina}^2}{P_{máquina}} \quad (3.8)$$

Si las tensiones son las mismas finalmente queda:

$$X_d \text{ base}(pu) = X_d \text{ máquina}(pu) * \frac{P_{base}}{P_{máquina}} \quad (3.9)$$

Reemplazando por los valores es:

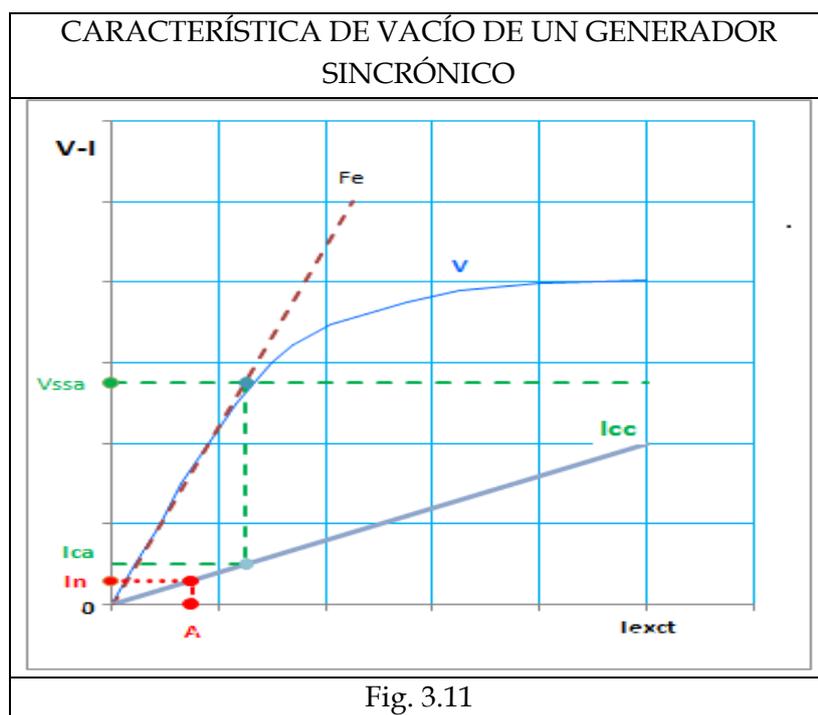
$$X_d \text{ base}(pu) = 0,15(pu) * \frac{100}{50} = j 0.3 \quad (3.10)$$

3.13 Mediciones de Reactancias de Máquinas Síncronas

3.13.1. Reactancia Síncrona X_d

La reactancia síncrona de un generador es la que se manifiesta, cuando han desaparecido todas corrientes transitorias producidas por variaciones de cargas o cortocircuitos, varía con la saturación, aunque normalmente no se considera.

El valor de la resistencia interna del generador en el inducido es despreciable por ello la reactancia y la impedancia tienen prácticamente el mismo módulo.



La fig. 3.11 muestra una característica de vacío de un generador (OV), la de entrehierro $O - Fe$ y de cortocircuito $O - Icc$.

Si se excita a la máquina de manera que se llegue a un valor de V_{ssa} sin saturación, es decir considerando la característica $O-Fe$, y en esas condiciones se realiza un cortocircuito que haría circular la corriente I_{ca} (Fig. 3.11)

Se puede definir:
$$X_d = \frac{V_{ssa}}{I_{ca}}$$

3.13.2. Reactancia en Cuadratura X_q

Medir la reactancia en cuadratura de un generador es un poco más complicado, pero se sabe que:

$$X_q = (0,55 \text{ a } 0,65) * X_d$$

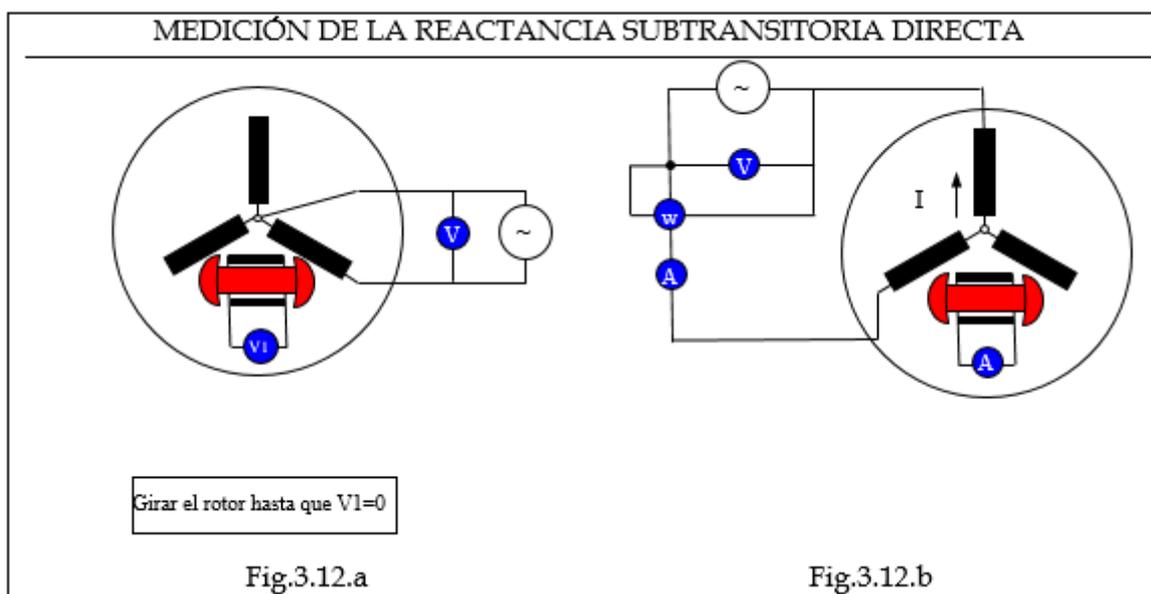
Estos valores para máquinas con polos salientes.

Para máquinas con turbo rotor $Xq = (0,9 a 1) * Xd$ puesto que el entrehierro prácticamente es constante a lo largo de todo el estator.

La diferencia depende de que el rotor esté ranurado en la zona polar o no. Cuando está ranurado son iguales.

3.13.3. Reactancia Subtransitoria Directa Xd''

La reactancia subtransitoria directa, es la que presenta la máquina cuando se ha producido una variación brusca de carga y que genera corrientes por el estator y por el rotor en el arrollamiento de los polos, independiente de la excitatriz y, simultáneamente, también genera corrientes en la jaula amortiguadora.



El tiempo de permanencia de esta reactancia es el tiempo que tarda en desaparecer la corriente por la jaula amortiguadora.

Para medir la reactancia subtransitoria directa se realiza el ensayo como se indica en la Fig. 3.12

Los pasos a seguir son los siguientes.

- 1.- Realizar la conexión de la Fig.3.12.a.
- 2.- Mover el rotor hasta una posición en que la tensión inducida en el rotor se nula. Es decir, $V1 = 0$
- 3.- Dejando el rotor en esa posición realizar el conexionado de la Fig.3.12.b.

4.- Calcular:
$$Xd'' = \frac{V}{2 * I}$$

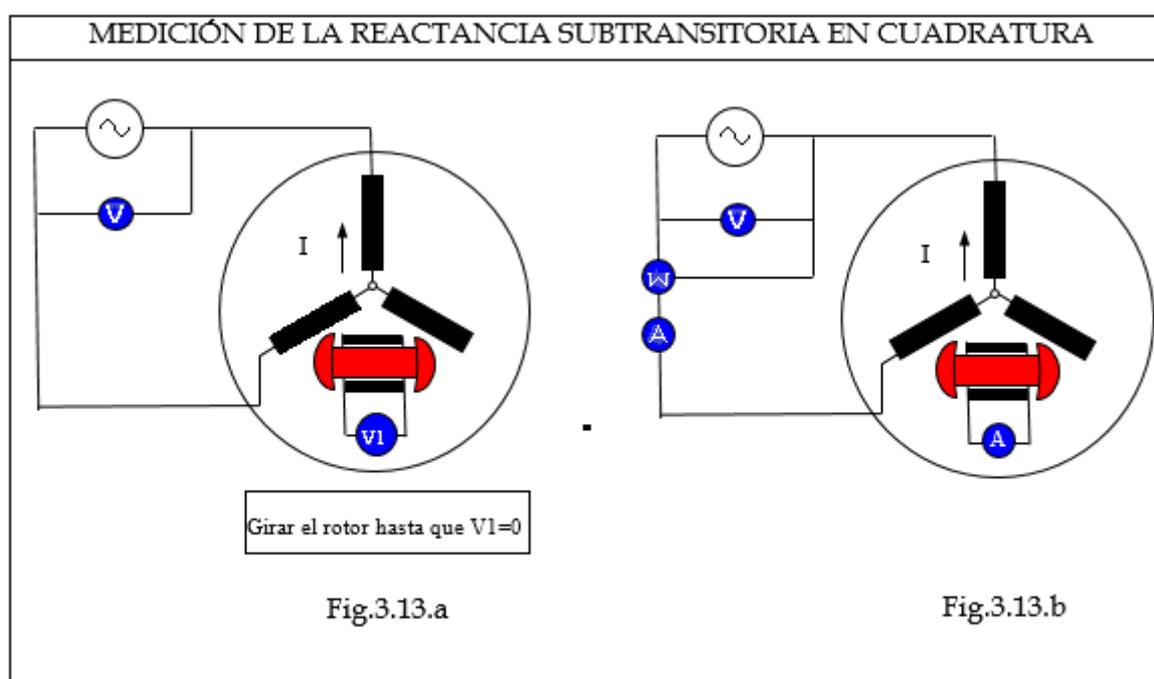
Cuando se realiza el punto 2, lo que se hace es poner en cuadratura respecto de la fase tensionada al rotor. En consecuencia, la posición del eje directo está alineada con las otras dos fases.

El valor de la reactancia medida es la $X''d$, puesto que como el rotor no está en movimiento, la jaula amortiguadora está recibiendo un flujo variable que induce corrientes permanentes en ella, lo mismo que en el arrollamiento de los polos.

Es importante notar que una vez ubicada la rueda polar en la posición conveniente, el ensayo es similar al de cortocircuito de un transformador, en el que el secundario es el arrollamiento polar.

3.13.4. Reactancia Subtransitoria en Cuadratura Xq''

Para la medición de la reactancia subtransitoria en cuadratura el procedimiento es similar al empleado en el caso anterior. En este caso el rotor debe quedar a 90° eléctricos respecto de la posición anterior.



Los pasos a seguir son los siguientes.

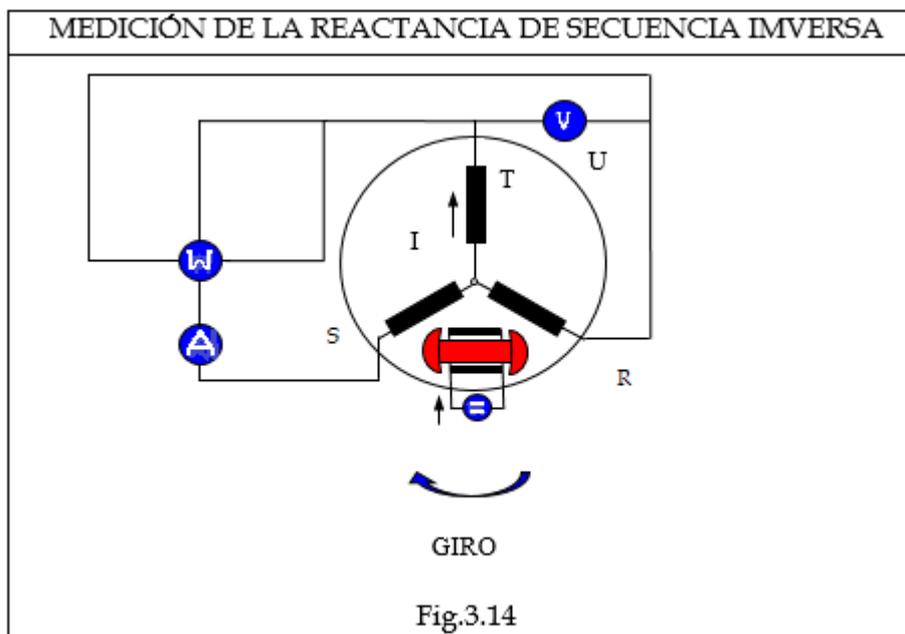
- 1.- Realizar la conexión de la Fig.3.13.a.
- 2.- Mover el rotor hasta una posición en que la tensión inducida en el rotor se nula. Es decir, $V1 = 0$
- 3.- Dejando el rotor en esa posición realizar el conexionado de la Fig. 3.13 b.

4.- Calcular:
$$Xq'' = \frac{V}{2 \cdot I}$$

3.13.5. Reactancia de Secuencia Inversa Zi o $Z2$

La reactancia de secuencia inversa es la que presenta la máquina en movimiento cuando el rotor está sometido a una tensión de secuencia inversa a la del movimiento.

Para la medición de la reactancia de secuencia inversa se hace girar la máquina sin excitación inicialmente, con un cortocircuito bifásico como indica la Fig.3.14.



Los pasos a seguir son los siguientes.

- 1.- Realizar la conexión de la Fig.3.14.
- 2.- Hacer girar la máquina a velocidad normal.
- 3.- Excitar a la máquina hasta hacer circular una corriente I no mayor que la nominal.

4.- Calcular: $Z_i = \frac{V}{\sqrt{3} \cdot I}$ $X_i = \frac{W}{\sqrt{3} \cdot I^2}$

Se realiza la justificación de esta medición que se detalla a continuación.

Cuando un cortocircuito entre dos fases (S y T), se cumplen las condiciones siguientes que son las hipótesis.

$$I_R = 0 \quad e \quad I_S = -I_T \quad \text{Además,} \quad U_S = U_T$$

Por componentes simétricas se calculan corrientes y tensiones directa, inversa y homopolar.

$I_0 = \frac{1}{3}(I_R + I_S + I_T)$	$I_R = I_0 + I_d + I_i$
$I_d = \frac{1}{3}(I_R + a \cdot I_S + a^2 \cdot I_T)$	$I_S = I_0 + a^2 \cdot I_d + a \cdot I_i$
$I_i = \frac{1}{3}(I_R + a^2 \cdot I_S + a \cdot I_T)$	$I_T = I_0 + a \cdot I_d + a^2 \cdot I_i$

Además:

$U_0 = \frac{1}{3}(U_R + U_S + U_T)$	$U_R = U_0 + U_d + U_i$
$U_d = \frac{1}{3}(U_R + a * U_S + a^2 * U_T)$	$U_S = U_0 + a^2 * U_d + a * U_i$
$U_i = \frac{1}{3}(U_R + a^2 * U_S + a * U_T)$	$U_T = U_0 + a * U_d + a^2 * U_i$

Reemplazando por los valores de hipótesis $I_S = -I_T$ y $U_S = U_T$ se obtiene:

$$I_0 = 0 \quad \text{---} \quad I_d = -I \quad \text{---} \quad U_d = U_i$$

El voltímetro y la bobina de tensión del vatímetro toman la tensión $V = U_R - U_T$
Se reemplazan por los de secuencia y se tiene:

$$V = U_R - U_T = [1 - a] * U_d + [1 - a^2] * U_i$$

Como $U_d = U_i$ Resulta:

$$V = U_R - U_T = 3 * U_i$$

Por otra parte las corrientes I_S o I_T son:

$$I_T = (a - a^2)I_i$$

El cociente

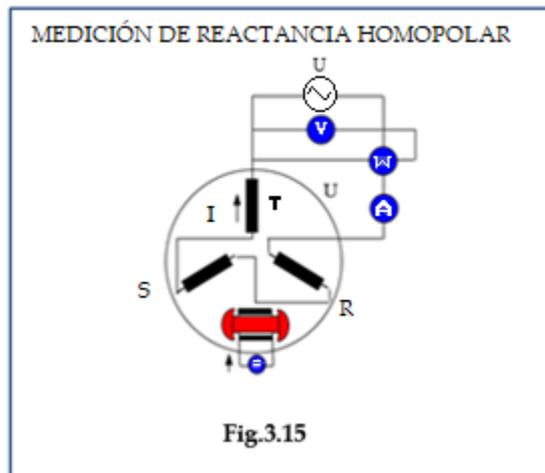
$$\frac{V}{I_T} = \frac{3 * U_i}{j\sqrt{3} * I_i} \quad \text{Además:} \quad Z_i = \frac{U_i}{I_i} \quad \text{Por lo tanto:} \quad Z_i = \frac{U}{\sqrt{3} * I}$$

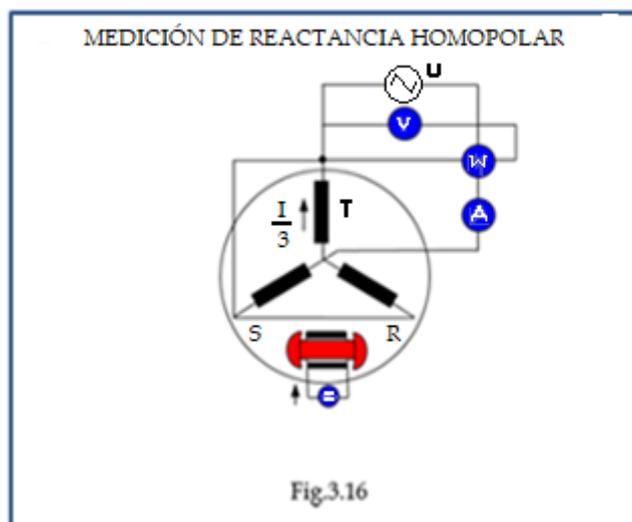
3.13.6. Reactancia de Secuencia Homopolar Z_0

Para medir la reactancia homopolar se realizan las conexiones de la Fig.3.15 o de la Fig.3.16

Cuando se utiliza la conexión de la Fig.3.15 se calcula la impedancia como:

$$Z_0 = \frac{V}{3 * I} \quad \text{Para la Fig.3.15.} \quad Z_0 = \frac{3 * V}{I} \quad \text{Para la Fig. 3.16.}$$





3.14 Tablas con valores Indicativos de Reactancias de Generadores

Las tablas siguientes dan valores típicos para máquinas sincrónicas

Tipo de máquina	Turbo - Generadores	Generadores de polos salientes con arrollamiento amortiguador		Generadores de polos salientes sin arrollamiento amortiguador	
		Rotor con $2p < 16$	Rotor con $2p > 16$	Rotor con $2p < 16$	Rotor con $2p > 16$
Reactancia Subtransitoria (saturada) X_d en %	9 a 32	14 a 32	15 a 25	22 a 35	25 a 40
Reactancia transitoria (saturada) X_d en %	14 a 45	20 a 32	22 a 36	22 a 35	25 a 40
Relación síncrona (saturada) x_d en %	120 a 250	80 a 40	75 a 125	80 a 140	75 a 125
Relación K_o vacío-cortocircuito	0,35 a 0,8	0,7 a 1,6	0,8 a 1,2	0,7 a 1,6	0,8 a 1,2
Reactancia inversa x_2 en %	9 a 32	14 a 25	15 a 27	36 a 63	35 a 60
Reactancia homopolar x_0 en %	2 a 20	3 a 20	3 a 22	4 a 24	4 a 30
Constante de tiempo Subtrans. $T''d$ en s	0,02 a 0,05	0,02 a 0,05	0,02 a 0,05	–	–
Constante de tiempo transitoria $T'd$ en s	0,5 a 1,8	0,7 a 2,5	0,7 a 2,5	0,7 a 2,5	7 a 2,5
Constante de tiempo componente continua T_g en s	0,07 a 1,00	0,10 a 0,40	0,10 a 0,50	0,15 a 0,50	0,20 a 0,50

Cuadro 3.1

Valores característicos de generadores sincrónicos de baja tensión

	Turbo- generadores	Número de polos	Generadores de polos salientes	Número de polos
Potencia nominal en <i>kVA</i>	40 a 1400		1600 a 3600	
Reactancia subtransitoria (saturada) x_d en %	10 a 15	4 a 14	10 a 12	2
			11 a 23	4
Reactancia transitoria (saturada) x_d en %	20 a 40	4 a 14	13 a 17	2
			26 a 36	4
Reactancia sincrónica (no saturada) x_d %	150 a 300	4 a 14	170 a 220	2
			260 a 300	4
Relación vacío corto- circuito K_o	0,4 a 0,8	4 a 14	0,6 a 0,7	2
			0,4 a 0,5	4
Reactancia inversa %	x_d	4 a 14	x_d	2 + 4
Reactancia homopolar x_0 en %	$(0,4 a 0,8) * x_d$	4 a 14	$(0,4 a 0,6) * x_d$	2 + 4
Constante de tiempo subtransitoria T_d en s	0,01 a 0,03	4 a 14	0,02 a 0,035	2 + 4
Constante de tiempo transitoria $T'd$ en s	0,3 a 1,0	4 a 14	0,5 a 1,2	2 + 4
Constante de tiempo componente corriente continua T_g en s	0,01 a 0,1	4 a 14	0,03 a 0,15	2 + 4

Cuadro 3.2

CAPÍTULO 4

MODELADO DE TRANSFORMADORES

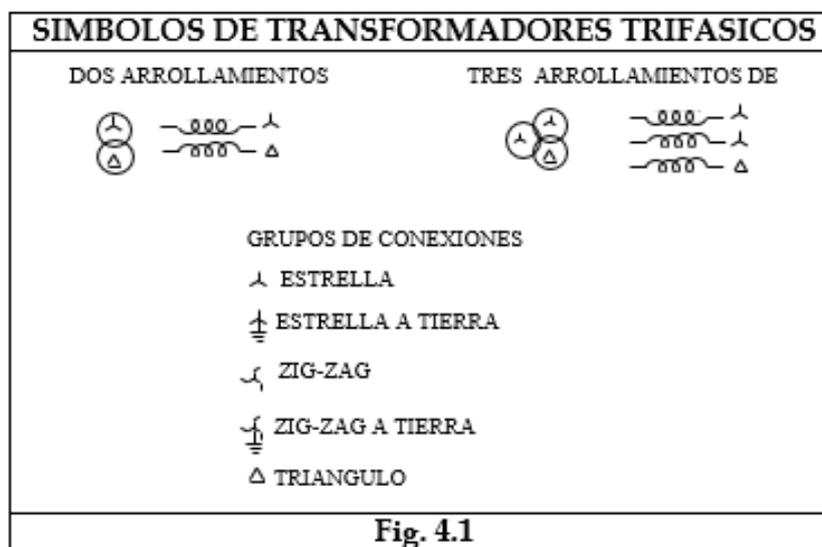
4.1 Introducción

En este capítulo analizarán y mostrarán los esquemas de ensayos que permitan medir las impedancias de secuencias directa inversa y homopolar de transformadores y reactores de puesta a tierra.

Se recordarán también los principios de funcionamiento de transformadores, para fijar conceptos que luego servirán para simplificar los análisis de fallas, y se definirán los modelos correspondientes.

El transformador en particular, que permite básicamente adecuar los valores de las tensiones para los requerimientos que existen tanto para el transporte de la energía eléctrica como para la distribución a fábricas o ciudades, ha sido patentado por primera vez en 1885 por William Stanley, y sin dudas tuvo influencia en la lucha entre Thomas Edison y Nikola Tesla por la utilización industrial de la corriente continua o alterna.

Se muestra símbolos de transformadores que normalmente usados en bibliografías en la Fig. 4.1



4.2 Principio de Funcionamiento del Transformador

El transformador es una máquina desarrollada a partir de los experimentos realizados por Faraday, Ampere y Lenz, cuyas leyes son las bases de su funcionamiento, las que se enunciarán como recordatorio a continuación.

4.2.1 Ley de Inducción Electromagnética de Faraday

La ley de inducción electromagnética formulada a partir de los experimentos que Michael Faraday realizó en 1831, establece que la tensión inducida en un circuito cerrado que abarca una

superficie es directamente proporcional a la rapidez con que cambia el flujo magnético que atraviesa a la misma, en el tiempo.

$$\oint_C \vec{E} * \vec{dl} = \int_S -\frac{d}{dt} \vec{B} * d\vec{A}$$

Dónde:

- \vec{E} : es el campo eléctrico
- $d\vec{l}$: es el elemento infinitesimal de longitud del contorno C
- \vec{B} : es la densidad de campo magnético
- S: es una superficie arbitraria, cuyo borde es C. Las direcciones del contorno C y del diferencial de superficie $d\vec{A}$, están dadas por la regla de la mano derecha.

La $\oint_C \vec{E} * \vec{dl}$ es una tensión y si se aplica a una bobina, en la superficie que encierra la bobina se produce un flujo Φ tal que según la ley de Lenz es:

$$e = -N * \frac{d\Phi}{dt}$$

Si se supone que:

$$e = E_{max} * \text{sen}(\omega t)$$

Resulta:

$$N * \Phi = \int e * dt = -\frac{E_{max}}{\omega} * \cos(\omega t)$$

Por lo tanto:

$$E_{max} = 2 * \pi * f * N * \Phi$$

El valor efectivo de "e" es:

$$E = \frac{6.28}{\sqrt{2}} * N * \Phi = 4.44 * N * \Phi * f$$

$$E = 4.44 * N * \Phi * f$$

En esta ecuación conocida como "fórmula de Paul Boucherot" es importante observar que el flujo es independiente del material del núcleo de la bobina, y que su módulo sólo depende de la tensión.

4.2.2 Ley de Ampere

Es la ley que permite calcular campos magnéticos a partir de las corrientes eléctricas, desarrollada por Ampere en 1831.

Para calcular el valor del campo B en un punto P, (Fig.4.2), a una distancia r de un conductor, se toma una línea cerrada circular que pase por P, centrada en el conductor. De esta forma el valor del campo es el mismo en toda la circunferencia.

Si se toma dl tangente de la línea para calcular el campo magnético.

La ley de Ampere dice:

$$\oint_C \vec{B} \cdot d\vec{l} = \mu_0 * I_c \quad (4.1)$$

C es una curva circular cerrada.

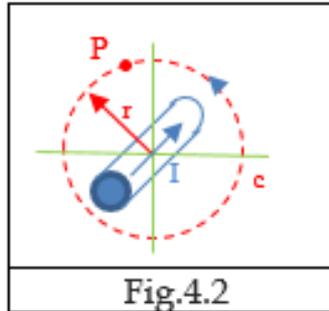


Fig.4.2

El sentido del flujo se determina por la regla de la mano derecha.

Para este caso se resuelve la ecuación 4.1 siendo B constante.

$$B * \oint_C dl = B * 2 * \pi * r = \mu_0 * I$$

$$B = \frac{\mu_0 * I}{2 * \pi * r}$$

Dónde:

- \vec{B} Es densidad de flujo.
- $\oint \vec{B} \cdot d\vec{l}$ Es la integral de línea del campo magnético a lo largo de una trayectoria cerrada.
- μ_0 Es permeabilidad del vacío.
- dl Es un vector tangente a la trayectoria elegida en cada punto.
- I_T Es la corriente neta que atraviesa la superficie delimitada por la trayectoria, y es positiva o negativa según el sentido con el que atravesase la superficie.

En esta ecuación se observa que el flujo por unidad de superficie es dependiente de la corriente, y estará presente cada vez que haya un conductor con corriente sin importar si es corriente continua o alterna.

Lógicamente corrientes alternas producen flujos alternos.

La Fig. 4.2 muestra un conductor por el que circula la corriente I . Se produce entonces un campo magnético en forma circular que rodea al conductor, y que disminuye a medida que se aleja del mismo.

4.2.3 Ley de Lenz

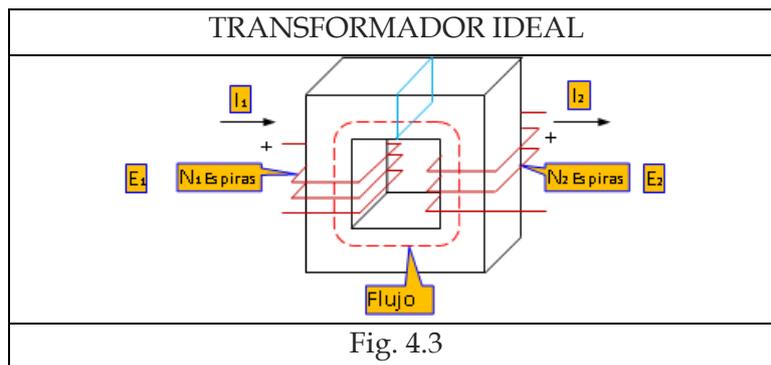
Ley formulada en el año 1834. Relaciona los cambios producidos en el campo eléctrico en un conductor con la variación de flujo magnético en dicho conductor, y afirma que las tensiones inducidas sobre un conductor y los campos eléctricos asociados son de un sentido tal, que se oponen a la variación del flujo magnético que las induce.

La polaridad de una tensión inducida es tal, que tiende a producir una corriente, cuyo campo magnético se opone siempre a las variaciones del campo existente producido por la corriente original.

4.3 Transformador Ideal

La Fig.4.3 muestra esquemáticamente un transformador ideal, con dos arrollamientos, el primario de N_1 espiras y el secundario de N_2 espiras.

Se tratará de explicar conceptualmente el principio de funcionamiento.



Supóngase que se aplica en el arrollamiento primario una tensión:

$$E_1 = E_{max} \sin \omega t.$$

Esta tensión crea un flujo que, como se dijo, su módulo es tal que:

$$E_1 = 4.44 * N_1 * \Phi * f$$

La corriente I_1 que se establece depende del material del núcleo. Si es aire tomará un valor mucho mayor que si fuera hierro, pero el valor del flujo es el mismo. (Ley de Faraday).

En el arrollamiento secundario, como todo el flujo va por el hierro, se inducirá una tensión E_2 tal que:

$$E_2 = 4.44 * N_2 * \Phi * f$$

En estas condiciones si no hay carga en el secundario la corriente I_2 es cero y la corriente I_1 que circula es pequeña porque es como tener una bobina con núcleo de hierro, y se reconoce como corriente de vacío a la que se distingue como I_0 .

Es decir que cuando no hay carga es:

$$I_1 = I_0$$

Suponiendo que la fuente que alimenta al transformador es ideal, la tensión E_1 será siempre la misma con independencia de la corriente I_1 .

Si en estas condiciones se conecta una carga en el secundario que hace circular una corriente I_2 , la misma producirá un flujo por la ley de Ampere que modificaría al flujo en el núcleo, pero como éste debe permanecer constante por ser sólo dependiente de E_1 , es necesario que aparezca una corriente por el primario que compense esta variación del flujo.

La fuerza magnetomotriz, debe ser como resultado, la que se necesita para producir el flujo dependiente de E_1 .

La ley de Ampere dice que:

$$\oint \vec{B} * d\vec{l} = \mu_0 * I_T$$

Donde I_T es la corriente total, es decir que, si se tiene un bobinado de N vueltas la corriente total es el producto $N * I$.

Se plantean entonces 4 ecuaciones. La ley de Ampere para el primario y para el secundario, y la ley de Faraday.

En el primario es:

Ley de Faraday

$$E_1 = 4.44 * N_1 * \Phi * f \quad (4.2)$$

Ley de Ampere

$$\oint \vec{B} * d\vec{l} = \mu_0 * N_1 * I_1 \quad (4.3)$$

En el secundario es:

Ley de Faraday

$$E_2 = 4.44 * N_2 * \Phi * f \quad (4.4)$$

Ley de Ampere

$$\oint \vec{B} * d\vec{l} = \mu_0 * N_2 * I_2 \quad (4.5)$$

Las ecuaciones (4.2 a 4.7) definen dos fundamentales que resumen el funcionamiento de transformadores.

Igualando la (4.3) y la (4.5) para que el flujo siga siendo el impuesto por la fuente E_1 resulta:

$$N_1 * I_1 = N_2 * I_2 \quad (4.6)$$

Dividiendo la (4.2) por la (4.4) es:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (4.7)$$

4.4 Otras Consideraciones de Transformadores

Antes de definir los modelos de los transformadores según sus características es oportuno puntualizar algunas otras cosas que aclaren el porqué del valor de los parámetros.

El transformador real se asemeja mucho al ideal, por lo que se tomará a este último para desarrollar los conceptos.

Considérese un transformador monofásico como el de la Fig.4.4, que es una vista en corte.

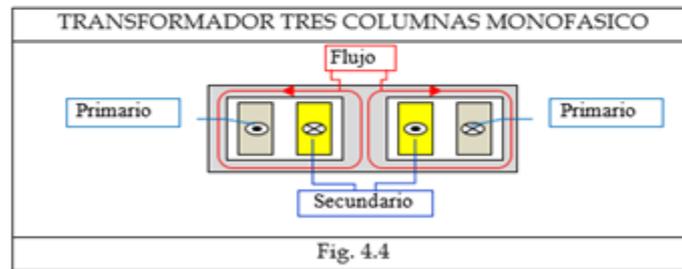


Fig. 4.4

Según se ha demostrado, los Amperios-vuelta de ambos arrollamientos son iguales cuando hay una carga en el secundario (transformador ideal), fórmula (4.6).

Teniendo en cuenta que ambos arrollamientos tienen prácticamente la misma altura, se puede considerar que tienen la misma cantidad de espiras, supongamos 1 espira, siendo la corriente que pasa por ella:

$$1 * I = N_1 I_1 = N_2 I_2$$

Las siguientes figuras muestran paso a paso el razonamiento, haciendo abstracciones que permiten explicar por qué cuando existe una carga, la caída de tensión en el transformador es pequeña. Lógicamente si la caída de tensión es baja es porque la impedancia interna del transformador real es pequeña frente a la impedancia de la carga (el transformador ideal no tiene impedancia interna).

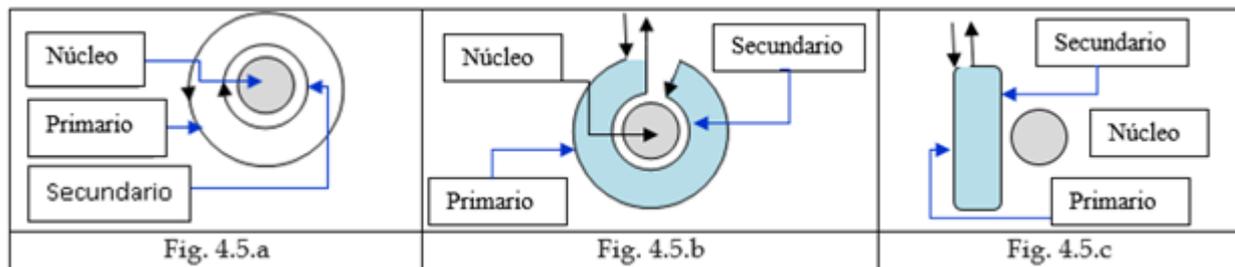


Fig. 4.5.a

Fig. 4.5.b

Fig. 4.5.c

En la Fig.4.5.a los arrollamientos de una espira están separados galvánicamente.

La Fig.4.5.b, muestra cómo ambos arrollamientos de una espira se pueden considerar en serie para reproducir las mismas condiciones magnéticas, formando entre ambos una sola espira que tiene como superficie la zona sombreada.

La Fig.4.5.c, con igual área, pero de forma rectangular. El núcleo queda fuera de ella y por lo tanto no interviene en el valor de la inductancia.

Con estas consideraciones se puede calcular la inductancia de esa bobina equivalente, que se manifiesta como consecuencia de la corriente secundaria, es decir de la carga.

4.5 Cálculo de la Impedancia de Secuencia Directa de Transformadores

Para el cálculo de la reactancia de dispersión, es necesario conocer las dimensiones de los arrollamientos, las que son dependientes de la relación de peso entre hierro y cobre, que se elige en función del costo de cada metal en el momento de la construcción.

Se tienen las siguientes consideraciones.

El diámetro de la columna del núcleo se estima en función de la siguiente ecuación empírica.

$$D_{(cm)} = [0,75 \text{ a } 1] * \sqrt[4]{P_{(W)}}$$

Donde P es la potencia trifásica.

Normalmente se adopta una inducción de más o menos:

$$B = 11000 \text{ G}$$

Luego se puede determinar el número de espiras de la siguiente forma.

$$N_{primaria} = \frac{E}{4.44 * f * B * S_{Fe}}$$

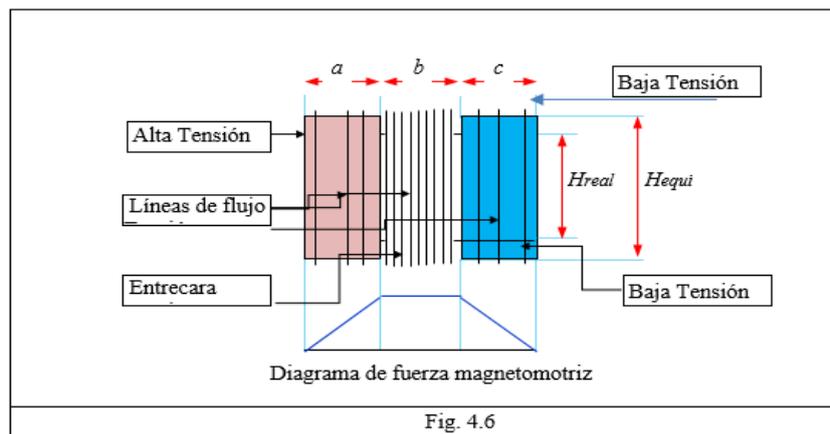
A continuación se calcula el $N_{secundaria}$ en función de la relación de transformación, y se dimensionan los arrollamientos primario y secundario teniendo en cuenta el calentamiento permitido.

Los arrollamientos primario y secundario se dimensionan preferentemente de la misma altura, son concéntricos, y la separación entre ellos llamada entrecara, depende de la tensión.

Debido a la dispersión que se produce en los extremos de los arrollamientos, se considera una altura un poco mayor que la real, corregida por un factor "factor de Rogowski: $k_R < 1$ " que se calculará más adelante.

$$H_{equi} = \frac{H_{real}}{k_R} \quad (4.8)$$

De acuerdo con lo expresado se puede dibujar en corte los arrollamientos en este caso sin el núcleo.



En la Fig. 4.6 se muestra el diagrama de fuerza magnetomotriz, que son los $N * I$ que producen el flujo de dispersión en la zona que va desde el diámetro interno del arrollamiento de baja tensión hasta el diámetro externo del arrollamiento de alta tensión.

Se recuerda que la inductancia de una bobina larga es:

$$L = \frac{\mu * N^2 * S}{H} \text{ (Hy)}$$

Donde:

$$\mu = 4 * \pi * 10^{-7}$$

$S_{(m^2)}$ = Área de la sección transversal de la bobina.

$H_{(m)}$ = Longitud de la bobina.

N = Número de espiras.

Para determinar el valor de la reactancia, es necesario conocer la superficie y la longitud equivalentes en la que está el flujo de la "bobina" que forman el primario y el secundario.

La superficie de la entrecara se calcula multiplicando el perímetro medio por el ancho de ella.

Para las superficies de los arrollamientos se toma el perímetro medio de cada uno, y se lo multiplica por el espesor respectivo. Como los $N * I$ tiene la forma trapezoidal que muestra la Fig.4.6 se toma un tercio de la misma.

Por lo tanto, la superficie equivalente total (Fig.4.6) es:

$$S_{equi} = \frac{1}{3} * \pi * D_{mAT} * a + \pi * D_{mEC} * b + \frac{1}{3} * \pi * D_{mBT} * c$$

Donde:

D_{mAT} = Diámetro medio del arrollamiento de alta tensión.

D_{mBT} = Diámetro medio del arrollamiento de baja tensión.

D_{mEC} = Diámetro medio de entrecara.

a = Espesor del arrollamiento de alta tensión.

b = Espesor de entrecara.

c = Espesor del arrollamiento de baja tensión.

Para encontrar la longitud equivalente como se dijo, se debe determinar el factor de Rogowski k_R .

Tomando de referencia la Fig.4.6 el cálculo simplificado del mismo está dado por la fórmula siguiente.

$$k_R = 1 - \frac{a + b + c}{\pi * H_{real}}$$

Ahora se puede calcular la altura equivalente de acuerdo con la ecuación (4.7)

Conocidas la superficie equivalente y la altura equivalente se puede calcular la inductancia L.

$$L = \frac{4 * \pi * 10^{-7} S_{equi}}{H_{equi}}$$

La reactancia de dispersión es:

$$X_L = \omega * L$$

$$\omega = 2 * \pi * f$$

$$f = 50 - 60 \text{ Hz}$$

La impedancia nominal del transformador es:

$$Z_N = \frac{U_N}{I_N} = \frac{U_N * U_N}{I_N * U_N} = \frac{U_N^2}{P_{Nfase}}$$

U_N = Tensión de fase para transformadores trifásicos.

$$Z_N = \frac{3 * U_N^2}{P_{Ntrif}}$$

La impedancia porcentual, que es también la tensión porcentual de cortocircuito es:

$$z(\%) = u_x(\%) = \frac{X_L}{Z_n} * 100$$

Reemplazando se llega finalmente a:

$$u_x(\%) = 2 * \pi * f * \frac{4 * \pi * 10^{-7} * S_{equi(m^2)} * N^2}{H_{equi(m)}} * \frac{P_{Ntrif(W)}}{3 * U_{Nfase(V)}^2}$$

4.6 Modelado de Transformadores.

Desde el punto de vista de sistemas de potencia, es conveniente modelar a los transformadores con la misma topología para las tres redes de secuencia, adecuando los valores de las impedancias.

4.6.1 Modelado de Transformadores de dos Arrollamientos.

La reactancia directa e inversa en los transformadores tienen el mismo valor y se determina por ensayo o directamente se toman los datos de placa. Esta impedancia es la de paso entre ambos arrollamientos.

Sea el siguiente transformador.

UNIFILAR	DATOS DE PLACA
	<p>$U_1(kV)$ – Tensión de fase a fase alta tensión. Barra A</p> <p>$U_2(kV)$ – Tensión de fase a fase baja tensión. Barra B</p> <p>$P(MVA)$ – Potencia aparente</p> <p>$u_x(\%)$ – Tensión directa porcentual de cortocircuito</p> <p>$u_0(\%)$ – Tensión homopolar porcentual de cortocircuito</p>

Fig. 4.7

El modelo simplificado que se utilizará para los estudios de fallas y que representa en redes de secuencia a los transformadores de dos arrollamientos se muestra en la Fig. 4.8

El modelo puede ser más complicado para estudios de flujos de potencias si se desea representar por ejemplo al conmutador bajo carga, o para estudios especiales de transitorios o sobretensiones.

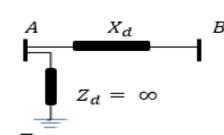
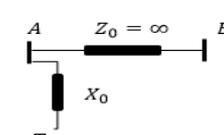
DATOS	MODELO SECUENCIA DIRECTA - INVERSA	MODELO SECUENCIA HOMOPOLAR
 <p>$U_1(kV)$ $U_2(kV)$ $P(MW)$ $u_x(\%)$ $u_0(\%)$</p>	<p>$X_d(\Omega)$ $= \frac{u_x(\%)}{100} * \frac{U_{N fase a fase[kV]}^2}{P_{N trif(MW)}}$</p> 	<p>$X_0(\Omega)$ $= \frac{u_0(\%)}{100} * \frac{U_{N fase a fase[kV]}^2}{P_{N trif(MW)}}$</p> 

Fig.4.8

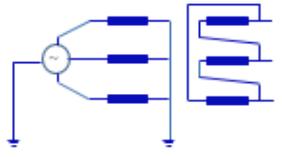
Los valores de impedancia homopolar son dependientes de los grupos de conexiones y se determinan por ensayos.

Si no se dispone del dato en placa, se considera para estudios de cortocircuitos o fases abiertas que varía entre $(0,8 \text{ a } 1) * X_d$

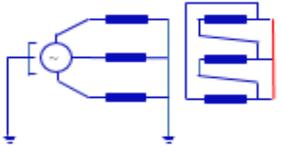
El valor Z_d (Fig.4.8) en secuencia directa es la impedancia de vacío, más se acepta que es ∞ .

Los esquemas utilizados para los ensayos son los siguientes.

4.6.2 Ensayo de Vacío

ESQUEMA	COMENTARIO
	El ensayo en vacío se hace alimentando al transformador a plena tensión, por lo que las mediciones en caso de altas tensiones, de corrientes, tensiones y potencias se realizan con transformadores de medición. En algunos casos la impedancia calculada de las mediciones, se usa como parte del modelo conectándola entre la barra A y T de la Fig.4.8. La potencia activa medida se considera como pérdidas en el hierro.
Fig. 4.9	

4.6.3 Ensayo de Cortocircuito Trifásico. Cálculo de la Impedancia Directa.

ESQUEMA	COMENTARIO
	El ensayo en corto circuito trifásico se hace alimentando al transformador por uno de sus arrollamientos con tensión reducida, y cortocircuito en el otro arrollamiento. La impedancia calculada de las mediciones, se usa como parte del modelo conectándola entre las barras A y B de la Fig.4.8 y es la impedancia directa y/o inversa. La potencia activa medida se considera como pérdidas en el Cu.
Fig. 4.10	

Se supone la alimentación desde la estrella y la impedancia se calcula como:

$$Z_{cc}(\Omega) = \frac{1}{3} * \left\{ \frac{U_R}{I_R} [\cos \varphi_R + j \sin \varphi_R] + \frac{U_S}{I_S} * [\cos \varphi_S + j \sin \varphi_S] + \frac{U_T}{I_T} * [\cos \varphi_T + j \sin \varphi_T] \right\} = R_d + jX_d$$

La tensión porcentual de cortocircuito se define según las siguientes fórmulas:

$$u_x(\%) = \frac{U_{cc}}{U_N} * \text{sen}(\varphi) * 100 \quad u_r(\%) = \frac{U_{cc}}{U_N} * \text{cos}(\varphi) * 100$$

Donde:

U_{cc} = Tensión que en cortocircuito hace circular la corriente nominal.

φ = Ángulo de fase entre tensión y corriente medidas en el ensayo.

$$X_d(\Omega) = \frac{u_x(\%)}{100} * \frac{U_N^2 \text{ fase a fase [kV]}}{P_N \text{ trif (MVA)}} \quad R_d(\Omega) = \frac{u_r(\%)}{100} * \frac{U_N^2 \text{ fase a fase [kV]}}{P_N \text{ trif (MVA)}} \quad (4.9)$$

Como los valores que se midieron son de $R_d + jX_d$ se pueden calcular las tensiones porcentuales de cortocircuito.

$$u_x(\%) = \frac{100 * X_d(\Omega) * P_{Ntrif}(MVA)}{U_{fase a fase}^2 (KV)} \quad u_r(\%) = \frac{100 * R_d(\Omega) * P_{Ntrif}(MVA)}{U_{fase a fase}^2 (KV)}$$

La fuente es tensión nominal. La resistencia R_d se la desprecia en transformadores grandes.

4.6.4 Ensayo de Cortocircuito Monofásico. Cálculo de la Impedancia Homopolar

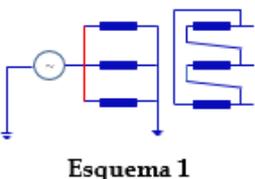
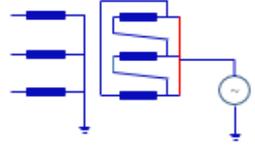
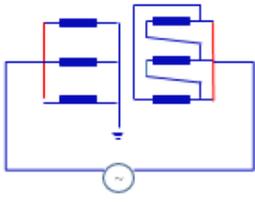
ESQUEMA	COMENTARIO
  <p>Esquema 1</p>  <p>Esquema 2</p>  <p>Esquema 3</p>	<p>El ensayo en corto circuito para determinar la impedancia homopolar del transformador es monofásico se hace alimentando al transformador con tensión reducida.</p> <p>El valor de la impedancia homopolar depende de varios factores, que son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Grupo de conexiones • Tipo de puesta a tierra • Número de columnas (pueden ser 3 ó 5) • Bloque de tres transformadores monofásicos, conectados en estrella uno de los arrollamientos y en triángulo los otros. <p>El objetivo es determinar el valor de la impedancia de cada barra a tierra y entre ambas barras.</p> <p>El esquema 1 muestra el circuito para determinar la impedancia entre la barra de la estrella y tierra.</p> <p>La tensión en cada fase de la estrella es la misma, induce en cada fase del triángulo tres tensiones iguales, y produce una corriente compensando los A_v.</p> <p>A diferencia del ensayo trifásico y en cortocircuito los flujos no están desfasados 120° sino que están en fase. El camino de cierre de los mismos es por el aire, y en parte por la cuba, por ello la reactancia es distinta a la directa.</p> <p>En el esquema 2 se alimenta a la barra del triángulo y una simple inspección muestra que no es posible la circulación de corriente por lo que la impedancia entre la barra triángulo y tierra es infinita.</p> <p>Lógicamente, para arrollamientos no conectados a tierra no se justifica el ensayo.</p> <p>Lo mismo con el esquema 3. Los esquemas de las esquemas 2 y 3 son meramente indicativos.</p>

Fig. 4.11

Las consideraciones del párrafo anterior también se aplican en este.

Por lo tanto:

$$Z_0(\Omega) = \left\{ \frac{3 * U}{I} [\cos \varphi + j \sin \varphi] \right\} = R_0 + jX_0$$

La corriente que pasa por la fuente es la de neutro por lo tanto la homopolar es $I/3$

$$u_{x0}(\%) = \frac{U_{cc0}}{U_N} * \text{sen}(\varphi) * 100 \quad u_{r0}(\%) = \frac{U_{cc0}}{U_N} * \text{cos}(\varphi) * 100$$

Donde:

U_{cc0} = Tensión que en cortocircuito hace circular la corriente nominal.

Con los valores de $u_{x0(\%)}$ y $u_{r0(\%)}$, se determinan la reactancia y resistencia.

$$X_{0(\Omega)} = \frac{u_{x0(\%)}}{100} * \frac{U_N^2 \text{ fase a fase [kV]}}{P_{N \text{ trif(MW)}}} \qquad R_{0(\Omega)} = \frac{u_{r0(\%)}}{100} * \frac{U_N^2 \text{ fase a fase [kV]}}{P_{N \text{ trif(MW)}}}$$

Como los valores que se midieron son de $R_0 + jX_0$ se pueden calcular las tensiones porcentuales de cortocircuito.

Es decir:

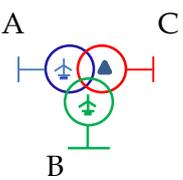
$$u_{x0(\%)} = \frac{100 * X_0(\Omega) * P_{N \text{ trif(MVA)}}}{U_{\text{fase a fase (KV)}}^2} \qquad u_{r0(\%)} = \frac{100 * R_0(\Omega) * P_{N \text{ trif(MVA)}}}{U_{\text{fase a fase (KV)}}^2}$$

La tensión nominal es la correspondiente al arrollamiento donde se conecta la fuente. Se desprecia R_0 por ser en transformadores grandes un orden menos que la reactancia.

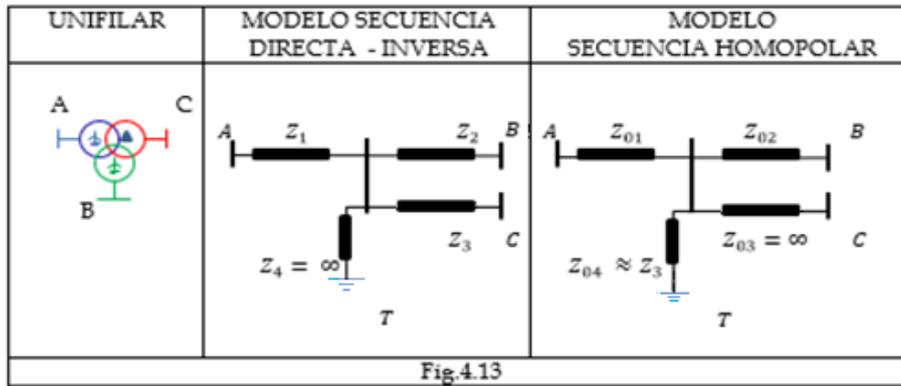
4.7 Modelado de Transformadores de tres Arrollamientos

La reactancia directa e inversa en los transformadores son iguales y se determina por ensayo o se toma el dato de placa. Esta impedancia es la de paso entre ambos arrollamientos.

La Fig.4.12 muestra algunos datos de los transformadores de tres arrollamientos

UNIFILAR	DATOS DE PLACA
 <p>El diagrama muestra un transformador de tres arrollamientos en configuración unifilar. Las barras de alta tensión (AT) están representadas por un círculo azul con un triángulo hacia arriba, etiquetada como 'A'. Las barras de media tensión (MT) están representadas por un círculo rojo con un triángulo hacia abajo, etiquetada como 'C'. Las barras de baja tensión (BT) están representadas por un círculo verde con un triángulo hacia arriba, etiquetada como 'B'. Las barras están conectadas en un triángulo de conexión.</p>	<p>Los transformadores de tres arrollamientos tienen los siguientes datos de placa entre otros</p> <p>$U_1(kV)$ - Tensión de fase a fase alta tensión. Barra A $U_2(kV)$ - Tensión de fase a fase media tensión. Barra B $U_3(kV)$ - Tensión de fase a fase baja tensión. Barra C</p> <p>$P_{AT(MVA)}$ - Potencia aparente arrollamiento de alta tensión $P_{MT(MVA)}$ - Potencia aparente arrollamiento de media tensión $P_{BT(MVA)}$ - Potencia aparente arrollamiento de baja tensión</p> <p>$u_{AT.MT(\%)}$ - Tensión porcentual de cortocircuito entre AT y MT $u_{AT.BT(\%)}$ - Tensión porcentual de cortocircuito entre AT y BT $u_{MT.BT(\%)}$ - Tensión porcentual de cortocircuito entre MT y BT</p> <p>Grupos de conexiones de AT - MT - BT</p>
Fig. 4.12	

El modelo simplificado que se utilizará para los estudios de fallas y que representa en redes de secuencia a los transformadores de tres arrollamientos se muestra en la Fig. 4.13



Los valores de impedancia homopolar son dependientes de los grupos de conexiones.

Si no se dispone del dato en placa, se toma para estudios de fallas $X_0 = (0.8 a 1) * X_d$

Para calcular las impedancias de cortocircuito se toma como referencia normalmente el arrollamiento de máxima potencia, con independencia de la potencia de los otros arrollamientos.

4.7.1 Ensayo de Cortocircuito Trifásico. Cálculo de la Impedancia Directa

ESQUEMA	COMENTARIO
	<p>Se hacen tres ensayos en corto circuito trifásico.</p> <p>Se alimenta con tensión reducida, de manera que en todos los casos se hace circular la menor de las corrientes nominales.</p> <p>Se miden las impedancias en cada caso de manera similar que para transformadores de dos arrollamientos determinando la resistencia y reactancia.</p> <p>Las impedancias medidas son Z_{dAB}; Z_{dAC} y Z_{dBC}</p> <p>Luego se calculan las tensiones porcentuales de cortocircuito con las siguientes fórmulas.</p> $U_{X12}(\%) = \frac{100 * X_{dAB}(\Omega) * P_{Ntrif}(MVA)}{U_{fase a fase}^2(KV)}$ $U_r(\%) = \frac{100 * R_{dAB}(\Omega) * P_{Ntrif}(MVA)}{U_{fase a fase}^2(KV)}$ $U_{X13}(\%) = \frac{100 * X_{dBC}(\Omega) * P_{Ntrif}(MVA)}{U_{fase a fase}^2(KV)}$ $U_r(\%) = \frac{100 * R_{dBC}(\Omega) * P_{Ntrif}(MVA)}{U_{fase a fase}^2(KV)}$ $U_{X23}(\%) = \frac{100 * X_{dBC}(\Omega) * P_{Ntrif}(MVA)}{U_{fase a fase}^2(KV)}$ $U_r(\%) = \frac{100 * R_{dBC}(\Omega) * P_{Ntrif}(MVA)}{U_{fase a fase}^2(KV)}$ <p>La tensión de fase a fase a considerar es la del arrollamiento donde se conecta la fuente.</p>

Fig. 4.14

Para llegar al modelo estrella de la Fig. 4.13 se plantea:

$$Z_1 + Z_2 = Z_{12}$$

$$Z_1 + Z_3 = Z_{13}$$

$$Z_2 + Z_3 = Z_{23}$$

Finalmente:

$$Z_1 = \frac{1}{2}(Z_{12} + Z_{13} - Z_{23}) \quad Z_2 = \frac{1}{2}(Z_{12} + Z_{23} - Z_{13}) \quad Z_3 = \frac{1}{2}(Z_{23} + Z_{13} - Z_{12}) \quad (4.10)$$

Para secuencia directa la impedancia $Z_4 = \infty$ y se la considera para modelar con la misma topología que el esquema homopolar.

4.7.2 Ensayo de Cortocircuito Monofásico. Cálculo de la Impedancia Homopolar

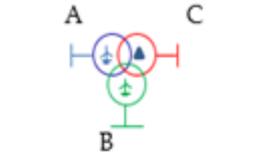
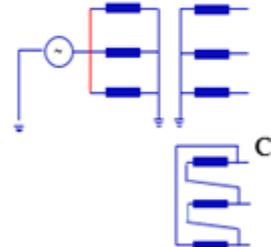
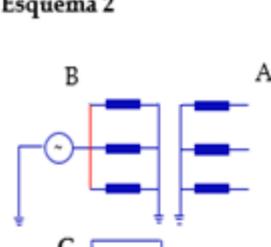
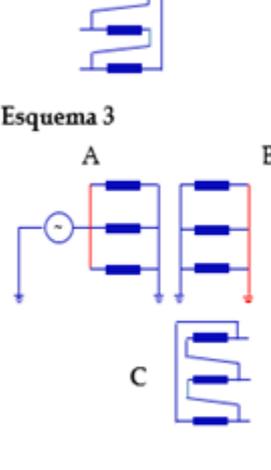
ESQUEMA	COMENTARIO
 <p>Esquema 1</p>	<p>Como en el caso anterior se hacen tres ensayos en corto circuito.</p> <p>Se alimenta con tensión reducida, de manera que en todos los casos se hace circular la menor de las corrientes nominales.</p> <p>Se definen las impedancias homopolares de cortocircuito según las fórmulas siguientes:</p>
 <p>Esquema 2</p>	<p>Esquema 1</p> $X_{0A(\Omega)} = \frac{3 \cdot U_{ccA}}{I_n} \cdot \text{sen}(\varphi) \cdot 100 \quad R_{0A(\Omega)} = \frac{3 \cdot U_{ccA}}{I_n} \cdot \text{cos}(\varphi) \cdot 100$ <p>donde:</p> <p>U_{ccA} es la tensión que hace circular la corriente nominal alimentando desde A.</p> <p>I_n es la corriente de neutro.</p> <p>Como $I_n = 3 \cdot I_0$ aparece el número 3 en la fórmula.</p>
 <p>Esquema 3</p>	<p>En el ensayo la compensación de los Av la realiza el triángulo, porque que la tensión en las tres fases es la misma.</p> <p>Se determina la impedancia de la barra "A" a tierra y en el modelo homopolar de la Fig. 4.13 es la suma de $Z_{01} + Z_{04}$</p> <p>Esquema 2</p> <p>Se repite el ensayo alimentando desde el arrollamiento B.</p> <p>La impedancia calculada ahora corresponde a $Z_{02} + Z_{04}$</p>
	<p>Esquema 3</p> <p>En el esquema 3 se alimenta desde una estrella cortocircuitando la otra.</p> <p>En este ensayo el valor de la impedancia calculada corresponde a $Z_{01} + Z_{02} // Z_{04}$</p> <p>Para medir la suma de $Z_{01} + Z_{02}$ se debe abrir el triángulo.</p> <p>Para el cálculo de las impedancia se repite el procedimiento de las fórmulas 4.10</p> <p>Lo mismo que en el transformador de dos arrollamientos la barra C queda aislada de tierra, y por esto $Z_{03} = \infty$.</p>

Fig. 4.15

4.8 Grupos de Conexiones

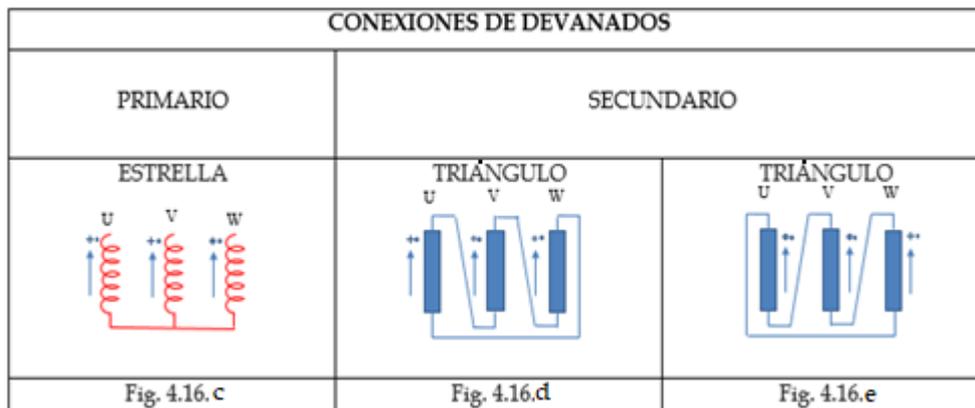
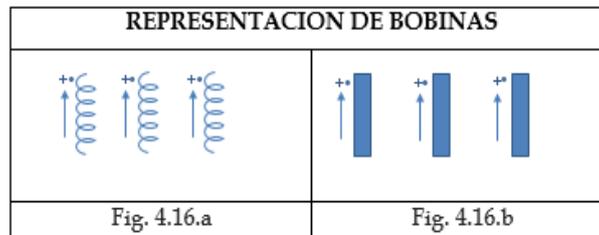
Como se sabe, los grupos de conexiones en los transformadores trifásicos hacen relación a la forma en que fueron conectadas entre sí las tres fases de cada arrollamiento.

Para definir la forma de conectarlas se debe tener en cuenta la polaridad de cada arrollamiento. Las conexiones más comunes son en estrella, en triángulo y zig-zag. Explicar esto pareciera ser una obviedad. Pero es conveniente establecer las reglas para que cuando se hagan los análisis de fallas no se tengan dudas de las convenciones.

Se define como polaridad a la coincidencia de fase entre dos bobinas cuando comparten el mismo flujo.

Esto se tomará en cuenta para definir los diagramas de fasores de cada grupo de conexión.

Se representarán a los arrollamientos como las Figs. 4.16 indicando la polaridad con el punto y el signo "+", y considerando que la flecha del fasor llega al punto.



La conexión en estrella se realiza con los devanados de las tres fases unidos por los extremos de igual polaridad, la conexión en triángulo es la unión del principio del devanado de cada fase con el final de la fase contigua. Como se muestra en las Figs. 4.16.c. - 4.16.d.- 4.16.e

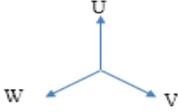
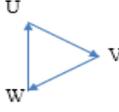
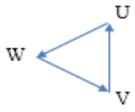
No se debe olvidar que la tensión de cada fase está a 120° de las otras dos.

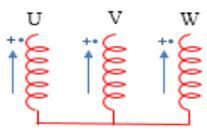
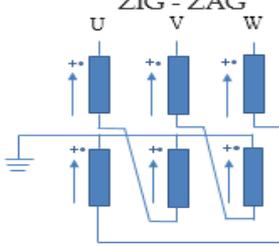
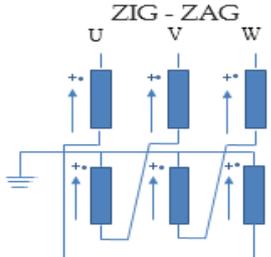
Se supondrá además una secuencia U - V - W o R - S - T en sentido horario.

Como puede observar en la Fig. 4.16.d, el triángulo se forma conectando la flecha del fasor "U" con el origen del "V", igual que "V" con el "W" el "W" con el "U".

Como puede observar en la Fig. 4.16.e, el triángulo se forma conectando la flecha del fasor "U" con el origen del "W", igual que "V" con el "U" el "U" con el "W".

En ambos casos, la secuencia que es dependiente de la alimentación a la estrella se mantiene. Los diagramas de fasores de las Figs. 4.17 muestran las diferencias desde el punto de vista funcional.

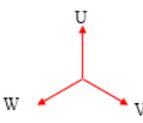
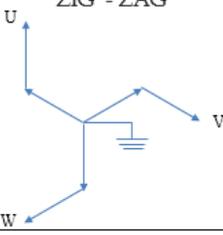
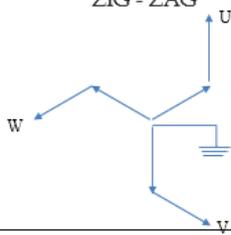
DIAGRAMA DE FASORES		
PRIMARIO	SECUNDARIO	
ESTRELLA	TRIANGULO	TRIANGULO
		
Fig. 4.17.a	Fig. 4.17.b	Fig. 4.17.c

CONEXIONES DE DEVANADOS		
PRIMARIO	SECUNDARIO	
ESTRELLA	ZIG - ZAG	ZIG - ZAG
		
Fig. 4.18.a	Fig. 4.18.b	Fig. 4.18.c

En el Zig-Zag las conexiones son como muestran las Figs. 4.18.

En la Fig.4.18.b, la salida de la fase U se conecta en el origen de la "V", por lo que la fase V está invertida.

Los diagramas de fasores son los de las Figs. 4.19

DIAGRAMA DE FASORES		
PRIMARIO	SECUNDARIO	
ESTRELLA	ZIG - ZAG	ZIG - ZAG
		
Fig. 4.19.a	Fig. 4.19.b	Fig. 4.19.c

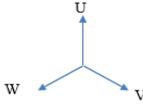
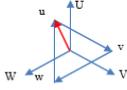
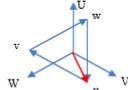
Desde el punto de vista funcional nuevamente la secuencia se mantiene, y lo que cambia son las posiciones relativas a la estrella de las fases. El paso siguiente es superponer los diagramas de

fase del primario y del secundario, cada uno con las escalas convenientes para que el dibujo sea claro.

Para la superposición se toma el centro del triángulo y se lo hace coincidir con el centro de la estrella.

Luego se nominan los vértices del triángulo y quedan establecidas las fases entre tensiones homónimas.

Los fasores que llegan al centro de estrella de las tensiones homónimas marcan una hora como las agujas de un reloj.

DIAGRAMA DE FASORES		
	GRUPO Yd11 	Grupo Yd5 
Fig. 4.20.a	Fig. 4.20.b	Fig. 4.20.c

En la Fig.4.20.b se puede apreciar que con sólo cambiar los nombres de los vértices del triángulo se pueden formar los grupos Yd3 - Yd7 - Yd11.

Análogamente en la Fig. 4.20.c se pueden formar los grupos Yd5 - Yd9 - Yd1.

Siempre se utilizan las letras mayúsculas para el arrollamiento de mayor tensión y la convención es que las letras "Y o y" representan una conexión en estrella, las letras "D o d" una conexión triángulo y "Z o z" una conexión Zig-Zag.

Una cosa muy importante de señalar es que el cambio de secuencia en la alimentación produce el cambio del grupo de conexiones de manera especular. Es decir que el grupo Yd11 cambia al Yd1, el Yd5 al Yd7 y así para todos los grupos.

4.9 Modelado de Reactores de Puesta a Tierra

El reactor de puesta a tierra se utiliza normalmente en los circuitos de distribución urbana de media tensión, que no tienen hilo de neutro.

Puede cumplir en algunos casos la doble función de puesta a tierra en media tensión, y servicios auxiliares corriente alterna de estaciones transformadoras, en cuyo caso es un transformador de conexión Yz siendo el zig-zag el arrollamiento de 380/220 V.

También pueden tener el zig-zag en media tensión conectado a tierra, y sin secundario.

Los ensayos para calcular la impedancia homopolar son similares a los de transformadores, en los datos de placa viene el valor de la impedancia homopolar.

Se debe destacar que la impedancia directa de un reactor es como si fuera la de vacío de un transformador, por lo que en el modelo se la desprecia.

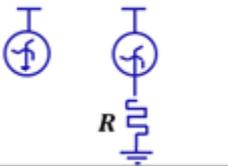
UNIFILAR	DATOS DE PLACA
	$U_{(kV)}$ - Tensión de fase a fase media tensión. $Z_0(\Omega)$ - Impedancia homopolar $I_n(A)$ - Corriente cortocircuito $T(s)$ - Tiempo límite de permanencia del cortocircuito

Fig. 4.21

La resistencia es un elemento separado y los datos están en su propia placa.

En el modelado de impedancia homopolar, se multiplica por 3 su valor por que en el modelo la corriente es la homopolar y no la de neutro como en la instalación.

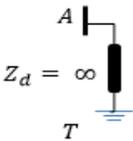
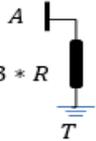
DATOS	MODELO SECUENCIA DIRECTA - INVERSA	MODELO SECUENCIA HOMOPOLAR
$U_{(kV)}$ $Z_0(\Omega)$ $I_n(A)$ $T(s)$ 	 $Z_d = \infty$	 $Z_0 = jX_0 + 3 * R$

Fig.4.22

Con esto se completa el tema de modelado de transformadores y reactores de puesta a tierra a los efectos de aplicarlos para cálculos de fallas serie (fase abierta) y fallas paralelo (cortocircuito).

CAPÍTULO 5

MODELADO DE LÍNEAS

5.1 Introducción

Son las líneas, parte integrante de la producción de energía eléctrica, indispensables para llegar con la energía a los usuarios a través de la distribución, y para llegar con la energía generada en grandes centrales a los centros de consumo importantes.

Lógicamente, son susceptibles de fallas, y el conocimiento de sus parámetros, permite distinguir la condición de servicio normal de la condición de falla.

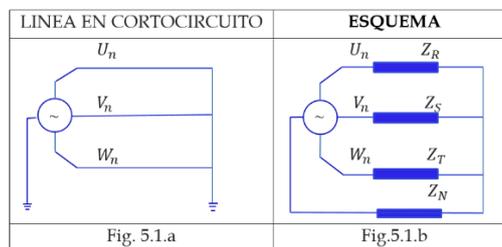
En este capítulo se analizarán y mostrarán los esquemas de ensayos para medir las impedancias de secuencias directa - inversa y homopolar de líneas.

Se desarrollarán algunas fórmulas que calculan los parámetros, y que pueden ser muy útiles para cuando no se dispone de la información o del resultado de los ensayos.

5.2 Modelado de Líneas.

En el capítulo 2 se vio que cuando se plantea un circuito con sus impedancias reales, el pasaje a impedancias de secuencia se hace aplicando las transformaciones correspondientes.

El esquema de la Fig. 5.1.b representa una línea real con sus impedancias en cada fase, un cortocircuito en uno de sus extremos y una impedancia de retorno por el neutro y alimentada por un generador trifásico a los efectos de medir su impedancia.



Se demostró en el capítulo 2 que si:

$$Z_R = Z_S = Z_T = Z$$

Resulta:

$$Z_0 = Z + 3 * Z_n$$

$$Z_d = Z_i = Z$$

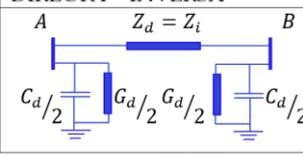
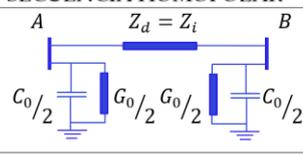
Ecuaciones (2.33) capítulo 2.

Bajo estas premisas se calculan y miden las impedancias de secuencia.

5.3 Determinación de la Impedancia Directa.

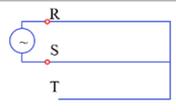
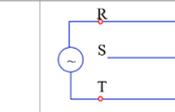
Una de las formas de representar a las líneas es a través de un cuadripolo π con sus impedancias longitudinales directa, inversa, homopolar, y en el que las ramas verticales son sus capacidades parásitas $C_d - C_0$ y conductancias $G_d - G_0$ de la aislación.

Lo más importante es medir sus impedancias, directa, inversa y sobre todo la homopolar, porque las capacidades se pueden calcular con la geometría de la línea, cálculos que coinciden con la realidad con pequeño de error, y que depende a veces del número de transposiciones de la línea.

ESQUEMA UNIFILAR	MODELO SECUENCIA DIRECTA - INVERSA	MODELO SECUENCIA HOMOPOLAR
		
Fig.5.2		

Para las líneas la impedancia de secuencia directa es igual a la inversa. Para determinar su valor se hace un cortocircuito en uno de los extremos de la línea y se inyecta desde el otro. (Fig. 5.3)

Se inyecta entre R y S (Fig.5.3.a), entre R y T (Fig.5.3.b) y finalmente entre T y S (Fig.5.3.c)

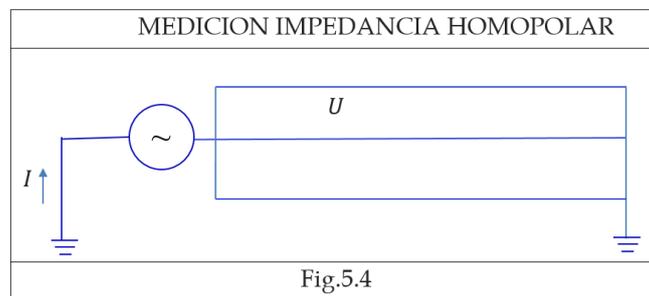
ENSAYOS PARA MEDIR LA IMPEDANCIA DIRECTA		
		
Fig.5.3.a	Fig.5.3.b	Fig.5.3.c

La impedancia directa es la mitad del promedio de las mediciones realizadas.

$$Z_d = \frac{1}{2} * \frac{Z_{RS} + Z_{RT} + Z_{ST}}{3}$$

5.4 Ensayo para Medir Impedancia Homopolar.

Para la medición de la impedancia homopolar se realiza el ensayo de la Fig. 5.4 donde se muestra la necesidad de la puesta a tierra del otro extremo de la línea. Se inyecta con una fuente monofásica y se miden la corriente de neutro o de tierra, la tensión y la potencia.



La impedancia homopolar es:

$$Z_0 = \frac{U}{I/3} = \frac{3 * U}{I}$$

Como la corriente medida es la de neutro y se requiere la corriente homopolar se divide en 3.

5.5 Cálculo de la Resistencia Directa.

La resistencia de un conductor a una cierta temperatura está dada por la siguiente fórmula

$$R = \frac{\rho * l}{S} = \frac{l}{\sigma * S}$$

Donde:

ρ = Resistividad de conductor a 20°C (Ωm)

$$\sigma = \frac{1}{\rho} \left(\frac{1}{\Omega m} \right)$$

l = longitud en (m)

S = Área transversal del conductor (m^2)

La tabla siguiente da valores de la resistividad de algunos conductores.

MATERIAL	RESISTIVIDAD $\Omega M 10^{-8}$
Cobre recocido	1.72
Aluminio	2.83
Bronce	13 - 18
Hierro	10
Plata	1.59
Acero	12 - 88
Tabla 5.1	

Resistencias óhmicas r' (valores medios a 50 Hz) para cables de líneas aéreas fabricados según DIN 48.204 y 48.206 [según "Aluminuim – Freileitungen", Aluminium – Verlag GmbH, Düsseldorf, 1965].

Los valores de la resistencia están calculados para la sección de las capas de aluminio o de *Aldrey*, incluyendo el factor de cableado, a 20°C, para una resistencia específica del aluminio de $0,02864 \Omega mm^2/m$, *Aldrey* $0,0328 \Omega mm^2/m$, de acuerdo con una conductividad del aluminio de $35,38 m/\Omega mm^2$ y *Aldrey* $30,5 m/\Omega mm^2$.

Aldrey (Alemania) o *Almelec* (Francia) es una aleación de aluminio (Al), magnesio (Mg) y silicio (Si) que mejora las propiedades mecánicas del aluminio, sin perder las propiedades eléctricas.

Secciones Nominales Al/ Ac (mm^2)	Resistencia Óhmica r'	
	aluminio/acero por Km	<i>Aldrey</i> /acero por Km
16/2,5	1,8792	2,180
25/4	1,2027	1,395
35/6	0,8353	0,9689
44/32	0,6566	0,7616
50/8	0,5946	0,6898
Tabla 5.2		

Secciones Nominales Al/Ac (mm ²)	Resistencia Óhmica r'	
	aluminio/acero por Km	<i>Aldrey</i> /acero por Km
50/30	0,5644	0,6547
70/12	0,4130	0,4791
95/15	0,3058	0,3547
95/55	0,2992	0,3471
105/75	0,2733	0,3170
120/20	0,2374	0,2754
120/70	0,2364	0,2742
125/30	0,2259	0,2621
150/25	0,1939	0,2249
170/40	0,1682	0,1954
185/30	0,1571	0,1822
210/35	0,1380	0,1601
210/50	0,1363	0,1581
230/30	0,1249	0,1449
240/40	0,1188	0,1378
265/35	0,1117	0,1269
300/50	0,09488	0,11006
305/40	0,0949	0,11009
340/30	0,0853	0,0989
380/50	0,0757	0,0879
385/35	0,0749	0,0869
435/55	0,0666	0,0772
450/40	0,0644	0,0747
490/65	0,0590	0,0684
550/70	0,0526	0,0610
560/50	0,0515	0,0597
680/85	0,0426	0,0494

Tabla 5.2

La resistencia depende de la temperatura y de la frecuencia lo que se llama efecto "skin"

El valor de la resistividad ρ cambia linealmente con la temperatura de acuerdo a la fórmula siguiente.

$$\rho_{T_2} = \left[\frac{T + T_2}{T + T_{20^\circ C}} \right]$$

La resistencia también varía con la frecuencia como se dijo, pero a 50-60 Hz no es muy importante.

Algunos autores hacen una distinción entre la resistencia con corriente continua y corriente alterna.

No es esto demasiado importante para el tema que preocupa que es el análisis de fallas.

5.6 Cálculo de la Conductancia.

La conductancia se presenta como pérdidas de energía en los sistemas de potencia, debido a la corriente de fuga que circula entre conductores y tierra, y el efecto corona.

Las corrientes de fuga por la aislación son dependientes de varios factores, por lo que su determinación se hace complicada algunas veces.

Estas condiciones son:

- Suciedad
- Humedad
- Salitres depositados en el aislador

El efecto corona se presenta cuando el campo eléctrico es lo suficientemente intenso como para producir ionización en el aire.

En líneas de muy alta tensión mayores a 132 kV se produce y se escucha como descargas, sobre todo cuando la humedad es alta.

Normalmente para los estudios se desprecia la conductancia de las líneas de transmisión.

5.7 Cálculo de la Inductancia.

Se calcula la inductancia propia del conductor.

La inductancia de un conductor de permeabilidad μ constante, está relacionada con el magnetismo de la siguiente manera.

- Intensidad de campo magnético H (ley de Ampere)
- Densidad de flujo magnético $B = \mu * H$
- Flujo concatenado \emptyset
- La inductancia es $L = \frac{d\emptyset}{di}$

Para calcular la inductancia de un conductor se supondrá que la corriente no se distribuye homogéneamente dentro del mismo.

En dibujo de la Fig.5.5 se observa el interior del conductor de radio "r" que lleva una corriente I . La línea de trazo es de un radio $x < r$ y se trata de encontrar la corriente I_x parte de la corriente I que queda encerrada dentro de "x".

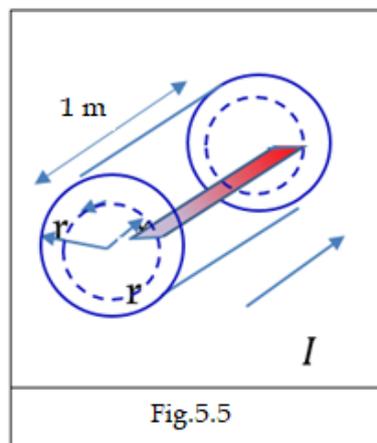


Fig.5.5

La corriente tiene una mayor concentración hacia la periferia. Suponiendo una distribución parabólica se puede escribir la corriente encerrada en un radio "x" es:

$$I_x = I * \left[\frac{x}{r} \right]^2$$

Por otra parte, es:

$$H_x = \frac{I_x}{2 * \pi * x}$$

$$H_x = \frac{x * I}{2 * \pi * r^2} \quad (A/m)$$

Además:

$$B_x = \mu_0 * H_x$$

Por lo tanto:

$$B_x = \frac{x * I * \mu_0}{2 * \pi * r^2} \quad (Wb/m^2)$$

Si se supone que el conductor tiene 1 m de largo el flujo a lo largo es:

$$d\phi = 1(m) * B_x * dx \quad (Wb/m)$$

$$d\phi = \frac{x * I * \mu_0}{2 * \pi * r^2} * dx \quad (Wb/m)$$

Considerando la distribución radial de corriente de forma parabólica, el flujo interno tiene la misma distribución radial por lo tanto el flujo concatenado en el área sombreada de la Fig.5.5 es:

$$d\phi_c = \left[\frac{x}{r} \right]^2 * d\phi$$

Reemplazando $d\phi$ se obtiene:

$$d\phi_c = \frac{I * \mu_0}{2 * \pi * r^4} * x^3 * dx$$

Se integra en x:

$$\phi_c = \int_0^r d\phi = \frac{I * \mu_0}{2 * \pi * r^4} * \int_0^r x^3 * dx$$

$$\phi_c = \frac{I * \mu_0}{2 * \pi * r^4} * \frac{r^4}{4} = \frac{I * \mu_0}{8 * \pi}$$

La inductancia por cada metro de longitud es:

$$L_{interna} = \frac{\phi_c}{I} = \frac{\mu_0}{8 * \pi} \quad (H/m)$$

Se recuerda que:

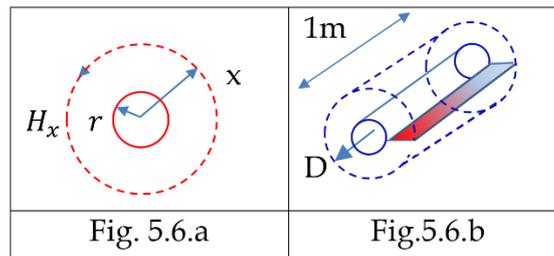
$$\mu_0 = 4 * \pi * 10^{-7}$$

Finalmente, la inductancia interna por cada metro de longitud es:

$$L_{interna} = \frac{1}{2} * 10^{-7} (H/m) \quad (5.1)$$

5.7.1 Cálculo de la Inductancia Externa a un Conductor Cilíndrico.

Supóngase un conductor como el de la Fig.5.6



Fuera del conductor la permeabilidad es μ_0 y por lo tanto es:

$$B_x = \mu_0 * H_x = 4 * \pi * 10^{-7} * \frac{I}{2 * \pi * x} (Wb/m^2)$$

Suponiendo un área transversal entre un cilindro de radio "D" (Fig.5.3.b), y un conductor de longitud de 1m se puede calcular el flujo externo al conductor entre éste y "D" por unidad de longitud.

$$d\phi = 2 * 10^{-7} * \frac{I}{x} * 1(m) * dx$$

$$\phi = 2 * 10^{-7} * \int_r^D \frac{dx}{x}$$

$$\phi = 2 * 10^{-7} * I * \ln \left[\frac{D}{r} \right]$$

$$L_{externa(Hy/m)} = 2 * 10^{-7} * \ln \left[\frac{D}{r} \right] \quad (5.2)$$

5.7.2 Cálculo de la Inductancia Total.

La inductancia total es la suma de la interna más la externa.

$$L_{total} = L_{interna} + L_{externa}$$

Reemplazando por las fórmulas 5.1 y 5.2 se tiene:

$$L_{total(Hy/m)} = \frac{1}{2} * 10^{-7} + 2 * 10^{-7} * \ln \left[\frac{D}{r} \right] \quad (5.3)$$

A los efectos de lograr una fórmula más simple se realiza el siguiente reemplazo.

$$\frac{1}{2} = 2 * \ln(e^{-4})$$

$$L_{total} = 2 * 10^{-7} * \ln \left[\frac{D}{e^{-4} * r} \right]$$

Se define un radio equivalente:

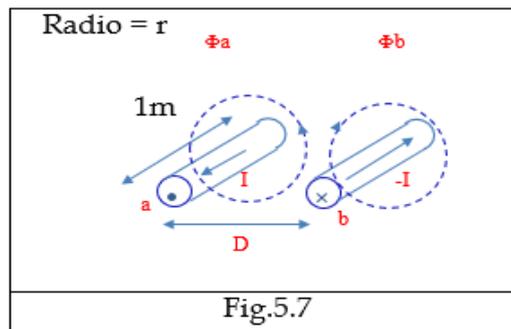
$$r_{equi} = e^{-4} * r = 0,7788 * r$$

Finalmente:

$$L_{total} = 2 * 10^{-7} * \ln \left[\frac{D}{r_{equi}} \right] \text{ (Hy/m)} \quad (5.4)$$

5.8 Cálculo de la Inductancia entre dos Cilindros.

Se suponen dos cilindros "a" y "b" de un mismo radio "r" separados una distancia "D" y que llevan la misma corriente, pero de sentido contrario, emulando a una línea monofásica.



La ecuación 5.4 expresada en las siguientes ecuaciones da la inductancia para un conductor.

$$L_a = 2 * 10^{-7} * \ln \left[\frac{D}{r_{a\ equi}} \right]$$

$$L_b = 2 * 10^{-7} * \ln \left[\frac{D}{r_{b\ equi}} \right]$$

La inductancia total es la suma de ambas puesto que los flujos entre los dos conductores se suman.

$$L = L_a + L_b = 2 * 10^{-7} \left[\ln \frac{D}{r_{a\ equi}} + \ln \frac{D}{r_{b\ equi}} \right]$$

$$L = 2 * 10^{-7} * \ln \frac{D^2}{r_{a\ equi} * r_{b\ equi}}$$

$$L = 4 * 10^{-7} * \ln \frac{D}{\sqrt{r_{a\ equi} * r_{b\ equi}}}$$

Si $r_{a\text{equi}} = r_{b\text{equi}} = r_{\text{equi}}$ es:

$$L_{(Hy/m)} = 4 * 10^{-7} * l_n \frac{D}{r_{\text{equi}}} \quad (5.5)$$

La inductancia de una línea con cables de cualquier material, no es exactamente calculada como si fueran cilindros conductores, ya que los mismos, están compuestos por un cierto número de hebras dependiendo de su sección.

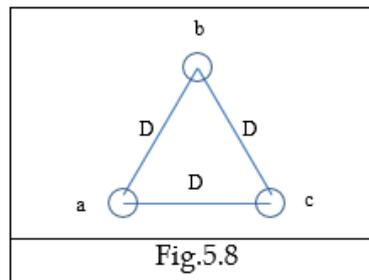
Para ser exhaustivos, se debe considerar cada hebra con respecto de todas las otras y determinar la influencia de cada una de ellas en las otras. Esto por cada fase para determinar cuál es la inductancia propia del cable. Este valor define un conductor cilíndrico equivalente al que incide en las otras fases.

De todas maneras, el cálculo simplificado da una buena aproximación.

Se debe recordar, que la corriente, por las otras fases están desfasadas 120° .

5.8.1 Cálculo de la Inductancia Directa e Inversa con Cilindros.

Supóngase una línea trifásica con conductores cilíndricos a, b, c, separados una distancia D como la de la Fig. 5.8



Se supone que las corrientes por cada fase son I_a, I_b, I_c tal que $I_a + I_b + I_c = 0$

La ley de Ampere se aplica considerando el valor propio de la inductancia y sumando la influencia de los otros conductores, separados en este caso una distancia "D", formando un triángulo equilátero.

El flujo concatenado que forma la inductancia propia en el conductor de la fase "a" es:

$$\Phi_{ca} = 2 * 10^{-7} * I_a * l_n \frac{1}{r_{\text{equi}}}$$

Recordar que:

$$r_{\text{equi}} = e^{-1/4} * r = 0,7788 * r$$

La incidencia del conductor "b" es:

$$\Phi_{cb} = 2 * 10^{-7} * I_b * l_n \frac{1}{D}$$

Análogamente la incidencia del conductor "c" es:

$$\Phi_{cc} = 2 * 10^{-7} * I_c * l_n \frac{1}{D}$$

El flujo concatenado total por el conductor "a" es:

$$\Phi_a = \Phi_{ca} + \Phi_{cb} + \Phi_{cc}$$

$$\Phi_a = 2 * 10^{-7} \left[I_a * l_n \frac{1}{r_{equi}} + I_b * l_n \frac{1}{D} + I_c * l_n \frac{1}{D} \right]$$

Si se considera que:

$$I_a + I_b + I_c = 0$$

Se puede escribir que:

$$\Phi_a = 2 * 10^{-7} \left[I_a * l_n \frac{1}{r_{equi}} + [I_b + I_c] * l_n \frac{1}{D} \right]$$

$$\Phi_a = 2 * 10^{-7} \left[I_a * l_n \frac{1}{r_{equi}} - I_a * l_n \frac{1}{D} \right]$$

$$\Phi_a = 2 * 10^{-7} * I_a * l_n \frac{D}{r_{equi}}$$

Finalmente:

$$L_a = \frac{\Phi_a}{I_a} = 2 * 10^{-7} * l_n \frac{D}{r_{equi}}$$

Como los tres conductores son iguales es:

$$L_a = L_b = L_c$$

En el capítulo 2 de componentes simétricas se mostró que la impedancia directa de una línea es la impedancia de cada uno de sus conductores.

Teniendo esto en cuenta se puede afirmar que el valor de la inductancia calculada $L_{a,b,c}$ es la inductancia directa, que es igual a la inversa.

En este ejemplo se consideró que los conductores son como vértices de un triángulo equilátero, lo que no pasa en una línea *coplanar*, donde las inductancias son diferentes para cada fase.

Este es el motivo por el que las transposiciones de fase son importantes, y se deben realizar de manera que en lo posible las tres fases tengan un idéntico recorrido respecto de su posición en la columna.

5.8.2 Cálculo de la Inductancia Homopolar.

El cálculo de la impedancia homopolar presenta algunas dificultades que son difíciles de soslayar.

En el modelo adoptado normalmente se supone una imagen especular respecto de tierra de los conductores de la línea, de manera de cuando hay un desequilibrio de carga se supone que el retorno se produce por aquella, o por el hilo de guardia de la línea, que está también conectado a tierra en diferentes puntos. Es decir, que los caminos de retorno de la corriente de desequilibrio son alternativos y simultáneos.

Como uno de los caminos es la tierra, el valor de la resistencia depende de la resistividad del terreno, y puede ser muy diferente en el recorrido de la línea, aunque se aceptan valores típicos, el cálculo es estimativo.

Por ello, siempre lo más aconsejable es medir la impedancia homopolar, lo que es necesario sobre todo cuando se deben calcular los ajustes de las protecciones.

Si no se dispone de la medición, es aceptable tomar:

$$Z_0 = [2,5 \text{ a } 3] * Z_d$$

5.9 Cálculo de la Capacidad de la Línea.

Normalmente no se realizan ensayos para medir las capacidades directa e inversa que son iguales y homopolar, puesto que los cálculos son muy aproximados a la realidad, y para realizarlos se recurre a la ley de Gauss que establece la relación entre las cargas y el campo eléctrico.

5.9.1 Ley de Gauss.

Un campo eléctrico es un conjunto de líneas imaginarias que se generan por cargas y que surgen de ellas y van hacia el infinito radialmente, o van hacia otras cargas que tengan distinto signo. La más importante característica de estos campos es que mantienen las mismas características a lo largo del tiempo, mientras las cargas no cambien.

Las cargas eléctricas pueden ser positivas y negativas. Esto significa que habrá dos tipos de comportamiento en presencia de un campo eléctrico.

Lógicamente cuando el campo se genera entre dos cargas una positiva y la otra negativa, las líneas dejan de ser rectas, siguen saliendo o llegando radialmente de cada carga motivo por el que dejan de ser rectas radiales.

La unidad de medida de las cargas eléctricas es el Coulomb, (C); y la unidad del campo eléctrico es el Newton por coulomb, (N/C), aunque a menudo también se emplea el voltio por metro (V/m).

El conocimiento de la magnitud del campo eléctrico permite determinar en cualquier momento la fuerza que experimenta una carga ubicada en él.

Por lo tanto, se debe buscar un modo de representar de manera rápida, simple y eficaz cómo es el campo eléctrico en una región.

Un modo muy claro es precisamente mediante las líneas de campo. Las líneas de campo son una representación gráfica de la magnitud del campo eléctrico en una región del espacio. La Fig. 5.9 da una idea de su forma.

Se acepta que las líneas de campo salen de las cargas positivas y se extienden hasta el infinito o hasta otra carga situada fuera de la región representada. En las cargas negativas es al revés. Las líneas "vienen" del infinito, o de hipotéticas cargas positivas situadas fuera del dibujo.

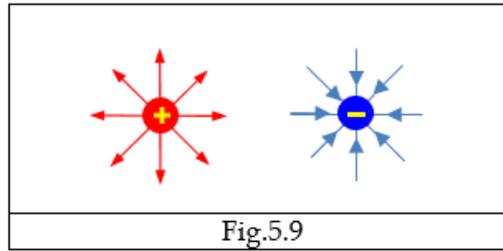


Fig.5.9

El flujo de un campo que atraviesa una cierta superficie es una magnitud escalar que es proporcional al número total de líneas de campo que la atraviesan. En la figura 5.10 se puede visualizar este concepto para un caso simple de una superficie plana y cuadrada y un campo uniforme.

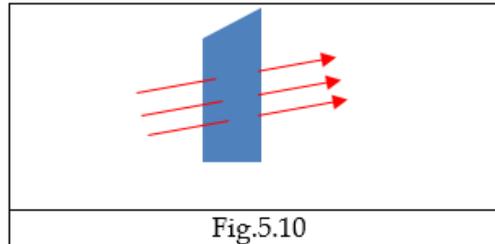


Fig.5.10

El concepto de flujo también tiene en cuenta el sentido de las líneas, de tal modo que cuando las líneas entran en la superficie se considera al flujo positivo, y cuando salen, se considera negativo.

El flujo total corresponde al balance entre las líneas que atraviesan la superficie en un sentido y las que lo hacen en el otro. Por tanto, podría ser que el flujo para una superficie fuese cero, aunque hubiese líneas de campo que la atraviesan. Esto sucedería, si hubiese el número de líneas que entran igual al que salen. En la Fig.5.10 se puede visualizar un ejemplo de este último caso.

Se define el flujo de campo eléctrico Φ_E a través de una superficie S como la integral de la componente perpendicular del campo eléctrico evaluada sobre toda la superficie:

$$\Phi_E = \oint_S E \cdot dS = \iint E \cdot dS$$

Donde E es el campo eléctrico y dS es el diferencial de superficie.

La unidad de medida del flujo de campo eléctrico en el Sistema Internacional de Unidades es el (V.m)

Si se considera al campo eléctrico como un vector, y a la superficie como un vector perpendicular a la misma al flujo eléctrico Φ_E es el producto escalar de $E \cdot dS$.

Es decir:

$$\Phi_E = E \cdot dS \cdot \cos(\theta) \quad (Vm)$$

Donde θ es el ángulo entre ambos vectores.

La ley de Gauss enuncia que el flujo total de campo que atraviesa una superficie cerrada S cualquiera, es proporcional al valor de la carga neta que está en el interior de la superficie (Q_{int}):

$$\Phi_E = \oint_S E \cdot dS = \iint E \cdot dS = \frac{Q_{int}}{\epsilon_0}$$

O bien:

$$\oiint \epsilon_0 * E * dS = Q_{int}$$

La expresión anterior explica que el flujo de campo eléctrico que atraviesa cualquier superficie cerrada es igual al valor de la carga neta que hay en el interior de la superficie (Q_{int}) dividida por la permitividad del vacío ϵ_0 .

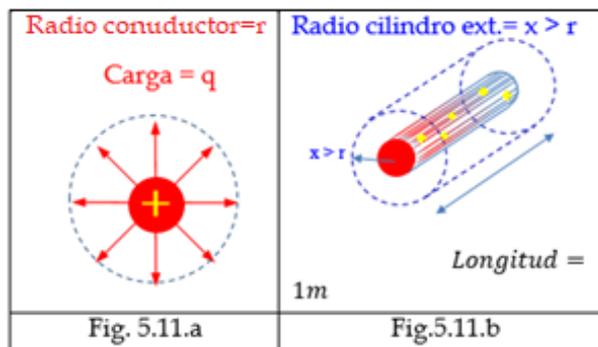
$$\epsilon_0 = 8,854 * 10^{-12} \text{ (F/m)}$$

En otras palabras, dado que las líneas de campo sólo pueden comenzar o acabar en una carga eléctrica, el balance neto entre las líneas que “salen” y las que “entran” en la superficie cerrada, solamente puede ser debido a la presencia de carga neta en su interior.

Si esta carga es cero, el número de líneas de campo que atraviesan el área en un sentido debe ser el mismo que en el otro.

5.9.2 Aplicación para un Conductor Cilíndrico.

Supóngase un cilindro que sea un conductor perfecto con resistencia cero, con cargas positivas “q” uniformemente distribuidas en su superficie de radio “r” de 1 m de longitud, como muestra la Fig.5.11.b.



Dentro del conductor perfecto la caída de tensión debe ser cero. Por lo tanto el campo eléctrico también es $E_{int} = 0$.

Se desea determinar el campo eléctrico fuera del conductor en un cilindro concéntrico imaginario de la misma longitud. La carga debe estar uniformemente distribuida y por tanto el campo en el cilindro exterior es constante.

Se resuelve la ecuación:

$$\oiint \epsilon_0 * E * dS = Q_{int}$$

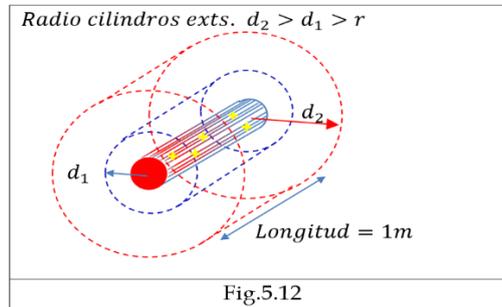
$$\epsilon_0 * E_x * [2 * \pi * x] = Q_{int}$$

Donde E_x es el campo por unidad de longitud a una distancia “x” del conductor.

Luego:

$$E_x = \frac{Q_{int}}{2 * \pi * x * \epsilon_0} \text{ (V/m)} \tag{5.6}$$

Supóngase ahora dos cilindros concéntricos como muestra la Fig. 5.12 en líneas de trazo.



El campo eléctrico en el cilindro de radio "d2" es menor que el campo en el cilindro de radio "d1" según lo muestra la ecuación (5.6).

Se puede calcular la diferencia de potencial haciendo una integración radial como se muestra en la ecuación (5.7).

$$V_{12} = \int_{d_1}^{d_2} E_x * dx \tag{5.7}$$

Reemplazando el valor de E_x de la ecuación (5.6) se tiene:

$$V_{12} = \int_{d_1}^{d_2} \frac{Q_{int}}{2 * \pi * \epsilon_0} * \frac{dx}{x}$$

Resulta:

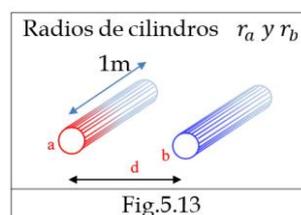
$$V_{12} = \frac{Q_{int}}{2 * \pi * \epsilon_0} * l_n \left[\frac{d_2}{d_1} \right] \text{ (V)} \tag{5.8}$$

5.9.3 Capacidad para una Línea Monofásica de dos Cables.

Supónganse dos conductores cilíndricos como los de la Fig.5.13 donde cada uno de ellos tiene su propio potencial, y que tienen una carga alterna $Q(C/m)$ y $-Q(C/m)$ uniformemente distribuida.

La diferencia de tensión entre conductores es entre el conductor "a" y el "b" debido a la carga que tiene "a" depende de la separación entre ellos y se puede calcular con la fórmula (5.8).

$$V_{ab} = \frac{Q}{2 * \pi * \epsilon_0} * l_n \left[\frac{d}{r_a} \right] \text{ (V)} \tag{5.9}$$



Análogamente y considerando que las cargas son de signo contrario la tensión que produce "b" sobre "a" es:

$$V_{ba} = \frac{-Q}{2 * \pi * \epsilon_0} * l_n \left[\frac{d}{r_b} \right] \quad (5.10)$$

Se debe hacer una diferencia de las tensiones que produce cada carga, para tener la diferencia de tensión entre cada conductor. Si las cargas fueran del mismo signo deberían sumarse en lugar de restarse.

$$V_{dif} = \frac{Q}{2 * \pi * \epsilon_0} * l_n \left[\frac{d}{r_a} \right] - \frac{-Q}{2 * \pi * \epsilon_0} * l_n \left[\frac{d}{r_b} \right] \quad (5.11)$$

$$V_{dif} = \frac{Q}{2 * \pi * \epsilon_0} * \left[l_n \frac{d}{r_a} + l_n \frac{d}{r_b} \right]$$

Luego:

$$V_{dif} = \frac{Q}{2 * \pi * \epsilon_0} * \left[l_n \frac{d^2}{r_a * r_b} \right]$$

Asumiendo que $r_a = r_b = r$ se tiene:

$$V_{dif} = \frac{Q}{\pi * \epsilon} * \left[l_n \frac{d}{r} \right] \quad (V)$$

La capacidad entre los conductores es la carga dividida en la tensión.

$$C = \frac{Q}{V_{dif}}$$

Por tanto:

$$C = \frac{\pi * \epsilon_0}{l_n[d/r]} \quad (F/m)$$

Definida la capacidad entre los cables, se puede determinar la capacidad de cada uno de ellos respecto de tierra, en el supuesto de que sean alimentados desde un transformador con un punto medio a tierra. Si así fuera, la tensión contra tierra de cada cable sería la mitad pero la carga sería la misma, por lo tanto, la capacidad a tierra de cada uno de ellos sería en doble.

Es decir:

$$C_n = \frac{Q}{V/2} = \frac{2 * Q}{V} = 2 * C \quad (F/m)$$

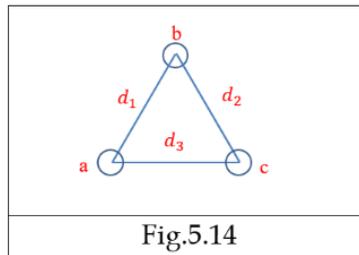
$$C_n = 2 * C \quad (F/m)$$

5.9.4 Capacidad para una Línea Trifásica de tres Cables.

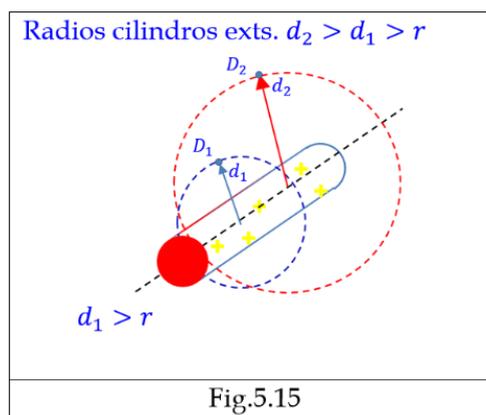
Supóngase una línea con tres conductores, que son los vértices de un triángulo equilátero de lado "d" Fig. 5.14 y que la suma de las cargas por unidad de longitud es cero.

Es decir:

$$q_a + q_b + q_c = 0 \quad (5.12)$$



Se verá ahora cual es la influencia de una tercera carga que sería el conductor "c", para determinar la diferencia de tensión entre los conductores "a y b".



Supóngase un conductor como el de la Fig.5.15.

La ecuación (5.8) define la diferencia de tensión entre dos puntos como D_1 y D_2 supuestamente situados en cilindros imaginarios de radio d_1 y d_2

$$V_{12} = \frac{q_c}{2 * \pi * \epsilon_0} * \left[l_n \frac{d_2}{d_1} \right]$$

Se supone ahora el conductor es el "c" y que por los puntos D_1 y D_2 están los conductores "a y b".

Se puede decir que la diferencia de tensión entre "a y b", como consecuencia, conductor "c" es:

$$V_{ab,c} = \frac{q_c}{2 * \pi * \epsilon_0} * \left[l_n \frac{d_2}{d_1} \right]$$

La diferencia de tensión que puede haber entre "a" y "b" tiene tres componentes que son:

- Influencia de "a" sobre "b": $V_{ab,a} = \frac{1}{2 * \pi * \epsilon_0} * \left[q_a * l_n \frac{d_{ab}}{r_a} \right]$
- Influencia de "b" sobre "a": $V_{ba,b} = \frac{1}{2 * \pi * \epsilon_0} * \left[q_b * l_n \frac{d_{ab}}{r_b} \right]$
- Influencia de "c" sobre "a y b": $V_{ab,c} = \frac{1}{2 * \pi * \epsilon_0} * \left[q_c * l_n \frac{d_{bc}}{d_{ac}} \right]$

$$V_{ab} = \frac{1}{2 * \pi * \epsilon_0} * \left[q_a * l_n \frac{d_{ab}}{r_a} - q_b * l_n \frac{d_{ab}}{r_b} + q_c * l_n \frac{d_{bc}}{d_{ac}} \right]$$

Se recuerda que se acordó considerar que la suma de las cargas debe ser cero, ecuación (5.12).

$$V_{ab} = \frac{1}{2 * \pi * \epsilon_0} * \left[q_a * l_n \frac{d_{ab}}{r_a} + q_b * l_n \frac{r_b}{d_{ab}} + q_c * l_n \frac{d_{bc}}{d_{ac}} \right]$$

Como $d_{bc} = d_{ac} = d_{ab} = d$ y se consideran que los conductores tienen el mismo radio "r" es:

$$V_{ab} = \frac{1}{2 * \pi * \epsilon_0} * \left[q_a * l_n \frac{d}{r} + q_b * l_n \frac{r}{d} \right] \quad (5.13)$$

Análogamente se deduce que:

$$V_{ac} = \frac{1}{2 * \pi * \epsilon_0} * \left[q_a * l_n \frac{d}{r} + q_c * l_n \frac{r}{d} \right] \quad (5.14)$$

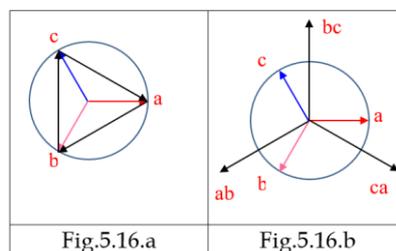
$$V_{cb} = \frac{1}{2 * \pi * \epsilon_0} * \left[q_c * l_n \frac{d}{r} + q_b * l_n \frac{r}{d} \right] \quad (5.15)$$

Para la capacidad de cada cable respecto de tierra, se recurre a componentes simétricas.

Supóngase un diagrama de fasores como el de la Fig. 5.16.a, de secuencia positiva "a, b, c".

Se definen además las tensiones de la siguiente manera:

$$V_{ca} = V_a - V_c \quad V_{ab} = V_b - V_a \quad V_{bc} = V_c - V_b$$



La Fig. 5.16.b muestra las tensiones de línea desplazadas al origen. De ella se puede deducir que las tensiones de fases son:

Tensión de fase "a" a tierra:

$$V_{an} = \frac{1}{\sqrt{3}} * V_{ca} * e^{j30} \quad (5.16)$$

$$V_{an} = -\frac{1}{\sqrt{3}} * V_{ab} * e^{-j30} \quad (5.17)$$

$$V_{ac} = -V_{ca} = -\sqrt{3} * V_{an} * e^{-j30} \quad (5.18)$$

$$V_{ab} = -\sqrt{3} * V_{an} * e^{j30} \quad (5.19)$$

Sumando las ecuaciones (5.18) + (5.19) es:

$$V_{ac} + V_{ab} = \sqrt{3} * V_{an} * [e^{-j30} + e^{j30}]$$

Por lo tanto:

$$V_{ac} + V_{ab} = 3 * V_{an}$$

Se reemplazan V_{ac} y V_{ab} por las ecuaciones (5.13) y (5.14)

$$V_{an} = \frac{1}{2 * \pi * \epsilon_0} * \left[2 * q_a * l_n \frac{d}{r} + q_b * l_n \frac{r}{d} + q_c * l_n \frac{r}{d} \right]$$

Finalmente:

$$V_{an} = \frac{1}{2 * \pi * \epsilon_0} * \left[q_a * l_n \frac{d}{r} \right]$$

La capacidad del conductor a tierra es:

$$C_{an} = \frac{q_a}{V_{an}} = \frac{2 * \pi * \epsilon_0}{l_n(d/r)} \quad (F/m) \quad (5.20)$$

El caso que se está desarrollando considera a los tres conductores equidistantes del centro de estrella "n" por lo que la capacidad calculada es la directa y también la inversa.

$$C_1 = C_2 = \frac{q_a}{V_{an}} = \frac{2 * \pi * \epsilon_0}{l_n(d/r)} \quad (F/m) \quad (5.21)$$

La capacidad homopolar es influenciada por el conductor de tierra, que en realidad también influye sobre las capacidades directa e inversa.

La capacidad homopolar es bastante más chica que la directa y no influye en los estudios del sistema eléctrico en condiciones normales (flujo de potencias, despacho, etc.).

5.9.5 Capacidad para una Línea Trifásica con Diferentes Separaciones entre Cables.

Este tipo de líneas se presentan en muy alta tensión, 220 kV o más.

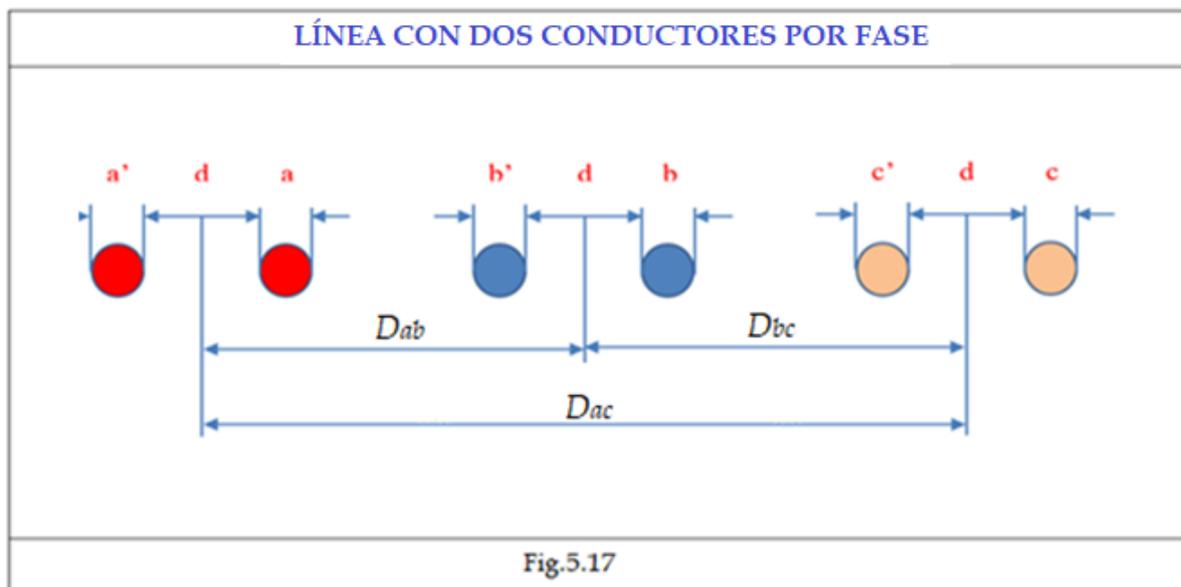
También se encuentran en líneas de distribución urbana.

El cálculo de la capacidad es similar al de disposiciones simétricas. Es fundamental realizar las transposiciones adecuadas para lograr la misma capacidad de cada fase.

La técnica consiste en encontrar una separación equivalente a una disposición simétrica.

También suele ocurrir que haya más de un conductor por fase, y nuevamente se recurre a determinar un radio equivalente de a los conductores.

Supóngase una línea como la de la Fig. 5.17



Una ecuación similar a la (5.20) se puede utilizar para calcular la capacidad de cada cable a tierra.

$$C_1 = C_2 = \frac{q_a}{V_{an}} = \frac{2 * \pi * \epsilon_0}{\ln \left[\frac{D_{equi}}{R_{equi}} \right]} \quad (F/m) \quad (5.22)$$

En esta ecuación es:

$$D_{equi} = \sqrt{D_{ab} * D_{bc} * D_{ac}}$$

- $R_{equi} = \sqrt[2]{r * d}$ para dos conductores por fase
- $R_{equi} = \sqrt[3]{r * d^2}$ para tres conductores por fase
- $R_{equi} = 1,091 * \sqrt[4]{r * d^3}$ para cuatro conductores por fase

Con la determinación de los parámetros de inductancia directa y homopolar, y de las capacidades se completa el capítulo de determinación de parámetros de líneas, que sirven de referencia para el análisis de fallas.

CAPÍTULO 6

FLUJOS DE POTENCIAS

6.1 Introducción

El desarrollo y topología de un sistema, es consecuencia de una planificación que estima cómo será la evolución de la carga y, lógicamente, los sistemas de protecciones se deben adecuar no sólo a la topología, sino también a las condiciones de servicio por lo que es muy importante distinguir entre las condiciones del sistema en servicio normal y en condiciones de fallas.

El presente capítulo tiene como propósito estudiar el problema que se plantea cuando los datos o requerimientos de los circuitos son potencias de generación, cargas y tensiones en los nodos, situación que se presenta cuando se trata de determinar las condiciones de servicio normal en un sistema de potencia.

El método de solución puede ser cualquiera y no es objetivo del presente capítulo desarrollar detalladamente cada uno de ellos, sino plantear conceptualmente al problema y solucionarlo sin importar el método utilizado.

La herramienta más importante, para solucionar parte de este problema, es la que se reconoce como software de flujos de potencia que se utiliza para calcular las tensiones en los nodos y las corrientes y potencias en las ramas, teniendo como datos las potencias generadas y las cargas de cada nodo dadas en MW y MVar según se dijo antes.

La potencia activa generada debe suplir entonces las cargas y las pérdidas, y la potencia reactiva generada debe mantener un perfil de tensiones dentro de los rangos preestablecidos, ofreciendo una operación segura.

El ejemplo 1 (6.2) en corriente continua, muestra de forma sencilla la naturaleza del problema.

6.2 Ejemplo 1. Corriente Continua

A los efectos de asimilar más fácilmente los conceptos, se estudiará el problema aplicado a un circuito de corriente continua, ya que las variables en este caso no son complejas.

Se analizará el circuito de la Fig.6.1. Se desea calcular las corrientes, tensiones y potencias de cada componente.

Se toman como positivas a las corrientes que entran al nodo. Fig. 6.1

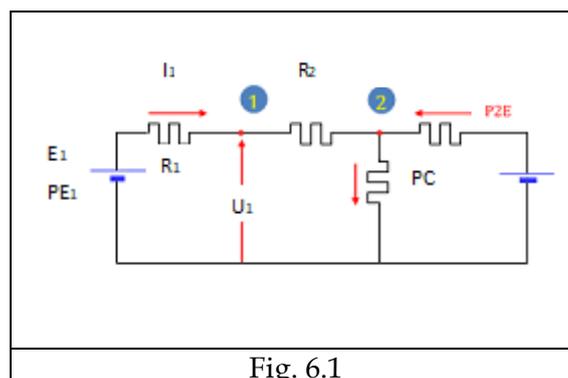


Fig. 6.1

DATOS

Resistencias (Ω)	Potencias (W) nodo 2	Tensión (V)
$R_1(\Omega) = 0,2$	PC (carga) (W) = 14	$U_1 = 20$ (V)
$R_2(\Omega) = 1,9$	P2E (fuente 2) (W) = 4	
$R_3(\Omega) = 5$		

CÁLCULOS

Se define a la potencia neta como la potencia generada, menos la potencia de carga. Tomando los datos de la tabla anterior, para el nodo 2 es:

$$PN_2(W) = POT.NETA_2 = P2E - PC = -10 \quad (6.1)$$

Sea P_{E1} la potencia la fuente E_1 . Esta potencia debe ser la suma de las potencias neta de la carga más las pérdidas.

$$P_{E1}(W) = E_1 * I_1 = I_1^2 * (R_1 + R_2) - PN_2 \quad (6.2)$$

Además:

$$E_1 = U_1 + I_1 * R_1 \quad (6.3)$$

Se reemplaza (6.3) en (6.2)

$$I_1^2 * (R_1 + R_2 - R_1) - U_1 I_1 - PN_2 = 0 \quad (6.4)$$

Se resuelve:

$$I_1 = \frac{U_1 \pm \sqrt{U_1^2 + 4 * R_2 * PN_2}}{2 * R_2} \quad (6.5)$$

$$I_{1-1}(A) = 10 \quad (6.6)$$

$$I_{1-2}(A) = 0.53 \quad (6.7)$$

La tensión en el nodo 2 es:

$$U_2 = U_1 - I_1 * R_2 \quad (6.8)$$

Se observa que, así como hay dos valores de corrientes que cumplen con los datos, también hay dos valores de tensión que son:

$$V_{2-1}(V) = 1 \quad (6.9)$$

$$V_{2-2}(V) = 19 \quad (6.10)$$

Desde el punto de vista del estudio de flujos de potencia, la solución que interesa es la (6.10) por tener una tensión en el nodo 2 cercana a la de la fuente.

Tensión en la fuente E1

$$E_1 = U_1 + I_2 * R_1 \quad (6.11)$$

$$E_1(V) = 20,11 \quad (6.12)$$

Potencia en la fuente E1

$$PE_1 = E_1 * I_1 \quad (6.13)$$

$$PE_1(W) = 10,58 \quad (6.14)$$

Pérdida en la resistencia R1

$$PR_1 = R_1 * I_1^2 \quad (6.15)$$

$$PR_1(W) = 0,06 \quad (6.16)$$

Pérdida en la resistencia R2

$$PR_2 = R_2 * I_1^2 \quad (6.17)$$

$$PR_2(W) = 0,53 \quad (6.18)$$

Suma de pérdidas más carga neta

$$P = PR_1 + PR_2 + PN_2 \quad (6.19)$$

$$P(W) = 10,58 \quad (6.20)$$

Potencia que entrega la fuente E2 (dato)

$$P_{2E} = 4 \quad (6.21)$$

$$P_{2E} = U_2 * I_3 \quad (6.22)$$

$$I_3 = \frac{P_{2E}}{E_2} \quad (6.23)$$

$$I_3 (A) = 0,21 \quad (6.24)$$

Tensión en la fuente E2

$$E_2 = U_2 + I_3 * R_3 \quad (6.25)$$

$$E_2 (V) = 20,05 \quad (6.26)$$

Potencia total de la fuente E2

$$PE Tot_2 = E_2 * I_3 \quad (6.27)$$

$$EP Tot_2 (W) = 4,22 \quad (6.28)$$

Pérdidas en R3

$$PR_3 = R_3 * I_3^2 \quad (6.29)$$

$$PR_3(W) = 0,22 \quad (6.30)$$

6.3 Análisis de Datos y Solución del Ejemplo 1

6.3.1 Análisis de Datos

Los datos del problema ejemplo 1 pueden dividirse en dos partes netamente separadas.

- Datos de ramas.

Corresponden en general a las impedancias de las ramas compuestas por líneas y transformadores.

En la ecuación (6.4) se observa que la resistencia R_1 puede ser considerada como resistencia interna de la fuente E_1 y es eliminada en el análisis del circuito, esto es como consecuencia de que el dato suministrado es la tensión en el nodo 1.

Igualmente al tomarse la potencia neta en el nodo 2 no interviene la resistencia R_3 .

Por lo tanto, en la formación de las matrices de nodos o de ramas, no intervienen las resistencias de las fuentes cada vez que se suministra como dato la potencia neta y/o la tensión.

- Datos de nodos.

Los datos que se suministran en los nodos son la potencia neta definida como la potencia de generación, menos la potencia de carga (nodo 2), o la tensión (nodo 1).

Se puede apreciar que en un nodo donde sólo hay generación y donde la carga es nula, la potencia neta es positiva e igual a la generada.

Los nodos del sistema se distinguen según su característica.

Cuando el dato es la carga neta < 0 se llama nodo de carga. (Nodo 2)

Cuando se debe calcular la potencia que una fuente debe entregar para equilibrar al sistema, se llama nodo flotante (Nodo 1).

Cuando el dato es la tensión se llama nodo de generación.

6.3.2 Análisis de Resultados

Las incógnitas que se buscan, son la tensión de cada nodo para aquellos en los que no están definidas, las corrientes por las ramas, que permitan verificar que la potencia en cada una de ellas, no exceda los valores permitidos, según sus características.

De las soluciones posibles se elige la que mantiene valores de tensiones próximas a las de las fuentes.

A partir de conocer las tensiones en cada nodo y las potencias que deben entregar las fuentes, se puede determinar la potencia total que cada una de ellas entrega a la red, teniendo en cuenta sus propias pérdidas, y la tensión que deben tener en bornes.

6.4 Métodos Iterativos

Como ya se dijo, cuando los datos del circuito son una mezcla tensiones, potencias e impedancias, las soluciones no son lineales, y si son circuitos con muchos nodos y ramas las soluciones directas son muy complicadas.

Por ello se utilizan los métodos iterativos de solución, que son más adecuados para calcular las tensiones de nodos y corrientes de ramas de los circuitos a estudiar.

Debe tenerse en cuenta que el ejemplo 1 con corriente continua, es sólo una demostración didáctica de las características del problema, el que planteado en corriente alterna, adiciona otras variables más que son los ángulos de tensiones, corrientes y la potencia reactiva.

6.4.1 Métodos de Gauss - Seidel

El método de Gauss - Seidel consiste en darle a las tensiones un valor inicial y verificar que tan lejos se está de la solución. Cuando con los valores asignados a cada variable no se acercan a la solución, se los deben ir cambiando en forma ordenada, para acercarse a ella.

Expresado matemáticamente es lo siguiente.

Supóngase un sistema de ecuaciones no lineales.

$F_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0$	(6.31)
$F_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0$	
.	
.	
$F_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0$	

Si el sistema es no lineal se puede escribir las siguientes igualdades a partir del sistema 6.31.

$x_1 = \phi_1(x_1, x_2, \dots, x_n)$	En general x_i también es función de x_k para $k = 1, 2, \dots, n$	(6.32)
$x_2 = \phi_2(x_1, x_2, \dots, x_n)$		
.		
.		
$x_n = \phi_n(x_1, x_2, \dots, x_n)$		

En las ecuaciones (6.32) del sistema se puede observar que cada variable está en función de ella misma.

El método consiste en dar a cada variable un valor inicial, y luego calcularlas acorde con las ecuaciones (6.32).

Se repiten los cálculos hasta que cada valor calculado es muy próximo al anterior, tanto como se desee en función de una máxima discrepancia tolerada, y si son menores que ella, se considera al sistema resuelto.

A cada paso se le llama iteración, la que se indica en el sistema de ecuaciones (6.33) entre paréntesis.

$x_{1(i)} = \Phi_1(x_{1(i-1)}, x_{2(i-1)}, x_{3(i-1)} \dots x_{n(i-1)})$	(6.33)
$x_{2(i)} = \Phi_2(x_{1(i)}, x_{2(i-1)}, x_{3(i-1)} \dots x_{n(i-1)})$	
$x_{3(i)} = \Phi_3(x_{1(i)}, x_{2(i)}, x_{3(i-1)} \dots x_{n(i-1)})$	
.	
$x_{n(i)} = \Phi_n(x_{1(i)}, x_{2(i)}, x_{3(i)} \dots x_{n(i-1)})$	

En el sistema (6.33) se puede apreciar que el valor asignado a cada variable es el último calculado. Así para calcular la variable $x_{2(i)}$ se utiliza el valor $x_{1(i)}$ en lugar del $x_{1(i-1)}$ y así sucesivamente.

6.4.2 Aplicación del método para el ejemplo 1

Una forma ordenada de aplicar el método es realizando una tabla en la que se indican el número de iteración y valor que cada variable tiene en cada paso.

Se aplicará el método al circuito de la Fig. 6.1 que se repite a continuación.

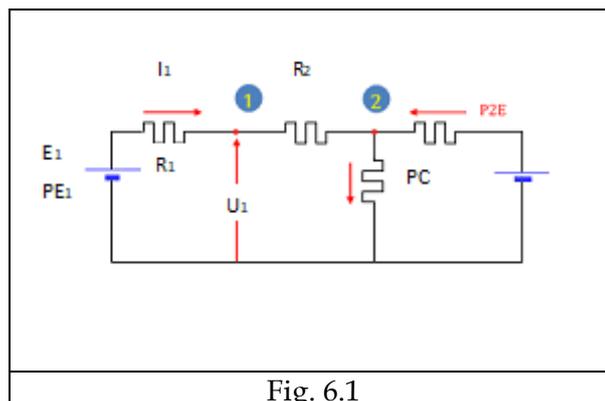


Fig. 6.1

DATOS

Resistencias (Ω)	Potencias (W) nodo 2	Tensión (V)
$R_1(\Omega) = 0,2$	PC (carga) (W) = 14	$U_1 = 20$ (V)
$R_2(\Omega) = 1,9$	P2E (fuente 2) (W) = 4	
$R_3(\Omega) = 5$		

It	R_2	U_1	$U_2 = U_1 - I_1 * R_2$	PN	$I_1 = \frac{PN}{U_2}$	OBSERVACIONES
0	1,9	20	20	-10	$10/20 = 0,5$	
1	1,9	20	$20 - 0,5 * 1,9 = 19,05$	-10	$10/19,05 = 0,525$	Se calcula V_2 tomando el valor de I_1 anterior
2	1,9	20	$20 - 0,525 * 1,9 = 19,0025$	-10	$10/19,0025 = 0,526$	
3	1,9	20	$20 - 0,526 * 1,9 = 19,0006$	-10	$20 - 0,526 * 1,9 = 19,0006$	La diferencia con el valor anterior es menor que 0,5%. Se puede considerar como el resultado final

$$U_2 = 19(V)$$

$$I_1 = 0,526 (A)$$

A partir de aquí se pueden determinar todas las otras variables del problema.

La fuente E_1 debe suministrar la tensión U_1 y la potencia que equilibra al circuito.

6.5 Ejemplo 2. Corriente Alterna

Se analizará en corriente alterna el circuito de la Fig. 6.2. Se desea calcular las corrientes, tensiones y potencias de cada componente.

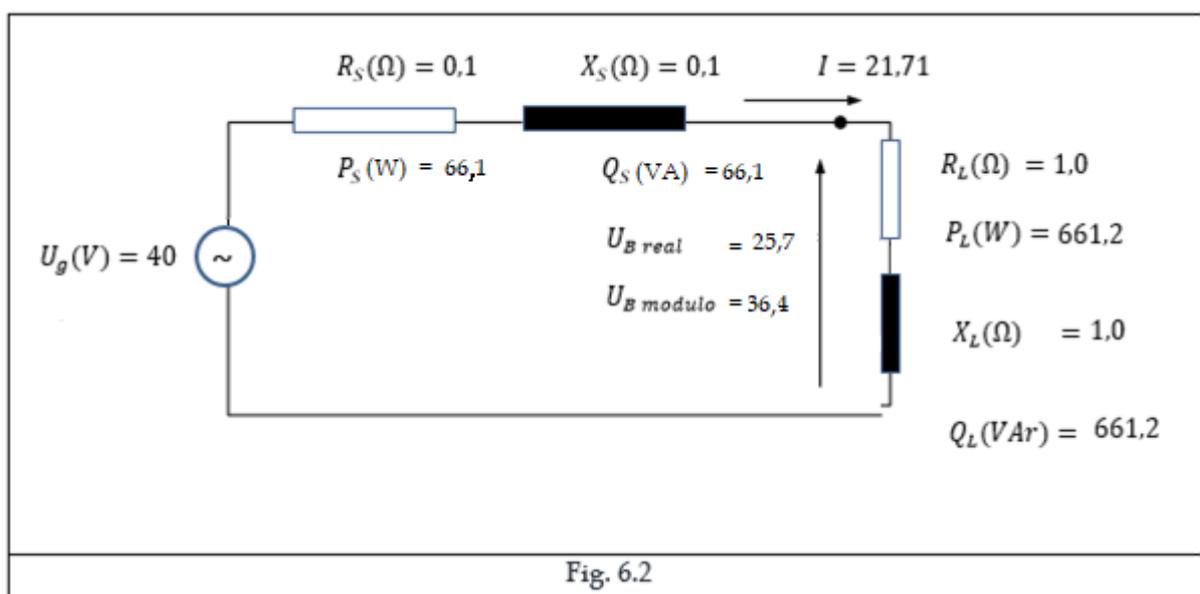


Fig. 6.2

La idea es hacer un cálculo clásico de corriente y tensiones, potencias activas y reactivas en cada elemento del circuito, con el valor de la tensión de generación, las resistencias y reactancias.

Luego, para la aplicación del método iterativo, se tomarán como datos las potencias de carga P_L y Q_L calculadas. Se tratará de encontrar los valores de R_L y X_L para luego determinar la corriente, las potencias en R_S y X_S y la potencia que debe entregar la fuente.

Entonces, previamente a la aplicación del método iterativo, se realizará el cálculo directo suponiendo conocidos los valores de la tensión del generador, resistencias y reactancias del circuito.

Se debe recordar que la potencia compleja se define como:

$$S = V * I^* \quad I^* = I \text{ conjugada} \quad (6.34)$$

Se determinarán las potencias activas y reactivas correspondientes a la resistencia R_L y a la reactancia X_L , consideradas como carga. Luego, se tomarán como datos las potencias activa y reactiva de la carga, la tensión del generador para aplicar el método de Gauss - Seidel y calcular las corrientes, tensiones, R_L y X_L .

Se calculan las corrientes, tensiones y potencias tomando como datos la tensión del generador, las resistencias y reactancias del circuito.

6.5.1 Cálculo Directo

DATOS

$$R_S, X_S, R_L, X_L, U_g$$

Se calcula la corriente.

$$I = \frac{U_g}{(R_S + R_L) + j(X_S + X_L)}$$

Realizando los cálculos se llega a los siguientes valores.

$$I = 21,71 = 18,18 + j 18,18$$

$$P_L = I^2 * R_L \quad y \quad Q_L = I^2 * X_L$$

Reemplazando:

$$P_L = 661,2 (W) \quad y \quad Q_L = 661,2 (VA_r)$$

$$P_S = I^2 * R_S \quad y \quad Q_S = I^2 * X_S$$

$$P_S = 66,1 (W) \quad y \quad Q_S = 66,1 (VA_r)$$

$$U_B = 25,71 + j 25,71 (V)$$

$$P_{total} = P_g = 723,3 (W) \quad y \quad Q_{total} = 727,3 (VA_r)$$

$$\varphi = \arctan \left[\frac{Q_{total}}{P_{total}} \right] = 0,785 (rad)$$

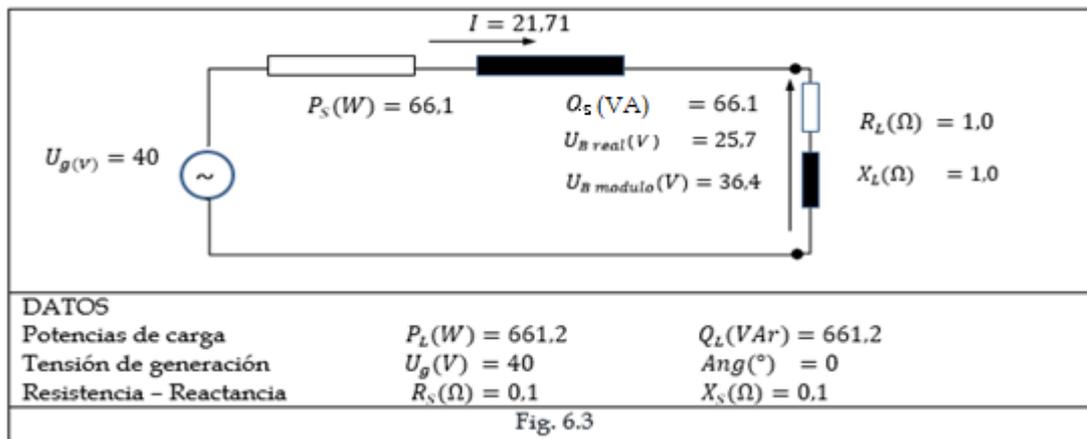
6.5.2 Cálculo Iterativo. Nodo de Carga - Nodo Flotante

Para desarrollar el cálculo iterativo es necesario identificar a cada nodo según lo que de él se requiera. Las soluciones se adoptan en función de los datos de cada nodo y de las incógnitas a calcular.

Por ejemplo, en nodo de carga los datos son potencia activa y reactiva, y se calcula el módulo y el ángulo de tensión.

El nodo flotante es el de la fuente que debe suministrar a la tensión especificada, la potencia activa y reactiva que equilibre al circuito. Es decir, la potencia de carga más las pérdidas y la reactiva necesaria para mantener al sistema con niveles de tensión próximos a la nominal, con un margen aceptable según normas vigentes. Los datos son el módulo de la tensión y su fase que se toma como 0° normalmente, que además es la referencia de las tensiones de todos los demás nodos.

En el nodo de generación, los datos son la tensión y la potencia activa. Las incógnitas son la potencia reactiva y la fase de la tensión referida, la tensión del nodo flotante.



De acuerdo con lo descrito, se toman los datos ubicados al pie de la Fig. 6.3. En el esquema se muestran los valores resultantes del cálculo que son en realidad las incógnitas a determinar.

La idea es determinar el valor de una fuente de corriente que reemplace a la carga y que produzca los valores de corrientes y tensiones.

Se utilizará el método de Gauss - Seidel.

Los pasos a seguir son los siguientes:

Asignar un valor inicial a la tensión U_B . Se toma normalmente $U_B = U_g$

1. Se calcula la corriente que con la tensión U_B es necesaria para dar las potencias activa y reactiva de la carga PL y QL aplicando la fórmula $S = U * I^*$
2. Se calcula la caída de tensión en R_s y X_s
3. Se determina el nuevo valor de la tensión U_B .

4. Se vuelve al punto 2.
5. Este ejemplo simula un nodo de carga con el nodo flotante, que es el generador que debe suministrar las potencias de carga más las pérdidas.

1.- Primera Iteración (1)

Se supone el primer valor de $U_B = U_g$

Iteración	PROCESO	
0	$U_{B(1)} = 40 + j0$	(6.36)

2.- Se calcula la corriente para que se tengan las potencias P_L y Q_L

Iteración	PROCESO	
0	$S_L = P_L - jQ_L \quad S_L^* = U^* * I$	(6.37)
	$I_{(1)} = \frac{P_L - jQ_L}{U_B^*} = \frac{661,2 - j661,2}{40} =$	Primer valor calculado (6.38)
	$I_{(1)} = 16,529 - j16,529 = 23,3754 \angle -45^\circ$	(6.39)

3.- Se calcula la caída de tensión en R_S y X_S

Iteración	PROCESO	
0	$U_S = I_{(1)}[R_S + jX_S] = [16,529 + j16,529] * [0,1 + j0,1]$	(6.40)
	$U_S = 3,306 + j0$	(6.41)

4.- Se calcula la nueva tensión U_B

Iteración	PROCESO	
0	$U_{B(1)} = U_g - U_S = 40 - 3,306 - j0$	(6.42)
	$U_{B(1)} = 36,694$	(6.43)

Se regresa al paso 1 asumiendo el nuevo valor de U_B

1.- Sea $U_B = U_{B(1)}$

Iteración	PROCESO	
1	$U_{B(2)} = U_{B(1)}$	(6.44)
	$U_{B(2)} = 36,694 - j0$	(6.45)

2.- Se calcula la corriente para que se tengan las potencias P_L y Q_L

Iteración	PROCESO	
1	$S_L = P_L - jQ_L \quad S_L^* = U^* * I$	(6.46)
	$I_{(2)} = \frac{P_L - jQ_L}{U_{B(2)}^*} = \frac{661,2 - j661,2}{36,694}$	Segundo valor calculado (6.47)
1	$I_{(2)} = 18,018 - j18,018 = 25,4813 \angle -45^\circ$	(6.48)

3.- Se calcula la caída de tensión en R_S y X_S

Iteración	PROCESO	
1	$U_S = I_{(2)}[R_S * jX_S] = [18,018 + j18,018] * [0,1 + j0,1]$	(6.49)
	$U_S = 3,604 + j0$	(6.50)

4.- Se calcula la nueva tensión U_B

Iteración	PROCESO	
1	$U_{B(2)} = U_g - U_S = 40 - 3,604 - j0$	(6.51)
	$U_{B(2)} = 36,396$	(6.52)

Se regresa al paso 1 asumiendo el nuevo valor de U_B

1.- Sea $U_B = U_{B(2)}$

Iteración	PROCESO	
2	$U_{B(3)} = U_{B(2)}$	(6.53)
	$U_{B(3)} = 36,396 - j0$	(6.54)

2.- Se calcula la corriente para que se tengan las potencias P_L y Q_L

Iteración	PROCESO	
2	$S_L = P_L - jQ_L \quad S_L^* = U^* * I$	(6.55)
	$I_{(3)} = \frac{P_L - jQ_L}{U_{B(3)}^*}$	Tercer valor calculado (6.56)
	$I_{(3)} = 18,165 - j18,165 = 25,690 \angle -45^\circ$	(6.57)

3.- Se calcula la caída de tensión en R_S y X_S

Iteración	PROCESO	
2	$U_S = I_{(3)}[R_S * jX_S] = [18,165 + j18,165] * [0,1 + j0,1]$	(6.58)
	$U_S = 3,633 + j0$	(6.59)

4.- Se calcula la nueva tensión U_B

Iteración	PROCESO	
2	$U_{B(3)} = U_g - U_S = 40 - 3,633 - j0$	(6.60)
	$U_{B(3)} = 36,367 - j0$	(6.61)

Se regresa al paso 1 asumiendo el nuevo valor de U_B

1.- Sea $U_{B(4)} = U_{B(3)}$

Iteración	PROCESO	
3	$U_{B(4)} = U_{B(3)}$	(6.62)
	$U_{B(4)} = 36,367 + j0$	(6.63)

2.- Se calcula la corriente para que se tengan las potencias P_L y Q_L

Iteración	PROCESO	
3	$S_L = P_L - jQ_L \quad S_L^* = U^* * I$	(6.64)
	$I_{(4)} = \frac{P_L - jQ_L}{U_{B(4)}^*}$ Cuarto valor calculado	(6.65)
	$I_{(4)} = 18,180 - j18,180 = 25,7107 \angle -45^\circ$	(6.66)

3.- Se calcula la caída de tensión en R_S y X_S

Iteración	PROCESO	
3	$U_S = I_{(4)} [R_S + jX_S] = [18,180 + j18,180] * [0,1 + j0,1]$	(6.67)
	$U_S = 3,635 + j0$	(6.68)

4.- Se calcula la nueva tensión U_B

Iteración	PROCESO	
3	$U_{B(3)} = U_g - U_S = 40 - 3,635 - j0$	(6.69)
	$U_{B(4)} = 36,364 - j0$	(6.70)

Se continúa iterando hasta que la diferencia entre dos valores consecutivos de U_B sea menor que un valor dado como dato. En este caso se toma $\text{ERROR} \% U_B < 0,2$

CUADRO RESUMEN		
	U_B	
	Real	.
1	36,694	0
2	36,396	0
3	36,367	0
4	36,364	0

CUADRO RESUMEN		
ERROR (%)		
Real	□□□□.	Módulo
0,812	0	0,812
0,081	0	0,081
0,008	0	0,008

CUADRO RESUMEN		
	I	
	Real	Imag.
1	16,529	-16,529
2	18,018	-18,018
3	18,165	-18,165
4	18,180	-18,180

CUADRO RESUMEN		
ERROR (%)		
Real	Imag.	Módulo
-9,009	-9,009	12,74
-0,8183	-0,8183	1,157
-0,00811	-0,00811	0,114

Cálculo de R_L y X_L .

$$Z_L = \frac{U_B}{I} \quad R_L = \frac{U_B}{I} * \cos(\varphi) \quad X = \frac{U_B}{I} * (\varphi)$$

$$Z_L = 1,4144 \quad \varphi = 45^\circ \quad R_L = 1 \quad X_L = 1$$

6.5.3 Cálculo Iterativo. Nodo de Carga - Nodo Flotante - Nodo de Generación

En el ejemplo anterior se disponía de sólo dos tipos de nodos que son:

- Nodo flotante (nodo "A")
- Nodo de carga (nodo "B")

Se analiza el mismo circuito con el adicional de un generador que entrega una determinada potencia P_{g2} con una tensión U_{g2} .

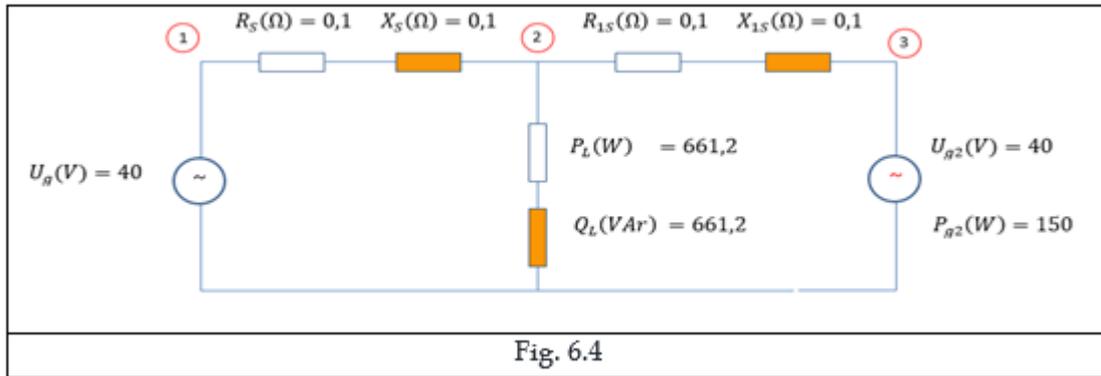


Fig. 6.4

La idea es determinar el valor de la fuente de corriente que corresponda a la potencia de carga para el nodo 2, y la fuente de corriente que corresponda a la potencia generada P_{g2} con la tensión U_{g2}

Las incógnitas son la tensión y la corriente por la carga P y Q para el nodo 2, la potencia reactiva Q_{g2} y el ángulo δ de la tensión referida a la tensión U_g del nodo 1, para el nodo 3.

En forma genérica para un nodo cualquiera de un sistema se puede escribir la siguiente ecuación.

$$Y_{n,1} * u_1 + Y_{n,2} * u_2 \dots + Y_{n,n} * u_n \dots \dots \dots + Y_{n,m} * u_m = I_n \quad (6.71)$$

Dónde:

I_n : Fuente de corriente que sale del nodo "n"

u_i : Tensión de cada nodo

m: Número total de nodos

Y: Matriz admitancia de nodos

La potencia neta que entrega el generador a la red es el producto de corriente que sale del nodo por la tensión del nodo.

El superíndice "c" significa que es el valor conjugado del complejo

Se define potencia como el producto de U por I conjugada

$$S = U * I^c \quad (6.72)$$

Por lo tanto:

$$S^c = U^c * I \quad (6.73)$$

La potencia conjugada que sale del nodo es el producto de la tensión conjugada por la corriente.

La corriente está dada por la ecuación (6.71) por lo tanto:

$$S_n^c = U_n^c * [Y_{n,1} * u_1 + Y_{n,2} * u_2 \dots + Y_{n,n} * u_n \dots + Y_{n,m} * u_m] \quad (6.74)$$

En esta ecuación, para el nodo 3, la potencia activa es dato, y la parte imaginaria que corresponde a la potencia reactiva es la incógnita. Por ello se toma sólo la parte imaginaria.

El procedimiento consiste entonces, en formar la matriz admitancia de nodos, tomar la fila "n" y realizar un cálculo de la variable U_n con un proceso iterativo.

Se inicia el proceso calculando primeramente los valores de tensión y corriente para el nodo 2, adoptando como real la tensión del nodo 3 dada como dato.

Se aplica todo al ejemplo que se está resolviendo.

La ecuación que realiza el cálculo iterativamente es:

$$S_n^c = \left[\sum_{i=1}^{i=m} Y_{i,n} * u_{i(k-1)} + Y_{n,n} * u_{n(k)} \right] * [u_{n,(k-1)}] \quad \dots \text{para } i > n \quad (6.75)$$

k: número de iteración.

Se forma la matriz admitancia de nodos del sistema

$$Y = \begin{array}{|c|c|c|} \hline Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ \hline Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ \hline Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline G_{12} & -G_{12} & 0 \\ \hline -G_1 & G_{12}+G_L+G_{23} & -G_{23} \\ \hline 0 & -G_{23} & G_{23} \\ \hline \end{array} + j \begin{array}{|c|c|c|} \hline B_{12} & -B_{12} & 0 \\ \hline -B_{12} & B_{12} + B_L + B_{23} & -B_{23} \\ \hline 0 & -B_{23} & B_{23} \\ \hline \end{array} \quad (6.76)$$

Cálculo de las admitancias.

$$\begin{array}{|c|c|} \hline G_{12} = & 5 \\ \hline G_L = & 0,5 \\ \hline G_{23} = & 0,5 \\ \hline \end{array} \quad \begin{array}{|c|c|} \hline B_{12} = & -5 \\ \hline B_L = & -0,5 \\ \hline B_{23} = & -1 \\ \hline \end{array} \quad (6.77)$$

$$Y = \begin{array}{|c|c|c|} \hline Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ \hline Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ \hline Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 5 & -5 & 0 \\ \hline -5 & 6 & -0,5 \\ \hline 0 & -0,5 & 0,5 \\ \hline \end{array} + j \begin{array}{|c|c|c|} \hline -5 & 5 & 0 \\ \hline 5 & -6,5 & 1 \\ \hline 0 & 1 & -1 \\ \hline \end{array} \quad (6.78)$$

Se comienza el cálculo con el nodo 2 que es de carga.

Se toma la segunda fila de la matriz Y que implica $n = 2$

De la ecuación (6.75) se deduce:

$$S_n^c = \left[\sum_{i=1}^{i=m} Y_{i,n} * u_{i(k-1)} + Y_{n,n} * u_{n(k)} \right] * [u_{n,(k-1)}] \quad \dots \text{para } i > n \quad (6.75)$$

$$u_{n(k)} = \frac{1}{y_{n,n}} * \left[\frac{S_n^c}{u_{n,(k-1)}^c} - \sum_{i=1}^{i=m} Y_{i,n} * u_{i(k-1)} \right] \quad \dots \text{para } i > n \quad (6.79)$$

Para hacer el primer cálculo se toma:

	$U_r(0)$	$U_i(0)$	iteración
$U1(0)$	40,000	0,000	Fijo
$U2(0)$	40,000	0,000	iter. 0
$U3(0)$	40,000	0,000	iter. 0

(6.80)

El número de nodos es $m = 3$

Cálculos intermedios.

$I_{R2(0)}$ = Corriente neta que llega a la barra 2 desde las barras adyacentes. Parte real Iteración 0

$U_{ir(0)}$ = Tensión barra "i" parte real. Iteración 0

$U_{ii(0)}$ = Tensión barra "i" parte imaginaria. Iteración 0

$$I_{R2(0)} = [G_{2,1} * U_{1r(0)} - B_{2,1} * U_{1i(0)}] + [G_{2,3} * U_{3r(0)} - B_{2,3} * U_{3i(0)}] \quad (6.81)$$

$I_{I2(0)}$ = Corriente neta que llega a la barra 2. Parte imaginaria. Iteración 0

$$I_{I2(0)} = [G_{2,1} * U_{1i(0)} + B_{2,1} * U_{1r(0)}] + [G_{2,3} * U_{3i(0)} + B_{2,3} * U_{3r(0)}] \quad (6.82)$$

$$I_{R2(0)} = -220,0 \quad I_{I2(0)} = -j240,0 \quad (6.83)$$

La corriente que sale de la barra 2 a la carga es:

Se toma la ecuación 6.79 y se calcula:

$$U_{2(1)} = \frac{1}{Y_{2,2}} * \left[\frac{S_2^c}{U_{2(0)}^c} - (I_{R2(0)} + jI_{I2(0)}) \right] \quad (6.84)$$

$$S_2^c = 661,2 - j661,2 \quad (6.85)$$

$$U_{2(0)}^c = 40 - j0,0 \quad (6.86)$$

$$\frac{S_2^c}{U_{2(0)}^c} = 16,53 - j16,53 \quad (6.87)$$

$$U_{2(1)} = \frac{1}{Y_{2,2}} * \left[\frac{S_2^c}{U_{2(0)}^c} - (I_{R2(0)} + jI_{I2(0)}) \right] \quad (6.88)$$

$$U_{2(1)} = 39,45 - j0,0222 \quad (6.89)$$

Con el nuevo valor de U_2 se calcula ahora la potencia reactiva del generador del nodo 3 y el ángulo de la tensión U_3 .

Los nuevos valores de las tensiones de nodo son los siguientes:

	Ur(0)	Ui(0)	iteración
U1(0)	40,000	0,000	Fijo
U2(0)	39,446	-0,022	iter. 1
U3(0)	40,000	0,000	iter. 0

(6.90)

Se toma nuevamente la fórmula de potencia (6.75)

$$S_n^c = \left[\sum_{i=1}^{i=m} Y_{i,n} * u_{i(k-1)} + Y_{n,n} * u_{n(k)} \right] * [u_{n,(k-1)}^c] \quad \dots \text{para } i > n \quad (6.75)$$

El nodo analizado ahora es el nodo 3 por lo tanto: $n = 3$

$$P_3 - jQ_3 = [(Y_{3,1} * u_{1(0)} + Y_{3,2} * u_{2(1)}) + Y_{3,3} * u_{3(0)}] * u_{3(0)}^c \quad (6.92)$$

Se reemplaza por las variables en forma compleja.

Cálculos intermedios.

$$I_{R3} = G_{3,1} * u_{1r(0)} - B_{3,1} * u_{1i(0)} + G_{3,2} * u_{2r(1)} - B_{3,2} * u_{2i(1)} + G_{3,3} * u_{3r(0)} - B_{3,3} * u_{3i(0)} \quad (6.93)$$

$$I_{I3} = G_{3,1} * u_{1i(0)} - B_{3,1} * u_{1r(0)} + G_{3,2} * u_{2i(1)} - B_{3,2} * u_{2r(1)} + G_{3,3} * u_{3i(0)} - B_{3,3} * u_{3r(0)} \quad (6.94)$$

$$I_{R3} = 0.299 \quad I_{I3} = 0.457 \quad (6.95)$$

Tomando la ecuación 6.92 es:

$$P_3 - jQ_3 = [I_{R2} + jI_I] * u_{3(0)}^c \quad (6.96)$$

$$Q_3 = I_{R2} * u_{3i(0)} - I_{I3} * u_{3r(0)} \quad (6.97)$$

$$Q_3 = 11.977 \quad (6.98)$$

Falta determinar el ángulo de la tensión u_3

Se calcula como si fuera una barra de carga.

La fórmula a utilizar es la siguiente (6.79).

$$u_{n(k)} = \frac{1}{y_{n,n}} * \left[\frac{S_n^c}{u_{n,(k-1)}^c} - \sum_{i=1}^{i=m} Y_{i,n} * u_{i(k-1)} \right] \quad \dots \text{para } i > n \quad (6.79)$$

Se debe recordar que el módulo de la tensión es dato, por lo tanto, de este cálculo sólo interesa el ángulo que tiene la misma.

Se definen las siguientes variables.

Variable	Descripción
$u_n(k) = u_{nr(k)} + ju_{ni(k)}$	Tensión en el nodo "n" en la iteración k
$Y_{n,n} = G_{n,n} + jB_{n,n}$	Admitancia propia de nodo "n". Elemento diagonal
$S_n^c = P_{n(k)} - jQ_{n(k)}$	Potencia neta en el nodo "n"
$Y_{i,n} = G_{i,n} + jB_{i,n}$	Admitancia entre nodo "i" y nodo "n". Elemento no diagonal
$u_i(k) = u_{ir(k)} + ju_{ii(k)}$	Tensión en el nodo "i" en la iteración k
m	Número de nodos del circuito.

Nota.

En todos los nodos de carga se toma el último valor calculado de tensión.

Reemplazando en la ecuación (6.79) se obtiene:

$$u_{nr(k)} + ju_{ni(k)} = \frac{1}{G_{n,n} + jB_{n,n}} * \left\{ \frac{P_{n(k)} - jQ_{n(k)}}{u_{nr(k-1)} - ju_{ni(k-1)}} - \sum_{i=1}^{i=m} [G_{i,n} + jB_{i,n}] * [u_{ir(k-1)} + ju_{ii(k-1)}] \right\} \quad (6.100)$$

El nodo de control es el N°3, que está sólo conectado al nodo 2.

Esto implica que: $n = 3 - i = 2 - m = 3$

Se particulariza para el ejemplo con los valores correspondientes.

$$S_3^c = 150000 W - j 11977 (VAr) \quad \text{Dato de P. Ecuación (6.98) de Q} \quad (6.101)$$

$$u_3^c = 40000 - j 0 \quad (V) \quad \text{Tensión conjugada nodo 3} \quad (6.102)$$

$$Y_{2,3} = -0.5 - j1 \quad \left[\frac{1}{\Omega} \right] \quad (6.103)$$

$$u_2 = 36,364 - j0 \quad (V) \quad (6.104)$$

$$Y_{3,3} = -0,5 - j1 \quad \left[\frac{1}{\Omega} \right] \quad (6.105)$$

Reemplazando en la ecuación (6.100) se obtienen las (6.106)

$$u_{3r(1)} + ju_{3i(1)} = \frac{1}{G_{3,3} + jB_{3,3}} * \left\{ \frac{P_{3(1)} - jQ_{3(1)}}{u_{3r(0)} - ju_{3i(0)}} - [G_{2,3} + jB_{2,3}] * [u_{2r(1)} + ju_{2i(1)}] \right\} \quad (6.106)$$

Cálculos intermedios

$$I_{R3} + jI_{I3} = [G_{2,3} + jB_{2,3}] * [u_{2r(1)} + ju_{2i(1)}] \quad (6.107)$$

$$I_{R4} + jI_{I4} = \left[\frac{P_{3(1)} + jQ_{3(1)}}{u_{3r(0)} - ju_{3i(0)}} \right] \quad (6.108)$$

$$I_{R3} = -18,18198 \quad I_{I3} = 36,364 \quad (6.109)$$

$$I_{R4} = 3,750 \quad I_{I4} = 0,299 \quad (6.110)$$

$$I_{R5} = I_{R3} - I_{R4} = -21,932 \quad (6.111)$$

$$I_{I5} = I_{I3} - I_{I4} = 36,065 \quad (6.112)$$

$$u_{3r(1)} + ju_{3i(1)} = \frac{I_{R5} + jI_{I5}}{G_{3,3} + jB_{3,3}} \quad (6.113)$$

$$u_{3r(1)} = -37,624 \quad (6.114)$$

$$u_{3i(1)} = -7,506 \quad (6.115)$$

$$\partial_3 = \text{Arctg} \left[\frac{u_{3i(1)}}{u_{3r(1)}} \right] \quad (6.116)$$

$$\partial_3 = 11,3 (^\circ) \quad (6.117)$$

Se calcula la tensión u_3 . Se debe recordar que el módulo es $u_{g2} = 40 V$

$$u_{3r(1)} = u_{g2} * \cos(\partial_3)$$

$$u_{3r(1)} = 39,227$$

$$u_{3i(1)} = u_{g2} * \sin(\partial_3)$$

$$u_{3i(1)} = 7,826$$

Con los nuevos valores de tensión en los nodos de generación, se vuelven a calcular todos los nodos de carga, y nuevamente todos los nodos de generación hasta terminar el proceso iterativo.

6.6 Conclusiones

El circuito estudiado de corriente alterna es monofásico. Sin embargo, es perfectamente aplicable para esquemas trifásicos, con las siguientes consideraciones.

- El sistema es equilibrado. Por lo tanto, sólo interviene la componente directa.
- Las líneas de transmisión y transformadores no deben ser sobrecargados.
- La generación suplente la demanda y las pérdidas.
- Los generadores suministran una potencia activa y una tensión cuyo módulo son datos, y con límites de generación reactiva entre un mínimo y un máximo.
- Las tensiones de las barras deben ser cercanas a las nominales de cada una de ellas.
- Las líneas se representan como un modelo π .
- Los transformadores se representan como una impedancia.

El método debe seguir la secuencia siguiente.

1. Construir la matriz admitancia de nodos o barras sin incluir las impedancias de los generadores, puesto que el dato es la tensión de la barra, y el generador deberá adecuar su operación para generarla.
2. Generar los datos de cargas y generación con las restricciones enunciadas en el párrafo anterior.
3. Calcular las tensiones de las barras de carga, utilizando la fórmula siguiente:

$$u_{n(k)} = \frac{1}{y_{n,n}} * \left[\frac{S_n^c}{u_{n,(k-1)}^c} - \sum_{i=1}^{i=m} Y_{i,n} * u_{i(k-1)} \right] \quad \dots \text{para } i > n \quad (6.79)$$

4. Una vez terminado el cálculo de las tensiones de barras de carga, calcular la potencia reactiva y el ángulo de la tensión en las barras de generación, utilizando la siguiente fórmula. Como la potencia activa "P" es dato sólo se calcula la potencia reactiva "Q".
5. $S_n^c = [\sum_{i=1}^{i=m} Y_{i,n} * u_{i(k-1)} + Y_{n,n} * u_{n(k)}] * [u_{n,(k-1)}^c] \quad \dots \text{para } i > n \quad (6.75)$
6. Cuando se ha determinado la potencia reactiva "Q" se calcula la tensión de la barra como si fuera una barra de carga.
7. Conocidas la parte real e imaginaria de la tensión, se calcula el ángulo.
8. Se calculan las partes real e imaginaria de la tensión, tomando como el módulo dato dado de la misma.
9. Para una siguiente iteración volver al punto 3.

En este ejemplo se utilizó el método de Gauss - Seidel, pero n es el único.

Los métodos más utilizados son el de Newton - Raphson o el desacoplado rápido que es una simplificación del Newton - Raphson.

CAPÍTULO 7

ESTABILIDAD DE SERVICIO DE GENERADORES

7.1 Introducción

La estabilidad en sistemas de potencia está referida a la capacidad de los generadores para mantenerse en sincronismo, en estado de servicio normal, o inmediatamente después de despejada alguna falla, pasando de un estado normal previo de carga-generación a otro, posterior a la falla.

Se reconocen tres tipos de estabilidad dependiendo de la forma en la que se produce el paso de un estado a otro, y el tiempo dentro en el que se realiza el estudio.

Estos son:

- Estática
- Transitoria
- Dinámica

Se detalla a continuación a qué se refiere cada una de ellas.

7.2 Estabilidad Estática

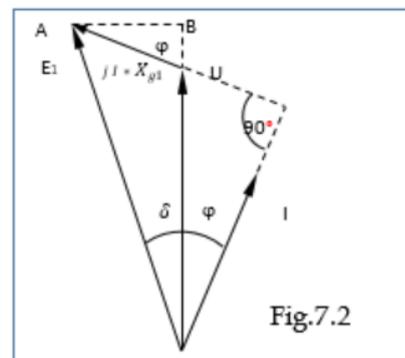
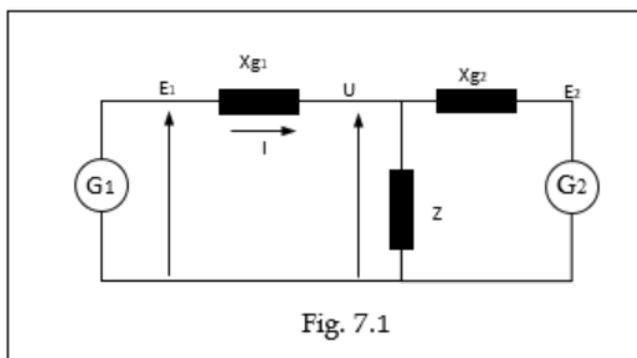
El circuito de la Fig. 7.1 permitirá explicar más fácilmente el concepto de lo que se reconoce como “estabilidad estática”.

Se analizará al generador G_1 , cuya reactancia interna es X_{g1} , y su *f.e.m.* es E_1 .

Análogamente para el generador G_2 se tendrá X_{g2} , y su *f.e.m.* es E_2 .

La impedancia de carga es Z y está soportada por los generadores G_1 y G_2 .

El diagrama de fasores de la Fig.7.2 muestra la tensión U desfasada de la corriente I el ángulo φ para el generador 1.



La potencia activa que entrega G_1 es:

$$P_{el\acute{e}ctrica} = U * I * \cos(\varphi) \quad (7.1)$$

La corriente I , produce una caída de tensión en X_{g1} , perpendicular a ella, de manera que se puede escribir:

$$E_1 = U + jI * X_{g1} \quad (7.2)$$

En el diagrama de fasores de la Fig.7.2 el segmento AB es:

$$AB = E_1 * \sin(\delta) = I * jX_{g1} * \cos(\varphi) \quad (7.3)$$

Multiplicando ambos miembros de la ecuación (7.3) por U es:

$$U * E * \text{Sen}(\delta) = U * I * j X_{g1} * \cos(\varphi) \quad (7.4)$$

O bien:

$$U * E_1 * \text{Sen}(\delta) = P_{el\u00e9ctrica} * jX_{g1} \quad (7.5)$$

Por lo tanto:

$$P_{el\u00e9ctrica} = \frac{U * E_1}{jX_{g1}} * \sin(\delta) \quad (7.6)$$

El \u00e1ngulo δ es el que hay entre el eje directo de los polos del generador y el campo giratorio del estator, la potencia activa que entrega el generador G_1 a la carga es $P_{el\u00e9ctrica}$, y la potencia $P_{mec\u00e1nica}$ que entrega la m\u00e1quina motriz al generador es:

$$P_{mec\u00e1nica} = P_{el\u00e9ctrica} + P\u00e9rdidas \quad (7.7)$$

La potencia mec\u00e1nica de la m\u00e1quina es la que produce un momento acelerante en eje del generador, el que es compensado por un momento antag\u00f3nico o de freno debido a la potencia el\u00e9ctrica que el generador entrega al sistema.

A medida que la $P_{mec\u00e1nica}$ aumenta, el \u00e1ngulo δ aumenta, pero si \u00e9ste supera los 90° , la potencia el\u00e9ctrica que se entrega a la red es menor que la mec\u00e1nica, y el generador pierde la sincronizaci\u00f3n.

Si la potencia mec\u00e1nica crece lentamente se alcanza el l\u00edmite de estabilidad est\u00e1tico cuando $\delta = 90^\circ$

7.3 Estabilidad Transitoria

La estabilidad transitoria estudia las oscilaciones de los generadores dentro del primer segundo de producida una perturbaci\u00f3n, es decir, aproximadamente 50 ciclos.

Para simplificar el estudio en este lapso se realizan las siguientes consideraciones.

- El sistema es trif\u00e1sico sim\u00e9trico, y las fallas son trif\u00e1sicas, por lo tanto, s\u00f3lo es utilizada la componente sim\u00e9trica de Fortescue.
- Los cambios de frecuencias son peque\u00f1os.
- La corriente transitoria y las arm\u00f3nicas son despreciables.
- No intervienen en el c\u00e1lculo los reguladores de velocidad y de tensi\u00f3n de los grupos generadores.

Con estas simplificaciones las corrientes y tensiones en el sistema se pueden calcular como flujos de potencias.

Lo que se pretende, por lo tanto, es determinar c\u00f3mo se produce el paso de un estado estacionario a otro y la capacidad de cada generador para soportar este cambio.

7.3.1 Ecuación de Oscilación

La energía cinética rotante de un grupo turbina-generador depende de su momento de inercia, dato que debe ser dado por el fabricante.

La segunda ley de Newton dice que:

$$J * \eta(t) = M_m(t) - M_e(t) = M_a(t) \quad (7.8)$$

Donde:

- J = Momento de inercia del conjunto turbina o motor - generador en Kgm^2 .
- η = Aceleración angular.
- M_m = Momento en el eje dado por la turbina, por lo tanto, es momento acelerante.
- M_e = Momento antagónico eléctrico dado por la carga del generador, es decir la potencia que está entregando a la carga, por lo que es un momento de frenado.
- M_a = Momento neto >0 si el grupo se acelera.

Por definición es:

$$\eta(t) = \frac{d\omega_m(t)}{dt} \quad (7.9)$$

$$\eta(t) = \frac{d^2\theta_m(t)}{dt^2} \quad (7.10)$$

$$\omega(t) = \frac{d\theta_m(t)}{dt} \quad (7.11)$$

- ω_m = Velocidad angular mecánica (radianes/s) de las masas rotantes.
- θ_m = Posición angular del rotor respecto de un eje fijo en reposo.

El ángulo recorrido en rotación es:

$$\theta_m(t) = \omega_s * t + \delta_m(t) \quad (7.12)$$

- ω_s = Velocidad angular sincrónica en r / s
- $\delta_{m(t)}$ = Posición del rotor respecto del eje del campo rotatorio a la velocidad ω_s .

Tomando en cuenta las ecuaciones (7.10) - (7.11) - (7.12) y reemplazando en la (7.9), se obtiene la (7.13)

$$J \frac{d^2\theta_m(t)}{dt^2} = J \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = M_m(t) - M_e(t) = M_a(t) \quad (7.13)$$

La ecuación (7.13) en función de momentos, puede ser expresada en términos de potencia.

La potencia es el producto del momento por la velocidad angular.

$$P_a(t) = M_a(t) * \omega_m(t) = J \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} * \omega_m(t) \quad (7.14)$$

La potencia en p.u. es dividir por la nominal de la máquina S_N

$$\frac{P_a(t)}{S_N}(t) = J \frac{d^2 \delta_m(t)}{dt^2} * \omega_m(t) * \frac{1}{S_N} \quad (7.15)$$

Los fabricantes normalmente dan como dato una constante H medida en segundos, que es la energía cinética rotante de grupo turbina o motor – generador dividida en la potencia aparente nominal del generador:

$$H = \frac{\text{Energía cinética a la velocidad de sincronismo}}{\text{Potencia nominal aparente del generador (VA)}} \quad (7.16)$$

$$H = \frac{\frac{1}{2} J * \omega_{msinc}^2}{S_N} \quad (7.17)$$

ω_{msinc} = velocidad angular mecánica de sincronismo.

De la ecuación (7.17) se despeja “ J ”

$$J = \frac{2 * H * S_N}{\omega_{msinc}^2} \quad (7.18)$$

Se reemplaza en la ecuación (7.15).

$$\frac{P_a(t)}{S_N} = 2H * \frac{\omega_m(t)}{\omega_{msinc}^2} * \frac{d^2 \delta_m(t)}{dt^2} \quad (7.19)$$

La velocidad ω (p.u.) es la velocidad ω dividida en la de sincronismo:

$$\omega_{p.u.}(t) = \frac{\omega_m(t)}{\omega_{msinc}} \quad (7.20)$$

Se reemplaza en la ecuación (7.19).

$$\frac{P_a(t)}{S_N}(t) = \frac{2H}{\omega_{msinc}} * \omega_{p.u.}(t) * \frac{d^2 \delta_m(t)}{dt^2} \quad (7.21)$$

$$P_{a p.u.}(t) = \frac{2H}{\omega_{msinc}} * \omega_{p.u.}(t) * \frac{d^2 \delta_m(t)}{dt^2} \quad (7.22)$$

La ecuación (7.22) puede ser reemplazada por dos ecuaciones diferenciales de primer orden ya que el cambio del ángulo δ entre el eje de los polos y el campo giratorio, depende del cambio de la velocidad del rotor respecto de la velocidad de sincronismo.

Luego:

$$\frac{d\delta(t)}{dt} = \omega(t) - \omega_{sinc} \quad (7.23)$$

$$P_{a p.u.}(t) = \frac{2H}{\omega_{msinc}} * \omega_{p.u.}(t) * \frac{d\omega(t)}{dt} \quad (7.24)$$

Si se desea pasar de medidas mecánicas (δ_m , ω_m) a eléctricas, se debe tener en cuenta el número de pares de polos del generador por lo tanto:

$$\delta = \frac{P}{2} * \delta_m \quad \omega = \frac{P}{2} * \omega_m \quad \eta = \frac{P}{2} * \eta_m \quad (7.25)$$

$$P_{a p.u.}(t) = \frac{2H}{\omega_{sinc}} * \omega_{p.u.}(t) * \frac{d^2 \delta(t)}{dt^2} \quad (7.26)$$

El ejemplo siguiente aclara los conceptos enunciados.

7.3.2 Problema Ejemplo N° 1

Un generador trifásico de 100 MVA y 16 pares de polos, 50 Hz, tiene una constante $H = 2$ (s). Determinar la ecuación de oscilación (7.26).

$$\omega_{\text{sinc}} \text{ (r/s)} = 2 * \pi * f = 314 \quad (7.27)$$

$$\omega_{\text{msinc}} \text{ (r/s)} = \frac{2}{P} * \omega_{\text{sinc}} = \frac{2}{16} * 314 = 39,25 \quad (7.28)$$

$$P_{a \text{ p.u.}} (t) = \frac{2*H}{\omega_{\text{sinc}}} * \omega_{\text{p.u.}} (t) * \frac{d^2\delta(t)}{dt^2} \quad (7.29)$$

$$P_{a \text{ p.u.}} (t) = \frac{4}{314} * \omega_{\text{p.u.}} (t) * \frac{d^2\delta(t)}{dt^2} \quad (7.30)$$

Supóngase al generador del ejemplo operando con una carga $P_g = 80 \text{ MW}$ y $Q_g = 0 \text{ MVar}$ a la velocidad de sincronismo con un ángulo $\delta = 12^\circ$ y que se produce una falla trifásica en bornes del generador. Determinar que ángulo alcanza al cabo de 100 ms.

La potencia eléctrica de frenado en el generador desaparece, y la acelerante es directamente la mecánica menos las pérdidas, y son los 80 MW que entrega a la red.

El ángulo inicial en radianes es:

$$\delta_{(0)} = 12^\circ = \frac{12*3,14}{180} = 0,209 \text{ (rad)} \quad (7.31)$$

El cambio de ángulo inicial es nulo.

$$\frac{d\delta_{(0)}}{dt} = 0 \quad (7.32)$$

La potencia acelerante por unidad tomando una base de 100 MVA es:

$$P_{a(\text{p.u.})} = \frac{80(\text{MW})}{100 (\text{MVA})} = 0,8 \quad (7.33)$$

Luego se integra dos veces la ecuación de oscilación (7.30) tomando $P_{a(\text{p.u.})} = 0,8$ y $\omega_{(\text{p.u.})} = 1$

$$P_{a \text{ p.u.}} (t) = \frac{2*H}{\omega_{\text{sinc}}} * \omega_{\text{p.u.}} (t) * \frac{d^2\delta(t)}{dt^2} \quad (7.34)$$

$$0,8 = \frac{2*2}{314} * 1 * \frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = 0,0127 * \frac{d^2\delta(t)}{dt^2} \quad (7.35)$$

$$\frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = 62,8 \quad (7.36)$$

La primera integral es:

$$\frac{d\delta(t)}{dt} = 62,8 * t + \frac{d\delta_{(0)}}{dt} = 62,8 + 0 = 62,8 \quad (7.37)$$

Se integra nuevamente.

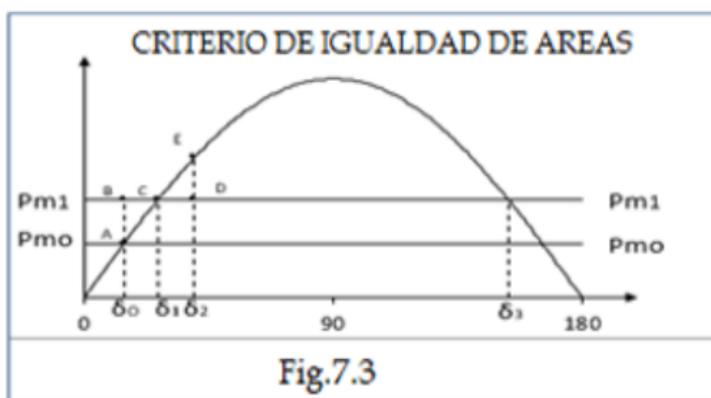
$$\delta(t) = \frac{d\delta(t)}{dt} * t^2 + \delta(0) = \frac{62,8}{2} * t^2 + 0,209 \quad (7.38)$$

Al cabo de 100 ms el ángulo es:

$$\delta(t) = \frac{62,8}{2} * 0,1^2 + 0,209 = 0,523 \text{ (rad)} = 29,9^\circ \quad (7.39)$$

7.4. Criterio de Igualdad de Áreas

El criterio de igualdad de áreas se ha desarrollado para considerar hasta qué valor puede llegar el ángulo δ en un generador conectado a una barra infinita, cuando recibe de su máquina motriz un salto brusco de potencia.



La Fig. 7.3 es la curva de potencia de un generador en función del ángulo δ entre el campo giratorio y el eje de los polos. Ecuación (7.6).

Supóngase que el generador está en estado estacionario generando la potencia P_{mo} con un ángulo δ_0 y que súbitamente se produce un salto de potencia de P_{mo} a P_{m1} en un tiempo $t = 0$. (Fig. 7.3).

Se toma el instante en que se produce el incremento como $t = 0$ para el análisis.

La inercia no permite al rotor del generador cambiar súbitamente su velocidad. por tanto inmediatamente después de producido el cambio, la potencia eléctrica (P_e) y el ángulo δ siguen teniendo el mismo valor.

Matemáticamente esto se puede expresar de la siguiente forma.

$$\delta_0(0^+) = \delta_0(0^-) = \delta_0 \quad (7.40)$$

$$P_e(0^+) = P_e(0^-) \quad (7.41)$$

Por otra parte, es:

$$P_m(0^+) = P_{m1} \quad (7.42)$$

Cuando δ toma el valor δ_1 , recién en ese momento es:

$$P_e = P_{m1} \quad y \quad \frac{d^2\delta}{dt^2} = 0 \quad (7.43)$$

La velocidad $d\delta/dt$ que produce el aumento de δ hasta δ_1 , es mayor que la de sincronismo; y cuando alcanza el valor δ_1 , no vuelve inmediatamente a la de sincronismo, por lo tanto el ángulo δ sigue creciendo. Para que la velocidad tome el valor de sincronismo, es necesario que haya un momento de frenado que lo da la potencia eléctrica P_e . Por ello el ángulo δ llega hasta δ_2 , a partir de que comienza a disminuir para alcanzar finalmente el valor δ_1 .

La pregunta es hasta qué valor crece δ ?

Para determinarlo es que se utiliza el criterio de igualdad de áreas.

En la Fig. 7.3 se pueden definir las superficies de dos triángulos (ABC) y (CDE).

El ángulo δ_2 que se alcanza es el que iguala las superficies de los dos triángulos, es decir:

$$S_{ABC} = S_{CDE} \quad (7.44)$$

La superficie S_{CAB} es la acumulación de potencia acelerante durante el fenómeno, y la superficie S_{CDE} es la acumulación de la potencia de frenado.

Si el salto de P_{m0} a P_{m1} es muy grande y el valor que alcanza δ supera δ_3 , el generador sale de sincronismo, porque si δ sigue aumentando, la potencia eléctrica P_e disminuye y por lo tanto, el momento de frenado.

La ecuación de oscilación (7.26) es una ecuación no lineal y para resolverla se utilizan técnicas de integración numérica. Este sistema es aplicable a sistemas con varias máquinas.

7.4.1 Desarrollo del Criterio de Igualdad de Áreas. Generador Conectado a un Sistema Infinito

La ecuación de oscilación (7.26) establece que:

$$P_{a \text{ p.u.}}(t) = \frac{2H}{\omega_{\text{sinc}}} * \omega_{\text{p.u.}}(t) * \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (7.45)$$

Para simplificar se supone que $\omega_{\text{p.u.}}(t) = 1$ por lo tanto es:

$$P_{a \text{ p.u.}}(t) = \frac{2H}{\omega_{\text{sinc}}} * \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (7.46)$$

Se multiplica la ecuación (7.46) por $d\delta/dt$

$$\frac{d\delta}{dt} * P_{a \text{ p.u.}}(t) = \frac{2H}{\omega_{\text{sinc}}} * \frac{d\delta}{dt} * \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (7.47)$$

Además, se debe tener en cuenta que:

$$\frac{d}{dt} \left[\frac{d\delta^2}{dt^2} \right] = 2 * \frac{d\delta}{dt} * \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (7.48)$$

Se reemplaza la (7.48) en la (7.47)

$$P_{a \text{ p.u.}}(t) * \frac{d\delta}{dt} = \frac{H}{\omega_{\text{sinc}}} * \frac{d\delta^2}{dt^2} \quad (7.49)$$

Se multiplica por dt la ecuación (7.49) y queda:

$$P_{a \text{ p.u.}}(t) * d\delta = \frac{H}{\omega_{\text{sinc}}} * \frac{d\delta}{dt} * d\delta \quad (7.50)$$

La potencia que acelera P_a es la diferencia entre $P_m - P_e$ y puede ser positiva o negativa, pero si se integra a lo largo de δ , es nula porque la máquina queda girando a la velocidad sincrónica.

$$P_{a \text{ p.u.}}(t) * d\delta = [P_{m \text{ p.u.}} - P_{e \text{ p.u.}}] * d\delta \quad (7.51)$$

Por lo tanto la integral entre δ_0 y δ_2 debe ser cero.

$$\int_{\delta_0}^{\delta_2} [P_{m \text{ p.u.}} - P_{e \text{ p.u.}}] * d\delta = 0 \quad (7.52)$$

La ecuación (7.52) puede ser integrada en dos partes, entre $(\delta_0 \text{ y } \delta_1)$ y $(\delta_1 \text{ y } \delta_2)$ Resolviendo resulta:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} [P_{m \text{ p.u.}} - P_{e \text{ p.u.}}] * d\delta + \int_{\delta_1}^{\delta_2} [P_{m \text{ p.u.}} - P_{e \text{ p.u.}}] * d\delta = 0 \quad (7.53)$$

Por lo tanto:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} [P_{m \text{ p.u.}} - P_{e \text{ p.u.}}] * d\delta = \int_{\delta_1}^{\delta_2} [P_{e \text{ p.u.}} - P_{m \text{ p.u.}}] * d\delta \quad (7.54)$$

O lo que es lo mismo:

$$S_{ABC} = S_{CDE} \quad (7.55)$$

El problema N° 2 completa con un ejemplo el desarrollo matemático y conceptual del tema.

Se recuerda el glosario de variables.

δ = Ángulo entre el campo giratorio y el eje de los polos.

δ_0 = Posición inicial del eje directo de los polos respecto del campo giratorio

$\Delta\delta$ = Incremento del ángulo δ

θ_r = Ángulo recorrido por el rotor durante el tiempo que dura la falla.

θ_{cg} = Ángulo recorrido por el fasor del campo giratorio durante el tiempo que dura la falla.

ω_{sinc} o ω_s = Velocidad de sincronismo.

E = Tensión interna del generador

U = Tensión en barras

X_{th} = Reactancia *Thevenin* entre el generador y la barra ∞

E_i = Fasor E en el ángulo $\delta + i * \Delta\delta$

$\eta[(i - 1) ; i]$ = Aceleración angular en el intervalo $[(i - 1) ; i]$

t_i = Tiempo que tarda el rotor en adelantarse un ángulo $\Delta\delta$ en el intervalo $[(i - 1) ; i]$

t = Suma de todos los tiempos parciales t_i

$AF = P_{max-falla}$ = Amplitud de la onda *seno* durante la falla

P_{max} = Amplitud de la onda *seno* previa a la falla

P_{red} =Potencia entregada a la red

7.4.2 Problema ejemplo N° 2

Un generador sincrónico está conectado a un sistema infinito a través de un transformador y dos líneas cuyos datos son los del esquema de la Fig.7.4. y modelado en la Fig.7.5.

El generador además tiene las siguientes características:

Frecuencia $f = 50$ Hz

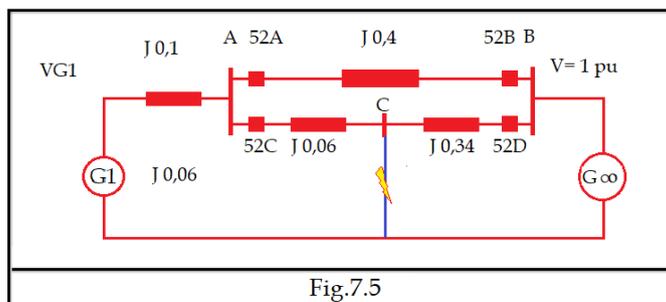
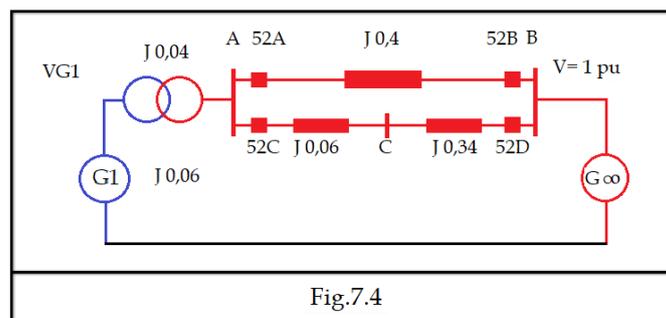
Velocidad angular: $\omega_{sinc} = 1$ (p.u.)

Potencia reactiva generada $Q_{G1} = 0,3$ (p.u.)

Constante de inercia $H = 2$ seg

Potencia entregada a la red $P_{red} = 1$ (p.u.)

Datos del esquema en p.u.



Supóngase que se produce un cortocircuito trifásico en el punto C, que está en una posición de 15% de la longitud de la línea desde la barra A, y que la falla es despejada en 100 ms por los interruptores 52C y 52D, los que permanecen abiertos luego de despejada la misma.

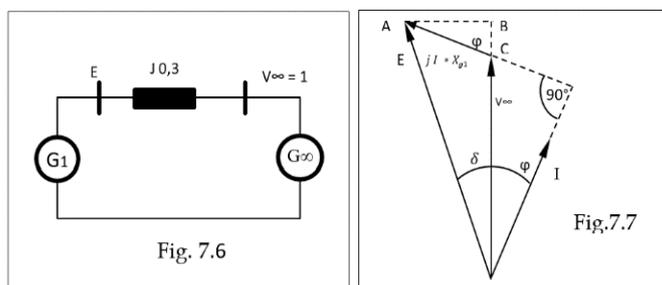
Calcular el ángulo que alcanza.

Cálculo de la tensión del generador G_1 en módulo y ángulo previo a la falla

Para la determinación de la tensión E y su fase respecto de V_∞ se debe determinar la reactancia entre ambos generadores ideales.

Se hace un *Thevenin* visto desde G_1 en el sistema sin falla Fig. 7.4

$$X_{th} = 0,1 + 0,2 = 0,3_{(p.u.)} \quad (7.56)$$



Cálculo del ángulo φ

$$\varphi = \arctg \left[\frac{Q_{G_1}}{P_{G_1}} \right] = \arctg \left(\frac{0,3}{1} \right) : \varphi = 16,7^\circ : \cos(\varphi) = 0,958 \quad (7.57)$$

$$P_{red} = \frac{E \cdot V_\infty}{X_{Th}} * \text{sen}(\delta) \quad (7.58)$$

De la Fig. 7.6 se puede deducir lo siguiente.

$$E - V_\infty = I * X_{Th} \quad (7.59)$$

Además:

$$P_{red} = V_\infty * I * \cos(\varphi) \quad (7.60)$$

Por lo tanto:

$$I = \frac{P_{red}}{V_\infty * \cos(\varphi)} = \frac{1}{1 * 0,958} = 1,044 \text{ (p.u.)} \quad (7.61)$$

Cálculo del módulo de E.

El módulo de E se calcula aplicando el teorema del coseno.

$$E^2 = V_{\infty}^2 + I^2 * X_{Th}^2 - 2 * V_{\infty} * I * X_{Th} * \cos(90 + \varphi) \quad (7.62)$$

$$E^2 = 1 + 1,044^2 * 0,3^2 + 2 * 1 * 1,044 * 0,3 * \text{Sen}(16,7^\circ) \quad (7.63)$$

$$E = 1,13$$

Cálculo de la posición inicial del rotor del generador G1.

Tomando la ecuación (7.6) se puede escribir:

$$P = \frac{E * V_{\infty}}{X_{Th}} * \text{sen}(\delta_0) \quad (7.64)$$

De aquí se puede calcular el ángulo δ_0

$$\text{sen}(\delta_0) = \frac{P_{red} * X_{Th}}{E * V_{\infty}} = \frac{1 * 0,3}{1,13 * 1} = 0,265$$

La posición inicial del rotor del generador G_1 es $\delta_0 = 15,4^\circ$

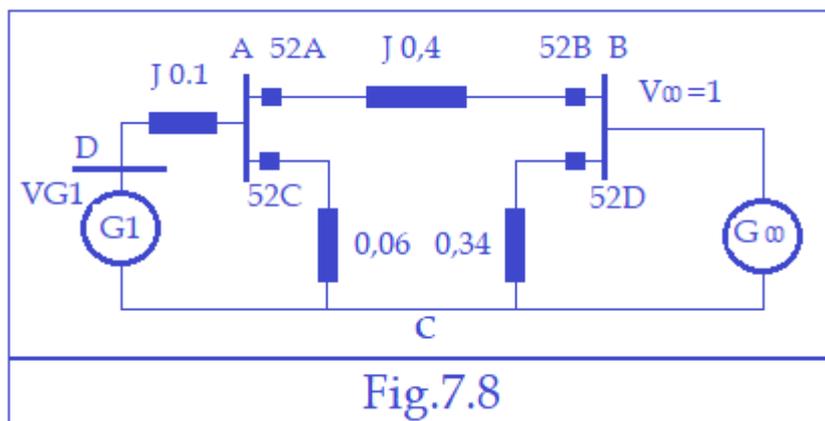
Cálculo de la P_{red} previa a la falla.

En la ecuación (7.62) la amplitud de la función $\text{sen}(\delta)$ es P_{max} :

$$P_{max} = \frac{E * V_{\infty}}{X_{Th}} = \frac{1,13 * 1}{0,3} = 3,768 \quad (7.65)$$

Cálculo de la reactancia transferencia durante la falla.

La Fig.7.8 que es idéntica a la Fig.7.5 es analizada para determinar la impedancia de transferencia. Para ello es conveniente transformar la estrella (A; B), (A; C), (A; D) en un triángulo.



Las fórmulas de transformación de estrella a triángulo son las siguientes.

$$X_{DB} = X_{DA} + X_{AB} + \frac{X_{DA} \cdot X_{AB}}{X_{AC}} \quad X_{DC} = X_{DA} + X_{AC} + \frac{X_{DA} \cdot X_{AC}}{X_{AB}} \quad X_{BC} = X_{AC} + X_{AB} + \frac{X_{AB} \cdot X_{AC}}{X_{AD}} \quad (7.66)$$

Se calculan los valores respectivos.

$$X_{DB} = X_{transf.} = 0,1 + 0,4 + \frac{0,1 \cdot 0,4}{0,06} = 1,167 \quad X_{DC} = 0,1 + 0,06 + \frac{0,1 \cdot 0,06}{0,4} = 0,175 \quad X_{BC} = 0,4 + 0,06 + \frac{0,4 \cdot 0,06}{0,1} = 0,7$$

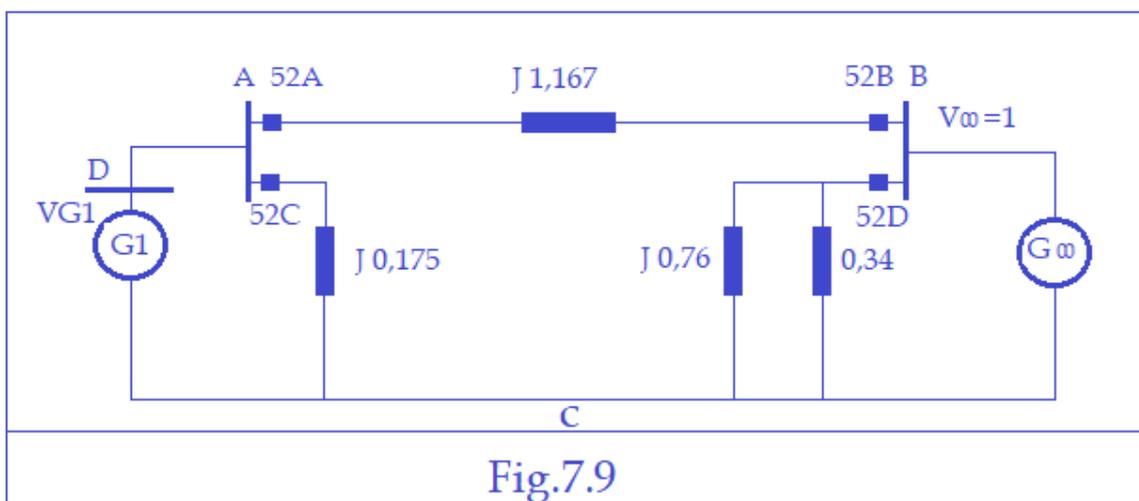


Fig.7.9

En la transformación el circuito queda como se indica en la Fig.7.9 en la que el nodo A desaparece.

Se calcula la P_{max} durante la falla

$$P_{max-falla(p.u.)} = \frac{E \cdot V_{\infty}}{X_{transf.}} = \frac{1,13 \cdot 1}{1,167} = 0,969 \quad (7.67)$$

Se recuerda a la ecuación (7.46) que es la siguiente:

$$P_{a \text{ p.u.}}(t) = \frac{2H}{\omega_{sinc}} * \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (7.46)$$

Conocidas las condiciones iniciales se puede resolver integrando dos veces la ecuación (7.46)

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_{sinc}}{2 \cdot H} * P_{max-falla} * \text{sen}(\delta) \quad (7.68)$$

Se debe recordar que:

$$\frac{d}{dt} \left[\frac{d\delta^2}{dt^2} \right] = 2 * \left[\frac{d\delta}{dt} \right] * \left[\frac{d^2\delta}{dt^2} \right] \quad (7.69)$$

Se multiplica por $2 * \left[\frac{d\delta}{dt} \right]$ la ecuación (7.68) y queda:

$$2 * \frac{d\delta}{dt} * \frac{d^2\delta}{dt^2} = 2 * \frac{d\delta}{dt} * \frac{\omega_{sinc}}{2 \cdot H} * P_{max-falla(p.u.)} \quad (7.73)$$

Se multiplica por dt y se integra en δ .

$$\frac{H}{\omega_{sinc}} * \int_{\delta_0}^{\delta} d \frac{d\delta^2}{dt^2} = \int_{\delta_0}^{\delta} [P_{m(p.u.)} - P_{e(p.u.)}] * d\delta \tag{7.74}$$

La integral de la ecuación (7.74) comienza en δ_0 (Fig.7.3) donde $\frac{d\delta}{dt} = 0$ y se integra hasta un ángulo δ_1 arbitrario donde la aceleración es cero. Se llamará área 1 ("A1").

Se continúa desde δ_1 hasta δ_2 donde también $\frac{d\delta}{dt} = 0$ y se llamará área 2 "A2". Cuando ambas áreas son iguales se dice que se alcanzó el ángulo crítico es decir $\delta_1 = \delta_{cr}$

Aplicando lo dicho anteriormente se puede calcular el δ_{cr}

$$A_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} [P_{m(p.u.)} - P_{e(p.u.)}] d\delta \tag{7.75}$$

$$A_2 = \int_{\delta_{cr}}^{\delta_2} [P_{e(p.u.)} - P_{m(p.u.)}] d\delta \tag{7.76}$$

Las ecuaciones 7.75 y 7.76 están integradas en la variable δ . Debido a que la aceleración no es constante, la forma más sencilla de calcular el ángulo δ que se alcanza en 100 ms es por iteraciones con intervalos $\Delta\delta$ que se suponen con aceleración constante.

Se calcula el tiempo que se tarda en recorrer el incremento de ángulo. El tiempo total se calcula como la suma de todos los tiempos parciales.

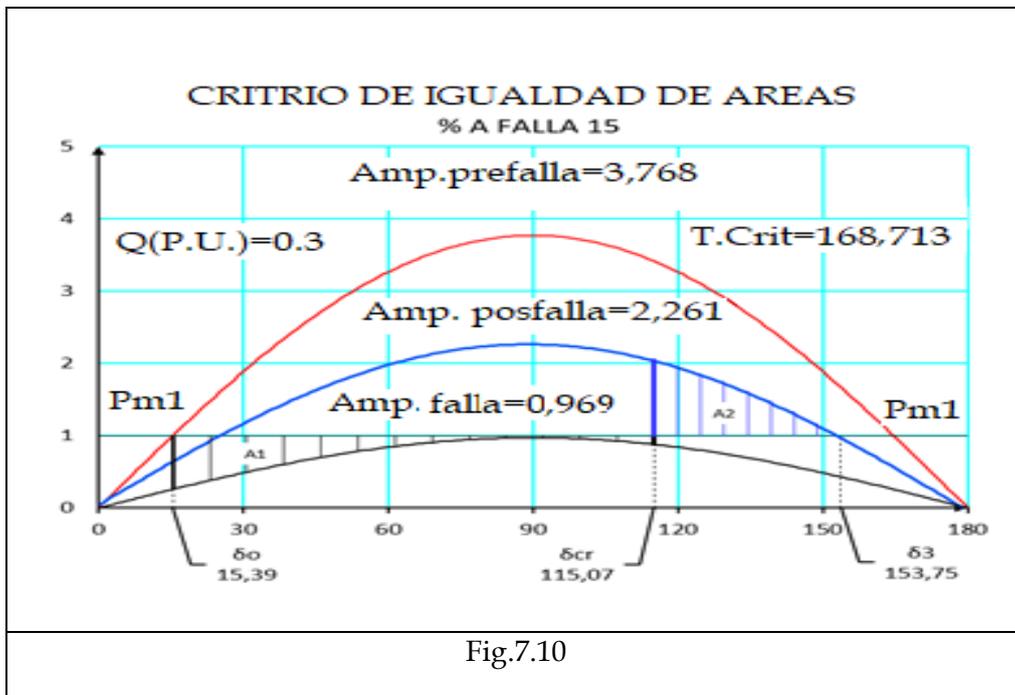


Fig.7.10

Como se vio la aceleración en el intervalo $[(i - 1); i]$ es proporcional al área que encierra dicho intervalo.

Sea $\Delta\delta$ al ancho del intervalo.

Es decir:

$$\Delta\delta = \delta_{(i)} - \delta_{(i-1)} \quad (7.77)$$

El área es:

$$A_{r(i-1)} = \frac{1}{2} * \Delta\delta * [2 * P_{m1} - AF * \{\text{sen}(\delta_{(i-1)}) + \text{sen}(\delta_{(i)})\}] \quad (7.78)$$

Si el intervalo es suficientemente pequeño se puede suponer que la velocidad se mantiene.

Esto permite hacer un primer cálculo de la aceleración en el intervalo $(i-1; i)$.

$$\eta_{(i-1;i)} = \frac{A_{r(i-1)} * \omega_{(i-1)}}{2 * H} \quad (7.79)$$

El incremento angular se debe a la diferencia de velocidades que debe haber entre el campo giratorio y el rotor, que tiene un movimiento uniforme y acelerado.

Por lo tanto, es:

$$\Delta\delta = \frac{1}{2} * \eta_{(i-1;i)} * t_i^2 \quad (7.80)$$

De la ecuación (7.80) se puede despejar el tiempo t_i

$$t_i = \sqrt{\frac{2 * (\Delta\delta)}{\eta_{(i-1;i)}}} \quad (7.81)$$

Conocido el tiempo del intervalo $[(i - 1); i]$ se puede determinar la velocidad al final del mismo, con la que luego se puede calcular una velocidad promedio y volver a la aceleración según la ecuación (7.79) donde se reemplaza $\omega_{(i-1)}$ por el valor medio $\omega_{(m)}$.

$$\eta_{(i-1;i)} = \frac{A_{r(i-1)} * \omega_{(m)}}{2 * H} \quad (7.82)$$

En la ecuación (7.82) es:

$$\omega_{(m)} = \omega_{(i-1)} + \frac{\eta_{(i-1;i)}}{2} * t_i \quad (7.83)$$

Con esta nueva aceleración de la ecuación (7.82) se vuelve a calcular t_i

El tiempo de cada intervalo acumulado es el tiempo en que llega al ángulo θ_i del intervalo i

$$t_{ai} = \sum_{j=1}^{j=i} t_j \quad (7.84)$$

Para resolver el problema planteado de calcular el ángulo que se alcanza en 100 ms se hacen las iteraciones correspondientes.

Hacerlo con una computadora es muy rápido y fácil, y se logra una mejor aproximación al tiempo real tomando intervalos $\Delta\delta$ pequeños, siendo el resultado de aproximadamente de 18.8° .

No es objetivo resolver realizando las iteraciones, pero el alumno puede hacerlo tomando incremento aproximados de $\Delta\delta = 5^\circ = 0,087 \text{ radianes}$.

7.4.3 Sensibilidades

Este tema se refiere a la dependencia de alguna variable en función de otra, manteniendo constante las restantes intervinientes en la ecuación (7.45) de oscilación que es la siguiente.

$$P_{a \text{ p.u.}}(t) = \frac{2H}{\omega_{\text{sinc}}} * \omega_{\text{p.u.}}(t) * \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (7.45)$$

Para mostrar esta dependencia se utilizan los datos del generador y todo lo desarrollado en el problema ejemplo N°7.

7.4.3.1 Tiempo Crítico en Función del Ángulo Crítico

Lógicamente el tiempo crítico es dependiente de las características dinámicas del conjunto generador -turbina. La Fig. 7.11 muestra la composición de las condiciones previas, durante y posterior a la falla.

En la Fig. 7.12 se representa el ángulo crítico que depende de muchas otras cosas, como la posición de la falla, potencia generada activa y reactiva etc. Se muestra que prácticamente la relación entre el tiempo crítico y el ángulo crítico es casi una línea recta.

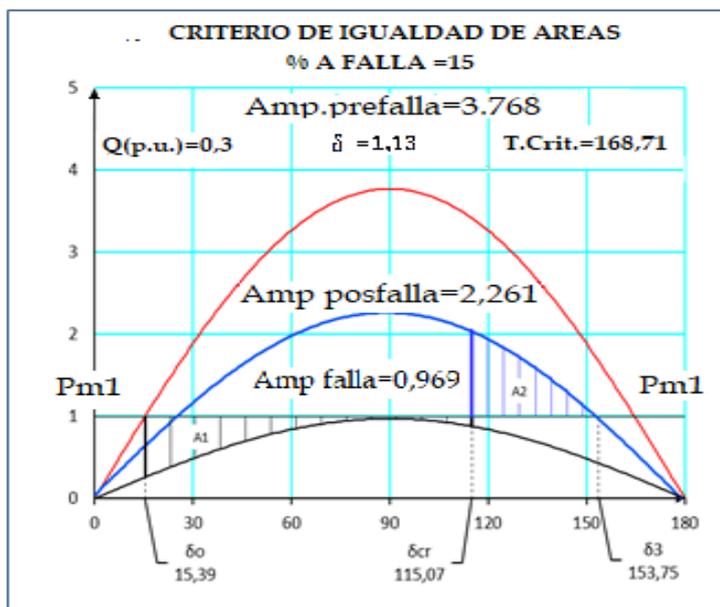


Fig. 7.11

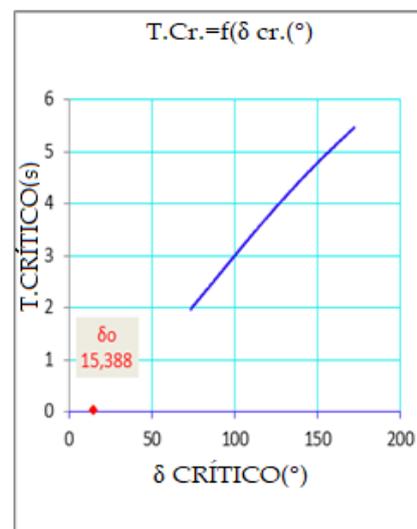


Fig. 7.12

Lógicamente valores superiores a 180 ° no tienen sentido, y significaría que la máquina no pierde la estabilidad, aunque se mantengan las condiciones de falla.

7.4.3.2 Tiempo Crítico en Función de la Potencia Reactiva

La Fig. 7.13 muestra la dependencia del tiempo crítico en función de la potencia reactiva expresada en p.u. de la potencia del generador.

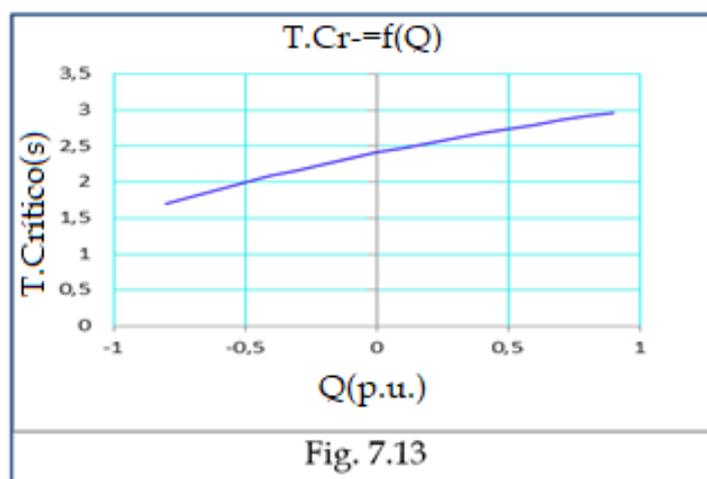


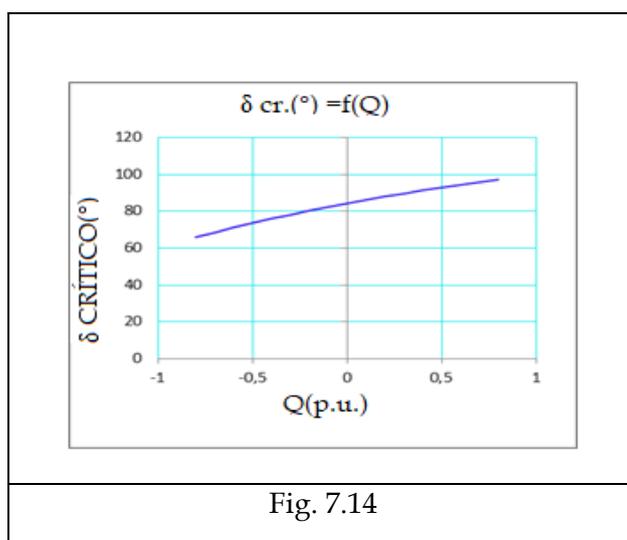
Fig. 7.13

La potencia reactiva depende de la corriente de excitación de los polos del generador, la que genera la tensión interna E que es función directa de la corriente por los polos.

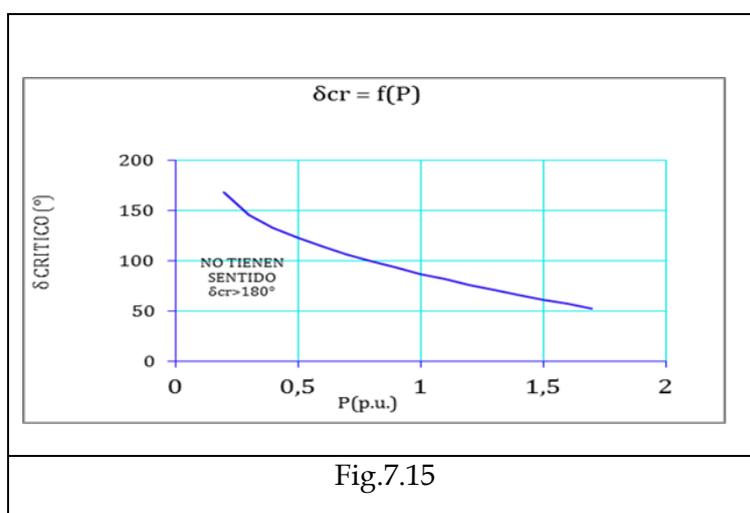
Esto produce una mayor amplitud de la onda seno en falla de la Fig. 7.11 y una menor potencia acelerante.

En la jerga normal se dice que el generador está más duro cuando mayor potencia reactiva inductiva (mayor excitación), entrega a la red, porque es menos probable que en la ocurrencia de una falla pierda la estabilidad.

7.4.3.3 Angulo Crítico en Función de Potencia Reactiva. Angulo Crítico en Función de Potencia Activa



La curva de la Fig. 7.12 muestra que la relación entre tiempo crítico y ángulo crítico es casi una recta, por lo que es natural que la forma de la curva de la 7.14 sea la misma que la de la Fig. 7.12

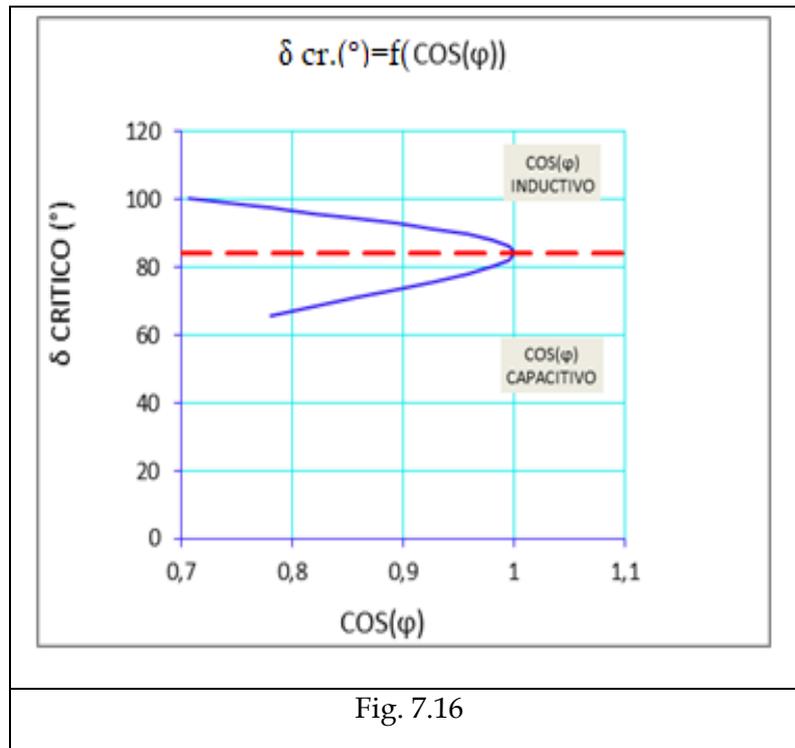


Como se aprecia en la Fig. 7.15 el ángulo crítico disminuye en función de la potencia activa.

Por este motivo si se exige que el generador entregue una potencia activa determinada, la forma de conseguir un funcionamiento más seguro desde el punto de vista de la estabilidad transitoria es aumentando la potencia reactiva.

Siempre el tiempo crítico sigue la forma de la curva del ángulo crítico.

7.4.3.4 Angulo Crítico en Función de $\cos(\varphi)$.



La curva de la Fig. 7.16 muestra el ángulo crítico en función del $\cos(\varphi)$.

Se puede apreciar que como antes se dijo cuándo el $\cos(\varphi)$ es inductivo los ángulos críticos son mayores, y consecuentemente también serán mayores los tiempos críticos.

7.5 Constante de Inercia Equivalente.

Es normal en centrales tener más de un generador de características similares.

En estos casos es conveniente reemplazarlos por un generador equivalente.

Desde el punto de vista del modelado simplemente se pueden sumar sus potencias, o bien calcular las impedancias de cada uno de ellos, hasta la barra común de ambos, y considerar que están en paralelo.

Desde la estabilidad transitoria aún faltaría determinar el valor de la constante de inercia H equivalente de las máquinas.

Para ello una suposición es que las máquinas oscilan juntas.

Un ejemplo deja más clara la idea.

7.5.1 Problema ejemplo N°3

Una central tiene dos generadores trifásicos de 50 Hz con las siguientes características.

GENERADOR	POTENCIA(MW)	$\cos(\varphi)$	H (p.u.-s)
<i>Generador 1 .. G1</i>	300	0,9	3
<i>Generador 2 .. G2</i>	200	0,85	7.2

Se desea encontrar la ecuación de oscilación p.u. en base 100 MVA

Se supone que ambas máquinas oscilan de la misma forma encontrar el generador equivalente.

$$H_{G1-100} = H_{G1} * \frac{S_{G1}}{100} = 3 * \frac{300}{100} = 9 \text{ (p.u. -s)} \quad (7.85)$$

$$H_{G2-100} = H_{G2} * \frac{S_{G2}}{100} = 7,2 * \frac{200}{100} = 4,4 \text{ (p.u. -s)} \quad (7.86)$$

Las ecuaciones de oscilación para cada generador serán:

$$\frac{2 * H_{g1-100}}{\omega_s} * \omega_{1(p.u.)}(t) * \frac{d^2 \delta_1(t)}{dt^2} = \frac{2 * 9}{314} * \omega_{1s}(t) * \frac{d^2 \delta_1(t)}{dt^2} = P_{a1(p.u.)} \quad (7.87)$$

$$\frac{2 * H_{g2-100}}{\omega_s} * \omega_{1(p.u.)}(t) * \frac{d^2 \delta_2(t)}{dt^2} = \frac{2 * 4,4}{314} * \omega_{1s}(t) * \frac{d^2 \delta_2(t)}{dt^2} = P_{a2(p.u.)} \quad (7.88)$$

Asumiendo que los cambios de los ángulos δ de los dos generadores serán iguales se pueden sumar las dos ecuaciones.

$$\frac{2 * (H_{g1-100} + H_{g2-100})}{\omega_s} * \omega_{1(p.u.)}(t) * \frac{d^2 \delta(t)}{dt^2} = \frac{2 * (9 + 4,4)}{314} * \omega_{1s}(t) * \frac{d^2 \delta(t)}{dt^2} = P_{a1(p.u.)} + P_{a2(p.u.)} \quad (7.89)$$

Por lo tanto, con los supuestos descriptos el procedimiento consiste en reducir las constantes H a una misma potencia de referencia y sumarlas

CAPÍTULO 8

CORTOCIRCUITOS. ANÁLISIS CUALITATIVO

8.1 Introducción

Los cortocircuitos, también llamados fallas paralelas, son muy frecuentes en los sistemas de potencia, razón por la que para poder realizar análisis de fallas es fundamental entender conceptualmente cuales son las corrientes y tensiones de cada fase cuando se presentan.

Las corrientes y tensiones alimentan a los sistemas de protecciones a través de los transformadores de instrumentación respectivos, que son los encargados de reproducir en sus secundarios de baja tensión lo que ocurre en alta tensión.

El estudio de cortocircuitos tendrá dos partes bien diferenciadas.

La primera parte, será cualitativa, y se realizará a través de esquemas tipos utilizados mayoritariamente en el País.

En la segunda parte se realizarán cálculos para cada tipo de falla, previo desarrollo de los modelos de cada uno de los componentes de un circuito (generador, línea, transformador, reactor de puesta a tierra), con la aplicación del método de componentes simétricas.

Cada esquema estudiado se denominará prototipo, y como se dijo antes, son los más utilizados.

En capítulos aparte se estudiarán las fallas serie, que son aperturas de una o dos fases, y también las fallas múltiples simultáneas, como cortocircuito doble en diferentes lugares y distinta fase, o combinadas, fallas serie y paralelo que es el caso de un cable de línea cortado y que cae a tierra.

Cabe aclarar que, indistintamente se hablará de la corriente de neutro, o de tierra u homopolar, significando siempre que se relaciona con la corriente de neutro. Se recuerda que la corriente de neutro es tres veces la homopolar.

Las protecciones de sobrecorriente son las que se utilizan normalmente en estos esquemas, complementadas con otras protecciones con otras funciones (diferencial, cuba, etc.) que se estudiarán en el capítulo correspondiente. Deben ser reguladas de forma selectiva, siempre con el objetivo de que, ante una falla, salga de servicio sólo la parte fallada, y las protecciones de reserva que siempre existen, actúen solamente en caso de que el sistema de protecciones o en el interruptor que tienen la primera responsabilidad no lo hagan.

8.2 Prototipo N° 1

El prototipo N° 1 corresponde a un transformador estrella - triángulo, alimentado desde la estrella, con un reactor de puesta a tierra en el lado del triángulo.

Es el clásico esquema que se utiliza en las estaciones transformadoras para distribución urbana. El generador representa al sistema que alimenta a la estación, normalmente en 132 o 220 kV, con la salida en 13,2 kV en triángulo.

Como se dijo, la información que llega a las protecciones, proviene de transformadores de instrumentación o de medición de intensidad y de tensión, y como además el tema a desarrollar es cortocircuito, se han dibujado en el esquema a los transformadores de intensidad para distinguir que información le llega a cada protección para los diferentes tipos de fallas y según su posición. Se nominan estos grupos como T.I.1 - T.I.2 - etc.

En todos los casos se utilizarán conceptos recordados en el capítulo 1, como las leyes de *Ohm*, *Kirchhoff*, los teoremas de sustitución, de *Thevenin* y *Norton* el principio de funcionamiento de transformadores, etc.

En la Fig.8.1 se presentan el esquema unifilar y el trifilar, que serán la base del análisis. Se considera que en el momento de la falla el sistema está en vacío.

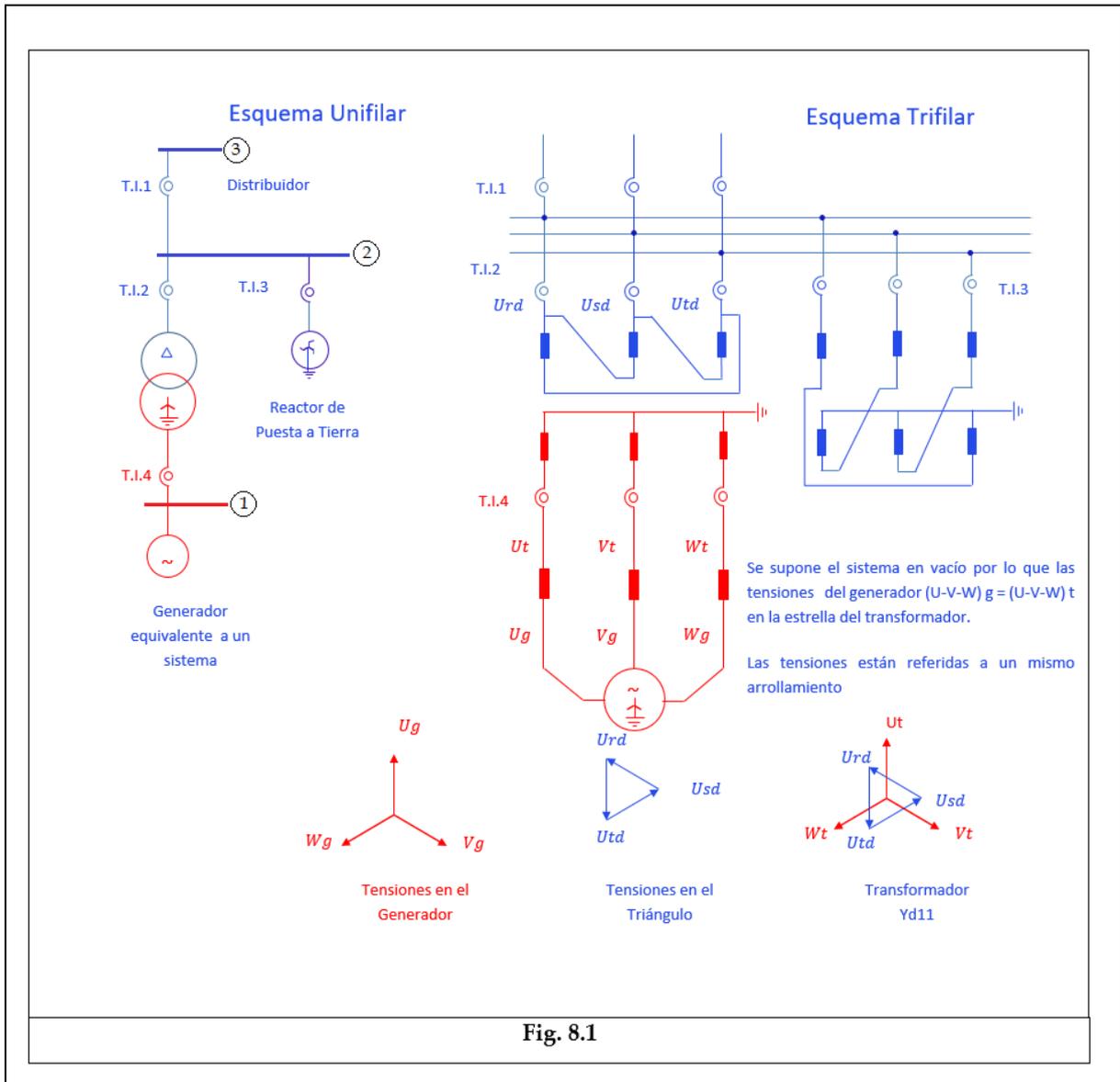


Fig. 8.1

A continuación, se verá cómo se distribuyen las corrientes para los diferentes tipos de falla.

8.2.1 Prototipo N° 1. Cortocircuito Monofásico en el Distribuidor

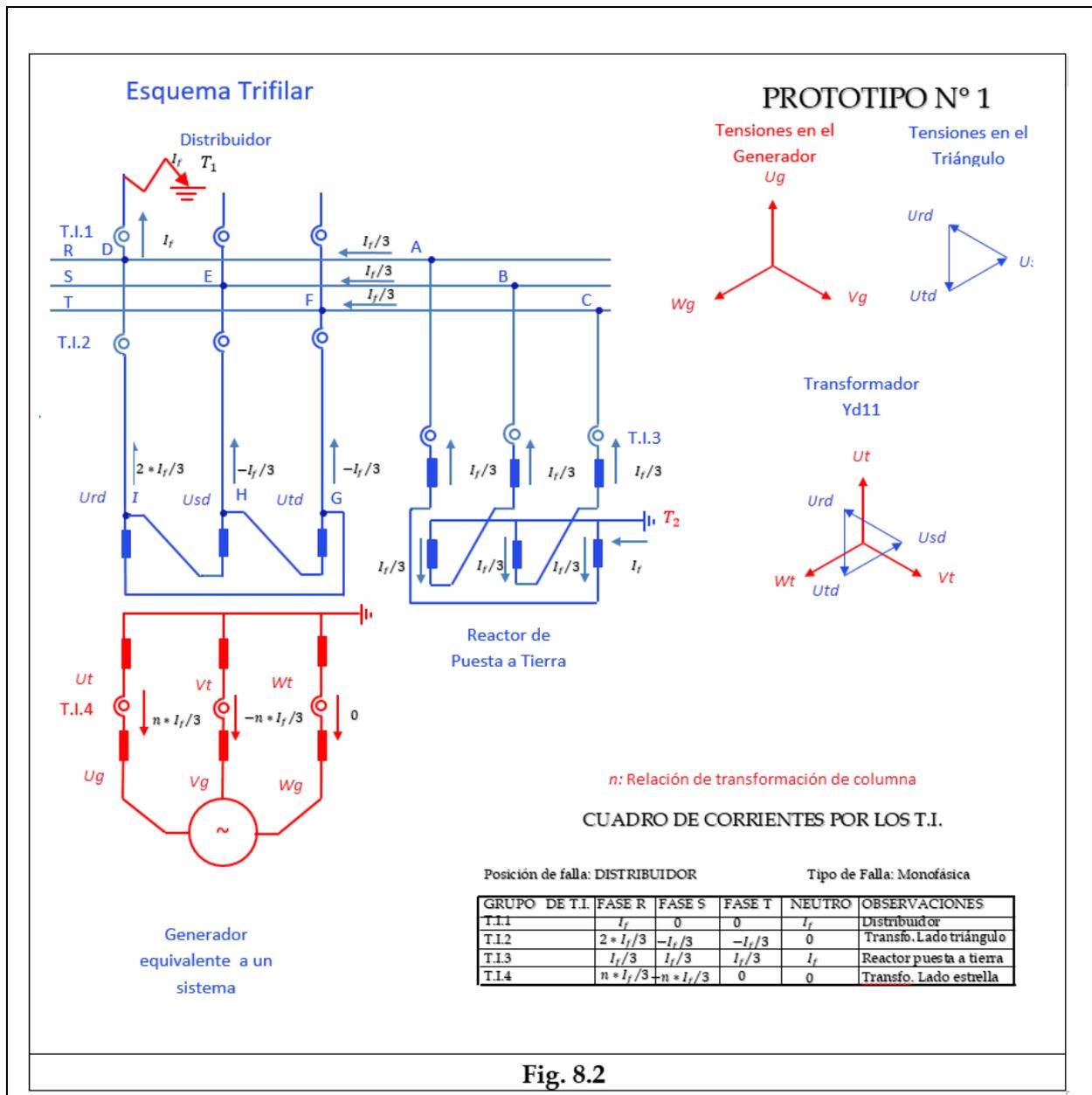


Fig. 8.2

La Fig. 8.2 muestra al esquema trifilar antes descrito, se analizarán las corrientes, las tensiones y los diagramas de fasores para los arrollamientos triángulo y estrella del transformador, para un cortocircuito monofásico en la línea que supone a un distribuidor.

Para facilitar el análisis se utilizarán los teoremas de sustitución y de superposición.

Se supondrá que la corriente de falla I_f en T_1 es una fuente de corriente, y luego aplicando superposición se analiza cuáles son las tensiones y corrientes que cada fuente aporta en el esquema.

La fuente de tensión se supone en cortocircuito cuando se desea estudiar qué aporta la fuente de corriente, y la de corriente se supone abierta cuando se desea saber qué aporta la fuente de tensión.

Al aporte de la fuente de tensión es sencillo analizarlo porque el sistema está en vacío, por lo tanto, la tensión de cada fase es la misma en todo en esquema, y las corrientes son todas nulas.

Analizando la fuente de corriente (I_f) lo primero es considerar los caminos posibles de circulación a través de la puesta a tierra.

La corriente que descarga a la puesta a tierra T_1 , circula por tierra y sólo lo puede hacer por la puesta a tierra T_2 del reactor de puesta a tierra, (R.P.A.T.) ya que en la puesta a tierra T_3 del arrollamiento estrella no puede ingresar la corriente porque no tiene por donde salir.

El reactor de puesta a tierra (R.P.A.T.) que es de conexión *Zig - Zag* permite la circulación de corriente de manera que se igualan los A_v (Amperios-Vuelta) en cada columna, lo que se logra construyéndolo con igual número de espiras en cada mitad del arrollamiento, arrollada en sentido contrario para lograr la compensación.

Cada corriente que circula por el arrollamiento del R.P.A.T. es compartida por dos columnas, y la corriente de falla se divide entonces en tres partes iguales, para igualar los A_v .

Como se indica en la Fig. 8.2 por cada fase de la barra (RST) circula una corriente que es:

$$I_{R,S,T} = \frac{I_f}{3}$$

Se aplica a continuación la ley de Kirchhoff para cada nodo.

8.2.1.1 Prototipo N° 1. Cortocircuito Monofásico en el Distribuidor. Análisis

NODO	ANÁLISIS
T_1	Se produce la falla en T_1
T_2	La corriente de falla I_f en el R.P.A.T. se divide en tres corrientes iguales de fase de valor $I_f/3$
A	La corriente $I_f/3$ del R.P.A.T., en fase R sólo puede tomar el camino al nodo D
B	La corriente $I_f/3$ que sale del R.P.A.T., en fase S sólo puede tomar el camino al nodo E
C	La corriente $I_f/3$ que sale del R.P.A.T., en fase T sólo puede tomar el camino hacia el nodo F
D	La suma de corrientes desde el nodo D hacia T_1 debe ser I_f . Por lo tanto, la que llega desde el triángulo del transformador, fase R debe ser igual a $2 * I_f/3$

E	La corriente $I_f/3$ que llega por la barra al nodo E sólo puede ir hacia el triángulo del transformador hacia el nodo H porque el sistema está en vacío.
F	La corriente $I_f/3$ que llega por la barra al nodo F sólo puede ir hacia el triángulo del transformador hacia el nodo G.
G	<p>Cada corriente que ingresa al triángulo es como fuente de corriente. La fuente de tensión está en cortocircuito. Cada fase tiene una reactancia X. Esto permite analizar cómo se divide cada una de las corrientes ingresantes.</p> <p>La corriente que ingresa al nodo G se divide en dos partes para llegar a salir por el nodo "I". La reactancia por la rama GH-HI es el doble que por la rama GI por lo tanto es:</p> $I_{GI} = \frac{I_f}{3 \cdot X} * 2 * X = \frac{2}{3} * I_f \qquad I_{GH-HI} = \frac{I_f}{3 \cdot X} * X = \frac{1}{3} * I_f$
H	<p>En forma análoga para el nodo H es:</p> $I_{HI} = \frac{I_f}{3 \cdot X} * 2 * X = \frac{2}{3} * I_f \qquad I_{HG-GI} = \frac{I_f}{3 \cdot X} * X = \frac{1}{3} * I_f$ <p>Debe tenerse en cuenta el sentido de circulación por cada fase para aplicar la superposición. Así resulta:</p> $I_{fase\ GI} = \frac{I_f}{3} \qquad I_{fase\ IH} = \frac{I_f}{3} \qquad I_{fase\ GH} = 0$ <p>La corriente que sale del triángulo por la fase R es: $I_R = \frac{2 \cdot I_f}{3}$ De acuerdo con lo deducido en el nodo "D"</p>
ESTRELLA	<p>Para analizar las corrientes que circulan por la estrella del transformador se tiene en cuenta el principio de transformador que es: $N_1 I_1 = N_2 I_2$</p> <p>Se llama "n" a la relación de transformación de columna, que es la tensión de línea del triángulo dividida en la tensión de fase de la estrella. De acuerdo con esto, la corriente por la fase T de la estrella es cero, y las fases R y S tienen el siguiente valor.</p> $I_R = \frac{n \cdot I_f}{3} \qquad I_S = \frac{-n \cdot I_f}{3} \qquad I_T = 0$ <p>Como puede observarse a la falla monofásica del lado triángulo se la "mira" como falla bifásica en la estrella.</p>

Es importante destacar qué pasa con la corriente homopolar o de neutro en cada grupo de transformadores de intensidad.

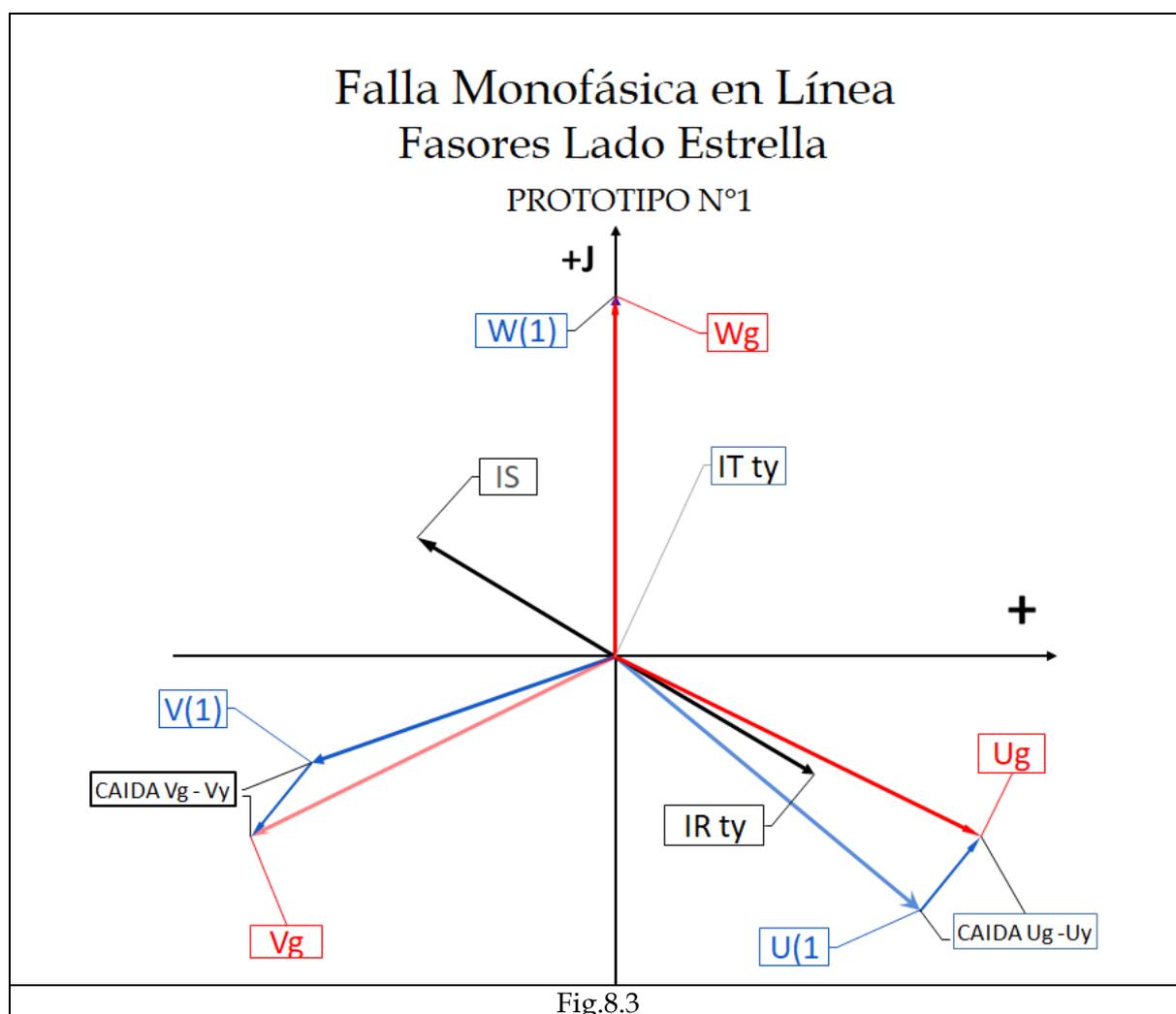
La corriente de neutro es:

$$I_N = I_R + I_S + I_T$$

Como se puede ver en la Fig. 8.2 en el transformador, tanto en el triángulo como en la estrella la corriente de neutro es nula.

Este es un dato importante que se debe tener en cuenta cuando se estudia el mismo tipo de falla en diferentes puntos del mismo esquema.

8.2.1.2 Prototipo N°1. Cortocircuito Monofásico Distribuidor. Diagrama de Fasores en la Estrella y el Triángulo del Transformador



En el párrafo 8.2.1.1 se ha explicado cómo se distribuye la corriente de falla por cada una de las partes del circuito.

Para definir cómo es el diagrama de tensiones, se parte desde la fuente y se estiman cuáles son las caídas de tensión en cada fase.

Las tensiones U_g, V_g y W_g de la Fig.8.3 son las tensiones de fuente y U_1, V_1 y W_1 son las tensiones que llegan a bornes del transformador (U_t, V_t, W_t en Fig. 8.2)

Se puede ver que la tensión W_g coincide con W_1 dado que la corriente en la fase I_T es nula.

Se han dibujado las corrientes I_R e I_S que producen una caída de tensión en la reactancia del generador desfasada 90° . Se resta entonces, la caída de tensión en cada fase de la tensión de la fuente y se llega a la tensión con la que es alimentado el transformador.

Como las fallas monofásicas son en realidad de corrientes no muy importantes, dependiendo fundamentalmente de la impedancia del R.P.A.T., la estrella de tensión prácticamente no se deforma.

La detección de la falla se realiza controlando la corriente homopolar, que solamente circula por el distribuidor y el R.P.A.T., puesto que las corrientes de fase al ser limitadas, pueden no ser suficientes como hacer actuar las protecciones.

Debe tenerse en cuenta que la suma de corrientes de las tres fases en los grupos de transformadores de intensidad T.I.2 y T.I.4 del transformador es nula.

Es decir:

- Grupo T.I.2 $I_R + I_S + I_T = I_N = 0$
- Grupo T.I.4 $I_R + I_S + I_T = I_N = 0$

Se verá ahora el diagrama de fasores del triángulo.

En el diagrama se han dibujado las tensiones del triángulo $U_{rd} - U_{sd} - U_{td}$, previas a la falla y las correspondientes en el momento de la falla. Se supone en el centro de coordenadas es el potencial de la tierra. Se hace coincidir al eje real con la tensión de la fase R.

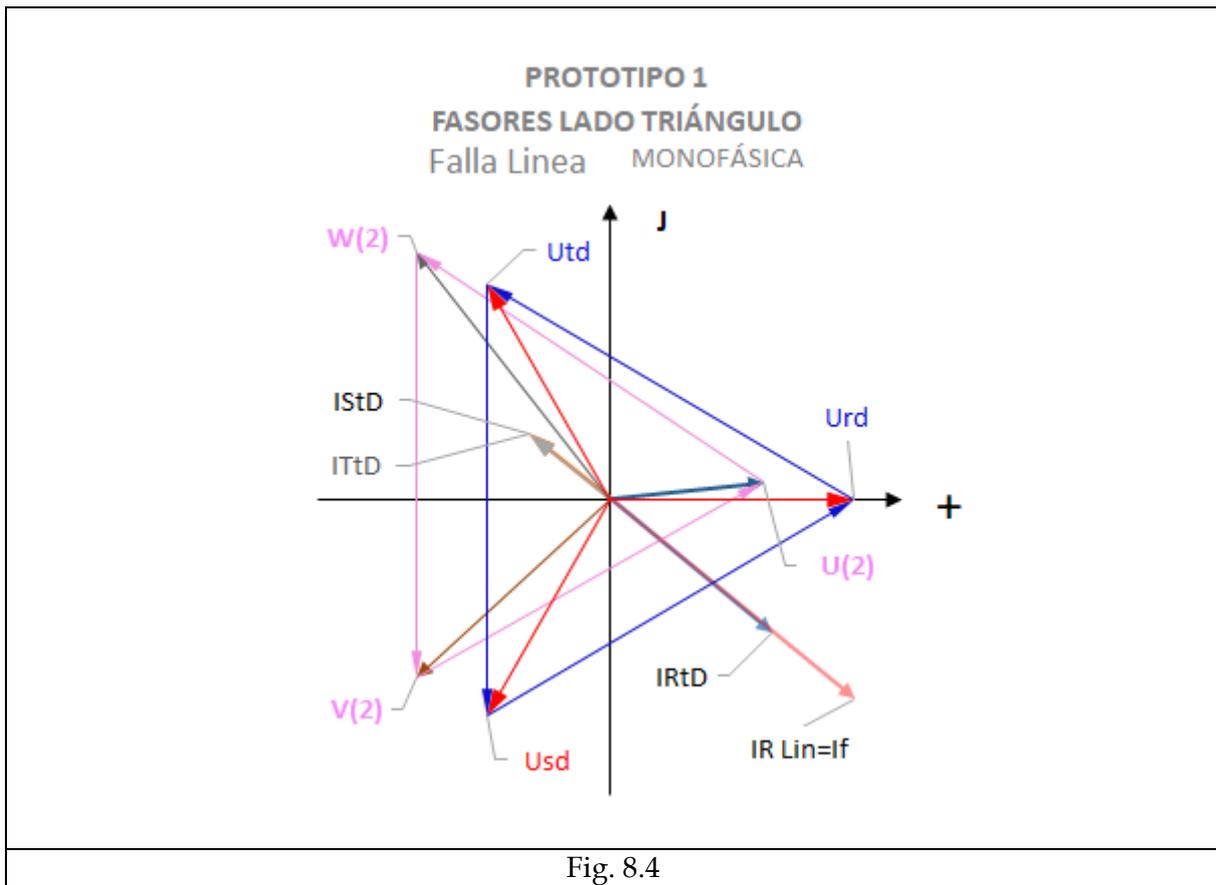
Como se demostró en el grupo de T.I.2 las corrientes en cada fase son:

$$I_R = \frac{2 \cdot I_f}{3} \qquad I_S = \frac{-I_f}{3} \qquad I_T = \frac{-I_f}{3}$$

El ángulo de fase φ_{falla} corresponde al de la impedancia total vista desde la fuente.

Se distingue en el diagrama, la tensión que toma cada fase en falla con respecto a la tensión previa homónima. Las tensiones en falla forman el triángulo $(U, V, W)_2$ del diagrama de fasores.

La caída de tensión en la impedancia de la fuente deforma a la estrella como se vio, y la propia reactancia del transformador hace caer la tensión en forma proporcional a la corriente que pasa por cada una de ellas.



La caída de tensión es perpendicular a la corriente.

La tensión $VW = V_{(2)}W_{(2)}$ coincide en fase con la tensión $W_{(1)}$ de la Fig.8.3 pues $I_T = 0$

8.2.2 Prototipo N° 1. Cortocircuito Monofásico en Barras.

Los análisis realizados en el punto anterior son válidos también para este caso.

Queda claro que de la posición de la falla depende la corriente que pasa por cada uno de los grupos de T.I. En este caso la posición cambia para el grupo T.I.1.

Es normal identificar la posición de la falla señalando si está "adelante" o "atrás" del grupo de T.I. tomando como referencia el lado de alimentación de la línea o transformador.

Cuando el grupo de T.I. está entre la fuente y la falla se dice que la falla está hacia "adelante".

Si la falla está entre la fuente y el grupo de T.I. se dice que está hacia "atrás".

Como la falla es en la barra fase R, la tensión de esta barra se desplaza hacia el origen como muestra el diagrama de la Fig.8.5.a

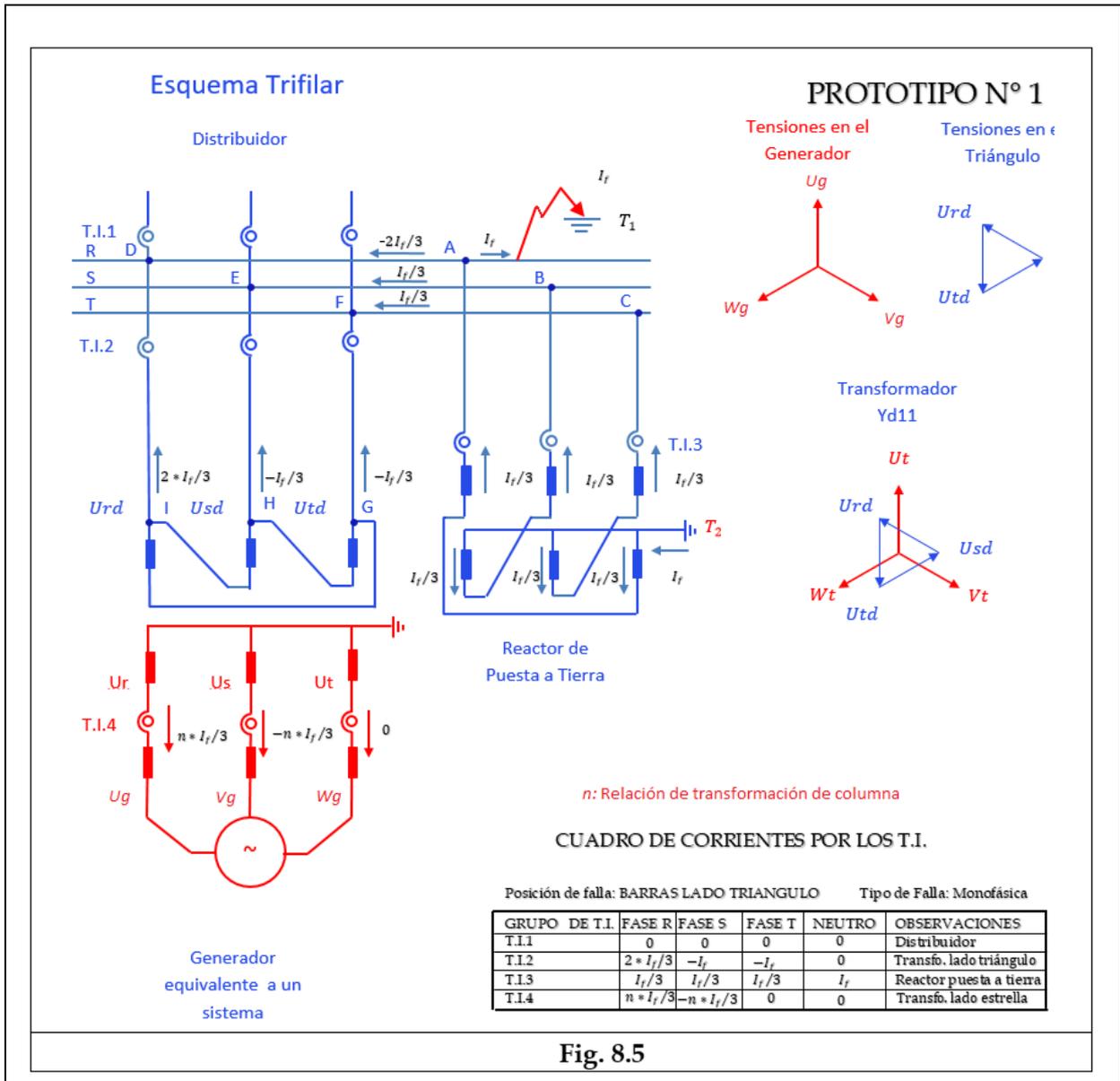


Fig. 8.5

En la Fig.8.5.b $W_g = W_{(1)}$ puesto que no circula corriente por la fase T

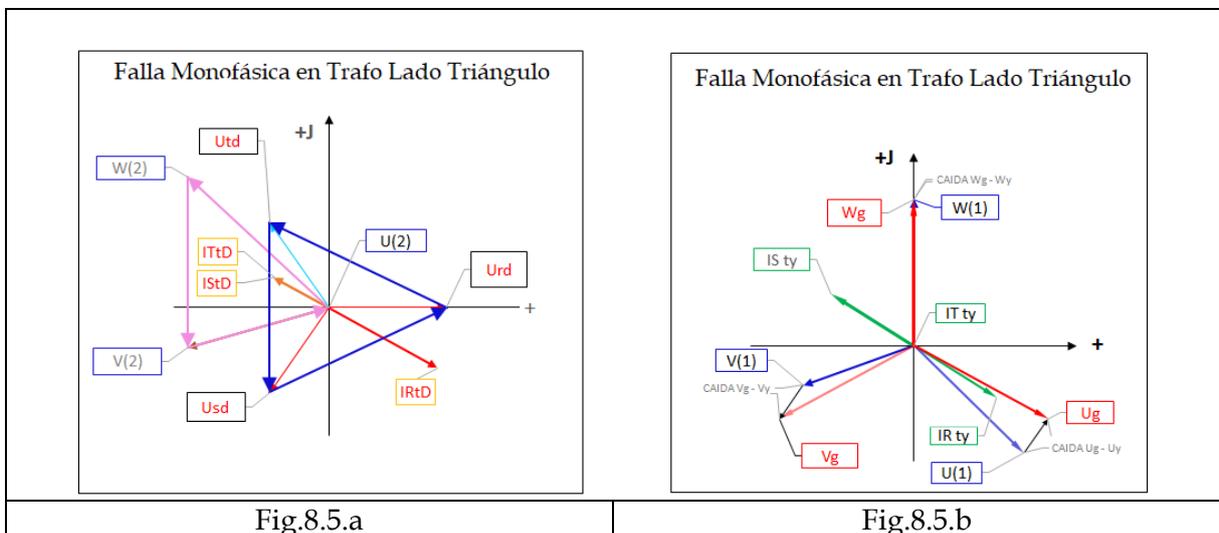


Fig.8.5.a

Fig.8.5.b

8.2.3 Prototipo N° 1. Cortocircuito Monofásico en Bornes del Transformador Arrollamiento Triángulo.

Para todos los casos anteriores la falla se encontraba hacia “adelante” del grupo T.I.2, pero en este caso se encuentra hacia “atrás” y las corrientes que circulan por él son diferentes.

En el esquema de la Fig.8.6 se indica en el cuadro de corrientes, la corriente de neutro que ahora no es nula para el grupo T.I.2.

Es muy importante hacer notar, que sólo para fallas en el propio transformador la corriente homopolar pasa por el grupo T.I.2.

Por lo tanto, una protección de sobrecorriente de tierra es capaz de detectarla y debe sacar de servicio instantáneamente al transformador, abriendo los interruptores de la estrella y del triángulo.

El diagrama de fasores es el mismo que en el caso anterior y solamente se observa el cambio de las corrientes por el grupo de transformadores de intensidad T.I.2 como se muestra en la Fig. 8.6

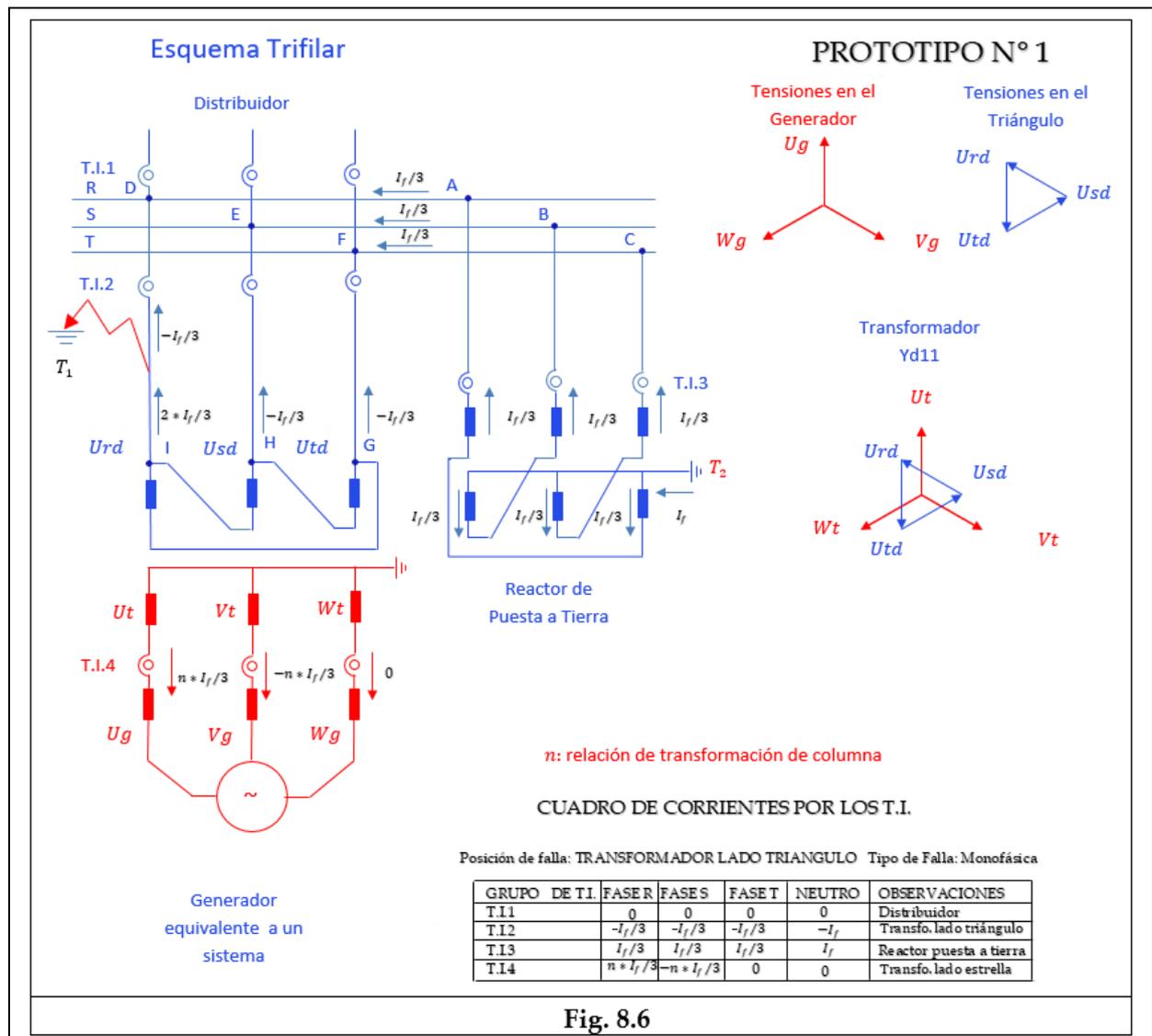


Fig. 8.6

Se puede apreciar que para las fallas externas al R.P.A.T. la corriente homopolar pasa por su grupo T.I.3.

Se estudiará ahora fallas en el R.P.A.T.

8.2.4 Prototipo N° 1. Cortocircuito Monofásico en R.P.A.T.

La falla en el R.P.A.T. tiene la particularidad de que ninguno de los grupos de los transformadores de intensidad puede detectar la corriente homopolar o de neutro, como se puede apreciar en el esquema de la Fig.8.7.

Por este motivo, es práctica común agregar un T.I. en la conexión a tierra del R.P.A.T. que alimenta a una protección de sobrecorriente denominada "Protección de Tiempo Límite", que en el caso de permanencia de la corriente homopolar por un tiempo importante (3 ó 4 seg.), abra al interruptor del transformador en el lado triángulo, además del propio.

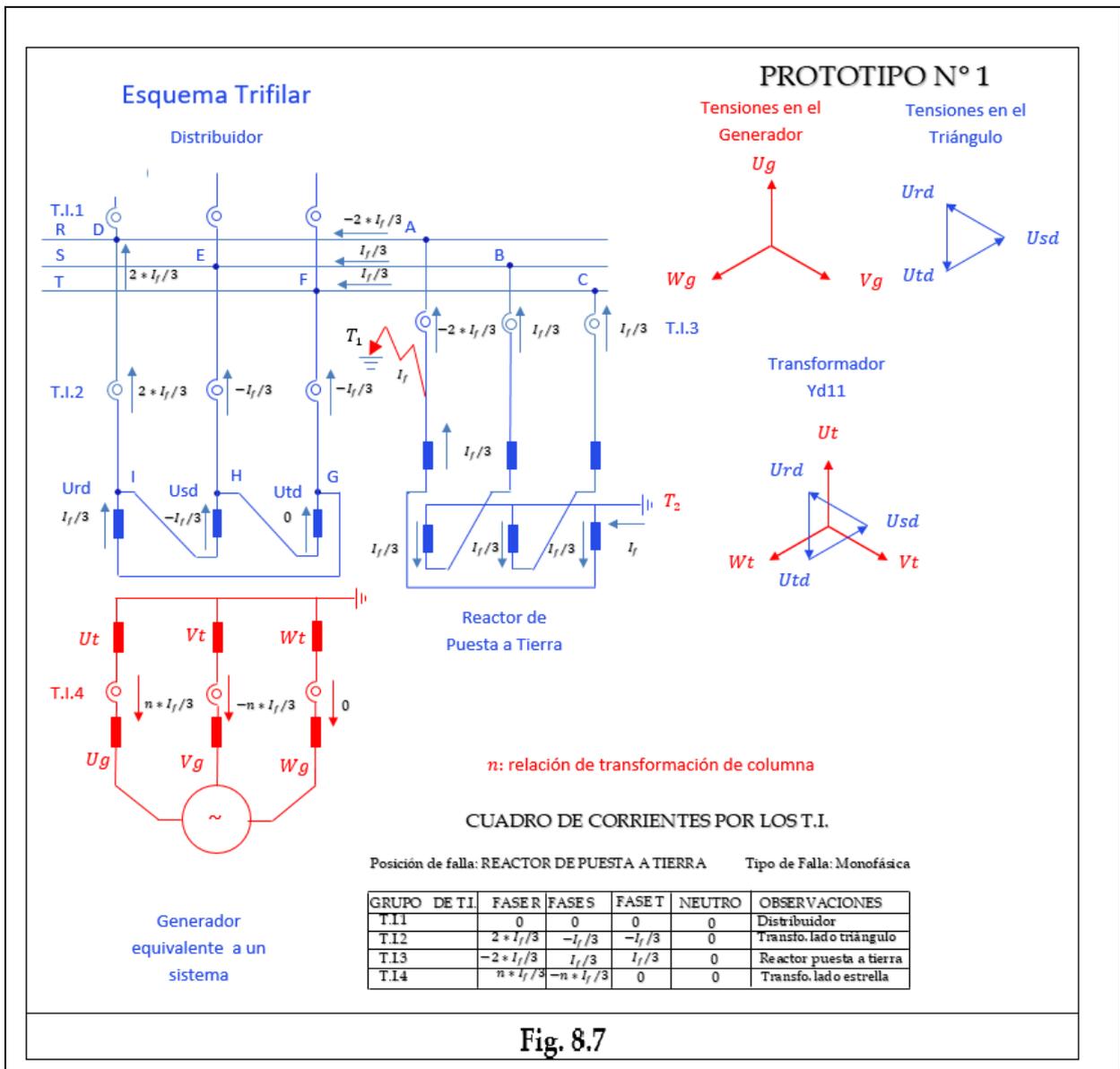


Fig. 8.7

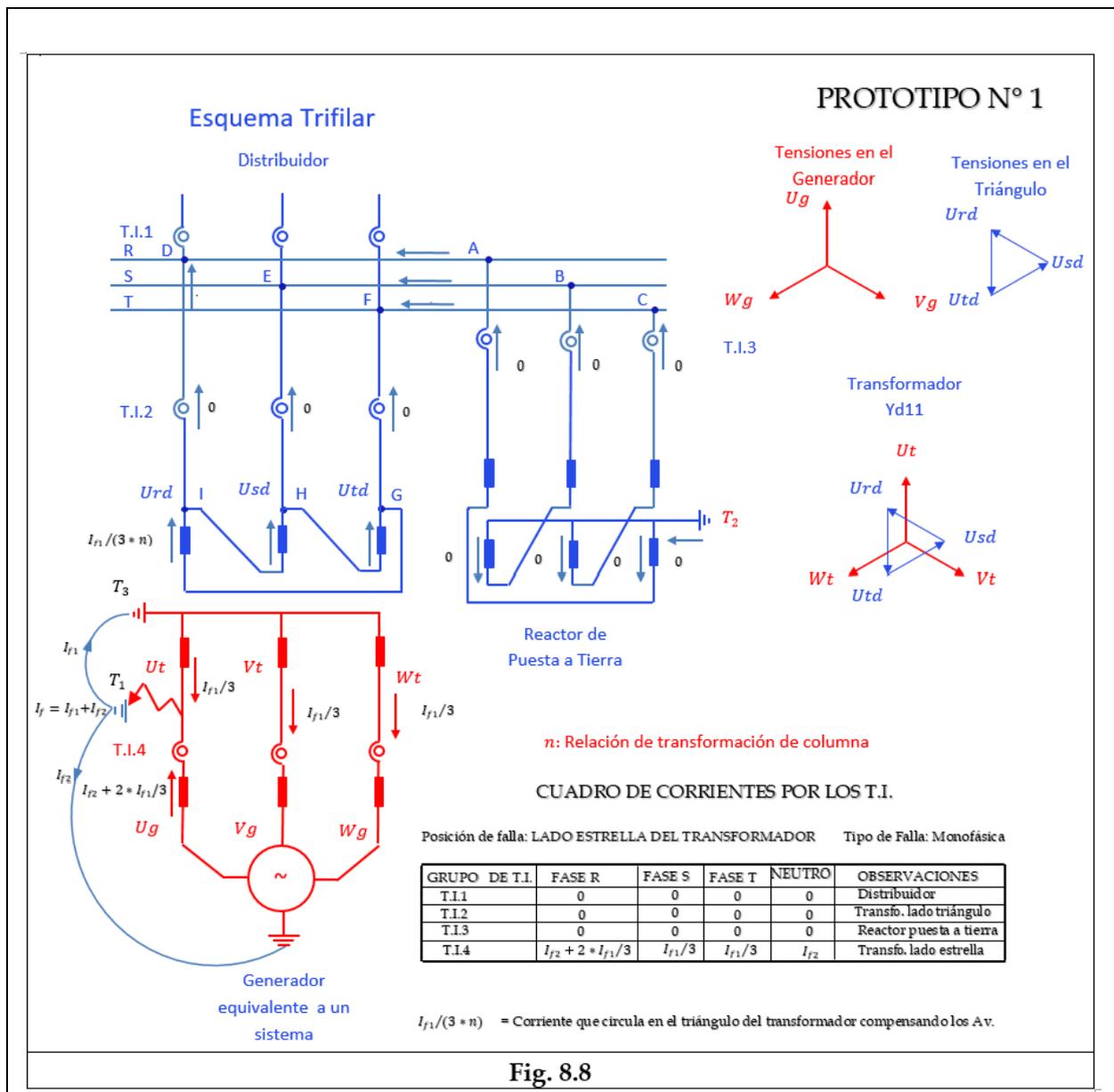
Es normal conectar al R.P.A.T. directamente a bornes de transformador para economizar una celda (la del R.P.A.T.). Esto obliga para esta falla a sacar de servicio totalmente al transformador, es decir se abren los interruptores de los arrollamientos estrella y triángulo.

8.2.5 Prototipo N°1. Cortocircuito Monofásico en Estrella de Transformador.

Para el cortocircuito monofásico en el arrollamiento estrella, la corriente tiene dos posibilidades de circulación. Una por la puesta a tierra de la fuente, y la otra por la puesta a tierra del propio transformador.

El transformador se comporta de la misma manera que un R.P.A.T.

La corriente I_{f1} que entra por el centro de estrella se divide en tres corrientes iguales, que hacen circular dentro del triángulo la corriente necesaria para compensar los Av.



La información que le llega a la protección desde el grupo T.I.4 es la que se muestra en el cuadro de valores de la Fig.8.8.

La corriente de neutro I_{f2} es la que corresponde a la fuente, y es la que se mide como corriente de neutro en la falla, como el grupo T.I.4.

La mayor corriente está en la fase fallada y por las fases sanas circula la corriente que depende del transformador.

Además, se puede observar que los otros grupos T.I.1, T.I.2, T.I.3, no “ven” la falla porque no hay circulación de corriente por ellos, y si el sistema de protecciones alimentada por el grupo T.I.4 fallara, el respaldo debe ser dado por las protecciones de los otros extremos de las líneas que alimentan a la estación, que están montadas en las estaciones transformadoras adyacentes.

8.2.6 Prototipo N° 1. Cortocircuito Monofásico en la Fuente

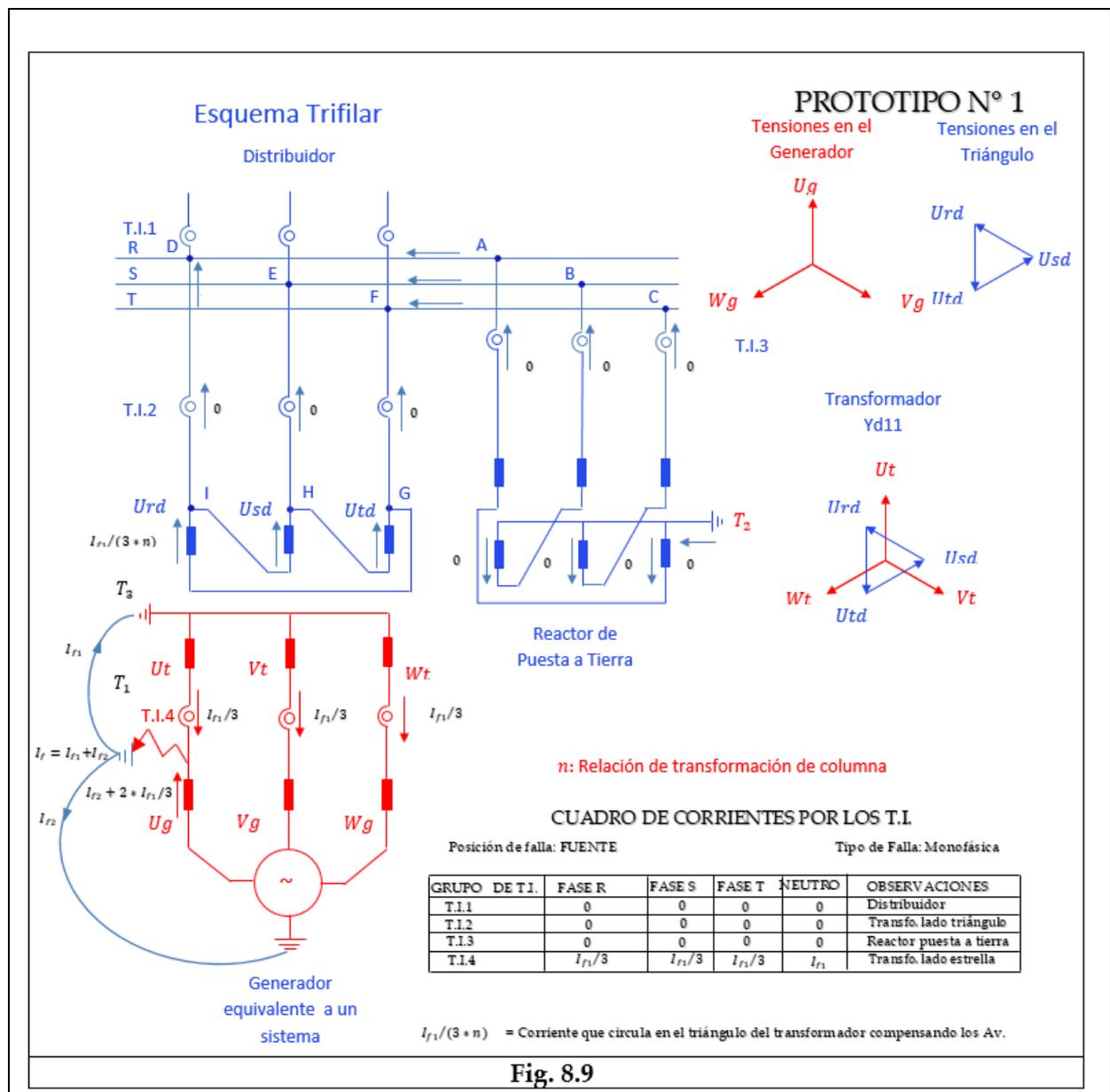


Fig. 8.9

La falla en la fuente es una falla en una de las líneas que alimentan a la estación.

Como se dijo, el transformador se comporta como un R.P.A.T. por lo que las corrientes que circulan por el grupo T.I.4 son iguales en las tres fases, de valores $I_f/3$ e impuestas por el transformador.

La corriente de tierra o de neutro es I_f , la que normalmente es mucho menor que la I_f

Esto permite con la adecuada regulación de la protección distinguir si la falla está en el transformador o en la línea, y regular los tiempos de apertura del interruptor del transformador lado estrella.

Si la corriente de neutro supera el valor de I_f , la apertura debe ser prácticamente instantánea. Si no fuera así, se debe esperar a que las protecciones de las líneas actúen, con un tiempo que normalmente oscila alrededor de 0,5 seg.

8.2.7 Prototipo N° 1. Cortocircuito Bifásico en Distribuidor

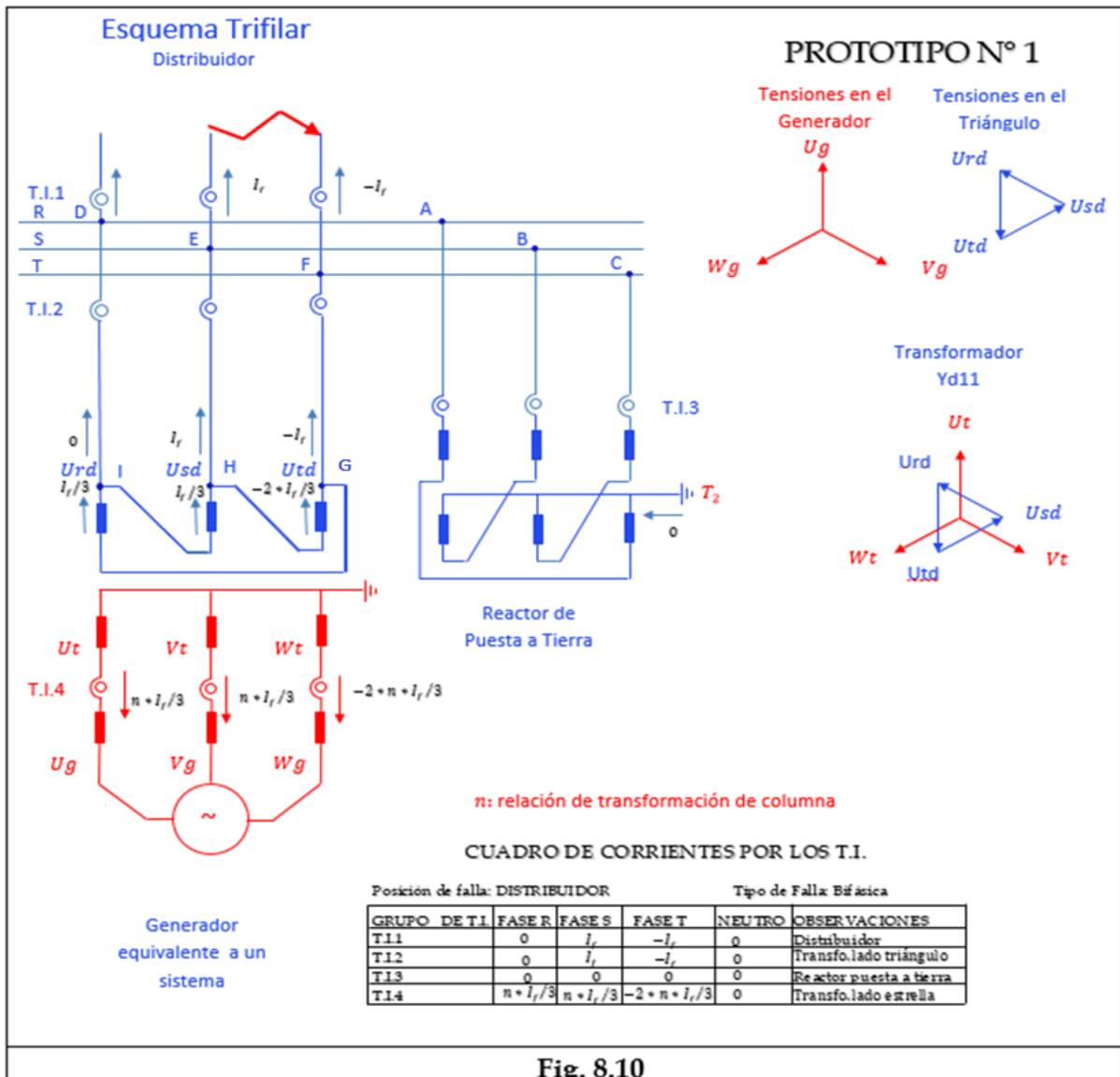


Fig. 8.10

En la Fig.8.10 se ha representado el esquema a estudiar para una falla bifásica en una línea.

Se analizarán las corrientes, las tensiones y se construirán los diagramas de fasores para los arrollamientos triángulo y estrella.

Aplicando los teoremas de sustitución y superposición, se toma como fuente a la corriente de falla (I_f) y se analizan los posibles caminos de circulación, haciendo cortocircuito en los generadores de tensión.

La corriente por las fases S y T no tiene posibilidades de circular por tierra porque la falla es entre fases y no a tierra, entonces por el R.P.A.T no circula corriente alguna.

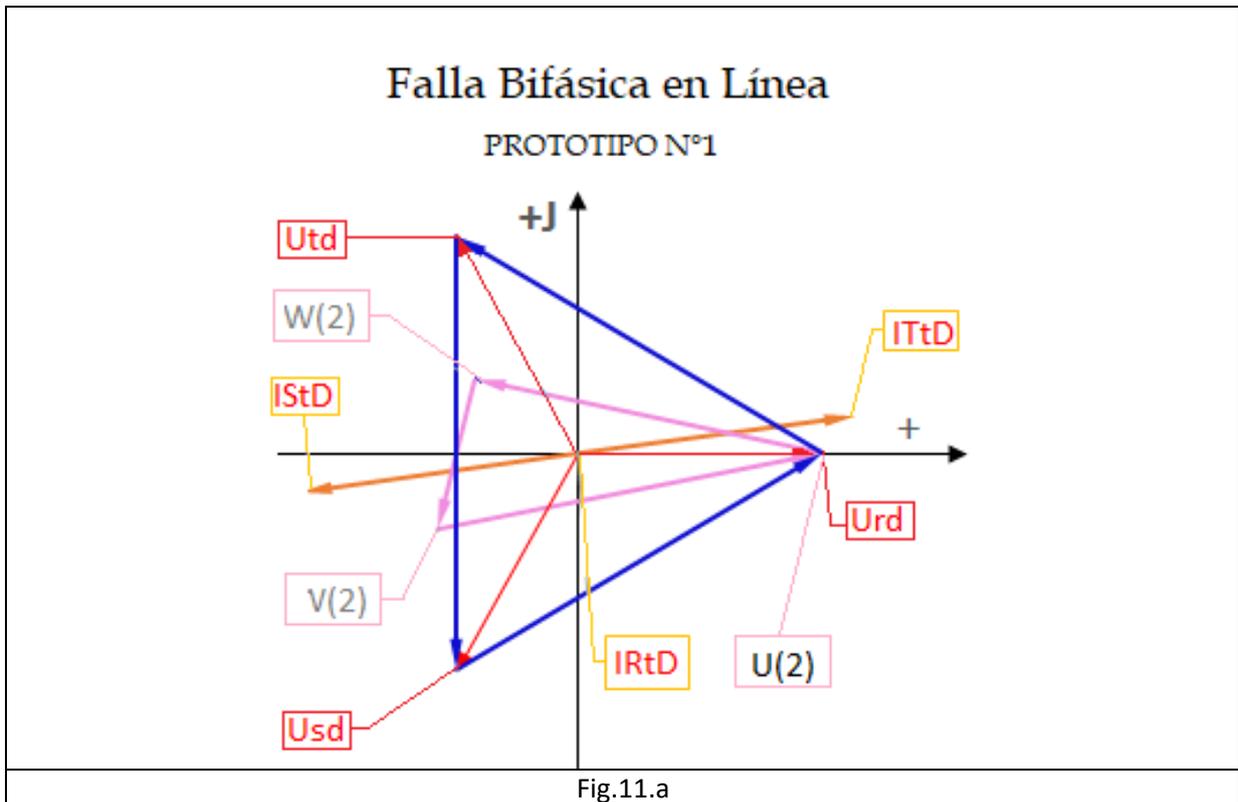
Se aplica a continuación la ley de Kirchhoff para cada nodo.

8.2.7.1 Prototipo N° 1. Cortocircuito Bifásico en el Distribuidor. Análisis

NODO	ANÁLISIS
A	No hay corriente que llegue o salga del nodo A
B	No hay corriente que llegue o salga del nodo B
C	No hay corriente que llegue o salga del nodo C
D	No hay corriente que llegue o salga del nodo D
E	La suma de las corrientes que llegan al nodo E debe ser I_f .
F	La suma de las corrientes que llegan al nodo F debe ser $-I_f$.
G	<p>Considerando a cada corriente que ingresa al triángulo como fuente de corriente, y teniendo en cuenta que la fuente de tensión está en cortocircuito, se puede considerar a cada fase como una reactancia X, lo que permite analizar cómo se dividen las corrientes ingresantes.</p> <p>La corriente que ingresa al nodo "G" se divide en dos partes para salir por el nodo "H".</p> <p>La reactancia por la rama GH es la mitad de la GI-IH, luego:</p> $I_{GH} = \frac{2 \cdot I_f}{3 \cdot X} \cdot X = \frac{2}{3} \cdot I_f \qquad I_{GI-IH} = \frac{I_f}{3 \cdot X} \cdot X = \frac{1}{3} \cdot I_f$
H	<p>Al nodo H llegan las corrientes anteriores y sale del él la suma de ambas.</p> <p>Así resulta:</p> $I_{HG} = -\frac{2 \cdot I_f}{3 \cdot X} \cdot X = -\frac{2}{3} \cdot I_f \qquad I_{GI-IH} = \frac{I_f}{3 \cdot X} \cdot X = -\frac{1}{3} \cdot I_f$ <p>La corriente que sale del triángulo por la fase S es:</p> $I_S = I_f$

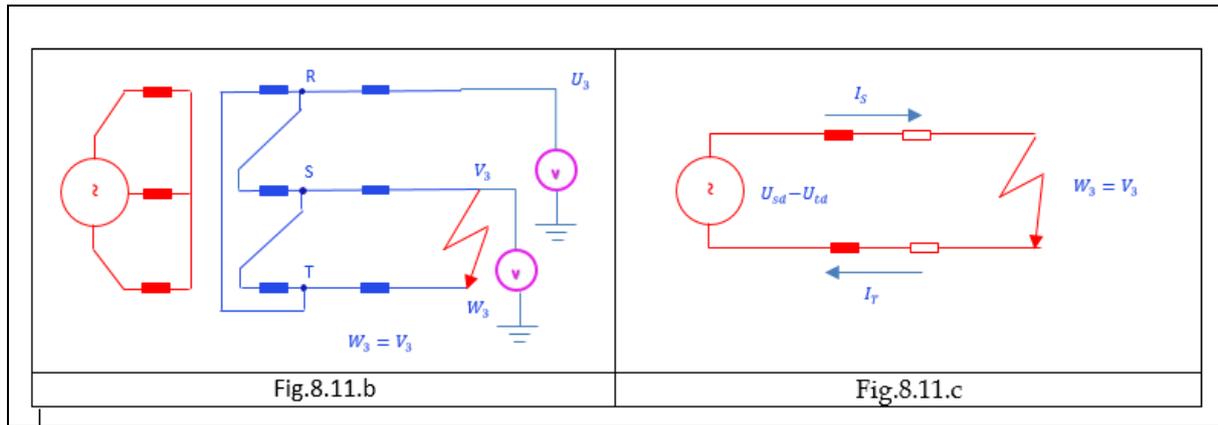
ESTRELLA	<p>Para analizar las corrientes que circulan por la estrella del transformador se tiene en cuenta el principio de transformador: $N_1 I_1 = N_2 I_2$</p> <p>Se llama "n" a la relación de transformación de columna, que es la tensión de fase de del triángulo dividida en la tensión de fase de la estrella.</p> <p>De acuerdo con esto la corriente por cada fase es:</p> $I_R = -\frac{n \cdot I_f}{3} \qquad I_S = -\frac{n \cdot I_f}{3} \qquad I_T = \frac{2 \cdot n \cdot I_f}{3}$ <p>Como puede observarse a la falla bifásica del lado triángulo se la "ve" como falla en las tres fases de la estrella.</p>
----------	---

8.2.7.2 Prototipo N°1. Cortocircuito Bifásico Distribuidor. Diagrama de Fasores Triángulo



En el diagrama de la Fig.8.11.a se han dibujado las tensiones previas a las falla del triángulo U_{rd} - U_{sd} - U_{td} .

El subíndice "(2)" de tensiones del triángulo hace referencia al esquema unifilar Fig.8.1.



Se hace coincidir a la dirección del eje imaginario con la tensión $U_{sd} - U_{td}$

Como se demostró:

$$I_R = 0$$

$$I_S = I_f$$

$$I_T = -I_f$$

La corriente I_S , está retrasada respecto de la tensión $U_{sd} - U_{td}$ que es la previa a la falla, con la fase que corresponde al circuito.

Las tensiones que se miden respecto de tierra en el punto de falla, son U_3 que no cambia en la fase sana, y $V_3 = W_3$ por estar en cortocircuito. Fig.8.11.b

En la Fig.8.11.c se muestra que cada fase de la línea tiene la misma caída suponiendo que la impedancia de cada una es igual a la de la otra.

Es decir que si se midiera esta tensión respecto de tierra, sería la que hay entre el punto medio de $U_{sd} - U_{td}$ y el centro de coordenadas que es tierra.

Las caídas de tensión que se producen en las reactancias de cada fase del transformador son perpendiculares a la corriente que pasa por cada una de ellas y tal que sumadas a las caídas en el distribuidor hagan $V_3 = W_3$ en el punto de falla.

Con el circuito de la Fig. 8.10 se puede entender el diagrama de fasores del lado triángulo.

Se aplica *Thevenin* entre las fases *S* y *T*.

La suma de las caídas debe ser igual a la tensión de fuente que en este caso es la tensión entre fases $U_{sd} - U_{td}$ del transformador.

Como la tensión en el punto de falla debe ser la misma para las dos fases en cortocircuito, y para simetrizar las impedancias de ida y vuelta, es que se divide a la reactancia del transformador en dos partes iguales.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, es que el triángulo original previo a la falla $U_{rd}-U_{sd}-U_{td}$ se transforma en el triángulo en falla $U_{(2)}-V_{(2)}-W_{(2)}$

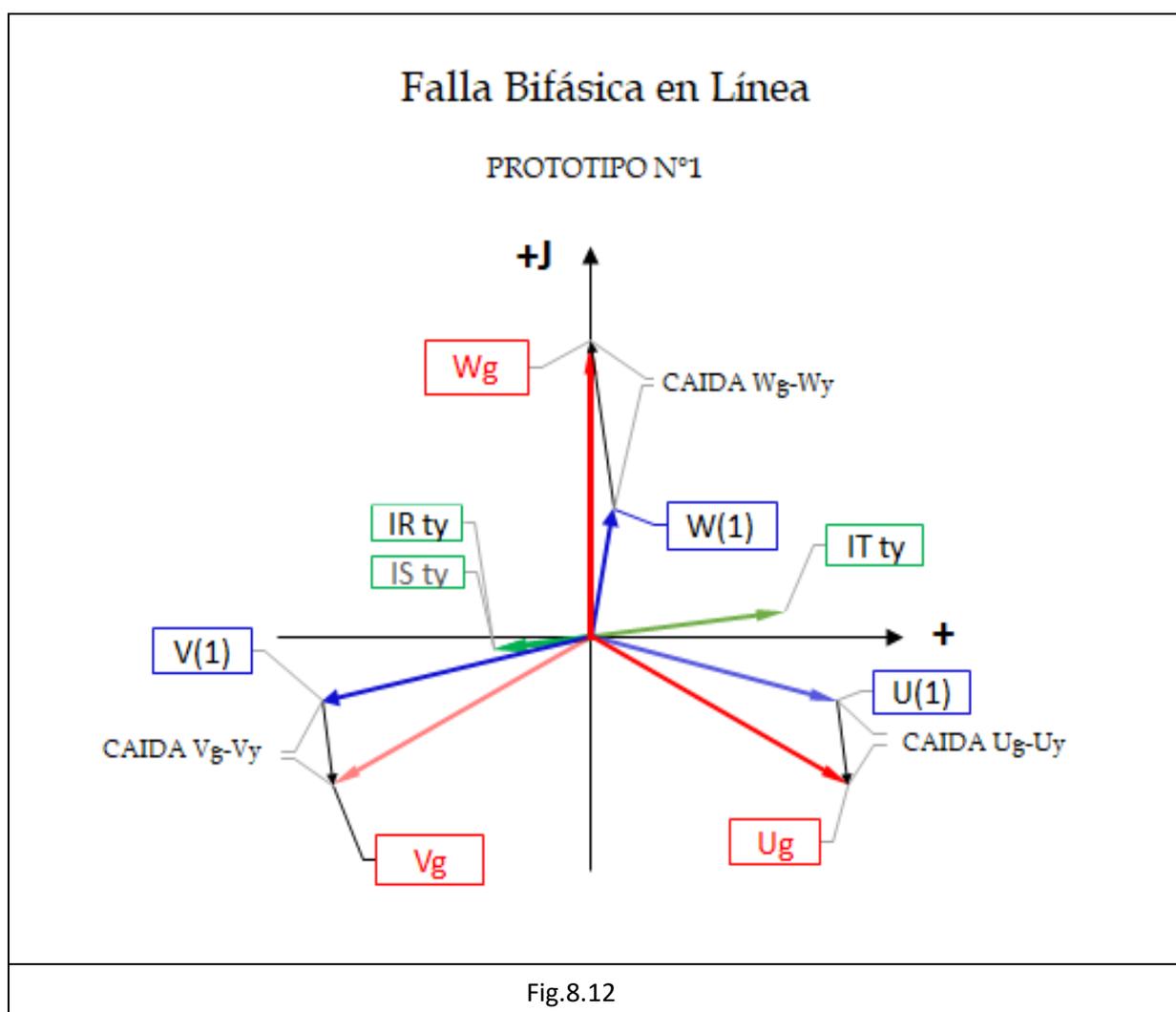
Se debe notar que el fasor $U_{td}-W_{(2)}$ es perpendicular a la corriente I_S lo mismo que el fasor $U_{sd}-V_{(2)}$.

8.2.7.3 Prototipo N°1. Cortocircuito Bifásico Distribuidor. Diagrama de Fasores en la Estrella

En la estrella la corriente por la fase T es el doble de las otras dos fases, también la caída de tensión en la reactancia del transformador, y además es de sentido contrario.

Las caídas están adelantadas 90° de las corrientes respectivas.

Por lo explicado es que resulta una estrella deformada con módulos diferentes y ángulos que no son de 120° .



8.2.8 Prototipo N° 1. Cortocircuito Bifásico en Barras Triángulo

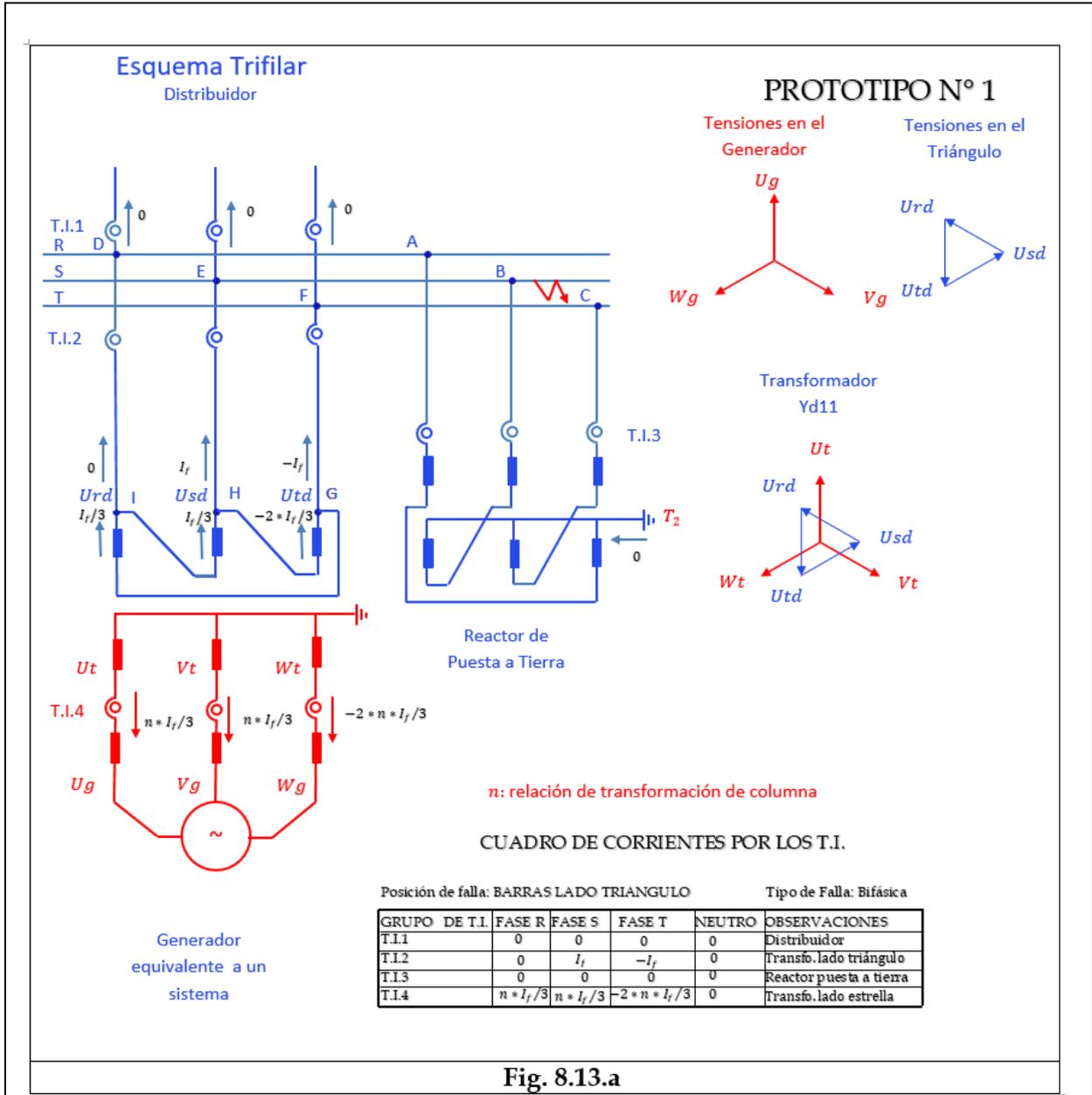


Fig. 8.13.a

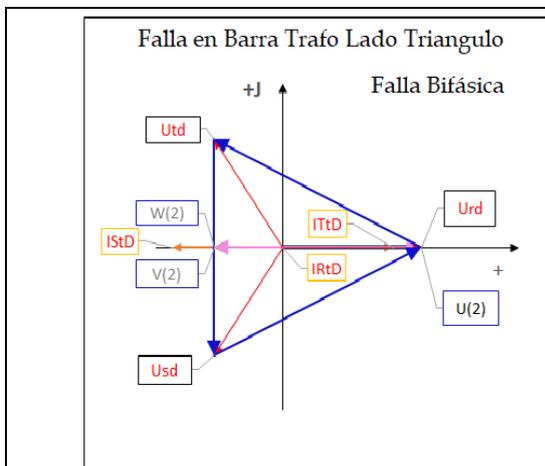


Fig. 8.13.b

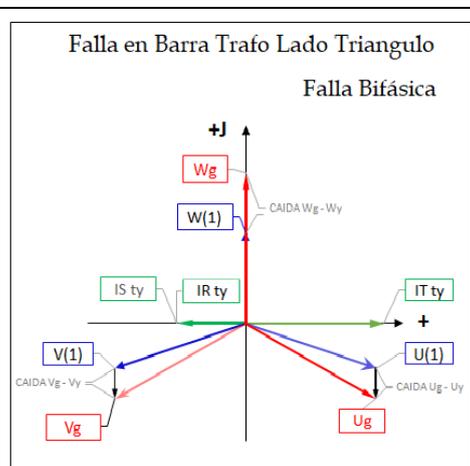


Fig. 8.13.c

La única diferencia con el caso anterior es que por los transformadores T.I.1 ahora no circula corriente.

El diagrama del lado triángulo iguala los valores de las tensiones $U_S = U_T$ en la barra donde está la falla.

Es necesario hacer notar que en la Fig.8.13.b la tensión $(U_{rd} U_{td})$ se transforma en la tensión $(U_{(2)}W_{(2)})$ y que $(U_{vd}U_{rd})$ se transforma en la tensión $(W_{(2)}U_{(2)})$.

8.2.9 Prototipo N° 1. Cortocircuito Bifásico en el Triángulo del Transformador

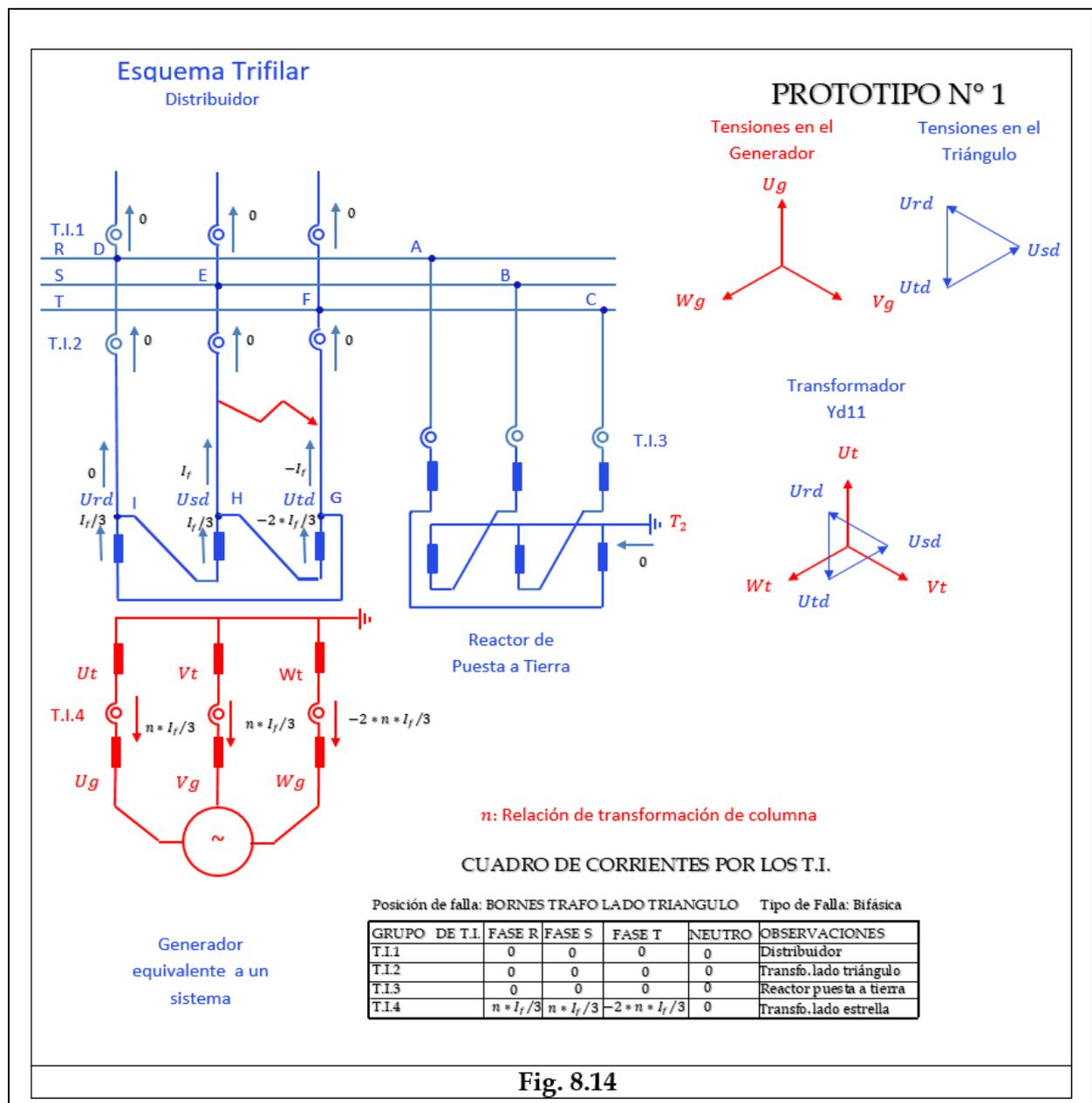


Fig. 8.14

En este caso sólo circula corriente por el grupo T.I.4. Si llegara a fallar el sistema de protecciones o el interruptor de la estrella del transformador, no se tiene reserva porque es

muy difícil que las protecciones del otro extremo de las líneas que alimentan a la estación transformadora puedan cubrir esta falla, puesto que la impedancia de cortocircuito del transformador puede resultar demasiado grande.

Por este motivo se debe cubrir esta falla con una protección diferencial de transformador.

La protección diferencial, tiene un principio de funcionamiento distinto que se verá más adelante, respalda a la protección de sobrecorriente del transformador lado estrella, pero no al interruptor, lo que se puede salvar con una protección de falla de interruptor (PFI) que abre a los interruptores adyacentes al fallado, en la propia estación.

8.2.10 Prototipo N° 1. Cortocircuito Bifásico en R.P.A.T.

Para la falla bifásica en el R.P.A.T. debe salir instantáneamente el reactor, y a menos que haya otro R.P.A.T. que mantenga la referencia de tierra, debe salir de servicio también el transformador.

Para ello la conexión de la protección de sobrecorriente para el reactor, tiene un esquema diferente al distribuidor o transformador que se verá más adelante.

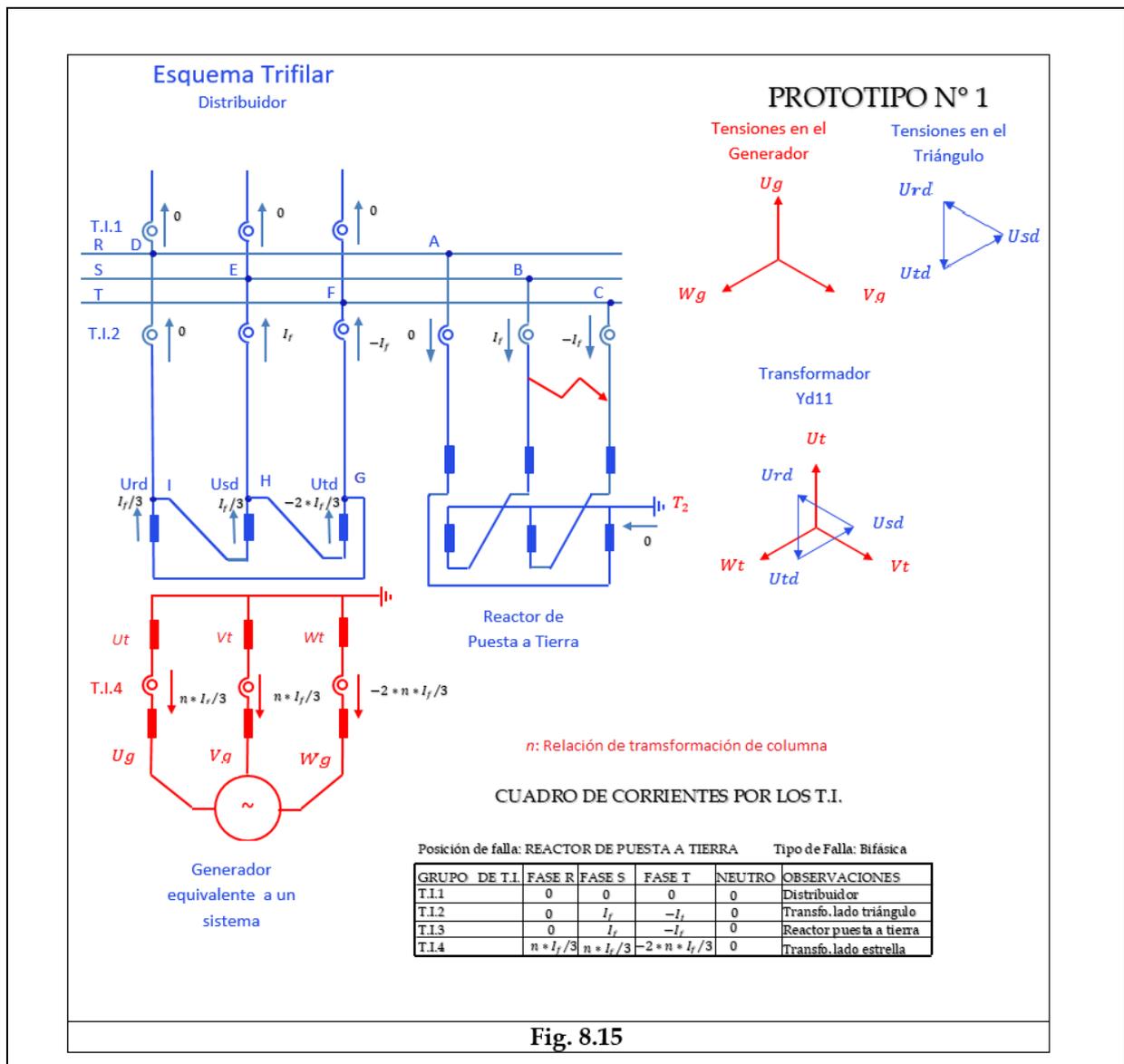


Fig. 8.15

8.2.11 Prototipo N° 1. Cortocircuito Bifásico en la Estrella del Transformador

El cortocircuito en bornes de la estrella, que es el arrollamiento al que llega la fuente, es una falla severa, que debe ser aislada instantáneamente.

La protección de sobre corriente puede ser regulada de manera que distinga por módulo de corriente una falla en la estrella respecto de una falla en barras del triángulo.

La reserva la dan las protecciones del otro extremo de las líneas, y los tiempos de actuación de aquellas pueden oscilar entre 0,3 a 0,5 segundos, adecuados para las reservas.

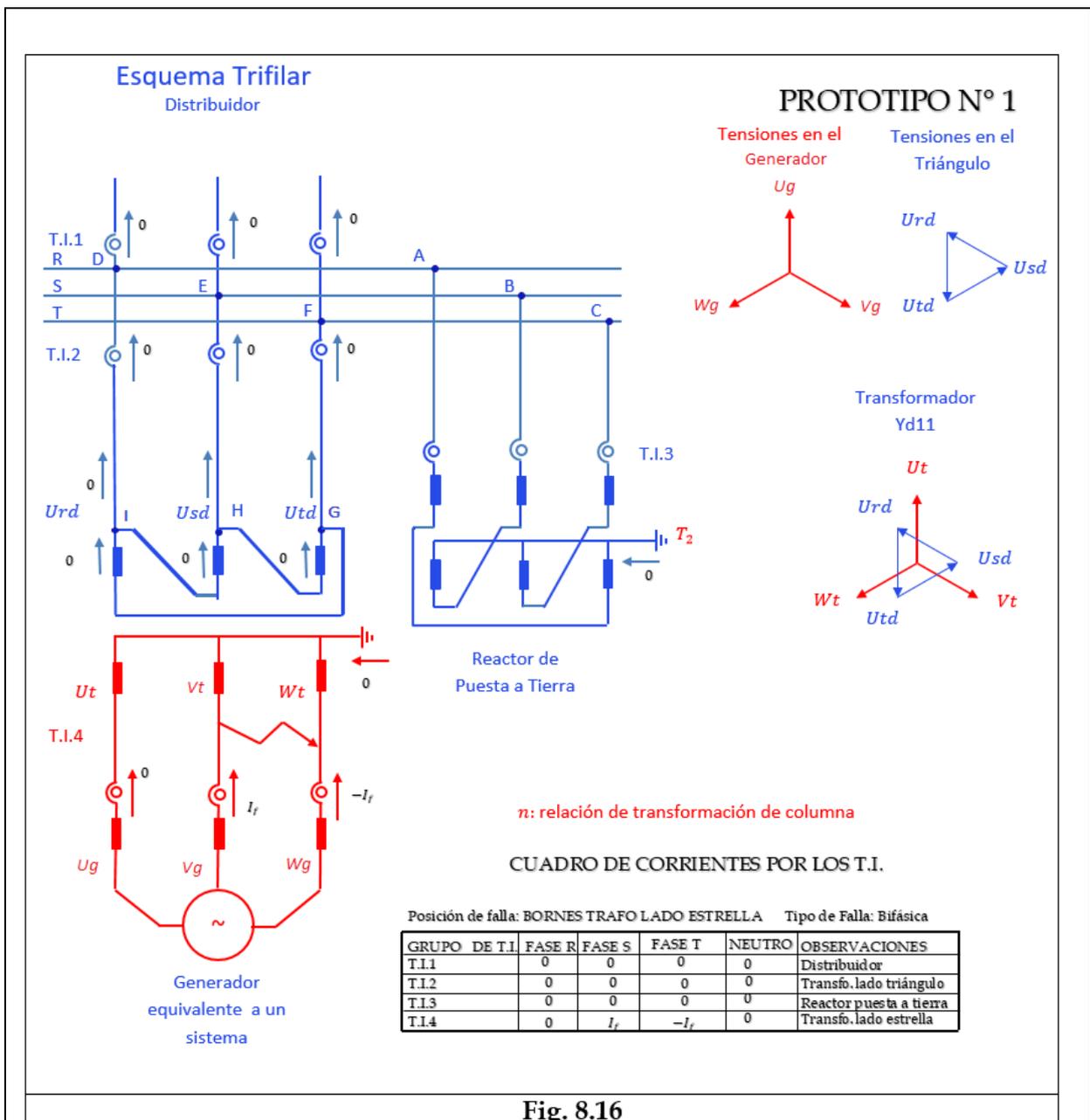
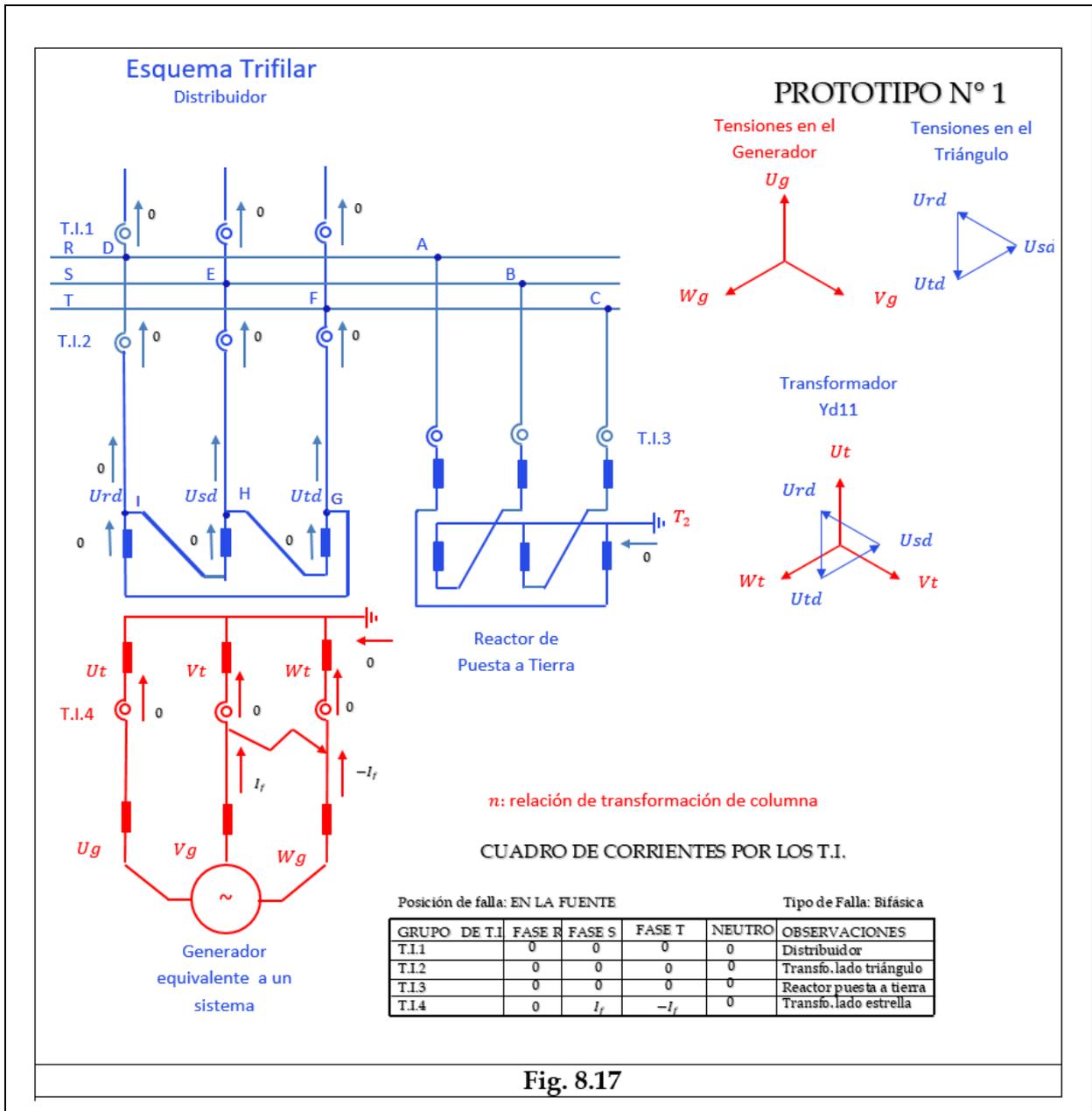


Fig. 8.16

8.2.12 Prototipo N° 1. Cortocircuito Bifásico en la Fuente

Esta falla es responsabilidad de las protecciones del sistema, puesto que por el transformador no hay circulaciones de corrientes.



8.2.13 Prototipo N° 1. Cortocircuito Trifásico en Distribuidor

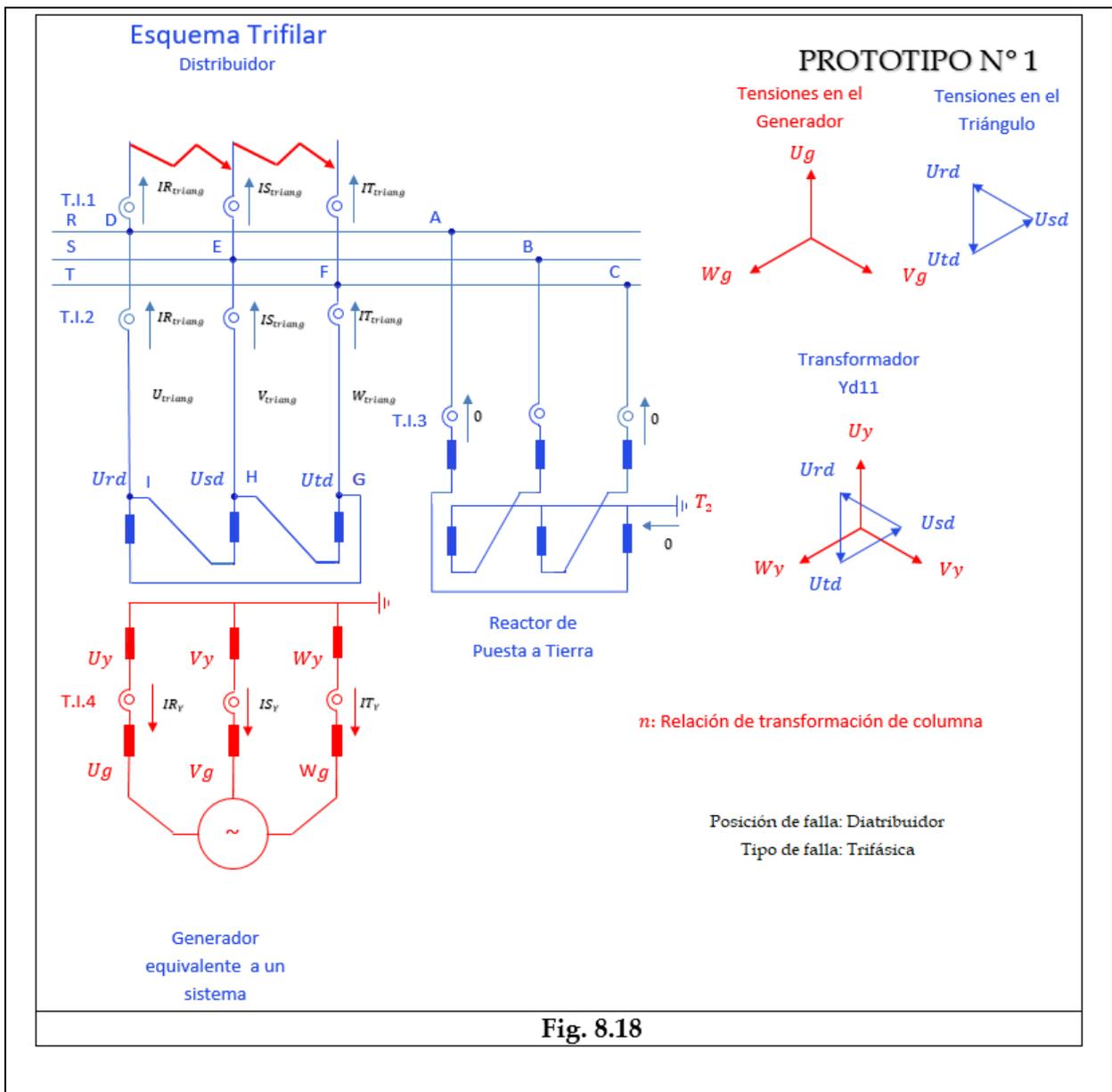
Los cortocircuitos trifásicos se pueden analizar como si fueran circuitos monofásicos, porque las corrientes son simétricas.

En la estrella y en el triángulo se han dibujado las tensiones previas a las fallas, $[(U,V,W)_g]$ y $[(U_{rd}, U_{sd}, U_{td})]$ que son tomadas como referencias para el análisis de lo que ocurre durante la falla.

Visto desde la estrella se puede considerar como una carga simétrica con un ángulo de fase correspondiente hasta el punto de falla.

Las caídas de tensión, si se supone que la fuente tiene una impedancia interna reactiva, son perpendiculares a las corrientes y tienen el mismo módulo y, por lo tanto, la estrella de tensión tiene una rotación, con tensiones de menor módulo, pero simétricas.

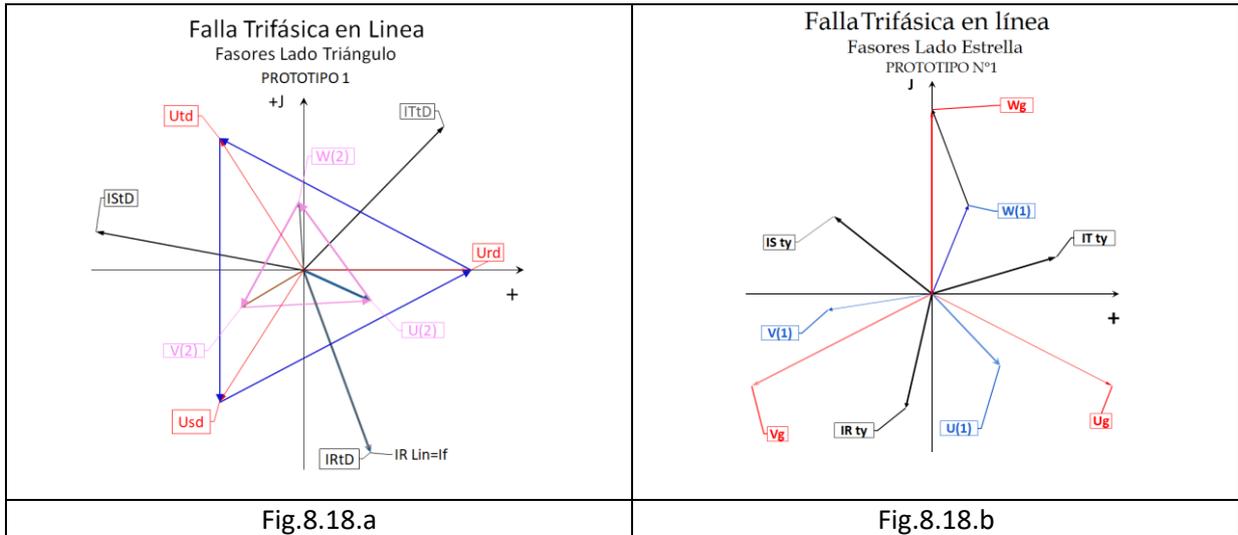
En el triángulo, las corrientes en cada columna tienen la misma fase, y las de salida, que son las que circulan por los grupos de T.I.1 y T.I.2 están desfasadas 30° por el grupo de conexión.



Las Figs.8.18.a y 8.18.b muestran los diagramas de fasores del lado triángulo y del lado estrella. Comparando, se puede notar el desfase de 30° entre las corrientes que entran a la estrella y las que salen desde el triángulo.

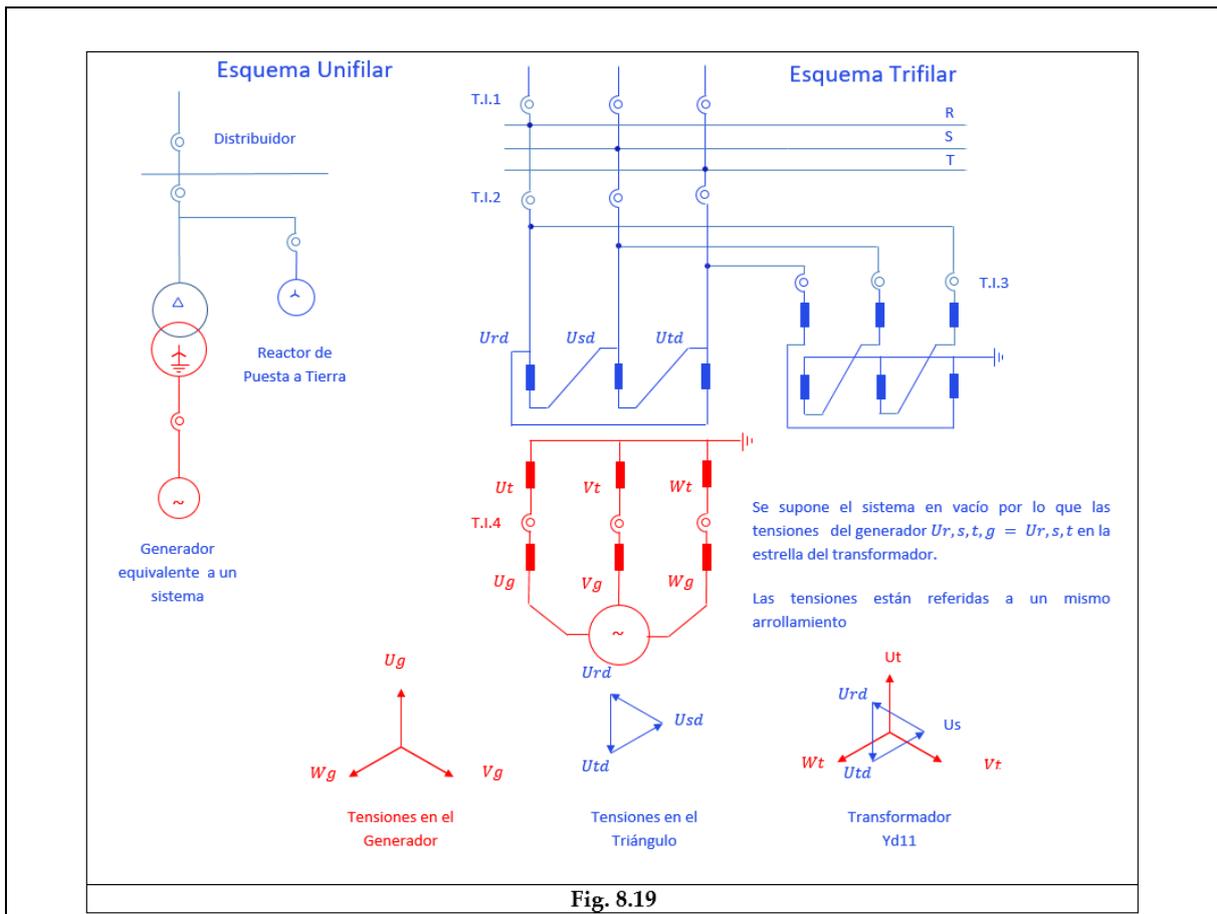
También se producen las rotaciones, manteniendo la simetría y las caídas de tensión, son perpendiculares a las corrientes respectivas.

Las tensiones $U(2)$, $V(2)$, $W(2)$ y $U(1)$, $V(1)$, $W(1)$ toman como referencia el número de la barra asignado en el esquema unifilar de la Fig.8.1



Por el R.P.A.T. no circula corriente.

8.3 Prototipo N° 1 Alternativo



El prototipo N°1 alternativo difiere respecto del anterior en la conexión del R.P.A.T. conectado ahora directamente a bornes del triángulo del transformador de potencia. Las corrientes son las mismas que en el caso anterior pero la información que llega desde los T.I. a las protecciones es diferente. Se analiza cada caso en los gráficos siguientes.

Se debe tener en cuenta que lo único que cambia en el esquema es el punto de conexión del reactor de puesta a tierra. Y solo afecta a las fallas monofásicas.

8.3.1 Prototipo N° 1 Alternativo. Cortocircuito Monofásico en el Distribuidor

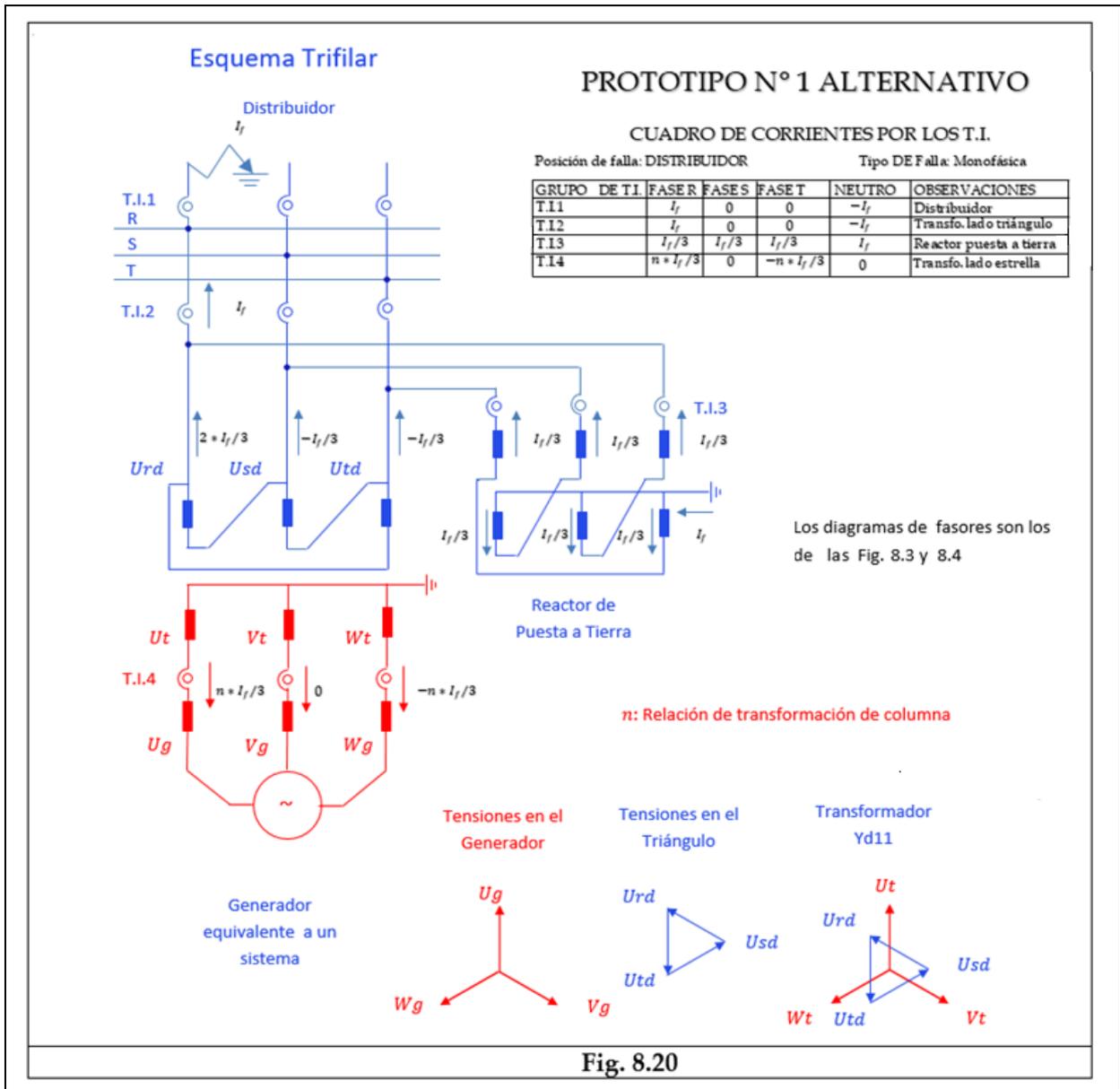


Fig. 8.20

El análisis muestra que por los grupos de T.I.1 y T.I.2 circulan las mismas corrientes.

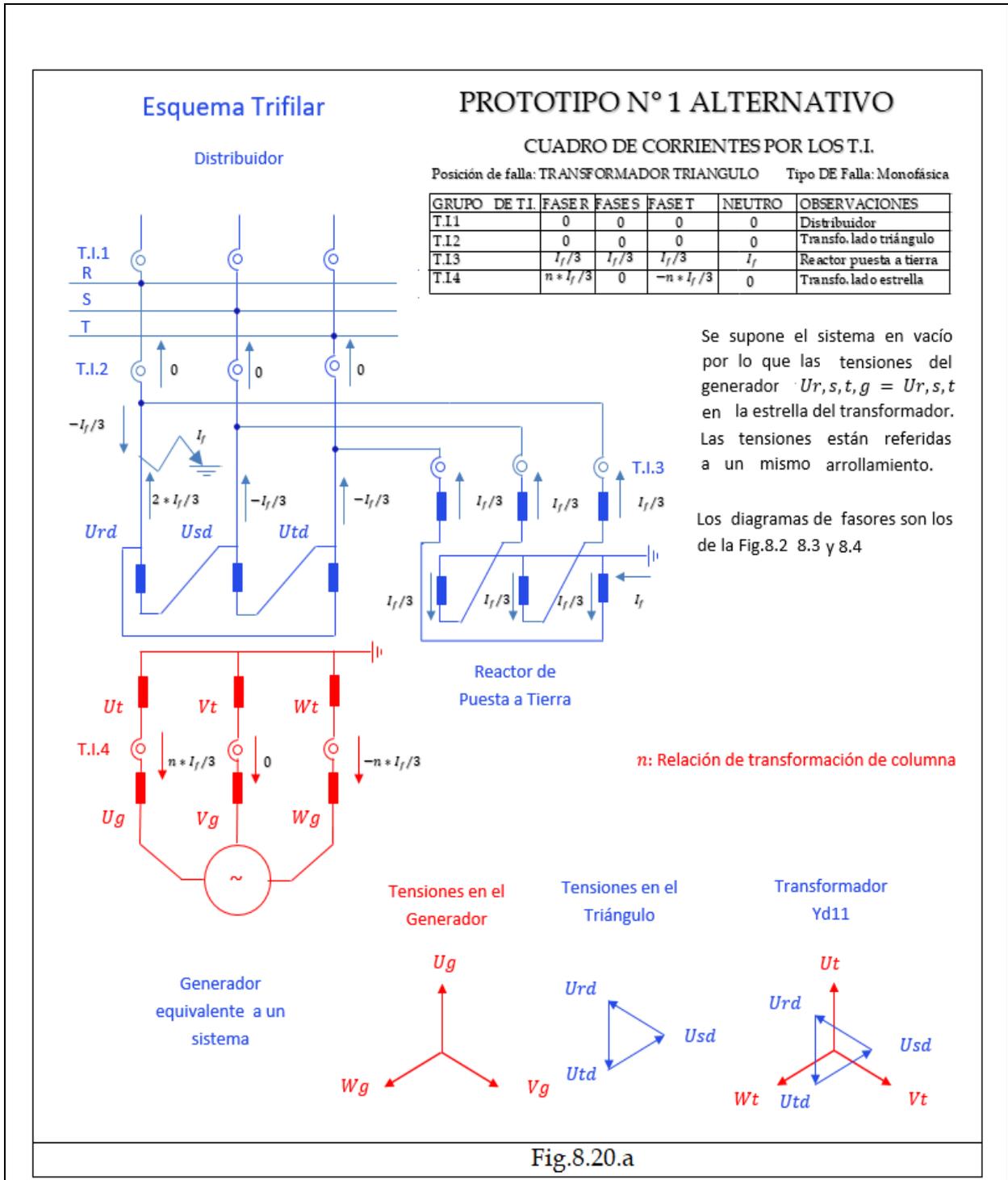
CUADROS DE CORRIENTES POR LOS T.I.

PROTOTIPO N°1					PROTOTIPO N°1 ALTERNATIVO					OBSERVACIONES
Falla en distribuidor		Monofásica			Falla en distribuidor		Monofásica			
GRUPO T.I.	IR	IS	IT	IN	GRUPO T.I.	IR	IS	IT	IN	
T.I.1	I_f	0	0	I_f	T.I.1	I_f	0	0	I_f	Distribuidor
T.I.2	$2I_f/3$	$-I_f/3$	$-I_f/3$	0	T.I.2	I_f	0	0	I_f	Trafo triáng.
T.I.3	$I_f/3$	$I_f/3$	$I_f/3$	I_f	T.I.3	$I_f/3$	$I_f/3$	$I_f/3$	I_f	R.P.A.T.
T.I.4	$nI_f/3$	0	$-nI_f/3$	0	T.I.4	$nI_f/3$	0	$-nI_f/3$		Trafo Estrella

Cuadro 8.1

El cuadro 8.1 muestra las diferencias para los grupos de T.I.

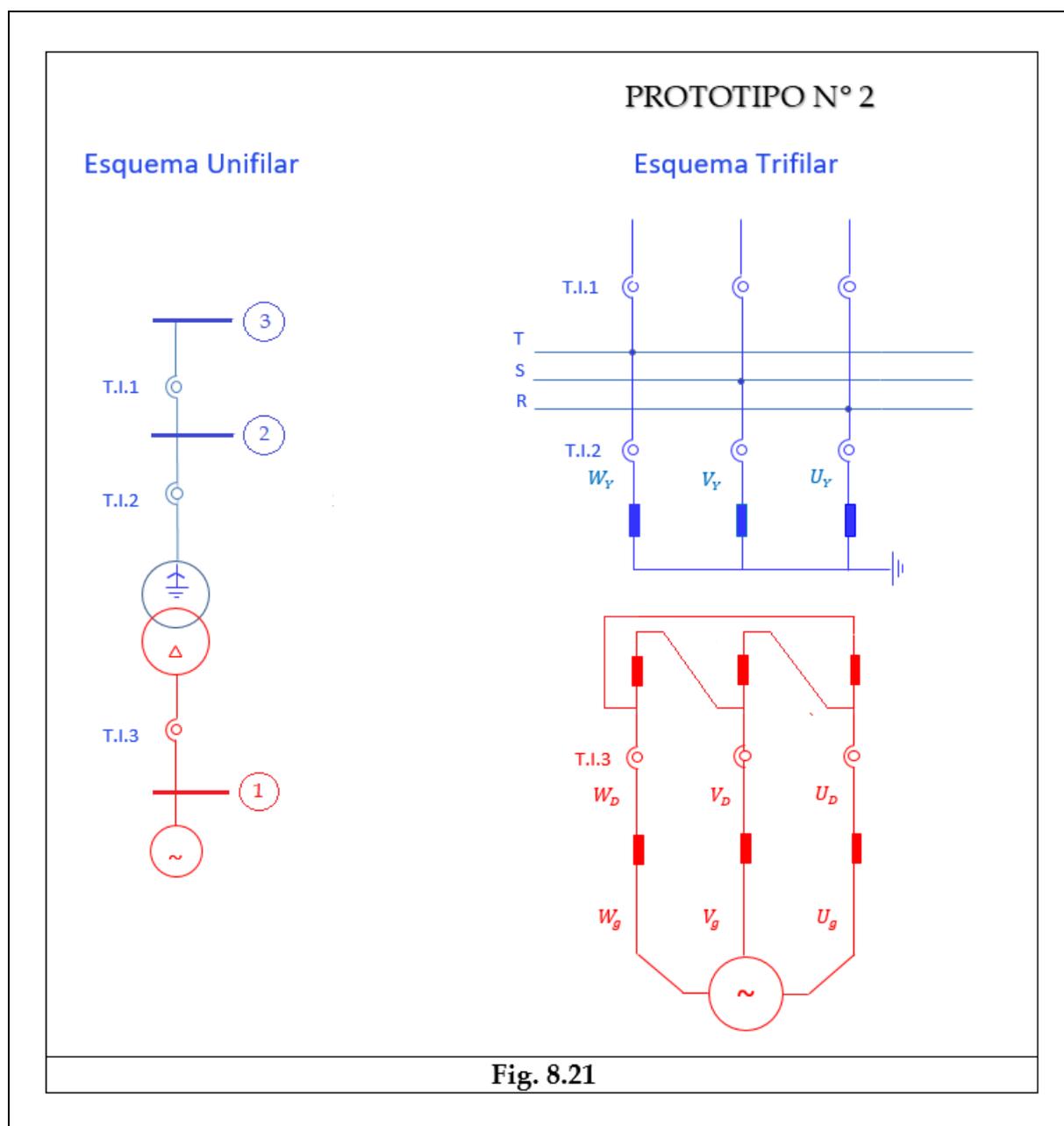
8.3.2 Prototipo N° 1 Alternativo. Cortocircuito Monofásico en el Transformador



Para la falla en el transformador lo que debe ser observado es que por el grupo de transformadores T.I.2 no circulan corrientes. Por lo tanto, las protecciones no reciben señal alguna.

8.4 Prototipo N° 2

El prototipo N° 2 corresponde a un transformador triángulo - estrella, alimentado desde el triángulo, esquema que se utiliza en centrales importantes, y en la distribución en baja tensión.



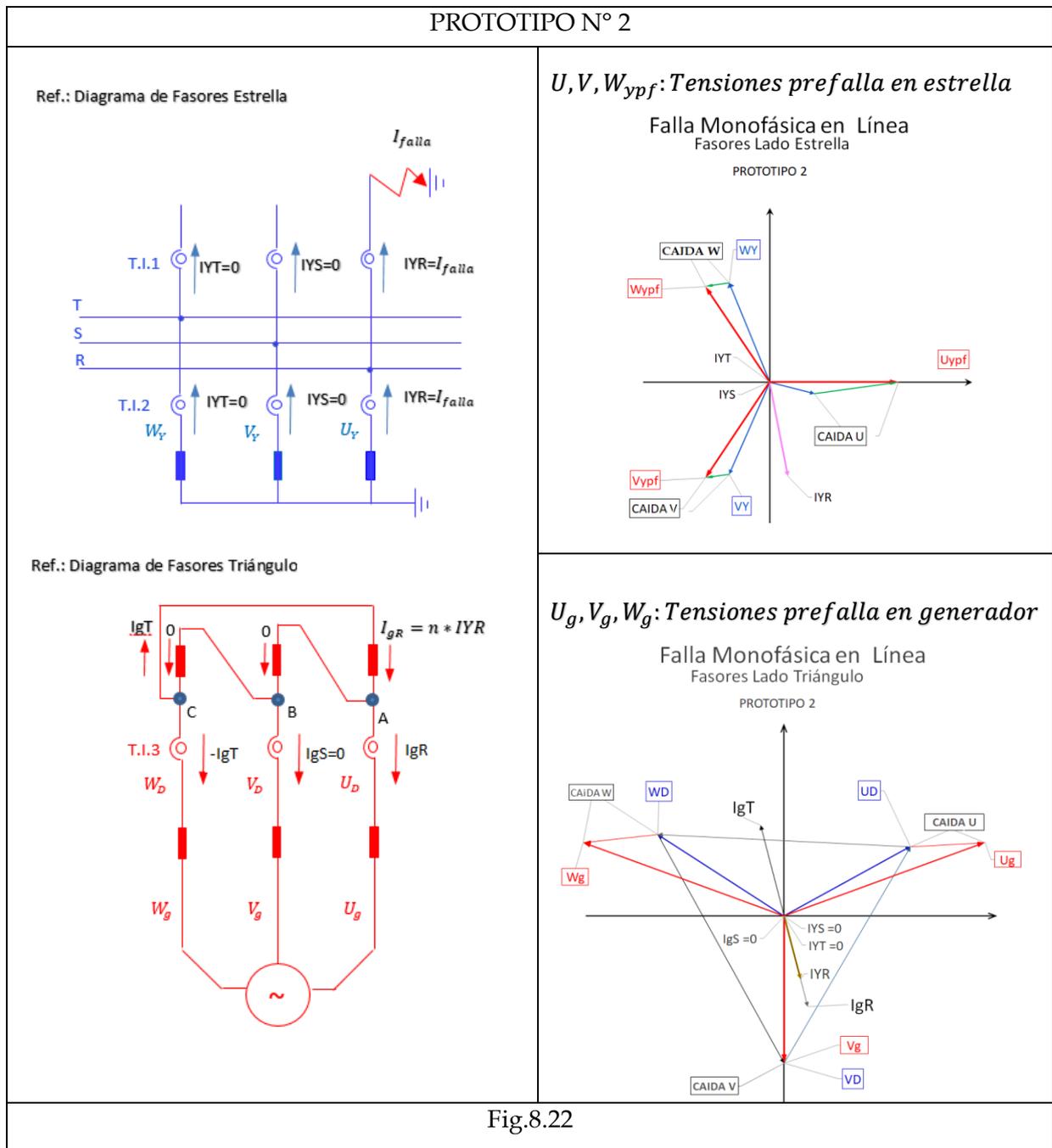
Para la distribución en baja tensión que se hace con transformadores triángulo en media tensión, y estrella en baja tensión las protecciones son fusibles, y no se instalan transformadores de intensidad. Incluso en el lado de alimentación que es el triángulo también las protecciones son fusibles.

El esquema que se presentará corresponde a centrales por la inclusión de los T.I., pero el análisis es completamente aplicable a la distribución.

En la Fig. 8.21 se presentan el esquema unifilar y el trifilar, que serán la base del análisis que considera que en el momento de la falla el sistema está en vacío.

A continuación, se verá cómo se distribuyen las corrientes para los diferentes tipos de falla.

8.4.1 Prototipo N° 2. Cortocircuito Monofásico en la Línea



El esquema de la Fig.8.22 muestra el análisis para una falla monofásica en la línea, teniendo en cuenta que se considera al sistema en vacío y el principio de transformador $N_1 I_1 = N_2 I_2$.

Para el análisis además se recurre al teorema de sustitución, que permite sustituir a la corriente de falla I_f por una fuente de corriente del mismo valor.

Como el sistema está en vacío, al aplicar superposición se cortocircuitan a los generadores ideales de tensión y sólo se considera a la fuente de corriente.

La corriente I_f circula por la fase fallada y las corrientes por las otras fases en la estrella son nulas.

Por aplicación del principio del transformador dentro del triángulo entonces, solamente circula corriente por la columna involucrada en la falla, siendo nulas las corrientes por las otras dos.

Aplicando la ley de Kirchhoff en los nodos "A" y "C" del esquema trifilar de la Fig.8.22, se deduce que por el generador circulan corrientes en dos de sus fases, cuyo valor está afectado por la relación de transformación "n" de la columna.

Estas corrientes producen caídas inductivas en las reactancias del generador que modifican las tensiones de las fases involucradas, y el triángulo de tensiones U_D, V_D, W_D , que llega al transformador se ve también modificado como muestra el diagrama de fasores del triángulo (Fig.8.22).

Este triángulo es el que se toma de referencia para determinar las fases de las tensiones inducidas en la estrella del transformador, y los módulos de las tensiones resultan de multiplicar los módulos respectivos de las tensiones del triángulo por la relación de transformación "n" de la columna, Fig.8.22.

8.4.2 Prototipo N° 2. Cortocircuito Bifásico en el Línea

Nuevamente se aplica la técnica del análisis cualitativo del esquema para falla bifásica que se presenta en la Fig. 8.23.

En este caso las corrientes en la estrella son tales que:

$$I_{YR} = 0 \quad e \quad I_{YS} = -I_{YT}$$

En el diagrama de fasores de la estrella se marcan a $I_{YR} = 0 \quad e \quad I_{YS} = -I_{YT}$ y las tensiones previas a la falla $U_{yppf}, V_{yppf}, W_{yppf}$.

Las tensiones finales U_y, V_y, W_y son el resultado de restar de las tensiones previas a la falla las caídas de tensiones de cada fase que son perpendiculares a las corrientes correspondientes.

Las corrientes en el triángulo (I_{DR}, I_{DS}, I_{DT}) se determinan aplicando superposición y el principio del transformador. La corriente en triángulo de la columna no fallada debe ser cero.

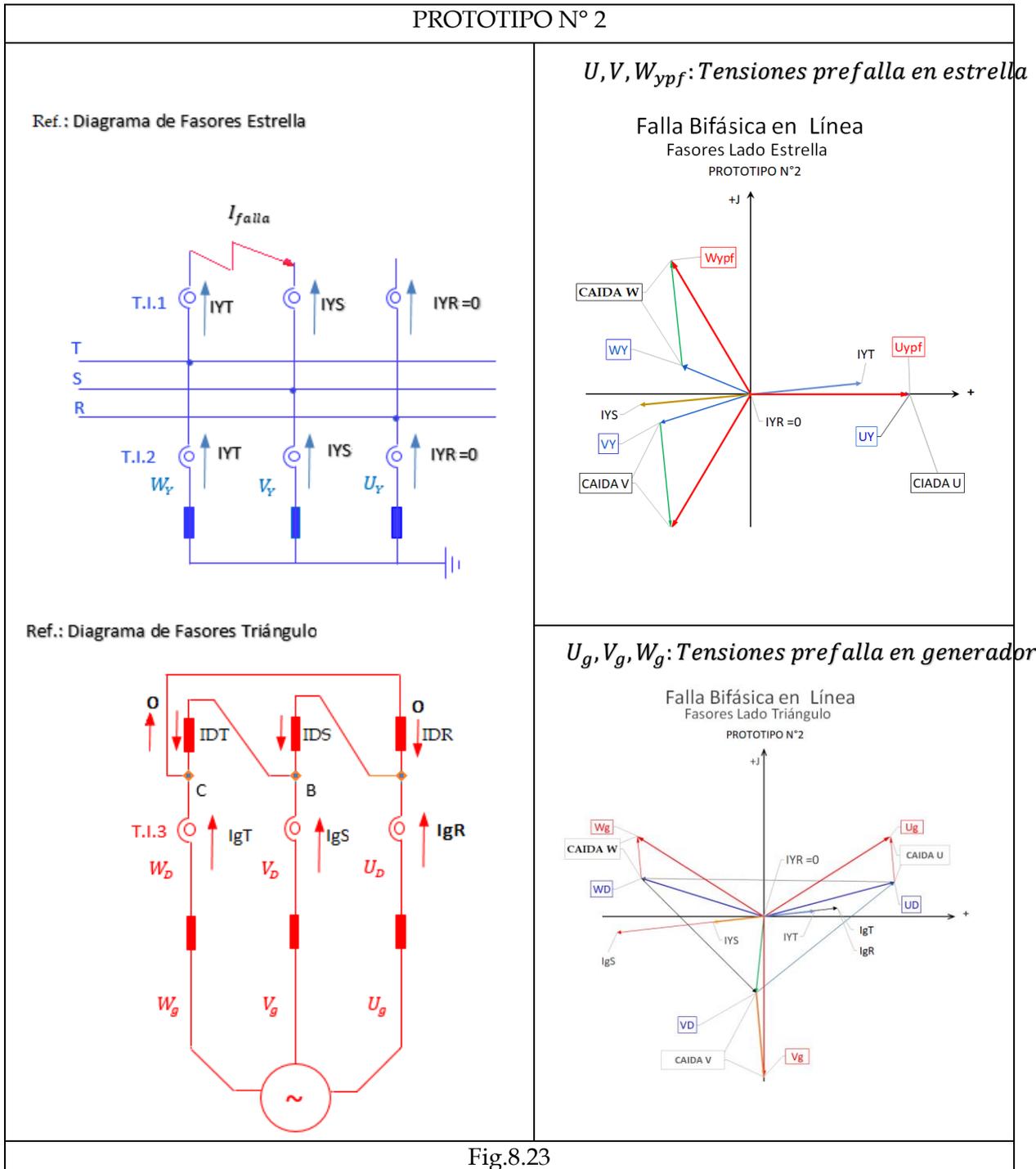
Analizando en nodo C se determina que la corriente que:

$$I_{gT} = -I_{DT} = I_{DS}$$

Analizando en nodo B se determina que: $I_{gS} = -I_{DS} + I_{DT} = -2 * I_{DS}$

Analizando en nodo A se determina que la corriente es:

$$I_{gR} = -I_{DS}$$



Se muestra en el generador que en una de las fases la corriente es el doble de las otras.

Entonces, si las protecciones de sobrecorriente del generador están reguladas para que actúen con un valor mayor a I_{gR} o I_{gT} , no actuarán y sólo actuaría la protección de la fase S.

Por lo tanto, a la falla bifásica se detecta como si aparentemente fuera en una sola fase.

Por otra parte, si la regulación está por debajo de I_{gR} o I_{gT} actuarían las tres fases.

En conclusión, la falla bifásica en estrella nunca produce en el triángulo señalización de dos fases.

8.5 Prototipo N° 3

El prototipo N° 3 es un transformador de tres arrollamientos con dos estrellas, normalmente una de alta y otra de media tensión con un terciario conectado en triángulo de tensión más baja.

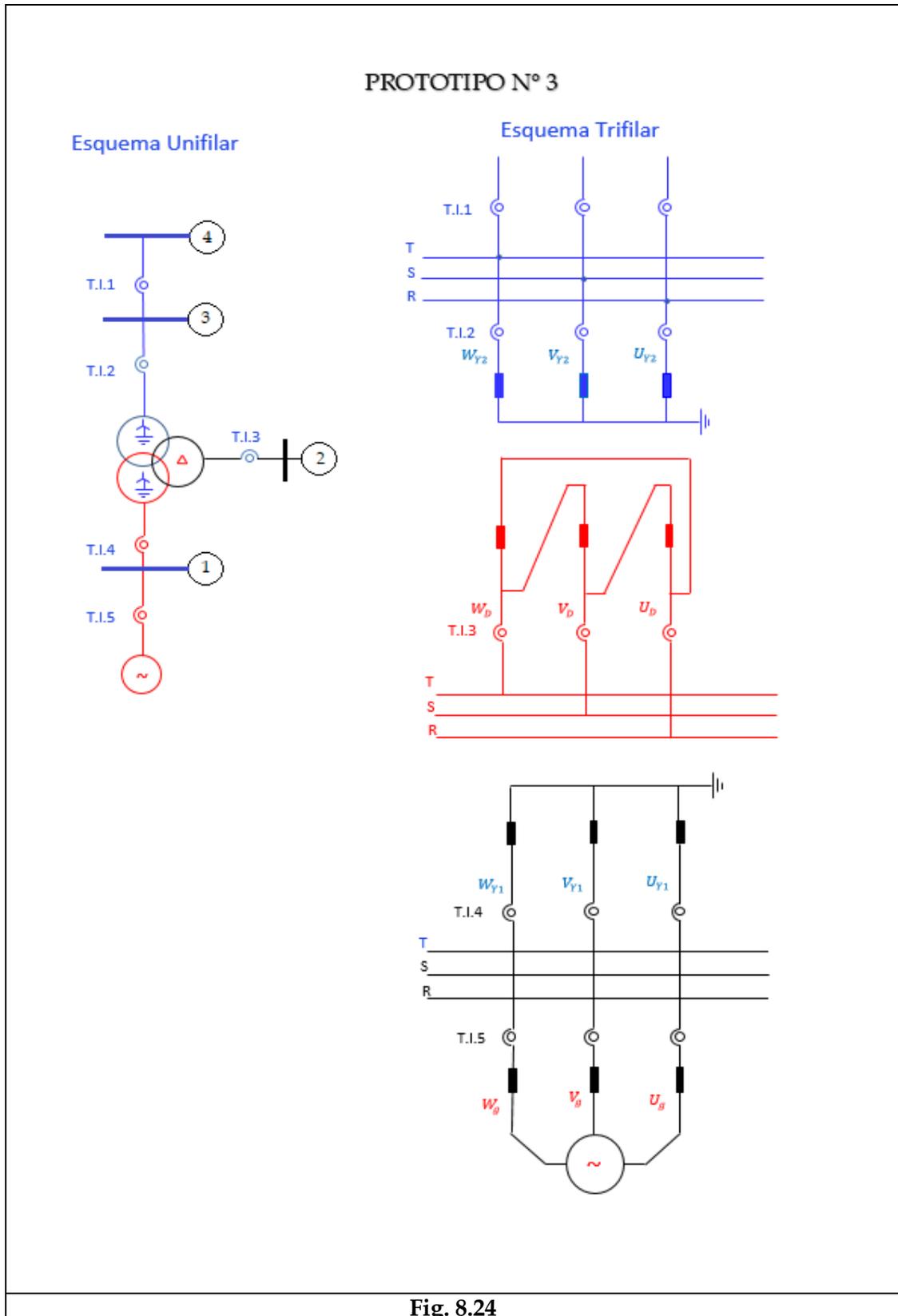


Fig. 8.24

El comportamiento por separado de cada estrella con el triángulo, es similar a lo ya visto antes en los prototipos estudiados.

Por este motivo, se estudiará sólo el caso de cortocircuitos en la estrella de media tensión, alimentada desde la estrella de alta tensión.

La Fig.8.24 muestra al esquema unifilar a considerar, y también al esquema trifilar que se tomará como referencia para el análisis.

Se analizará el cortocircuito monofásico, que tiene la particularidad de que los A_v que producen la corriente de falla, son compensados en el transformador por el triángulo en parte, y por otra parte, por la estrella desde la que se alimenta al transformador, dependiendo sus valores de que el generador tenga o no referencia de puesta a tierra en su neutro.

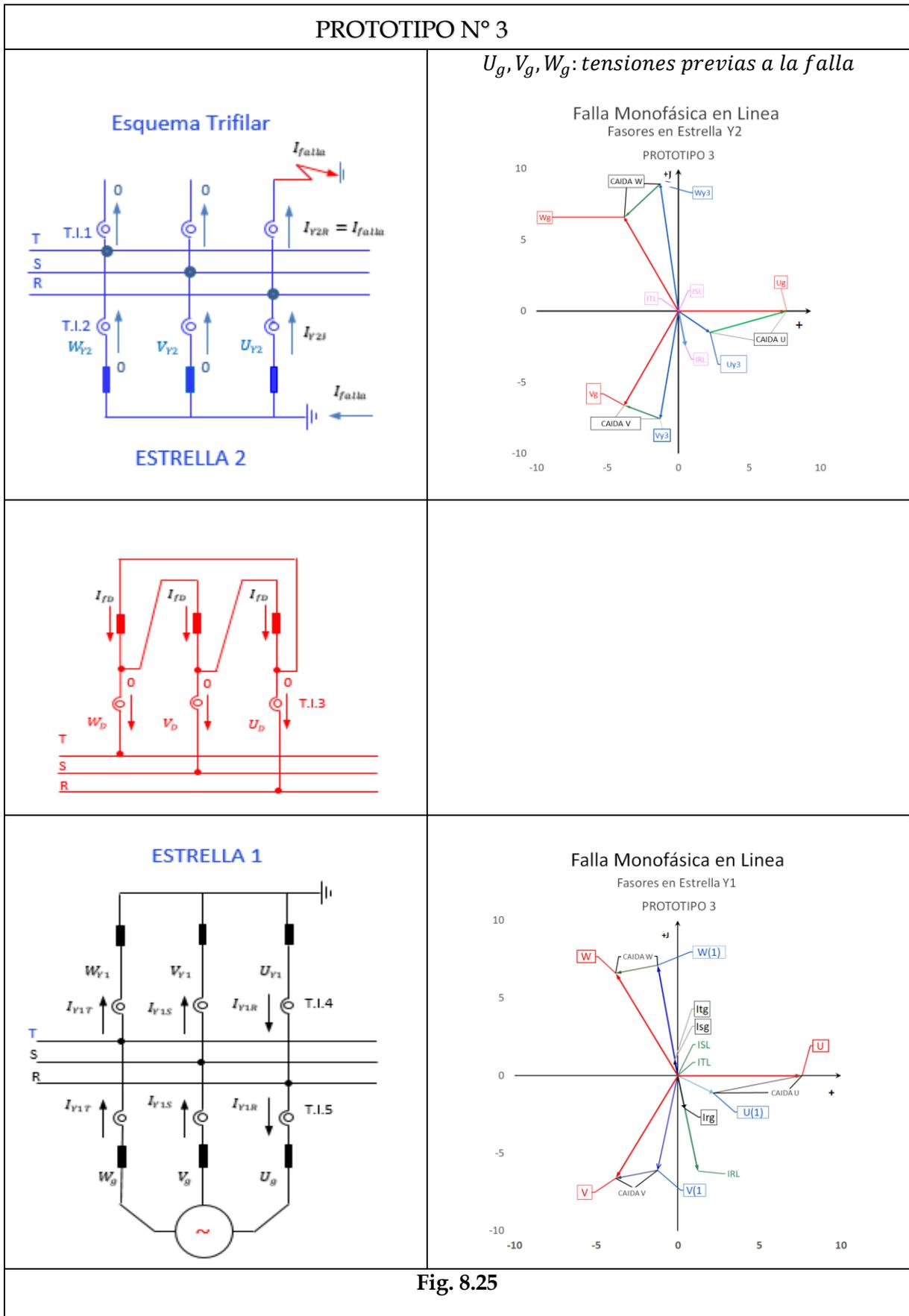
Cuando no hay referencia de tierra en el generador, no es posible la circulación de corriente homopolar puesto que la única puesta a tierra es la del transformador.

En este caso, la suma de las corrientes de fases en el lado de la estrella de alimentación es cero.

Se verá este tema en el análisis de la falla monofásica.

Si las fallas no son a tierra, el triángulo no interviene y es como si no existiera.

8.5.1 Prototipo N° 3. Cortocircuito Monofásico en el Línea. Generador Aislado de Tierra.



En el esquema de la Fig.8.25 se supone que se produce una falla en una línea alimentada desde la estrella N°1.

El sistema que está en vacío no lleva corrientes en las otras dos fases.

La corriente de falla se cierra por el centro de la estrella N°2 y si el número de espiras del arrollamiento es N_{Y2} , producen $A_{v2} = N_{Y2} * I_{Y2R}$ (Av).

Estos Av deben ser compensados en la columna de la fase fallada, lo que se realiza en parte por el arrollamiento triángulo, y en parte por el arrollamiento de la estrella N°1, que es donde está el generador.

La corriente que circula por el triángulo involucra a las otras dos columnas del transformador, de manera que debe cumplirse con las siguientes ecuaciones que equilibran los Av en las tres columnas.

Por lo tanto, es:

Columna fase R:

$$N_{Y2} * I_{Y2R} = N_D * I_{fD} + N_{Y1} * I_{Y1R} \quad (8.1)$$

Despejando resulta I_{fD} :

$$I_{fD} = \frac{1}{N_D} [N_{Y2} * I_{Y2R} - N_{Y1} * I_{Y1R}] \quad (8.2)$$

Columna fase S:

$$N_{Y1} * I_{Y1S} = N_D * I_{fD} \quad (8.3)$$

Columna fase T:

$$N_{Y1} * I_{Y1T} = N_D * I_{fD} \quad (8.4)$$

De estas dos ecuaciones se deduce que:

$$I_{Y1S} = I_{Y1T}$$

Además, en el centro de estrella del transformador es:

$$I_{Y1R} = I_{Y1S} + I_{Y1T} = 2 * I_{Y1S} \quad (8.5)$$

Por lo tanto:

$$I_{Y1R} = 2 * \frac{N_D}{N_{Y1}} * I_{fD} \quad (8.6)$$

Reemplazando (8.6) en (8.2):

$$I_{fD} = \frac{1}{N_D} \left[N_{Y2} * I_{Y2R} - N_{Y1} * 2 * \frac{N_D}{N_{Y1}} * I_{fD} \right]$$

Luego:

$$I_{fD} = \frac{N_{Y2}}{N_D} * I_{Y2R} - 2 * I_{fD}$$

Y teniendo en cuenta que:

$$I_{Y2R} = I_{falla}$$

Resulta:

$$I_{fD} = \frac{1}{3} * \frac{N_{Y2}}{N_D} * I_{Y2R} = \frac{1}{3} * \frac{N_{Y2}}{N_D} * I_{falla}$$

Finalmente:

$$I_{Y1S} = I_{Y1T} = \frac{1}{3} * \frac{N_{Y2}}{N_{Y1}} * I_{falla}$$

$$I_{Y1R} = \frac{2}{3} * \frac{N_{Y2}}{N_{Y1}} * I_{falla}$$

8.5.2 Prototipo N° 3. Cortocircuito Monofásico en el Línea. Generador Puesto a Tierra.

Cuando el generador posee una referencia de tierra, las corrientes de las fases no falladas son menores que la mitad de la corriente de la fase con falla, puesto que ahora es:

$$I_R + I_S + I_T = I_N \gg 0$$

La parte de corriente homopolar que lleva el generador depende de la relación de impedancias homopolares entre el generador y el transformador.

Lo que es importante destacar, es que la corriente de neutro u homopolar que comparten el generador y la estrella de alimentación, sumándolas y multiplicando por la relación de transformación, dan la corriente homopolar que hay en la estrella con falla, y que es la que circula por los grupos T.I.1 y T.I.2.

Este es un detalle a tener en cuenta cuando se parametriza la protección diferencial del transformador, tema que se verá después.

8.5.3 Prototipo N° 3. Cortocircuito Bifásico en el Línea.

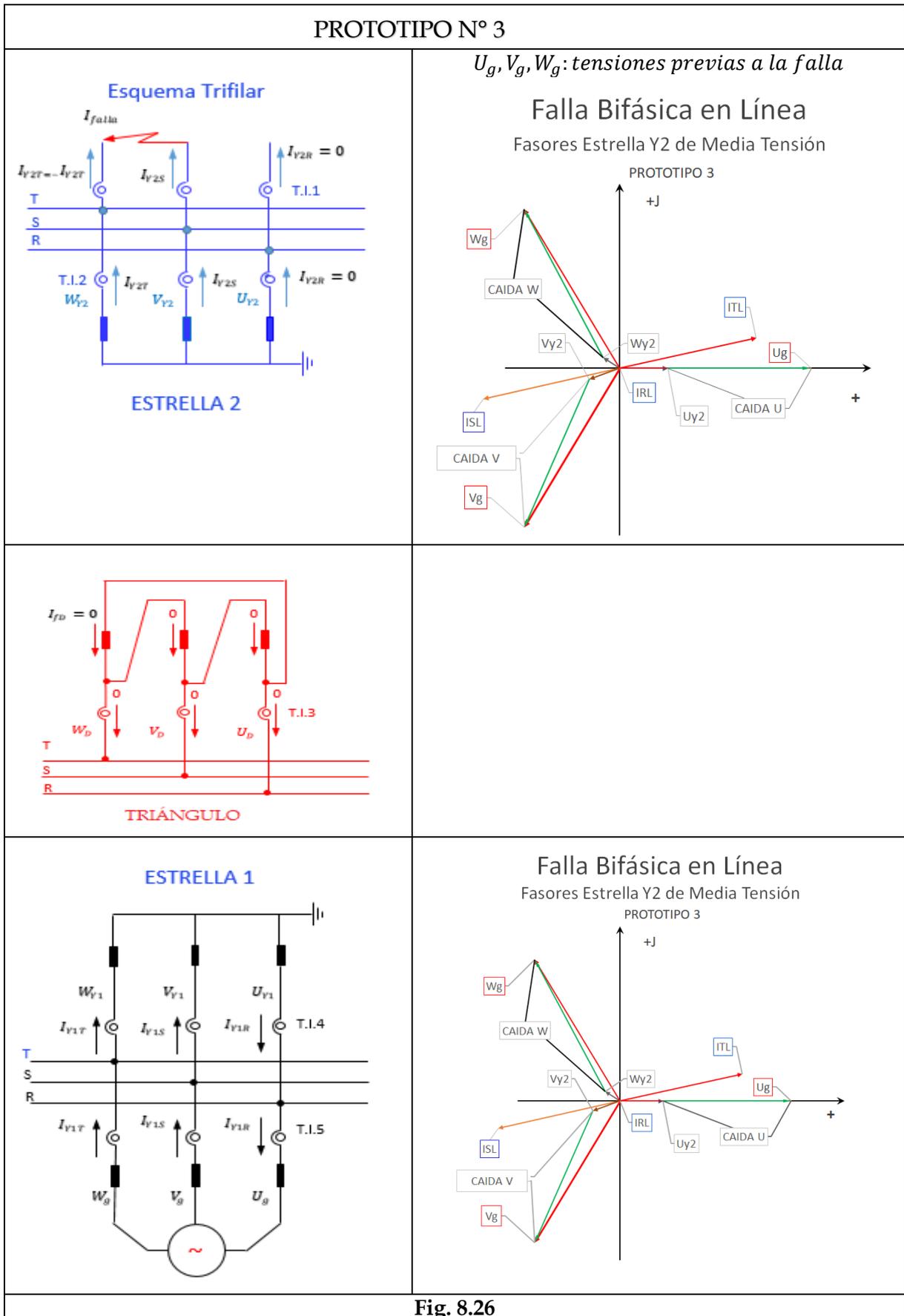


Fig. 8.26

En el cortocircuito bifásico es como si el triángulo no existiera, y las corrientes de la estrella N°1 son un reflejo de lo que sucede en la estrella N°2.

CAPÍTULO 9

CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS.

En el capítulo anterior se han realizado análisis cualitativos con el objetivo de poder evaluar resultados o registros de cortocircuitos realizados por las protecciones de los equipos.

Esto es muy importante, porque también el resultado de los estudios depende de los datos. Si se utilizan programas dedicados, evaluar los resultados es parte del estudio.

En los registros de las protecciones, puede ocurrir que una falla de conexionado o un cable que se desconectó fue la causa por la que, el sistema de protecciones no respondió de acuerdo con lo esperado, y como consecuencia los registros serían incorrectos, lo que sólo se deduce con el análisis cualitativo.

El cálculo de las corrientes de cortocircuito es un requisito indispensable para el diseño y la planificación de la evolución de los sistemas eléctricos, que define si la modificación de la topología es adecuada y utilizable correctamente, así como también, define las características de los elementos componentes de instalaciones nuevas o ampliaciones.

Las estaciones transformadoras y centrales, están expuestas a importantes corrientes de cortocircuito las que además de solicitar fuertemente a las instalaciones desde el punto de vista dinámico, pueden ocasionar tensiones de contacto con las que el personal de operaciones y mantenimiento puede ser afectado. Por lo tanto, limitar las tensiones de contacto a valores no peligrosos es un requerimiento indispensable, y para ello se necesita conocer cuáles son los valores posibles de las corrientes de cortocircuito.

Es imprescindible, además, para el cálculo de las regulaciones de las protecciones y los criterios del alcance necesario para determinarlas. Debe tenerse en cuenta que los sistemas de protecciones deben ser regulados de manera que cubran la totalidad de las situaciones de fallas que se puedan presentar.

9.1 Definiciones

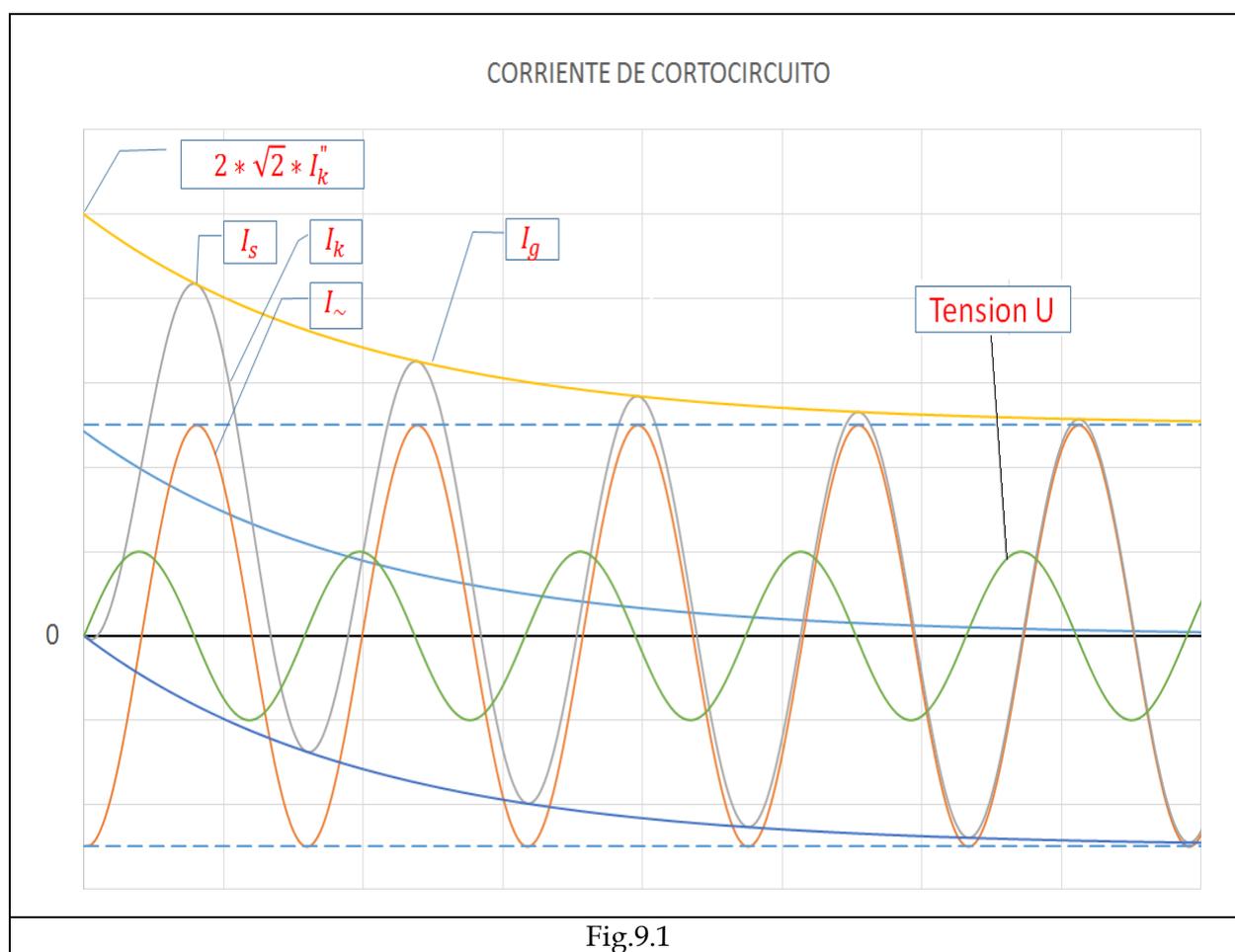
A los efectos de homogeneizar el lenguaje se toman definiciones realizadas en la norma DIN 102.

Son las siguientes.

Símbolo	Definición
i_k	Corriente de cortocircuito que circula por el punto de cortocircuito, mientras dura.
i_{\sim}	Componente del cortocircuito que tiene la frecuencia de servicio.
	Corrientes parciales de cortocircuito, son las que circulan por el resto del sistema.
I_k''	Valor inicial eficaz de la corriente simétrica de cortocircuito.
I_s	Máximo valor instantáneo que se presenta después de producido el cortocircuito.

Símbolo	Definición
I_g	Componente aperiódica
U_N	Tensión nominal entre fases con la que se designa a la red.
S_k''	Potencia de cortocircuito definida como: $S_k'' = \sqrt{3} * U_N * I_k''$

La Fig.9.1 muestra una corriente de cortocircuito típica indicando cuáles son las variables definidas. Es un clásico transitorio de un circuito R-L.



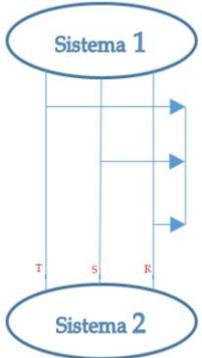
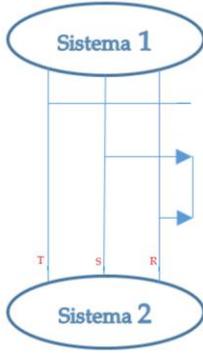
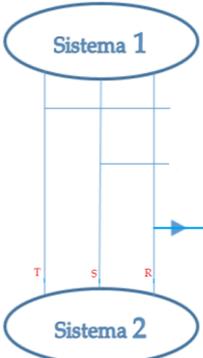
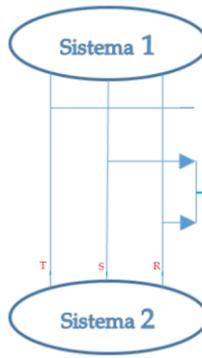
9.2 Representaciones

Las hipótesis necesarias para encontrar la síntesis de solución para cada tipo de falla, se plantean en el lugar de la falla, recordando que son fallas paralelo.

Se considera un sistema dividido en dos partes y unidas por una línea en la que se producen las fallas.

Las corrientes que drenan a la falla son las que se calculan en primera instancia, y luego, con la aplicación de técnicas adecuadas, se calculan las tensiones y las corrientes denominadas parciales.

Los esquemas de la Fig.9.2 clarifican las hipótesis.

CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO	CORTOCIRCUITO BIFÁSICO	CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO	CORTOCIRCUITO BIFÁSICO A TIERRA
$I''_{k(3)}$ 	$I''_{k(2)}$ 	$I''_{k(1)}$ 	$I''_{k(2E)}$ 
En el punto de falla: Tensiones $U_R = U_S = U_T = 0$ Corrientes: $I_R * e^{j\varphi}$ $I_S * e^{j(\varphi+240^\circ)}$ $I_T * e^{j(\varphi+120^\circ)}$	En el punto de falla: Tensiones $U_R \neq 0 \quad U_S = U_T$ Corrientes: $I_R = 0$ $I_S = -I_T$	En el punto de falla: Tensiones $U_R = 0 ; U_S \text{ y } U_T \neq 0$ Corrientes: $I_R \neq 0$ $I_S = I_T = 0$	En el punto de falla: Tensiones $U_R \neq 0 \quad U_S = U_T = 0$ Corrientes: $I_R = 0$ $I_S \neq 0 ; I_T \neq 0$
Fig.9.2			

9.3 Síntesis

Para la determinación de las síntesis para cada tipo de falla se recurre al método de las componentes simétricas.

Se recuerda que en el capítulo 2 se definió:

$$a = e^{j120} = -0.5 + j0.866 \tag{2.11}$$

$$a^2 = e^{j240} = -0.5 - j0.866 \tag{2.12}$$

$$\begin{bmatrix} U_0 \\ U_d \\ U_i \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} U_R \\ U_S \\ U_T \end{bmatrix} \tag{2.13}$$

El cálculo inverso se realiza encontrando la matriz inversa de la planteada.

$$\begin{bmatrix} U_R \\ U_S \\ U_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} U_0 \\ U_d \\ U_i \end{bmatrix} \tag{2.14}$$

Donde: U_0, U_d, U_i son tensiones de secuencia. U_R, U_S, U_T son tensiones reales de fase.
Para las corrientes es:

$$\begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_0 \\ I_d \\ I_i \end{bmatrix} \tag{2.17}$$

O bien:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_d \\ I_i \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix} \tag{2.18}$$

Donde: I_0, I_d, I_i son corrientes de secuencia. I_R, I_S, I_T son corrientes reales de fase.
Con estas consideraciones se plantean ahora las ecuaciones para cada tipo de falla.

9.3.1 Síntesis Cortocircuito Trifásico

Supóngase un circuito como el de la Fig.9.3

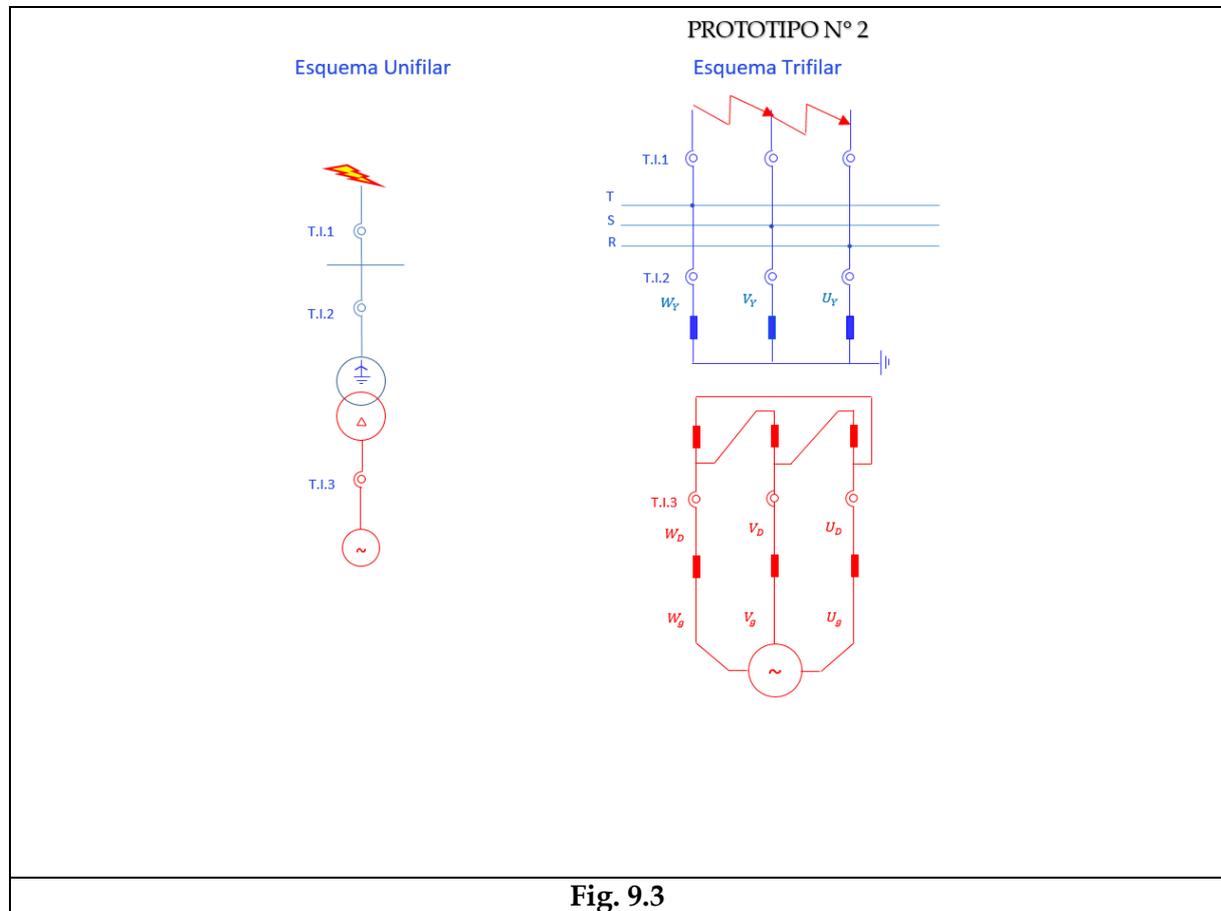
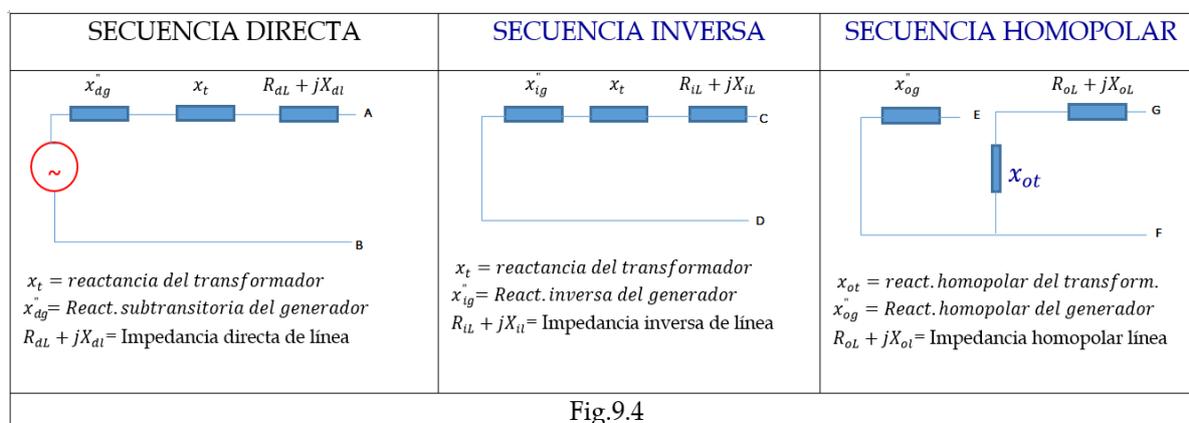


Fig. 9.3

Se produce un cortocircuito trifásico en la línea.

Los esquemas de secuencias son los siguientes:



Como la generación es equilibrada no hay generadores en secuencia inversa ni homopolar.

Se aplican ahora las ecuaciones del capítulo 2.

$$\begin{array}{ccc} U_R = 0 & U_S = 0 & U_T = 0 \\ U_d = 0 & U_i = 0 & U_o = 0 \end{array}$$

En secuencia directa se cumple:

$$U_d = E - I_d * Z_d = 0$$

Luego:

$$I_d = \frac{E}{Z_d}$$

Donde:

$$Z_d = R_{dL} + j(x_{dg} + x_t + X_{dL})$$

En secuencia inversa se cumple:

$$U_i = -I_i * Z_i = 0$$

$$Z_i = R_{iL} + j(x_{ig} + x_t + X_{iL})$$

Luego:

$$I_i = 0$$

En secuencia homopolar se cumple:

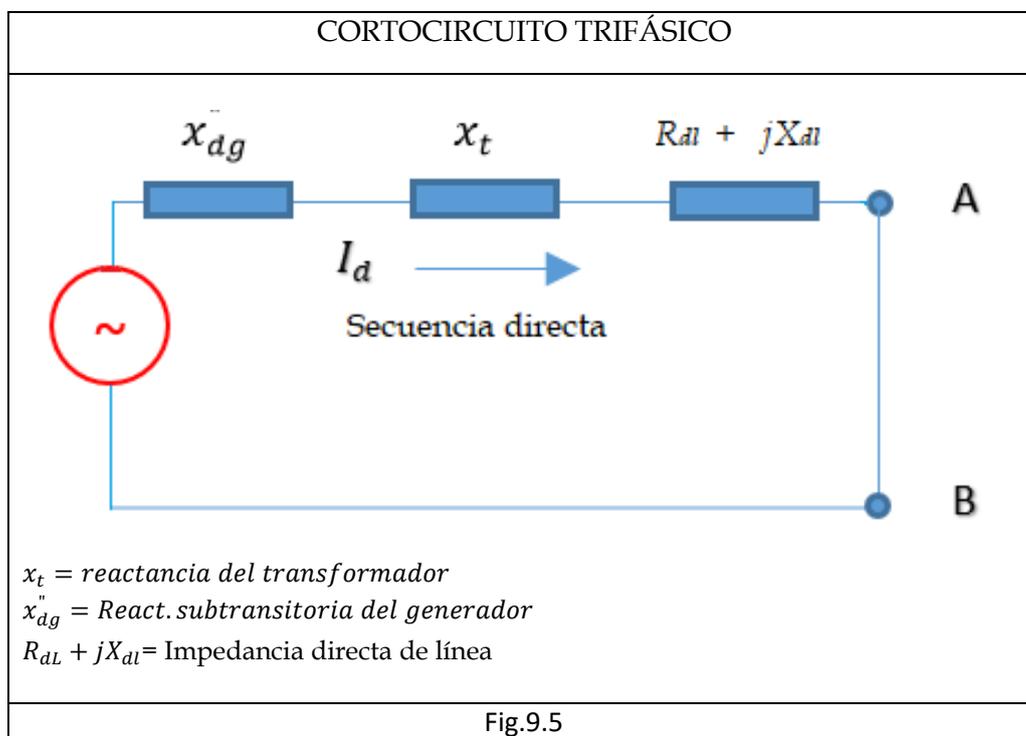
$$U_o = -I_o * Z_o = 0$$

Luego:

$$I_o = 0$$

$$Z_o = R_o + j(x_{ot} + X_{oL})$$

Consecuentemente el único esquema tener en cuenta para cortocircuito trifásicos es el de secuencia directa.



9.3.2 Síntesis Cortocircuito Bifásico

En la Fig.9.2 se han planteado las hipótesis para el cortocircuito bifásico.

Se considera el corto entre las fases S y T y los postulados son:

En el punto de falla:

Tensiones

$$U_R \neq 0 \quad y \quad U_S = U_T$$

Corrientes:

$$I_R = 0 \quad e \quad I_S = -I_T$$

Se realizan las transformaciones de secuencias para las hipótesis.

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_d \\ I_i \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0 \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix}$$

Resolviendo se obtiene:

$$I_o = I_S + I_T$$

$$I_d = a * I_S + a^2 * I_T$$

$$I_i = a^2 * (I_S) + a * I_T$$

Se reemplaza:

$$I_S = -I_T$$

Finalmente:

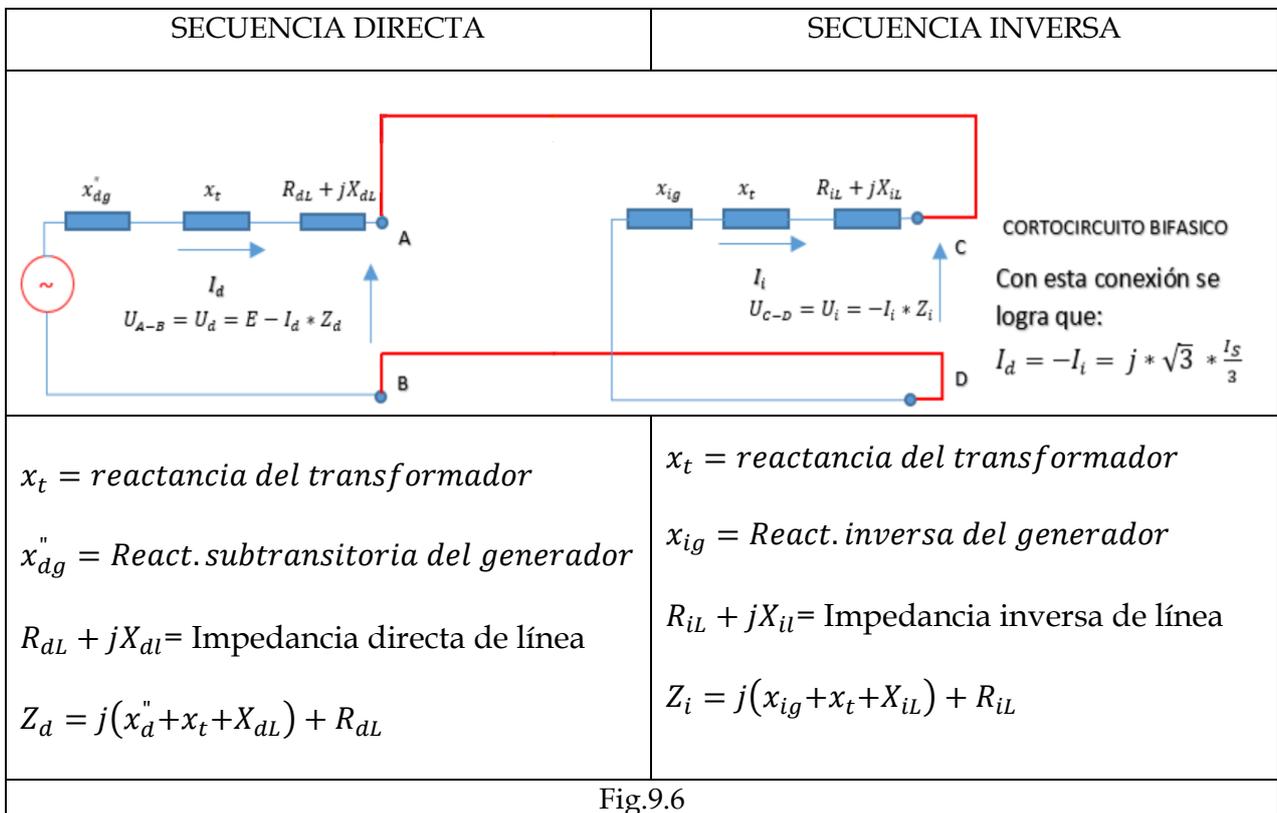
$$I_o = 0$$

$$I_d = \frac{1}{3} * (a - a^2) * (I_S)$$

$$I_i = \frac{1}{3} * (a^2 - a) * (I_S)$$

Por lo tanto:

$$I_d = -I_i = j * \sqrt{3} * \frac{I_S}{3}$$



9.3.3 Síntesis Cortocircuito Monofásico

En la Fig.9.2 se han planteado las hipótesis para el cortocircuito monofásico.

Se considera el corto de la fase R y los postulados en el punto de falla son:

Tensiones:

$$U_R = 0 \quad U_S \gg 0 \quad U_T \gg 0$$

Corrientes:

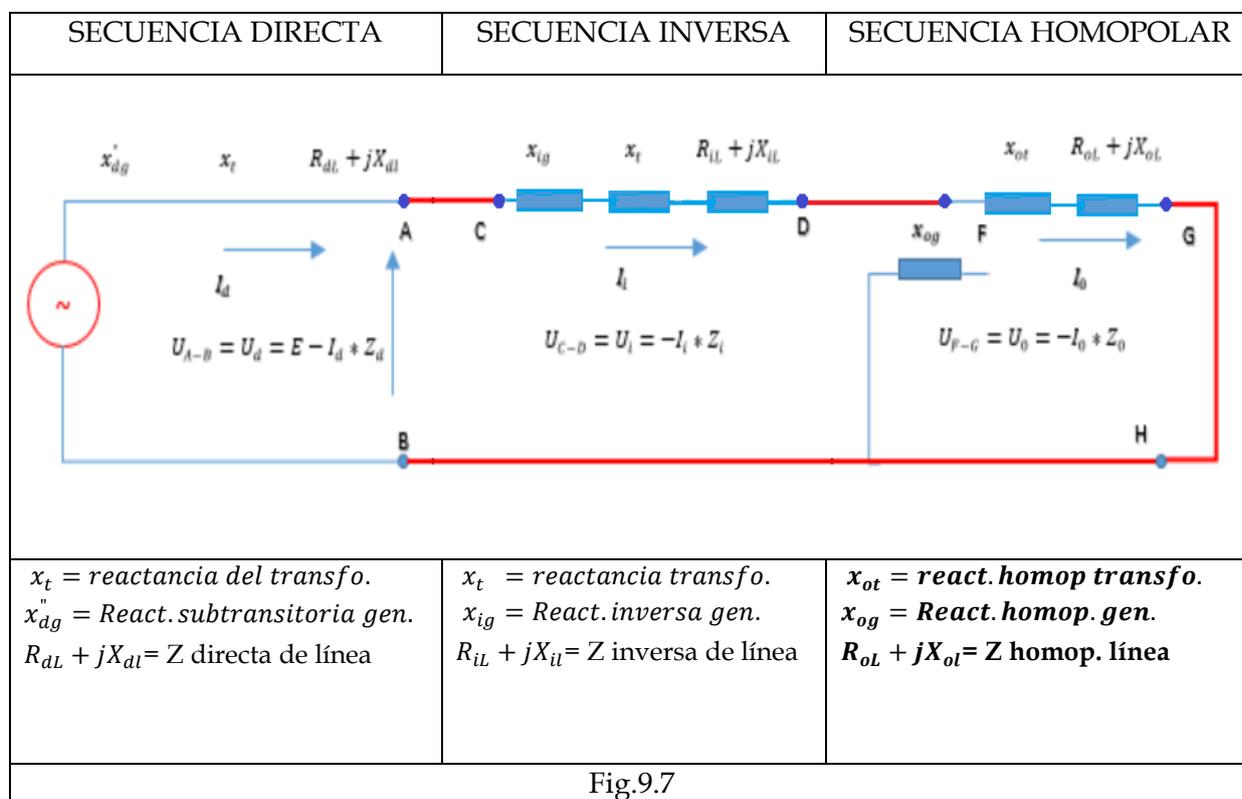
$$I_R \neq 0 \quad e \quad I_S = 0 \quad I_T = 0$$

Se realizan las transformaciones de secuencias para las hipótesis.

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_d \\ I_i \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_R \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

De acuerdo con esto es:

$$I_0 = I_d = I_i = \frac{I_R}{3}$$



9.3.4 Síntesis Cortocircuito Bifásico a Tierra

Tensiones:

$$U_R \neq 0 \quad - - \quad U_S = U_T$$

Corrientes:

$$I_R = 0 \quad I_S \neq 0 ; \quad I_T \neq 0$$

Se realizan las transformaciones de secuencias para las hipótesis.

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_d \\ I_i \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0 \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix}$$

De acuerdo con esto es:

$$I_0 = I_S + I_T$$

$$I_d = a * I_S + a^2 * I_T$$

$$I_i = a^2 * I_S + a * I_T$$

Como:

$$1 + a + a^2 = 0$$

Sumando las tres ecuaciones se obtiene:

$$I_0 + I_d + I_i = 0$$

Se calculan las componentes simétricas de tensiones:

$$U_R \neq 0 \quad - - \quad U_S = U_T = 0$$

$$\begin{bmatrix} U_0 \\ U_1 \\ U_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} U_R \\ U_S \\ U_T \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

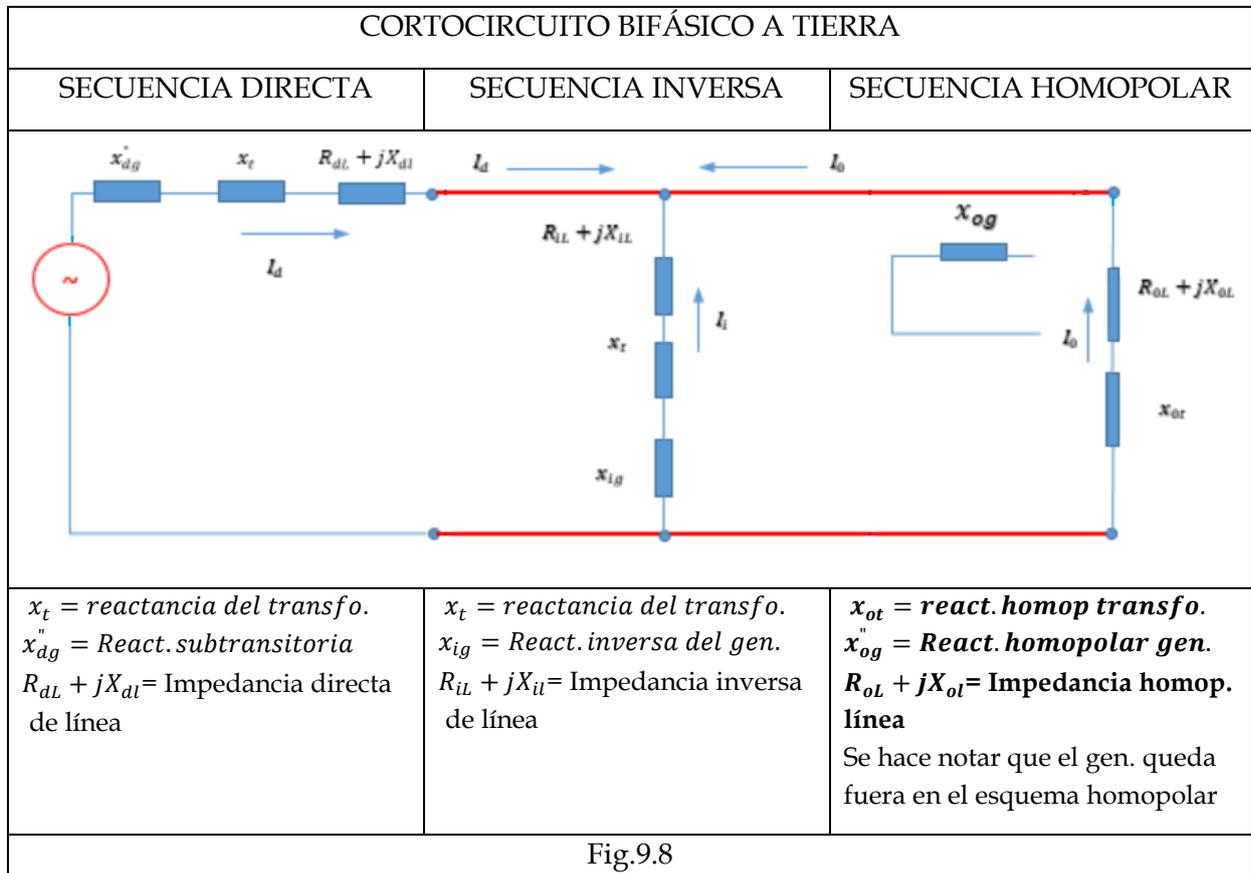
En el capítulo 2 se adopta a los subíndices 0, 1, 2 de las tensiones como homopolar, directa e inversa

$$3 * U_0 = U_R + U_S + U_T = U_R$$

$$3 * U_d = U_R + a * U_S + a^2 * U_T = U_R$$

$$3 * U_i = U_R + a^2 * U_S + a * U_T = U_R$$

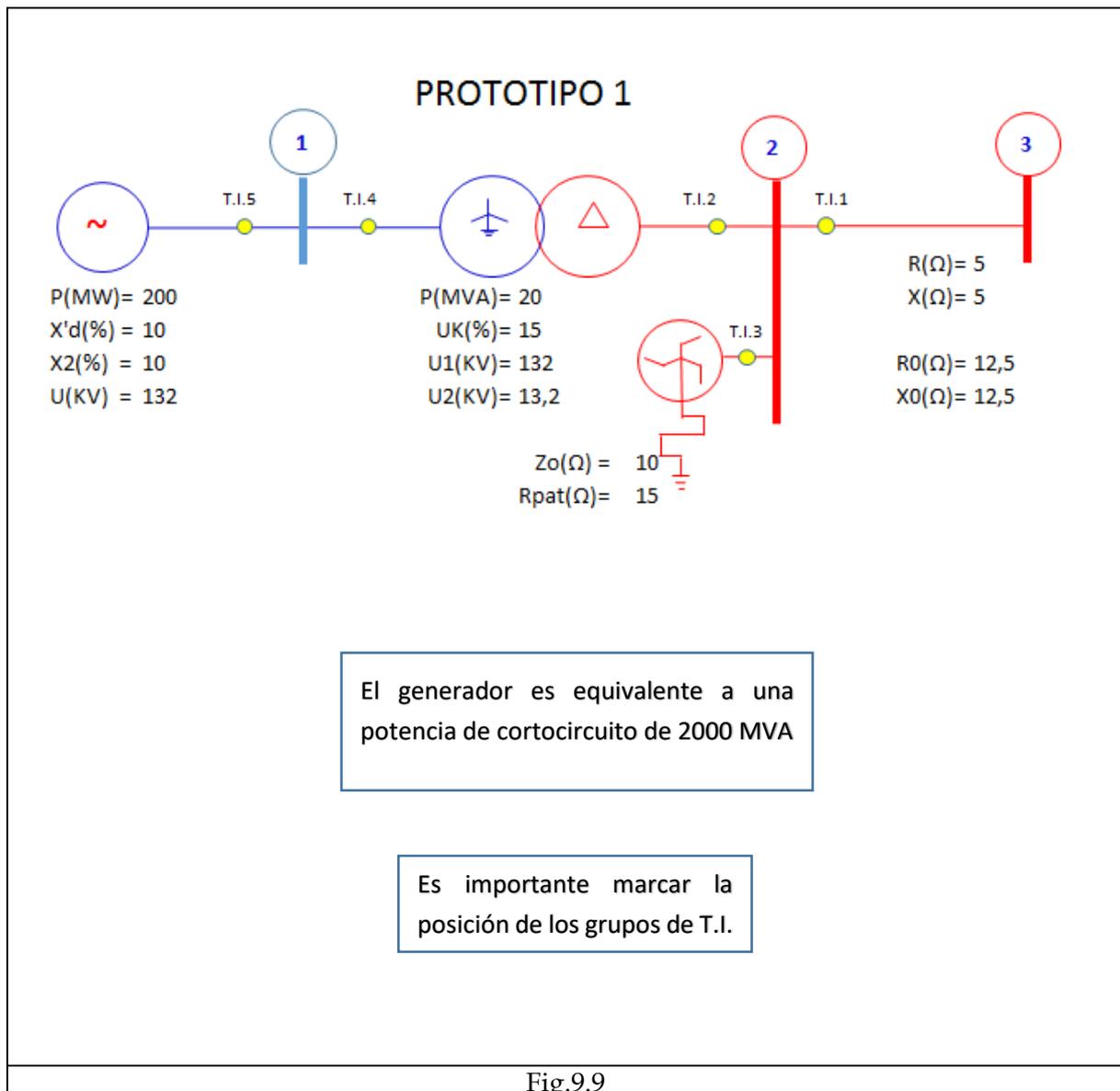
Si las tensiones de secuencia son iguales y la suma de las corrientes de secuencia es cero, es que las tres redes de secuencia están en paralelo.



9.4 Ejemplo de Cálculo. Prototipo N°1

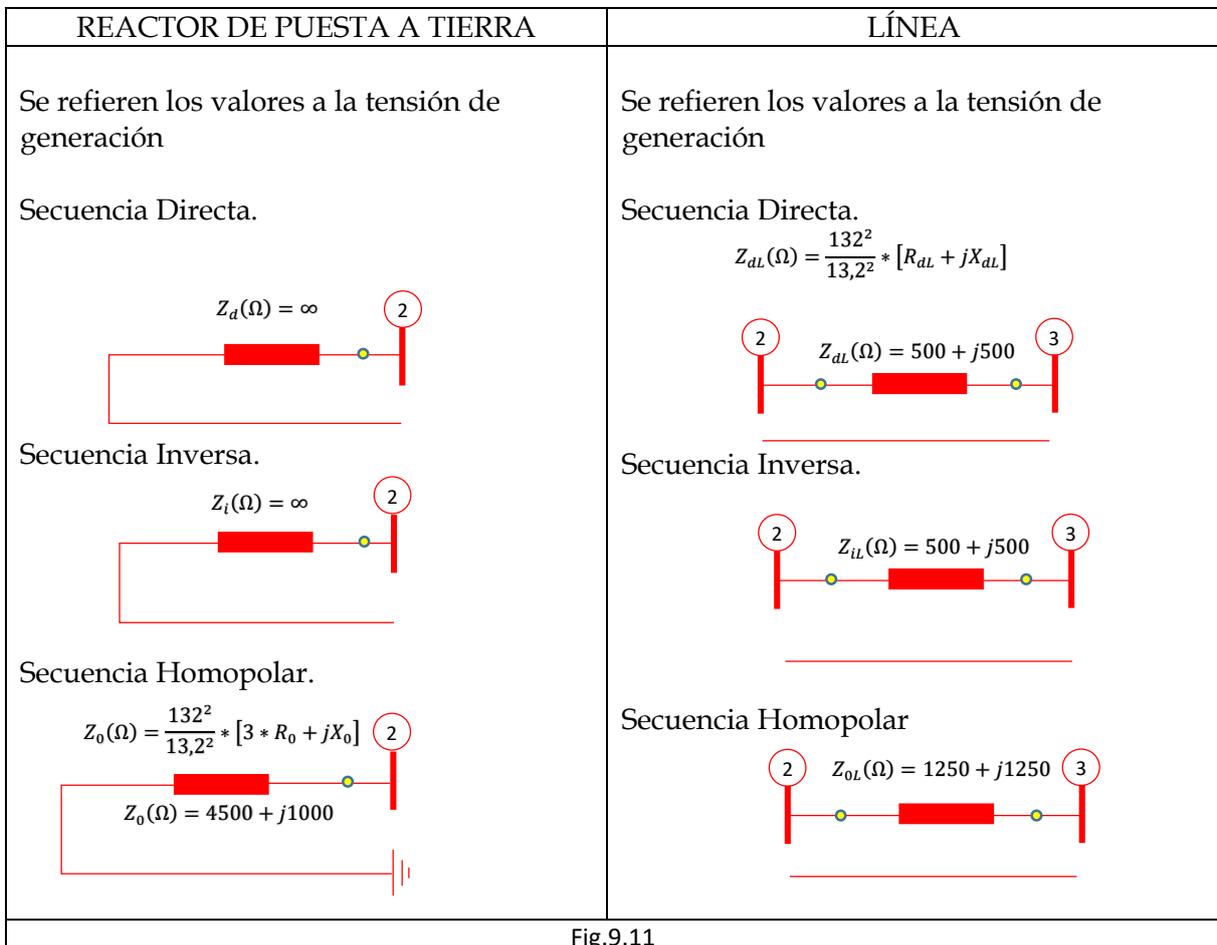
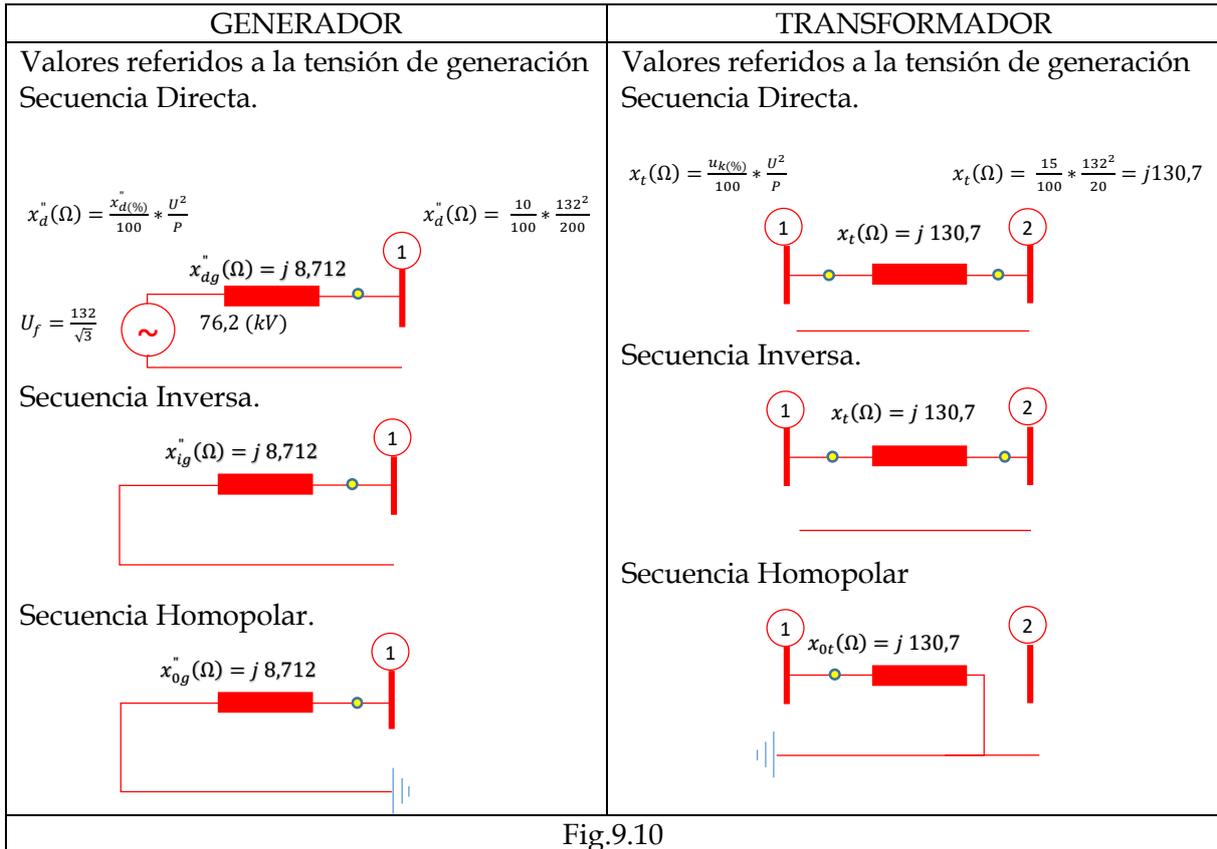
Sea el siguiente esquema de una estación transformadora de distribución urbana. El generador representa una potencia de cortocircuito de 2000 MVA en la barra 1.

Se supone que la potencia de cortocircuito trifásica y la monofásica son iguales por lo que resulta la impedancia Thevenin equivalente en ambas secuencias son iguales.

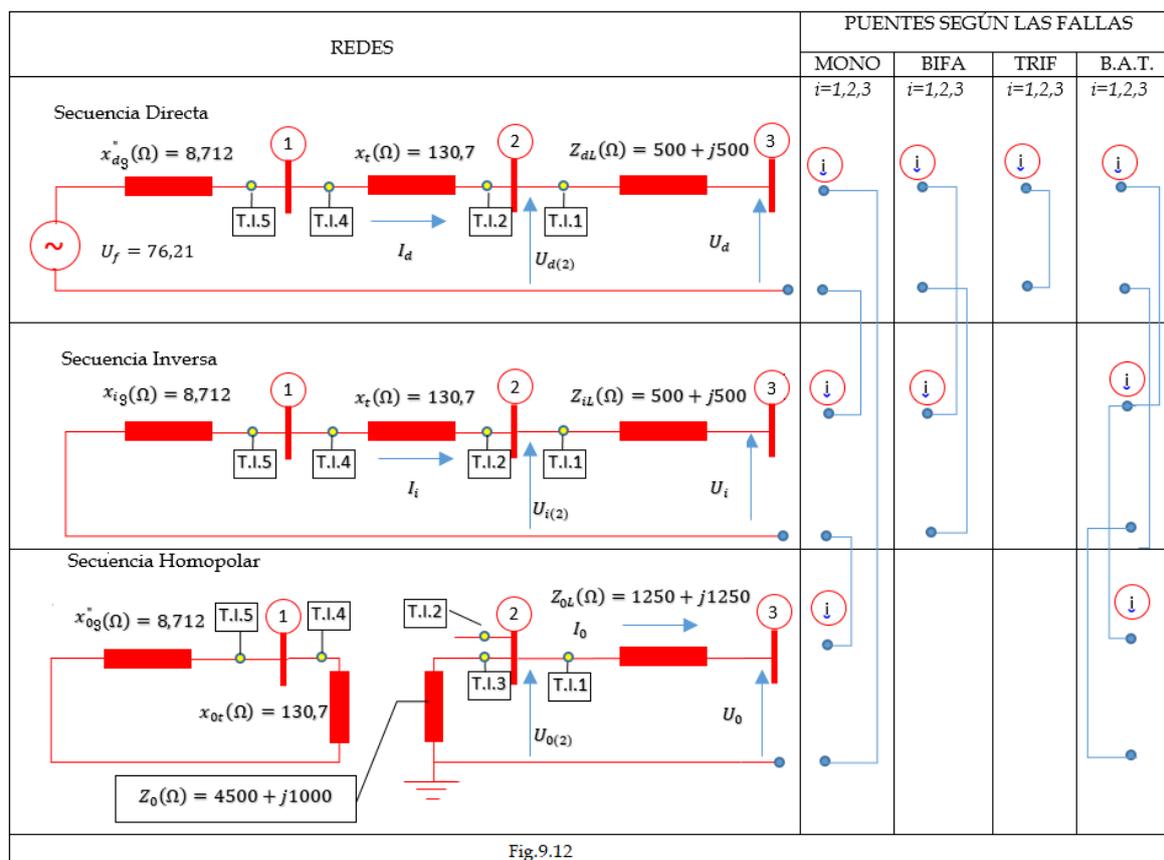


Se desea calcular corrientes por cada elemento, tensiones de las barras y dibujar los diagramas de fasores para los arrollamientos estrella y triángulo del transformador para cortocircuito en la barra 3.

9.4.1 Modelado



A continuación, se acoplan según el esquema a las redes de secuencia.



Para el cálculo de los diferentes tipos de cortocircuitos las redes de secuencia se conectan como se mostró en los puntos anteriores del presente capítulo.

La Fig.9.12 muestra las conexiones según el tipo de falla en cualquiera de las barras.

9.4.2 Cálculo de Impedancias de Secuencia

Como se demostró anteriormente para el cálculo se conectan las tres redes de secuencia según el tipo de falla.

Se calcula el corto circuito en la barra 3. Las impedancias totales de secuencia son:

Impedancia Directa

$$Z_{dtotal} = R_{dL} + j(X_{dL} + x_{dg} + x_t)$$

$$Z_{dtotal} = 500 + j639,4$$

Impedancia Inversa

$$Z_{itotal} = R_{iL} + j(X_{iL} + x_{ig} + x_t)$$

$$Z_{itotal} = 500 + j639,4$$

Impedancia Homopolar

$$Z_{ototal} = R_{oL} + j(X_{gL} + x_{og} + x_{ot})$$

$$Z_{ototal} = 5750 + j2250$$

9.5 Cálculo de Cortocircuito Monofásico

Las redes de secuencia se conectan en serie.

Se suman las impedancias:

$$Z_{cc1} = Z_d + Z_i + Z_0$$

$$Z_{cc1} = 6750 + j3528,8$$

Se calculan ahora las corrientes totales de secuencia que son iguales para falla monofásica.

$$I_d = I_i = I_0 = \frac{U_f}{Z_{cc1}} = \frac{76,21 * 1000}{6750 + j3528,8} \quad (A)$$

$$I_d = I_i = I_0 = 8,87 - j 4,64$$

Estas corrientes están referidas a la tensión del generador que es 132 kV.

9.5.1 Corrientes por la Línea

La línea está en el nivel de tensión de 13,2 kV por lo que hay que referir las corrientes a esta tensión.

Por lo tanto, hay que multiplicar por la relación de transformación que es:

$$N = \frac{U_1}{U_2} = \frac{132}{13,2} = 10$$

$$I_{dL} = I_{iL} = I_{0L} = 88,7 + j 46,4 \quad (A)$$

Las corrientes de cada fase por la línea son:

$$\begin{bmatrix} I_{RL} \\ I_{SL} \\ I_{TL} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{0L} \\ I_{dL} \\ I_{iL} \end{bmatrix}$$

$$I_{RL} = I_{0L} + I_{dL} + I_{iL} = 3 * (88,7 + j46,4)$$

$$I_{RL} = 266 - j 139 \quad (A)$$

$$I_{SL} = 0$$

$$I_{TL} = 0$$

$$I_{NL} = 266 - j 139 \quad (A)$$

9.5.2 Corrientes por el Transformador Lado Triángulo

La tensión es de 13,2 kV por lo que, como antes, hay que referir las corrientes a esta tensión.

Luego:

$$I_{dt} = I_{it} = 88,7 + j 46,4 \text{ (A)}$$

La corriente homopolar no pasa por el transformador sino por el reactor de puesta a tierra.

Por lo tanto, las corrientes de cada fase por el transformador lado triángulo son:

$$\begin{array}{|c|} \hline I_{RtD} \\ \hline I_{StD} \\ \hline I_{TtD} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline 0 \\ \hline I_{dt} \\ \hline I_{it} \\ \hline \end{array}$$

GRUPO 2 DE T.I.

$$\begin{aligned} I_{RtD} &= I_{dL} + I_{iL} \\ I_{StD} &= (a^2 - a) * I_{dt} \\ I_{TtD} &= (a - a^2) * I_{dt} \\ I_{NtD} &= I_{RtD} + I_{StD} + I_{TtD} \end{aligned}$$

I_{RtD} (A)	177,3	$-j 92,7$
I_{StD} (A)	-88,7	$j 46,4$
I_{TtD} (A)	-88,7	$j 46,4$
I_{NtD} (A)	0	0

9.5.3 Corrientes por el Reactor de Puesta a Tierra

La única corriente que circula por el reactor de puesta a tierra es la que pasa por el grupo T.I.3 y es sólo la homopolar. En consecuencia, las corrientes por las tres fases son iguales.

$$\begin{array}{|c|} \hline I_{Rrpat} \\ \hline I_{Srpat} \\ \hline I_{Trpat} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline I_o \\ \hline 0 \\ \hline 0 \\ \hline \end{array}$$

GRUPO 3 DE T.I.	
$I_{Rrpat} = I_{orpat} =$	$88,7 + j46,4 \text{ (A)}$
$I_{Srpat} = I_{orpat} =$	$88,7 + j46,4 \text{ (A)}$
$I_{Trpat} = I_{orpat} =$	$88,7 + j46,4 \text{ (A)}$
$I_{NtD} = 3 * I_{orpat} =$	$266,1 + j139,2$

9.5.4 Corrientes por el Transformador Lado Estrella

Las corrientes que circulan por la estrella del transformador son detectadas por el grupo 4 de T.I.

En la Fig.9.12 se puede apreciar que solamente circulan por él la componente directa y la inversa.

Además, debe tenerse en cuenta el grupo de conexiones que produce un desfase de 30° para la secuencia directa y -30° para la secuencia inversa.

En este caso las corrientes no se ven afectadas por la relación de transformación porque las impedancias fueron calculadas con tensión de 132 kV como base, y ésta es la tensión de la barra estrella del transformador.

$$\begin{array}{|c|} \hline I_{Rty} \\ \hline I_{Sty} \\ \hline I_{Tty} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline 0 \\ \hline I_{dt} * e^{j30} \\ \hline I_{it} * e^{-j30} \\ \hline \end{array}$$

$$I_d = I_i = 8,87 + j 4,64$$

Resumiendo:

GRUPO 4 DE T.I.		
I_{Rty} (A)	15,4	-j 8,03
I_{Sty} (A)	-15,4	J 8,03
I_{Tty} (A)	0	0
I_{Nty} (A)	0	0

9.6 Cálculo de las Tensiones en Barras

Para calcular las tensiones reales en cada barra, se deben determinar primero las tensiones de secuencia en cada una de ellas y luego transformarlas a componentes reales.

La tensión de la fase fallada "R" en la barra 3 es cero.

Se comienza calculando la barra N°2.

9.6.1 Cálculo de las Tensiones en Barra 2

Se toma de referencia la Fig.9.12

Secuencia Directa:

$$U_{d(2)} = U_f - I_d * (x_{dg}'' + x_{td})$$

$$U_{d(2)} = [76,21(\text{kV}) * 1000 - (8,87 - j4,64)(\text{A}) * j(8,712 + 130,7)(\Omega)] * \frac{13,2}{132}$$

$$U_{d(2)} = 7,56 - j0,12 \text{ (kV)}$$

$$U_{i(2)} = -I_i * (x_i + x_t)$$

$$U_{i(2)} = [-(8,9 + j4,64)(A) * j(8,712 + 130,7)(\Omega)] * \frac{13,2}{132}$$

$$U_{i(2)} = -0,06 - j0,12 \text{ (kV)}$$

$$U_{o(2)} = -I_0 * Z_0$$

$$U_{o(2)} = [-(8,9 + j4,64)(A) * (4500 + j1000)(\Omega)] * \frac{13,2}{132}$$

$$U_{o(2)} = -4,45 - j1,2 \text{ (kV)}$$

Resumiendo:

$U_{o(2)} =$	-4,45	j 1,20
$U_{d(2)} =$	7,56	-j 0,12
$U_{i(2)} =$	-0,06	-j 0,12

$$\begin{array}{|c|} \hline U_{(2)} \\ \hline V_{(2)} \\ \hline W_{(2)} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline U_{o(2)} \\ \hline U_{d(2)} \\ \hline U_{i(2)} \\ \hline \end{array}$$

$U_{(2)}(kV)$	3,04	j 0,95
$V_{(2)}(kV)$	-8,2	-j 5,28
$W_{(2)}(kV)$	-8,2	j 7,92

9.6.2 Cálculo de las Tensiones en Barra 1

Se toma nuevamente de referencia la Fig.9.12

Secuencia Directa:

$$U_{d(1)} = U_f - I_d * x_{dg}$$

$$U_{d(1)} = [76,21(kV) * 1000 - (8,9 - j4,64)(A) * j(8,712)(\Omega)]$$

$$U_{d(1)} = 76,17 - j0,0772 \text{ (kV)}$$

Secuencia Inversa.

$$U_{i(1)} = -I_i * x_{ig}$$

$$U_{i(2)} = [-(8,9 + j4,64)(A) * j(8,712)(\Omega)]$$

$$U_{i(1)} = -0,04 - j0,0772 \text{ (kV)}$$

Secuencia Homopolar.

$$U_{o(1)} = 0$$

Resumiendo:

$U_{o(1)} =$	0	0
$U_{d(1)} =$	76,17	$-j 0,0772$
$U_{i(1)} =$	-0,04	$-j 0,0772$

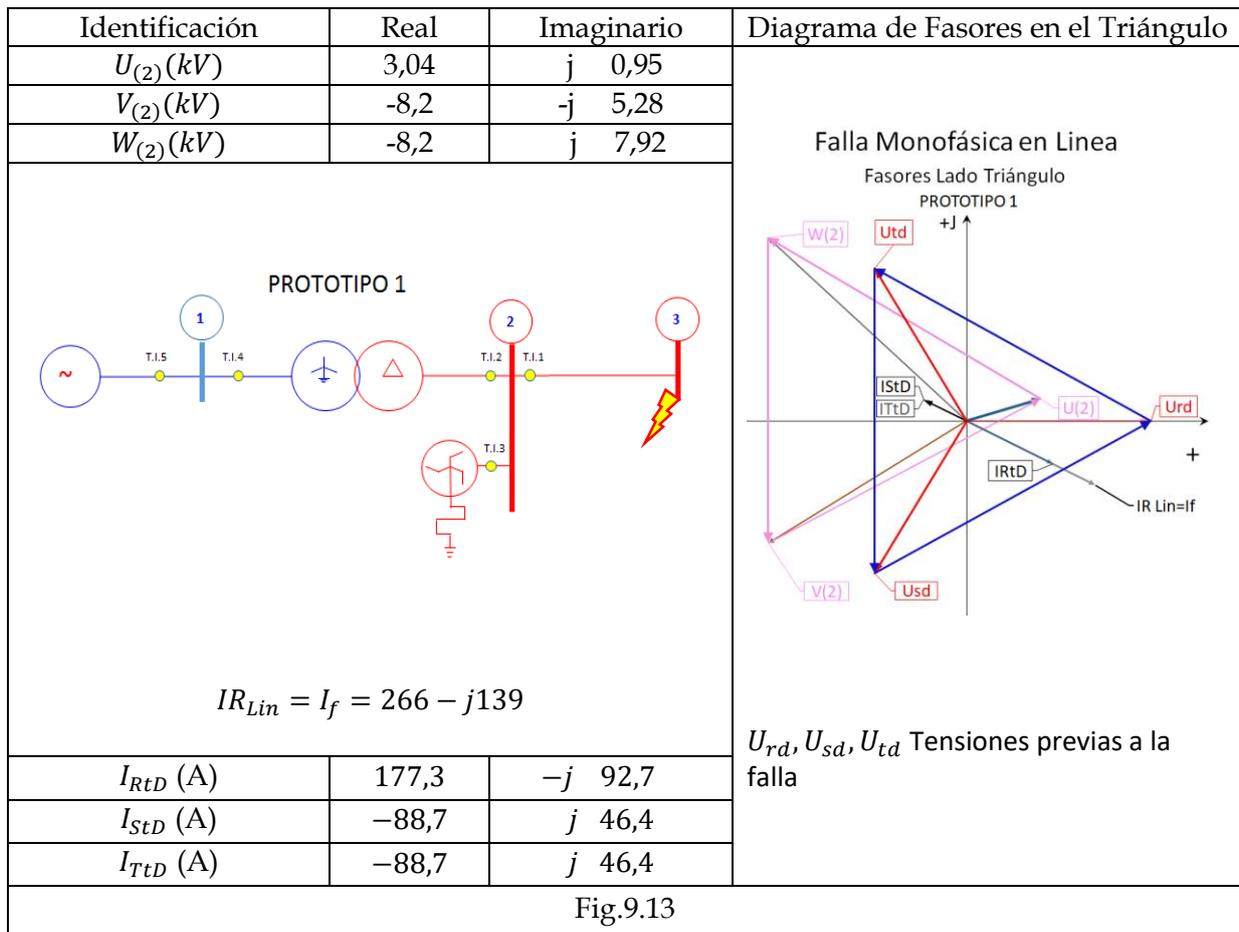
$$\begin{matrix} U_{(1)} \\ V_{(1)} \\ W_{(1)} \end{matrix} = \begin{matrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{matrix} * \begin{matrix} U_{0(1)} \\ U_{d(1)} \\ U_{i(1)} \end{matrix}$$

$U_{(1)}(kV)$	65,93	$-j 38,24$
$V_{(1)}(kV)$	-65,93	$-j 37,97$
$W_{(1)}(kV)$	0	$j 76,21$

9.7 Diagrama de Fasores

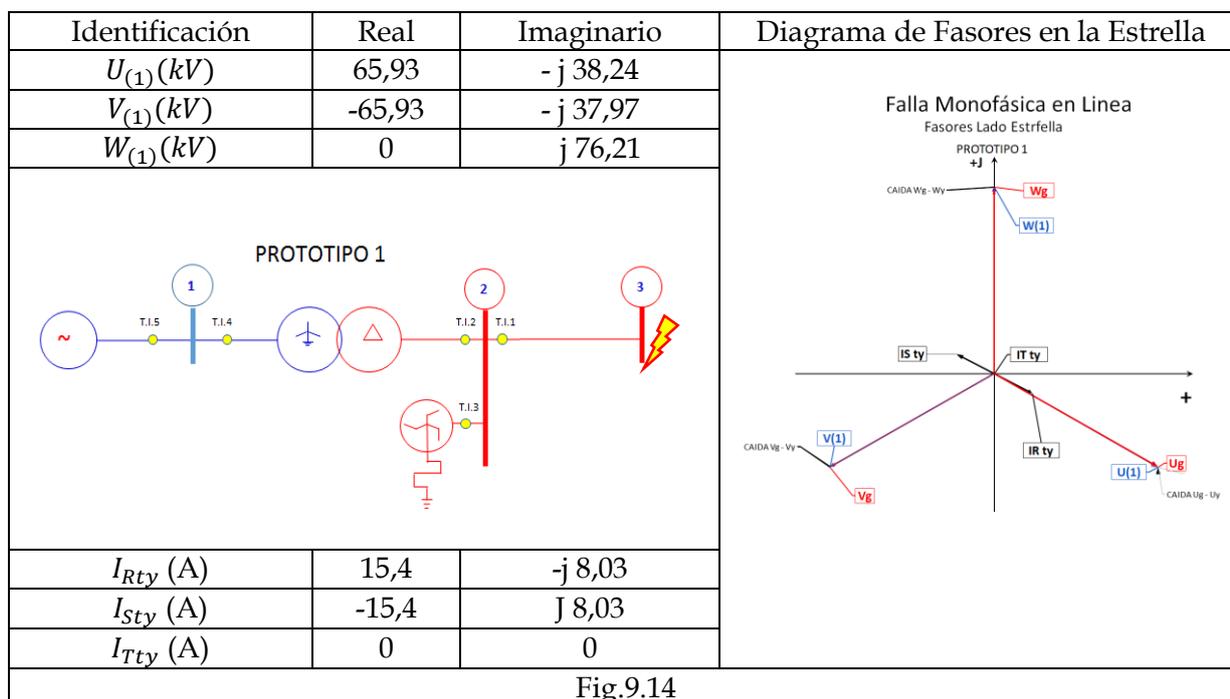
9.7.1 Diagrama de Fasores del Triángulo del Transformador. Barra 2

En el diagrama de fasores se han dibujado además de las tensiones y corrientes en la condición de falla, las tensiones previas a la falla y que se denominan U_{rd}, U_{sd}, U_{td} .



9.7.2 Diagrama de Fasores de la Estrella del Transformador. Barra 1

En el diagrama de fasores se han dibujado, además de las tensiones y corrientes en la condición de falla, las tensiones previas a la falla y que se denominan U_g, V_g, W_g .



Las tensiones U_g, V_g, W_g previas a la falla, coinciden prácticamente con las tensiones de falla porque el generador que representa al sistema es de potencia equivalente mucho mayor que la del transformador.

Además, las fallas monofásicas son de poca corriente, por la resistencia de puesta a tierra que es muy limitante.

9.8 Cálculo de Cortocircuito Bifásico

Las redes de secuencia directa e inversa se conectan en serie, teniendo en cuenta que las corrientes directa e inversa son iguales, pero de signo contrario.

Se suman las impedancias:

$$Z_{cc2} = Z_d + Z_i$$

$$Z_{cc2} = 1000 + j 1278,8$$

Se calculan ahora las corrientes totales de secuencia.

$$I_d = -I_i = \frac{U_f}{Z_{cc2}} = \frac{76,21 * 1000}{1000 + j 1278,8} (A)$$

$$I_d = -I_i = 28,92 - j 36,98$$

Estas corrientes están referidas a la tensión del generador que es 132 kV.

9.8.1 Corrientes por la Línea

La línea está en el nivel de tensión de 13,2 kV por lo que hay que referir las corrientes a esta tensión.

Por lo tanto, hay que multiplicar por la relación de transformación que es:

$$N = \frac{U_1}{U_2} = \frac{132}{13,2} = 10$$

$$I_{dL} = -I_{iL} = 289,2 - j 369,8 \text{ (Referidas a 13,2 kV)}$$

$$I_{oL} = 0$$

Las corrientes de cada fase por la línea son:

$$\begin{bmatrix} I_{RL} \\ I_{SL} \\ I_{TL} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{oL} \\ I_{dL} \\ I_{iL} \end{bmatrix}$$

GRUPO 1 DE T.I.

$$I_{RL} = I_{dL} - I_{iL} = 0$$

$$I_{RL} = 0 \text{ (A)}$$

$$I_{SL} = [a^2 - a] * I_{dL} = -j\sqrt{3} * I_{dL}$$

$$I_{SL} = -j\sqrt{3} * (289,2 - j 369,8)$$

$$I_{SL} = -640,5 - j500$$

$$I_{TL} = [a - a^2] * I_{iL} = j\sqrt{3} * (289,2 - j369,8)$$

$$I_{TL} = 640,5 + j500$$

$$I_{NL} = 0$$

9.8.2 Corrientes por el Transformador Lado Triángulo

Las corrientes que circulan por el grupo T.I.2 son las mismas que las de la línea puesto que el reactor de puesta a tierra no interviene.

Luego:

$$I_{dt} = -I_{it}$$

Por tanto:

$$I_{StD} = -640,5 - j500$$

$$I_{TtD} = 640,5 + j500$$

GRUPO 2 DE T.I.		
I_{RtD} (A)	0	0
I_{StD} (A)	-640,5	-j 500
I_{TtD} (A)	640,5	j 500
I_{NtD} (A)	0	0

9.8.3 Corrientes por el Reactor de Puesta a Tierra

La falla es sin contacto a tierra. Por lo tanto, las corrientes por el reactor de puesta a tierra son nulas.

9.8.4 Corrientes por el Transformador Lado Estrella

Las corrientes que circulan por la estrella del transformador son detectadas por el grupo 4 de T.I.

En la Fig.9.12 se puede apreciar que sólo circulan por él la componente directa y la inversa.

Además, debe tenerse en cuenta el grupo de conexiones que produce un desfase de 30° para la secuencia directa y -30° para la secuencia inversa.

En este caso, las corrientes no se ven afectadas por la relación de transformación, porque las impedancias fueron calculadas con tensión de 132 kV como base de la barra estrella del transformador.

$$\begin{array}{|c|} \hline I_{Rty} \\ \hline I_{Sty} \\ \hline I_{Tty} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline 0 \\ \hline I_{dt} * e^{j30} \\ \hline I_{it} * e^{-j30} \\ \hline \end{array}$$

$$I_d = I_i = 28,92 - j 36,98$$

Resumiendo:

GRUPO 4 DE T.I

I_{Rty} (A)	-36,98	-j 28,92
I_{Sty} (A)	-36,98	-j 28,92
I_{Tty} (A)	73,96	j 57,84
I_{Nty} (A)	0	0

9.9 Cálculo de las Tensiones en Barras.

Para calcular las tensiones reales en cada barra, se deben calcular primero las tensiones de secuencia en cada una de ellas y luego transformarlas a componentes reales.

Se calcula directamente las barras de los transformadores.

9.9.1 Cálculo de las Tensiones en Barra 2.

Se toma de referencia la Fig.9.12

Secuencia Directa:

$$U_{d(2)} = U_f - I_d * (x_d'' + x_{td})$$

$$U_{d(2)} = [76,21(kV) * 1000 - (28,92 - j 36,98)(A) * j(8,712 + 130,7)(\Omega)] * \frac{13,2}{132}$$

$$U_{d(2)} = 7,11 - j0,4 (kV)$$

$$U_{i(2)} = -I_i * (x_i + x_t)$$

$$U_{i(2)} = [-(28,92 - j 36,98)(A) * j(8,712 + 130,7)(\Omega)] * \frac{13,2}{132}$$

$$U_{i(2)} = 0,52 + j 0,4 (kV)$$

$$U_{o(2)} = -I_0 * Z_0 = 0$$

Resumiendo:

$$\begin{array}{|c|} \hline U_{(2)} \\ \hline V_{(2)} \\ \hline W_{(2)} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline U_{0(2)} \\ \hline U_{d(2)} \\ \hline U_{i(2)} \\ \hline \end{array}$$

$U_{(2)}(kV)$	7,62	-j 0,25
$V_{(2)}(kV)$	-4,51	-j 5,71
$W_{(2)}(kV)$	-3,11	j 5,71

9.9.2 Cálculo de las Tensiones en Barra 1.

Secuencia Directa:

$$U_{d(1)} = U_f - I_d * x_d''$$

$$U_{d(1)} = [76,21(kV) * 1000 - (28,92 - j 36,98)(A) * j(8,712)(\Omega)]$$

$$U_{d(1)} = 75,89 - j0,25 (kV)$$

Secuencia Inversa.

$$U_{i(1)} = -I_i * x_i$$

$$U_{i(1)} = [-(28,92 - j 36,98)(A) * j(8,712)(\Omega)]$$

$$U_{i(1)} = 0,322 + j 0,25 (kV)$$

Secuencia Homopolar.

$$U_{o(1)} = 0$$

Resumiendo:

$U_{o(1)} =$	0	0
$U_{d(1)} =$	76,17	$-j 0,0772$
$U_{i(1)} =$	-0,04	$-j 0,0772$

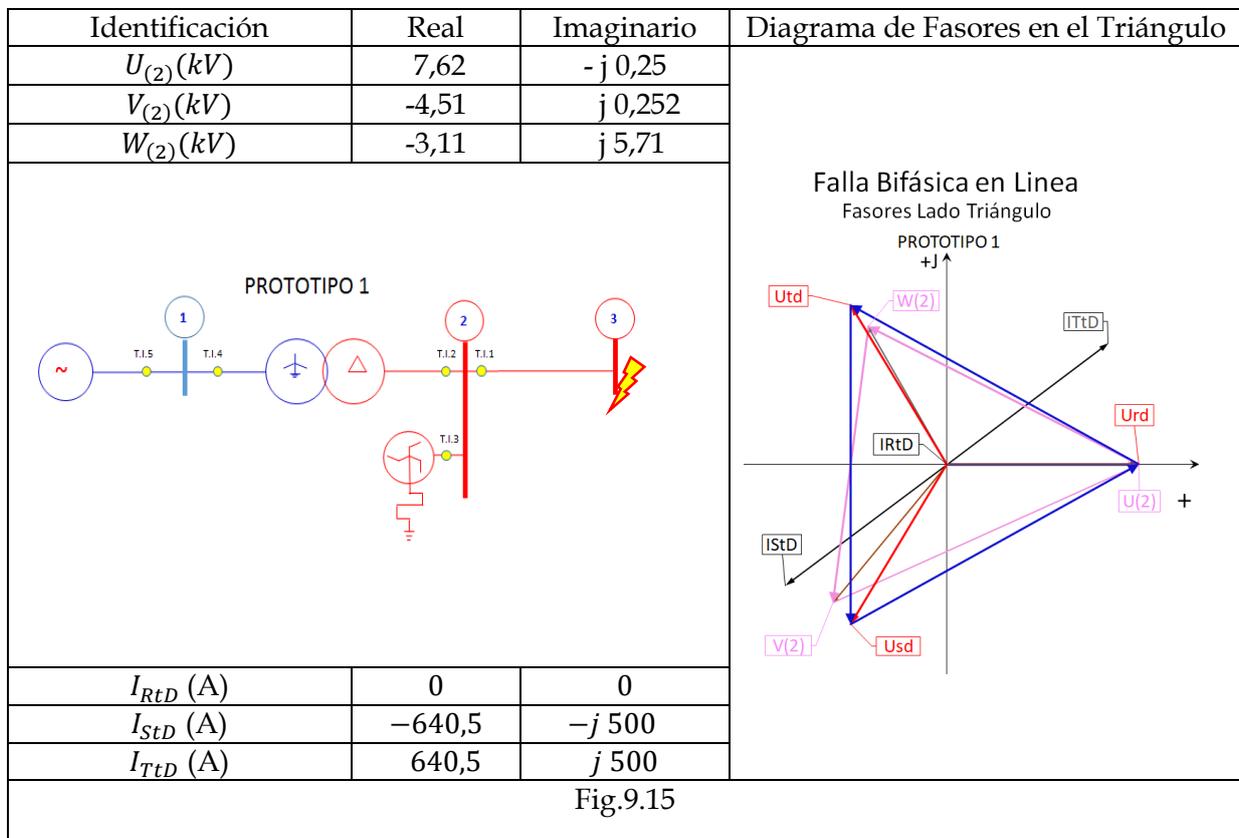
$U_{(1)}$	1	1	1	*	$U_{0(1)}$
$V_{(1)}$	1	a^2	a		$U_{1(1)}$
$W_{(1)}$	1	a	a^2		$U_{2(1)}$

$U_{(1)}(kV)$	65,75	$-j 37,78$
$V_{(1)}(kV)$	-66,25	$-j 37,78$
$W_{(1)}(kV)$	0,5	$j 76,57$

9.10 Diagrama de Fasores

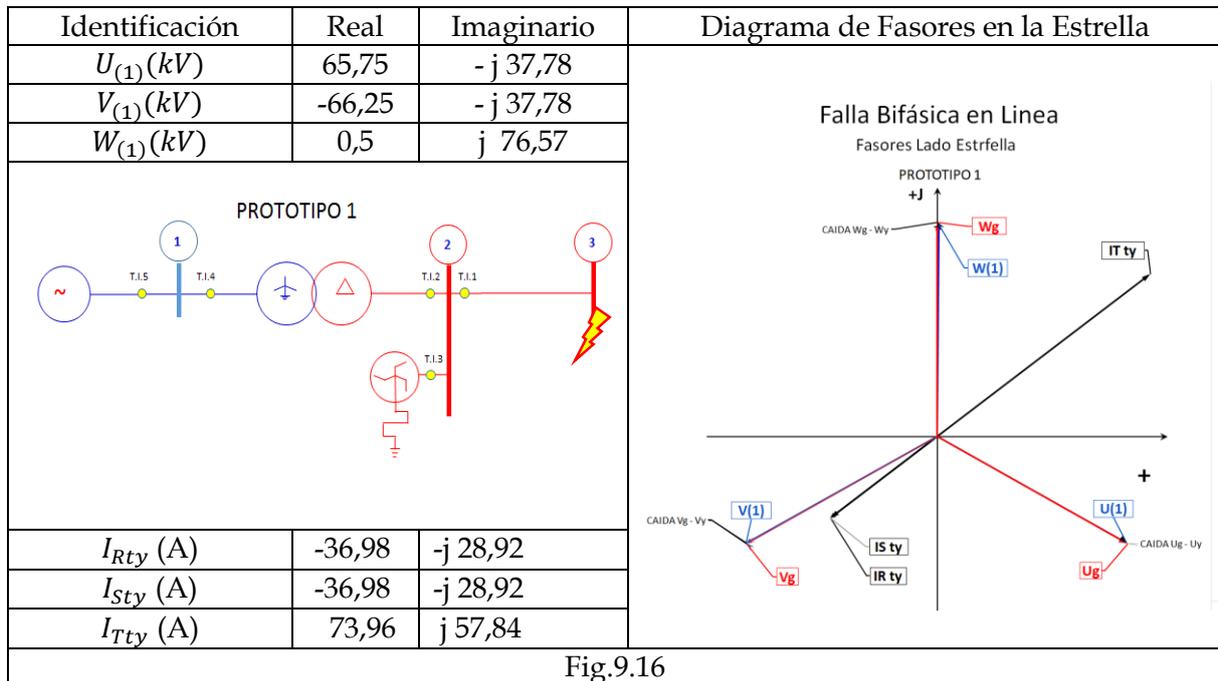
9.10.1 Diagrama de Fasores del Triángulo del Transformador. Barra 2

En el diagrama de fasores se han dibujado, además de las tensiones y corrientes en la condición de falla, las tensiones previas a la falla y que se denominan U_{rd} , U_{sd} , U_{td} .



9.10.2 Diagrama de Fasores de la Estrella del Transformador. Barra 1

En el diagrama de fasores se han dibujado, además de las tensiones y corrientes en la condición de falla, las tensiones previas a la falla y que se denominan U_g, V_g, W_g .



Las tensiones U_g, V_g, W_g previas a la falla, coinciden prácticamente con las tensiones de falla, porque el generador que representa al sistema es de potencia equivalente mucho mayor que la del transformador.

9.11 Cálculo de Cortocircuito Bifásico a Tierra.

Las redes de secuencia se conectan en paralelo.

Por lo tanto:

$$I_d + I_i + I_o = 0$$

Se calcula la impedancia total:

$$Z_{cc2T} = Z_d + Z_i * Z_0 / (Z_i + Z_0)$$

$$Z_{cc2T} = 982 + j1184,8$$

Se calculan ahora las corrientes totales de secuencia.

$$I_d = \frac{U_f}{Z_{cc2T}} = \frac{76,21 * 1000}{j982 + j1184,8} (A)$$

$$I_d = 31,6 - j 38,13$$

Con el valor de I_d se calculan las corrientes homopolar e inversa. (División de corrientes).

$$I_o = I_d * \frac{Z_i}{Z_o + Z_i}$$

$$I_i = -I_d - I_o$$

El resultado es el siguiente:

$$I_i = -26,24 + j 35,83$$

$$I_o = -5,37 + j 2,3$$

Estas corrientes están referidas a la tensión del generador que es 132 kV.

9.11.1 Corrientes por la Línea.

La línea está en el nivel de tensión de 13,2 kV, por lo que hay que referir las corrientes a esta tensión.

Por lo tanto, hay que multiplicar por la relación de transformación que es 10:

$$I_d = 316 - j 381,3$$

$$I_i = -262,4 + j 358,3$$

$$I_o = -53,7 + j 23,0$$

Las corrientes de cada fase por la línea son:

$$\begin{bmatrix} I_{RL} \\ I_{SL} \\ I_{TL} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{0L} \\ I_{dL} \\ I_{iL} \end{bmatrix}$$

GRUPO 1 DE T.I.

Como se cumple para esta falla que:

$$I_d + I_i + I_o = 0$$

$$I_{RL} = 0$$

$$I_{SL} = I_{0L} + a^2 * I_{dL} + a * I_{iL}$$

$$I_{SL} = -721 - j 466,4$$

$$I_{TL} = I_{0L} + a * I_{dL} + a^2 * I_{iL}$$

$$I_{TL} = 560 + j 535,9 \text{ (A)}$$

9.11.2 Corrientes por el Transformador Lado Triángulo

Las corrientes ya están referidas a la tensión de la barra del triángulo.

La corriente homopolar no pasa por el transformador sino por el reactor de puesta a tierra.

Por lo tanto, las corrientes de cada fase por el transformador lado triángulo son:

$$\begin{bmatrix} I_{RtD} \\ I_{StD} \\ I_{TtD} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0 \\ I_{dt} \\ I_{it} \end{bmatrix}$$

GRUPO 2 DE T.I.

$$I_d = 316 - j 381,3$$

$$I_i = -262,4 + j 358,3$$

$$I_o = 0$$

$$I_{RtD} = I_{dt} + I_{it}$$

$$I_{StD} = a^2 * I_{dt} + a * I_{it}$$

$$I_{TtD} = a * I_{dt} + a^2 * I_{it}$$

$$I_{NtD} = I_{RtD} + I_{StD} + I_{TtD} = 0$$

Resumiendo:

I_{RtD}	53,7	-j 23,0
I_{StD}	- 667,4	-j 489,4
I_{TtD}	613,7	j 512,4

9.11.3 Corrientes por el Reactor de Puesta a Tierra

La única corriente que circula por el reactor de puesta a tierra es la que pasa por el grupo T.I.3 y es sólo la homopolar. En consecuencia, las corrientes por las tres fases son iguales.

$$\begin{matrix} I_{Rrpat} \\ I_{Srpat} \\ I_{Trpat} \end{matrix} = \begin{matrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{matrix} * \begin{matrix} I_o \\ 0 \\ 0 \end{matrix}$$

GRUPO 3 DE T.I.	
$I_{Rrpat} = I_{orpat} = -53,7 + j 23,0$ (A)	
$I_{Srpat} = I_{orpat} = -53,7 + j 23,0$ (A)	
$I_{Trpat} = I_{orpat} = -53,7 + j 23,0$ (A)	
$I_{NtD} = 3 * I_{orpat} = -161,1 + j 69$ (A)	

9.11.4 Corrientes por el Transformador Lado Estrella

Las corrientes por la estrella del transformador son detectadas por el grupo 4 de T.I.

En la Fig.9.12 se puede apreciar que sólo circulan por él la componente directa y la inversa.

Además, debe tenerse en cuenta el grupo de conexiones que produce un desfase de 30° para la secuencia directa y -30° para la secuencia inversa.

Se recuerda que la tensión de base es 132 kV

$$\begin{bmatrix} I_{Rty} \\ I_{Sty} \\ I_{Tty} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0 \\ I_{dt} * e^{j30} \\ I_{it} * e^{-j30} \end{bmatrix}$$

$$I_d = 31,6 - j 38,1$$

$$I_i = -26,2 + j 35,8$$

$$I_o = 0$$

Resumiendo:

GRUPO 4 DE T.I.

I_{Rty} (A)	- 32,3	- j 30,9
I_{Sty} (A)	- 41,6	- j 26,9
I_{Tty} (A)	74,0	j 57,8
I_{Nty} (A)	0	0

9.12 Cálculo de las Tensiones en Barras

Se calculan las tensiones reales a partir de las tensiones de secuencia.

9.12.1 Cálculo de las Tensiones en Barra 2.

Se toma de referencia la Fig.9.12

$$I_d = 31,6 - j 38,1$$

$$I_i = -26,2 + j 35,8$$

$$I_o = -5,37 + j 2,30$$

Secuencia Directa:

$$U_{d(2)} = U_f - I_d * (x_d'' + x_{td})$$

$$U_{d(2)} = [76,21(kV) * 1000 - (31,6 - j 38,1)(A) * j(8,712 + 130,7)(\Omega)] * \frac{13,2}{132}$$

$$U_{d(2)} = 7,09 - j 0,4(kV)$$

Secuencia Inversa.

$$U_{i(2)} = -I_i * (x_i + x_t)$$

$$U_{i(2)} = [-(-26,2 + j 35,8)(A) * j(8,712 + 130,7)(\Omega)] * \frac{13,2}{132}$$

$$U_{i(2)} = 0,5 + j 0,37(kV)$$

Secuencia Homopolar.

$$U_{o(2)} = -I_o * Z_0$$

$$U_{o(2)} = [-(-5,37 + j 2,30)(A) * (4500 + j 1000)(\Omega)] * \frac{13,2}{132}$$

$$U_{o(2)} = 2,64 - j 0,50(kV)$$

$U_{o(2)} =$	2,64	$-j 0,50$
$U_{d(2)} =$	7,09	$-j 0,4$
$U_{i(2)} =$	0,5	$j 0,37$

$$\begin{array}{|c|} \hline U_{(2)} \\ \hline V_{(2)} \\ \hline W_{(2)} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline U_{o(2)} \\ \hline U_{d(2)} \\ \hline U_{i(2)} \\ \hline \end{array}$$

$U_{(2)}(kV)$	10,23	$-j 0,57$
$V_{(2)}(kV)$	-1,848	$-j 6,167$
$W_{(2)}(kV)$	-0,451	$j 5,247$

9.12.2 Cálculo de las Tensiones en Barra 1

Se toma nuevamente de referencia la Fig.9.12

$$I_d = 31,6 - j 38,1$$

$$I_i = -26,2 + j 35,8$$

$$I_o = -5,37 + j 2,30$$

Secuencia Directa:

$$U_{d(1)} = U_f - I_d * x_d''$$

$$U_{d(1)} = [76,21(kV) * 1000 - (31,6 - j 38,1)(A) * j(8,712)(\Omega)]$$

$$U_{d(1)} = 75,88 - j 0,275 (kV)$$

Secuencia Inversa.

$$U_{i(1)} = -I_i * x_i$$

$$U_{i(2)} = [-(-26,2 + j 35,8)(A) * j(8,712)(\Omega)]$$

$$U_{i(1)} = 0,312 + j 0,228(kV)$$

Secuencia Homopolar.

$$U_{o(1)} = 0$$

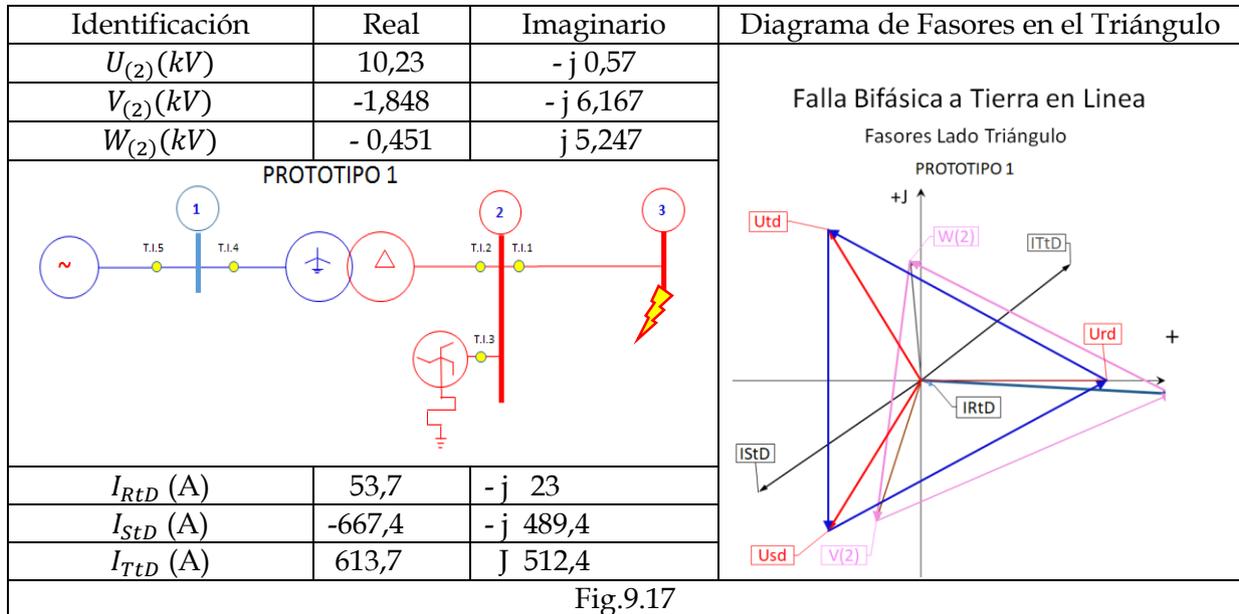
$U_{o(1)}$	0	0
$U_{d(1)}$	75,88	$-j 0,275$
$U_{i(1)}$	0,312	$j 0,228$

$$\begin{array}{|c|} \hline U_{(1)} \\ \hline V_{(1)} \\ \hline W_{(1)} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline U_{o(2)} \\ \hline U_{d(2)} \\ \hline U_{i(2)} \\ \hline \end{array} \quad \begin{array}{|c|c|c|} \hline U_{(1)}(kV) & 65,73 & -j 37,82 \\ \hline V_{(1)}(kV) & -66,23 & -j 37,74 \\ \hline W_{(1)}(kV) & 0,50 & j 75,57 \\ \hline \end{array}$$

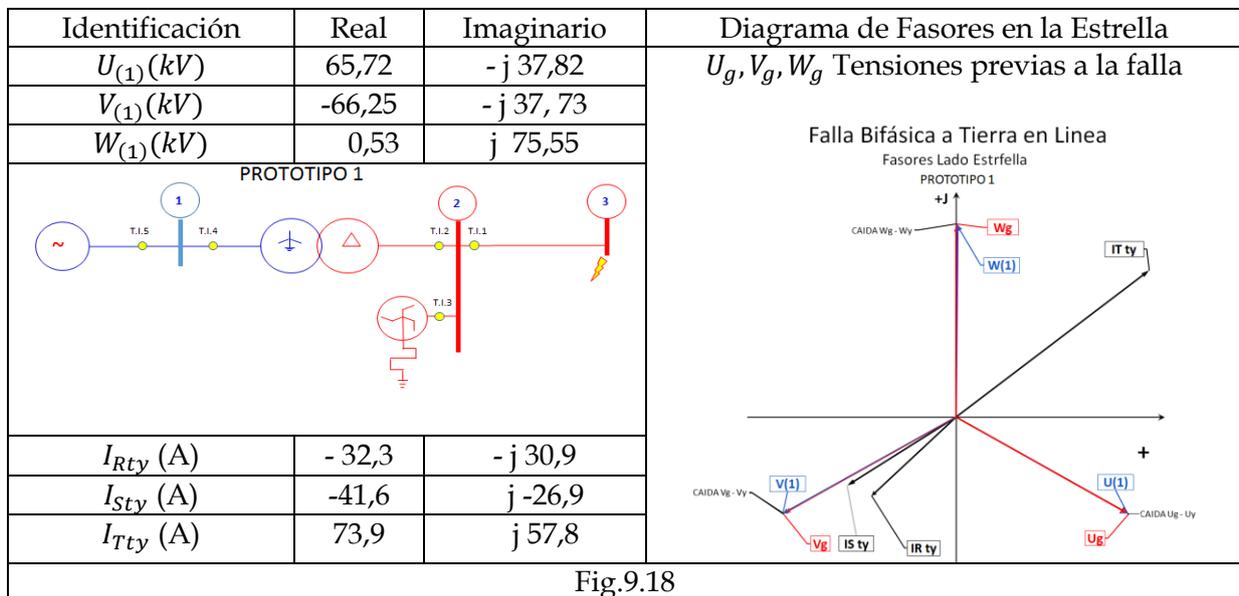
9.13 Diagrama de Fasores

9.13.1 Diagrama de Fasores del Triángulo del Transformador. Barra 2

En el diagrama se han dibujado las tensiones previas a la falla que se denominan U_{rd}, U_{sd}, U_{td} .



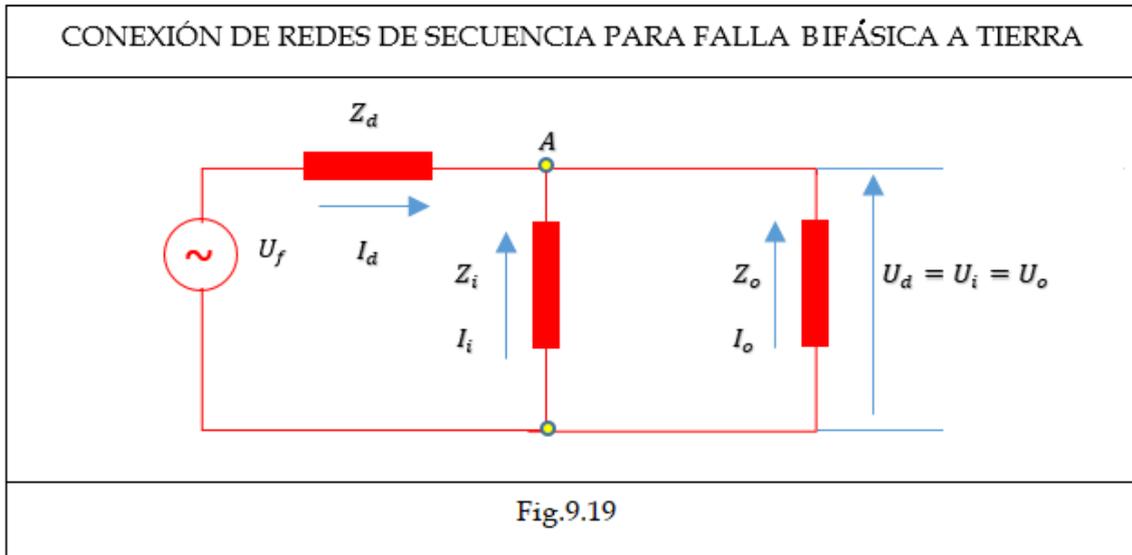
9.13.2 Diagrama de Fasores de la Estrella del Transformador. Barra 1



Las tensiones U_g, V_g, W_g previas a la falla, coinciden prácticamente con las tensiones de falla porque el generador que representa al sistema es de potencia equivalente mucho mayor que la del transformador.

9.14 Observaciones

La conexión de las redes de secuencia para falla bifásica a tierra es la que muestra la Fig.9.19.



Se puede apreciar que si $Z_o = 0$ la corriente directa tendría el mismo valor que en caso de falla trifásica. La corriente homopolar sería $I_d = -I_o$ e $I_i = 0$

Con estas consideraciones resulta:

$$\begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_0 \\ I_d \\ I_i \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} -I_d \\ I_d \\ 0 \end{bmatrix}$$

Luego:

$$\begin{aligned} I_R &= 0 \\ I_S &= -I_d + a^2 * I_d \\ I_T &= -I_d + a * I_d \end{aligned}$$

Finalmente:

$$\begin{aligned} I_S &= \sqrt{3} * e^{j210} * I_d \\ I_T &= \sqrt{3} * e^{j150} * I_d \end{aligned}$$

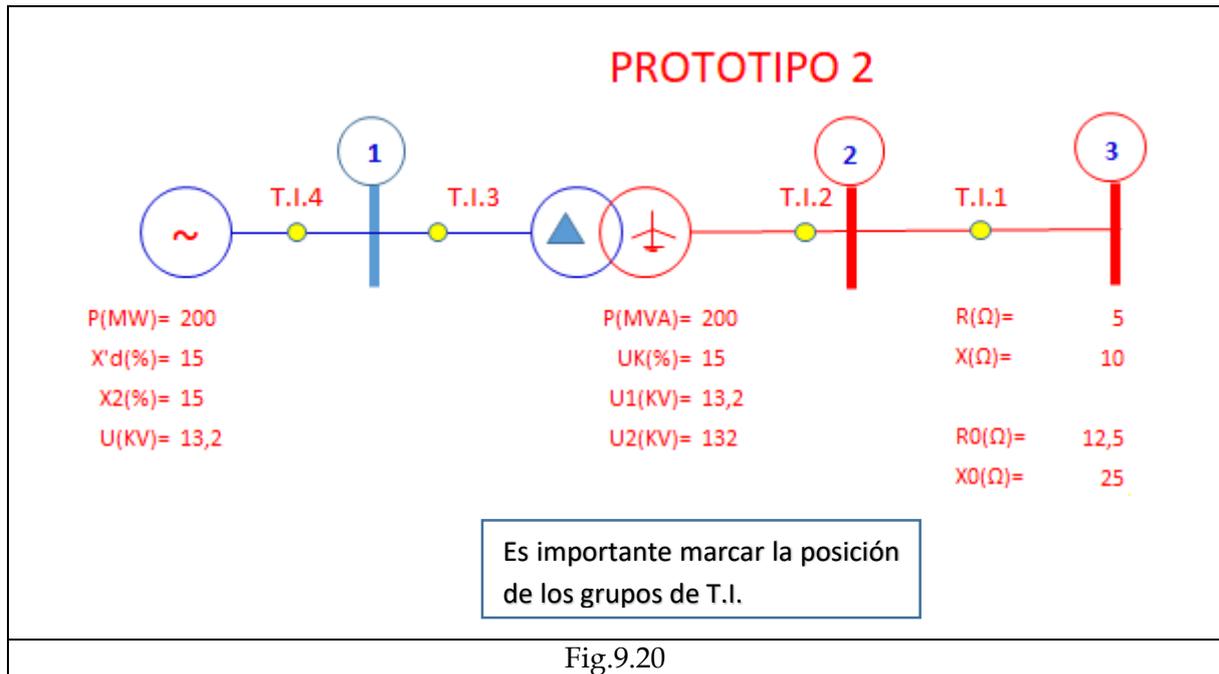
Es decir que la corriente en las fases falladas es $\sqrt{3}$ veces la trifásica y la de neutro es $I_N = 3 * I_d$

Por otra parte si $Z_o = \infty$ la corriente directa tendría el mismo valor que en caso de falla bifásica, la corriente homopolar sería $I_o = 0$ y $I_i = -I_d$. Por lo tanto, la falla es bifásica.

La conclusión es que estos son los extremos de variación de los módulos de las corrientes en las fases falladas en función de la relación Z_i/Z_o .

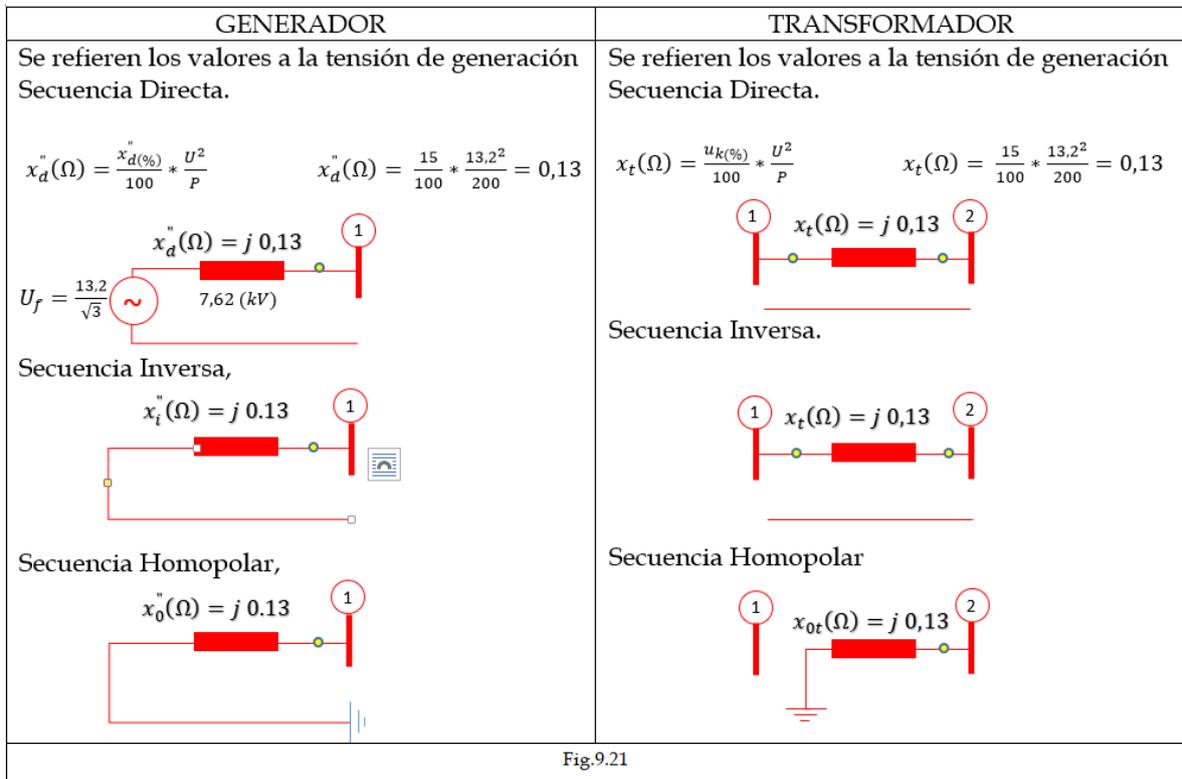
9.15 Ejemplo de Cálculo. Prototipo N°2

Sea el siguiente esquema de una estación transformadora de una central.



Se desea calcular corrientes por cada elemento, tensiones de las barras y dibujar los diagramas de fasores para los arrollamientos estrella y triángulo del transformador para cortocircuito en la barra 3.

9.15.1 Modelado



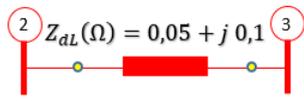
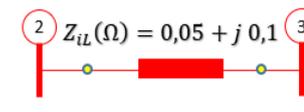
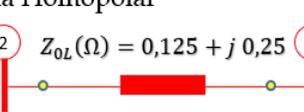
REACTOR DE PUESTA A TIERRA	LINEA
<p>No se utiliza.</p>	<p>Se refieren los valores a la tensión de generación</p> <p>Secuencia Directa.</p> $Z_{dL}(\Omega) = \frac{13,2^2}{132^2} * [R_{dL} + jX_{dL}]$  <p>Secuencia Inversa.</p>  <p>Secuencia Homopolar</p> 

Fig.9.22

A continuación, se acoplan según el esquema a las redes de secuencia de cada uno de los elementos.

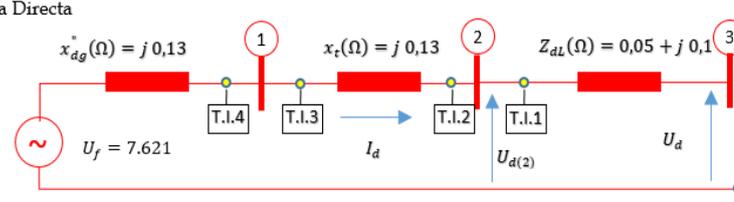
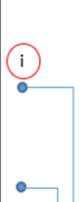
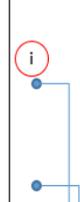
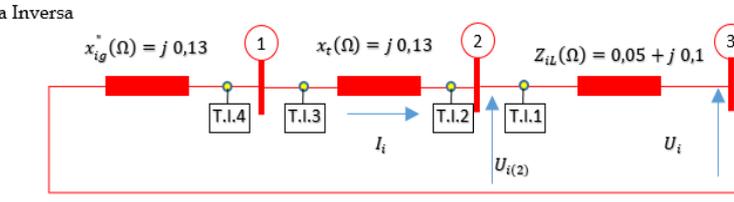
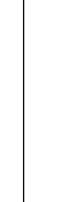
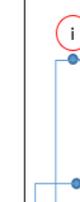
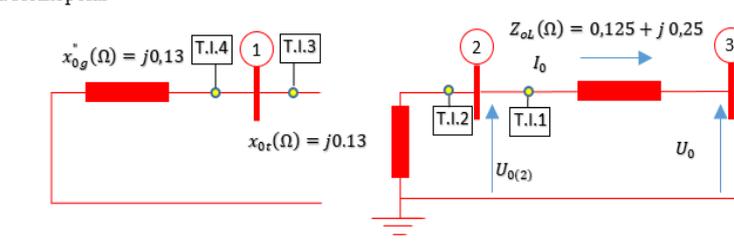
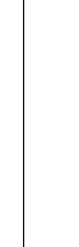
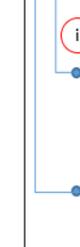
REDES	PUENTES SEGÚN LAS FALLAS			
	MONO	BIFA	TRIF	B.A.T.
<p>Secuencia Directa</p> 	<p>i=1,2,3</p> 	<p>i=1,2,3</p> 	<p>i=1,2,3</p> 	<p>i=1,2,3</p> 
<p>Secuencia Inversa</p> 				
<p>Secuencia Homopolar</p> 				

Fig.9.23

La Fig.9.23 muestra las conexiones según el tipo de falla y con selección de cualquiera de las barras.

9.15.2 Cálculo de Impedancias de Secuencia

Anteriormente se mostró como se conectan las tres redes de secuencia según el tipo de falla.

Se calcula el corto circuito en la barra 3.

Se calculan las impedancias totales de secuencia.

Impedancia Directa

$$Z_{dtotal} = R_{dL} + j(X_{dL} + x_{dg} + x_t)$$

$$Z_{dtotal} = 0,05 + j 0,361$$

Impedancia Inversa

$$Z_{itotal} = R_{iL} + j(X_{iL} + x_{ig} + x_t)$$

$$Z_{itotal} = 0,05 + j 0,361$$

Impedancia Homopolar

$$Z_{ototal} = R_{oL} + j(X_{oL} + x_{og} + x_{ot})$$

$$Z_{ototal} = 0,125 + j 0,381$$

9.16 Cálculo de Cortocircuito Monofásico

Las redes de secuencia se conectan en serie.

Se suman las impedancias:

$$Z_{cc1} = Z_d + Z_i + Z_0$$

$$Z_{cc1} = 0,225 + j 1,103$$

Se calculan ahora las corrientes totales de secuencia que son iguales para falla monofásica.

$$I_d = I_i = I_0 = \frac{U_f}{Z_{cc1}} = \frac{7,62 * 1000}{0,225 + j 1,103} (A)$$

$$I_d = I_i = I_0 = 1352,2 - j 6631,1 (A)$$

Estas corrientes están referidas a la tensión del generador que es 13,2 kV.

9.16.1 Corrientes por la Línea

La línea está en el nivel de tensión de 132 kV y se debe referir las corrientes a esta tensión.

Por lo tanto, hay que multiplicar por la relación de transformación que es:

$$N = \frac{U_1}{U_2} = \frac{13,2}{132} = 0,1$$

$$I_{dL} = I_{iL} = I_{oL} = 135,2 - j 663,1 (A)$$

Las corrientes de cada fase por la línea son:

$$\begin{array}{|c|} \hline I_{RL} \\ \hline I_{SL} \\ \hline I_{TL} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline I_{0L} \\ \hline I_{dL} \\ \hline I_{iL} \\ \hline \end{array}$$

GRUPO 1 DE T.I

$$I_{RL} = I_{0L} + I_{dL} + I_{iL} = 3 * (135,2 - j 663,1)$$

$$I_{RL} = 405,7 - j 1989,3 \text{ (A)}$$

$$I_{SL} = 0$$

$$I_{TL} = 0$$

$$I_{NL} = 405,7 - j 1989,3 \text{ (A)}$$

9.16.2 Corrientes por el Transformador Lado Estrella

Las corrientes que circulan por la estrella del transformador son detectadas por el grupo 2 de T.I.

En la Fig.9.23 se puede apreciar que circulan por él las mismas corrientes que en la línea.

En este caso, las corrientes se ven afectadas por la relación de transformación porque las impedancias fueron calculadas con tensión de 13.2 kV como base, y la tensión de la barra estrella del transformador es de 132 kV.

Resumiendo:

GRUPO 4 DE T.I.

I_{Rty} (A)	405,7	-j 1989,3
I_{Sty} (A)	0	0
I_{Tty} (A)	0	0
I_{Nty} (A)	405,7	-j1989,3

9.16.3 Corrientes por el Generador

La tensión es de 13,2 kV por lo tanto, no se afectan las corrientes en su módulo por la relación de transformación.

Por los grupos T.I.3 y T.I.4 circula la misma corriente.

Por ello se analiza solamente al generador.

Luego:

$$I_{dt} = -I_{it} = 135,2 - j 6631,1 \text{ (A)}$$

Por lo tanto, las corrientes por cada fase del generador son:

Por el grupo de conexiones del transformador se deben rotar 30° en secuencia directa y -30° en secuencia inversa.

$$\begin{array}{|c|} \hline I_{Rg} \\ \hline I_{Sg} \\ \hline I_{Tg} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline 0 \\ \hline I_{dt} * e^{+j30} \\ \hline I_{it} * e^{-j30} \\ \hline \end{array}$$

GRUPOS 3 Y 4 DE T.I.

$$I_{Rg} = I_{dL} * e^{+j30} + I_{iL} * e^{-j30} = 2,3452 - j11,485 \text{ (kA)}$$

$$I_{Sg} = (a^2 * e^{+j30} + a * e^{-j30}) * I_{dt} = 0$$

$$I_{Tg} = (a * e^{+j30} + a^2 * e^{-j30}) * I_{dt} = -2,345 + j11,406 \text{ (kA)}$$

$$I_{Ng} = I_{RtD} + I_{StD} + I_{TtD} = 0$$

$I_{Rg} \text{ (A)}$	2342,1	$-j11485,4$
$I_{Sg} \text{ (A)}$	0	0
$I_{Tg} \text{ (A)}$	-2342,1	$j11485,4$
$I_{Ng} \text{ (A)}$	0	0

9.17 Cálculo de las Tensiones en Barras

Para calcular las tensiones reales en cada barra, se deben calcular primero las tensiones de secuencia en cada una de ellas y luego transformarlas a componentes reales.

Las tensiones de fases no falladas "S" y "T" de la barra N°3 son iguales a la de la barra N°2 por estar el sistema en vacío. Además, la tensión de la fase fallada "R" en la barra 1 es cero, por lo que se comienza calculando la barra N°2.

9.17.1 Cálculo de las Tensiones en Barra 2

Se toma de referencia la Fig.9.23

Secuencia Directa:

$$U_{d(2)} = U_f - I_d * (x_d'' + x_{td})$$

$$U_{d(2)} = [7,621 \text{ (kV)} * 1000 - (135,2 - j 6639,1) \text{ (A)} * j(0,13 + 0,13) \text{ (}\Omega\text{)}] * \frac{132}{13,2}$$

$$U_{d(2)} = 58,979 - j3,534 \text{ (kV)}$$

$$U_{i(2)} = -I_i * (x_i + x_{it})$$

$$U_{i(2)} = [-(135 - j 6639) \text{ (A)} * j(0,13 + 0,13) \text{ (}\Omega\text{)}] * \frac{132}{13,2}$$

$$U_{i(2)} = -17,331 - j3,534 \text{ (kV)}$$

$$U_{o(2)} = -I_0 * Z_0$$

$$U_{o(2)} = [-(135 - j 6639)(A) * j(0,13)(\Omega)] * \frac{132}{13,2}$$

$$U_{o(2)} = -8,666 - j1,767 (kV)$$

Resumiendo:

$U_{o(2)} =$	-8,666	-j1,767
$U_{d(2)} =$	-58,879	-j3,534
$U_{i(2)} =$	-17,331	-j3,534

$$\begin{array}{|c|} \hline U_{(2)} \\ \hline V_{(2)} \\ \hline W_{(2)} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline U_{o(2)} \\ \hline U_{d(2)} \\ \hline U_{i(2)} \\ \hline \end{array}$$

$U_{(2)}(kV)$	32,882	-j 8,835
$V_{(2)}(kV)$	-29,440	-j 64,233
$W_{(2)}(kV)$	-29,440	j 67,767

9.17.2 Cálculo de las Tensiones en Barra 1

Se toma nuevamente de referencia la Fig.9.23.

Secuencia Directa:

$$U_{d(1)} = U_f - I_d * x_d''$$

$$U_{d(1)} = [7,621(kV) * 1000 - (135,2 - j 6639,1)(A) * j(0,13)(\Omega)]$$

$$U_{d(1)} = 6,754 - j 0,177 (kV)$$

Secuencia Inversa.

$$U_{i(1)} = -I_i * x_i$$

$$U_{i(1)} = [-(135,2 - j 6639,1)(A) * j(0,13)(\Omega)]$$

$$U_{i(1)} = -0,867 - j 0,177 (kV)$$

Secuencia Homopolar.

$$U_{o(1)} = 0$$

Resumiendo:

$U_{o(1)} =$	0	0
$U_{d(1)} =$	6,754	$-j 0,177$
$U_{i(1)} =$	-0,867	$-j 0,177$

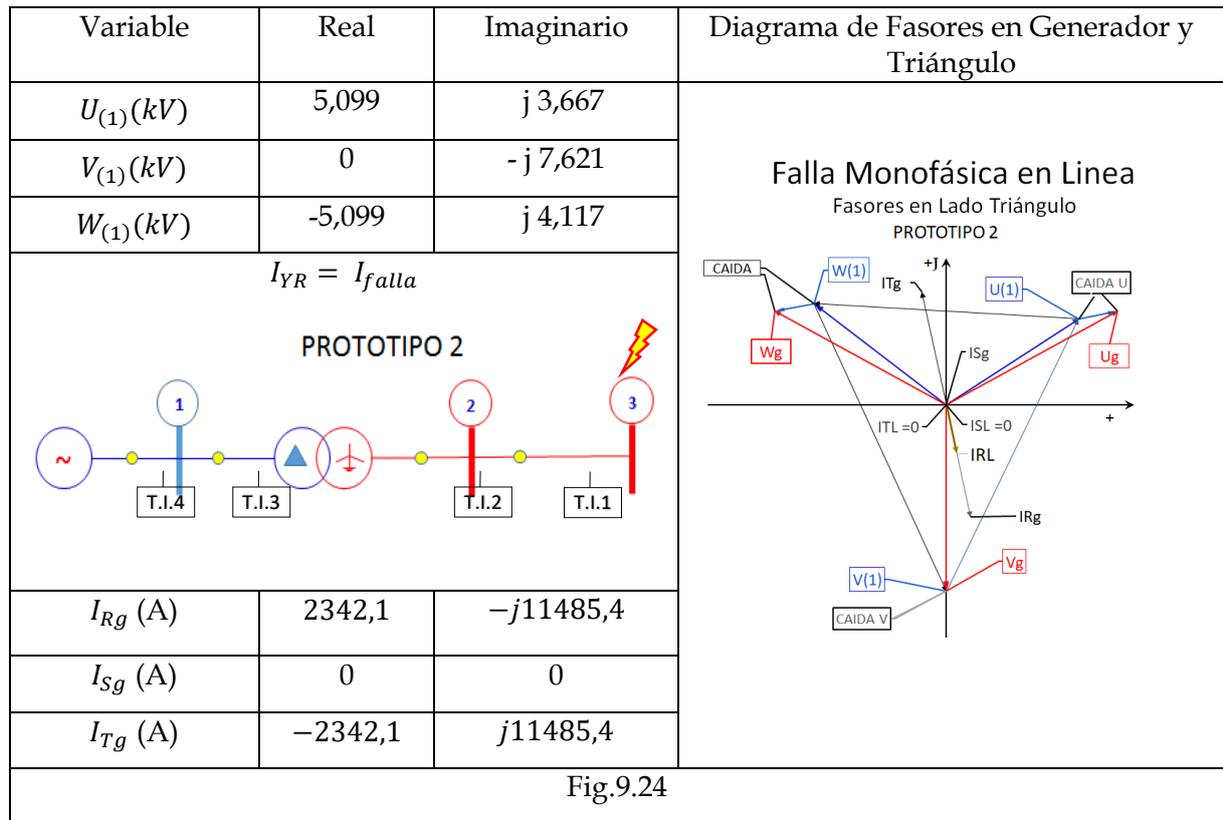
$$\begin{matrix} U_{(1)} \\ V_{(1)} \\ W_{(1)} \end{matrix} = \begin{matrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{matrix} * \begin{matrix} U_{o(1)} \\ U_{d(1)} \\ U_{i(1)} \end{matrix}$$

$U_{(1)}(kV)$	5,099	$j 3,657$
$V_{(1)}(kV)$	0	$-j 7,621$
$W_{(1)}(kV)$	-5,099	$j 4,121$

9.18 Diagrama de Fasores

9.18.1 Diagrama de Fasores del Generador y del Triángulo del Transformador. Barra 1

En el diagrama de fasores, las tensiones previas a la falla se denominan U_g, V_g, W_g .

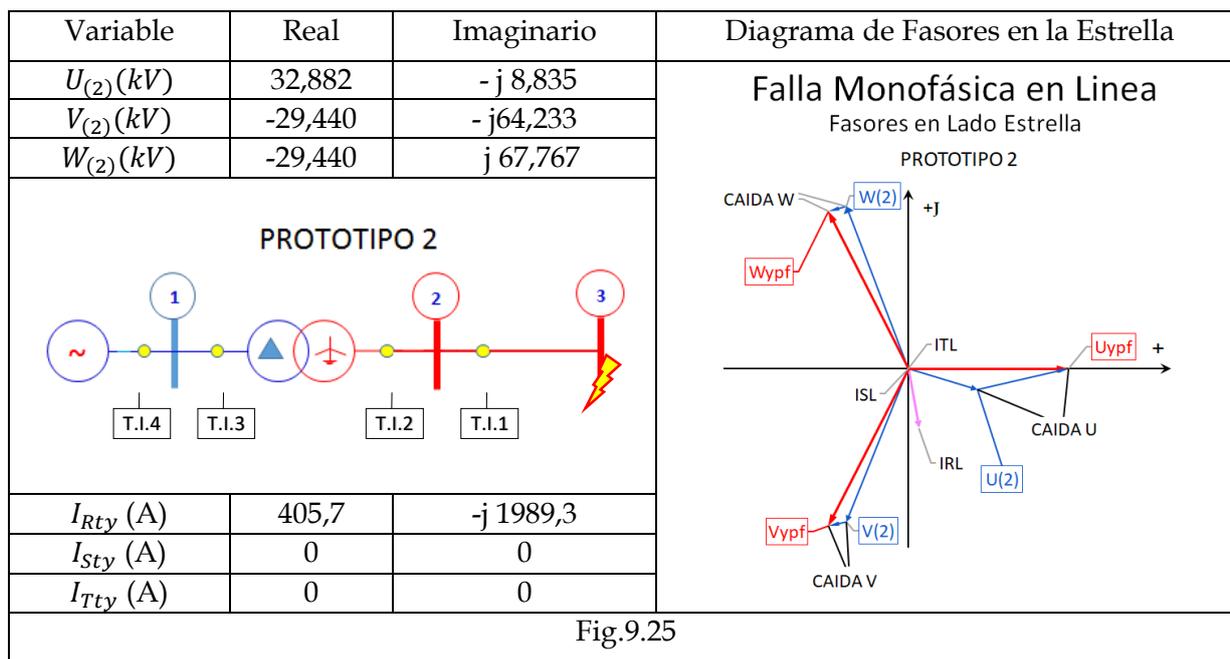


La tensión Vg es coincidente con VD por que la corriente en la fase S del generador es cero.

En el diagrama se muestra también la corriente de la fase R de la estrella que es la corriente de falla, con fase coincidente con las corrientes por el generador.

9.18.2 Diagrama de Fasores de la Estrella del Transformador. Barra 2

En el diagrama de fasores, las tensiones previas a la falla se denominan U_{ypf} , V_{ypf} , W_{ypf} .



Las corrientes en fases S y T de la estrella son cero.

Las caídas de tensión son perpendiculares a la corriente de falla.

9.19 Cálculo de Cortocircuito Bifásico

Las redes de secuencia directa e inversa se conectan en serie, teniendo en cuenta que las corrientes directa e inversa son iguales, pero de signo contrario.

Se suman las impedancias:

$$Z_{cc2} = Z_d + Z_i$$

$$Z_{cc2} = 0,1 + j 0,723$$

Se calculan ahora las corrientes totales de secuencia.

$$I_d = -I_i = \frac{U_f}{Z_{cc2}} = \frac{7,621}{0,1 + j 0,723} \text{ (kA)}$$

$$I_d = -I_i = 1,432 - j 10,347 \text{ (kA)}$$

Estas corrientes están referidas a la tensión del generador que es 13,2 kV.

9.19.1 Corrientes por la Línea y por el Transformador Lado Estrella

La línea está en el nivel de tensión de 132 kV. Se refieren las corrientes a esta tensión.

$$N = \frac{U_1}{U_2} = \frac{13,2}{132} = 0,1$$

$$I_{dL} = -I_{iL} = 1,432 - j 10,347 \text{ (kA)} \text{ (Referidas a 13,2 kV)}$$

$$I_{oL} = 0$$

Las corrientes de cada fase por la línea son:

$$\begin{array}{|c|} \hline I_{RL} \\ \hline I_{SL} \\ \hline I_{TL} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline I_{0L} \\ \hline I_{dL} \\ \hline I_{iL} \\ \hline \end{array}$$

GRUPOS 1 Y 2 DE T.I. (Referidas a la tensión de la estrella de 132 kV)

$$I_{RL} = I_{dL} - I_{iL} = 0$$

$$I_{SL} = [a^2 - a] * I_{dL} = -j\sqrt{3} * I_{dL}$$

$$I_{SL} = -j\sqrt{3} * (1,432 - j10,347) * \frac{13,2}{132}$$

$$I_{SL} = -1,792 - j0,248 \text{ (kA)}$$

$$I_{TL} = [a - a^2] * I_{iL} = j\sqrt{3} * (1,433 - j10,359)$$

$$I_{TL} = 1,792 + j0,248 \text{ (kA)}$$

$$I_{NL} = 0$$

I_{RL}	0	0
I_{SL}	-1,794	-j0,248
I_{TL}	+1,794	+j0,248
I_{NL}	0	0

9.19.2 Corrientes por el Generador y el Transformador Lado Triángulo

La tensión es de 13,2 kV y no se afectan las corrientes por la relación de transformación.

Por los grupos T.I.3 y T.I.4 circula la misma corriente.

Por ello se analiza sólo al generador.

Luego:

$$I_{dL} = -I_{iL} = 1,433 - j10,359 \text{ (kA)} \text{ (Referidas a 13,2 kV)}$$

Por lo tanto, las corrientes por cada fase del generador son:

Por el grupo de conexiones del transformador se deben rotar 30° en secuencia directa y -30° en secuencia inversa.

$$\begin{array}{|c|} \hline I_{Rg} \\ \hline I_{Sg} \\ \hline I_{Tg} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline 0 \\ \hline I_{dt} * e^{+j30} \\ \hline I_{it} * e^{-j30} \\ \hline \end{array}$$

GRUPOS 3 Y 4 DE T.I.

$$I_{Rg} = I_{dL} * e^{+j30} + I_{iL} * e^{-j30} = 10,359 + j 1,433 \text{ (kA)}$$

$$I_{Sg} = (a^2 * e^{+j30} - a * e^{-j30}) * I_{dt} = -20,718 - j 2,867 \text{ (kA)}$$

$$I_{Tg} = (a * e^{+j30} - a^2 * e^{-j30}) * I_{dt} = 10,359 + j 1,433 \text{ (kA)}$$

$$I_{Ng} = I_{RtD} + I_{StD} + I_{TtD} = 0$$

Resumiendo:

I_{Rg} (A)	10346,8	j 1431,7
I_{Sg} (A)	-20693,7	-j 2863,3
I_{Tg} (A)	10346,8	j 1431,7
I_{Ng} (A)	0	0

9.20 Cálculo de las Tensiones en Barras

Para calcular las tensiones reales en cada barra se deben determinar primero las tensiones de secuencia. Se calcula directamente las barras de los transformadores.

9.20.1 Cálculo de las Tensiones en Barra 2

Se toma de referencia la Fig.9.23.

Secuencia Directa:

$$U_{d(2)} = U_f - I_d * (x_d'' + x_{td})$$

$$U_{d(2)} = [7,621 \text{ (kV)} - (1,433 - j 10,359) \text{ (kA)} * j(0,13 + 0,13) \text{ (}\Omega\text{)}] * \frac{132}{13,2}$$

$$U_{d(2)} = 49,168 - j 3,742 \text{ (kV)}$$

$$U_{i(2)} = -I_i * (x_i + x_t)$$

$$U_{i(2)} = [-(-1,432 + 10,37) \text{ (kA)} * j(0,13 + 0,13) \text{ (}\Omega\text{)}] * \frac{132}{13,2}$$

$$U_{i(2)} = 27,042 + j 3,742 \text{ (kV)}$$

$$U_{o(2)} = -I_0 * Z_0 = 0$$

Resumiendo:

$$\begin{matrix} U_{(2)} \\ V_{(2)} \\ W_{(2)} \end{matrix} = \begin{matrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{matrix} * \begin{matrix} U_{0(2)} \\ U_{d(2)} \\ U_{i(2)} \end{matrix}$$

$U_{(2)}$ (kV)	76,210	j 0
$V_{(2)}$ (kV)	-44,586	-j 19,161
$W_{(2)}$ (kV)	-31,624	j 19,161

9.20.2 Cálculo de las Tensiones en Barra 1

Secuencia Directa (Fig.9.23):

$$U_{d(1)} = U_f - I_d * x_d'' \quad U_{d(1)} = [7,621(kV) - (1,432 - j 10,347)(kA) * j(0,13)(\Omega)]$$

$$U_{d(1)} = 6,269 - j 0,187 (kV)$$

Secuencia Inversa:

$$U_{i(1)} = -I_i * x_i$$

$$U_{i(1)} = [-(-1,433 + j 10,359)(kA) * j(0,13)(\Omega)]$$

$$U_{i(1)} = 1,352 + j 0,187 (kV)$$

Secuencia Homopolar.

$$U_{o(1)} = 0$$

Resumiendo:

$U_{o(1)} =$	0	0
$U_{d(1)} =$	6,269	-j 0,187
$U_{i(1)} =$	1,352	+j 0,187

$U_{(1)}$	1	1	1	*	$U_{0(1)}$
$V_{(1)}$	1	a ²	a		$U_{1(1)}$
$W_{(1)}$	1	a	a ²		$U_{2(1)}$

$U_{(1)}(kV)$	6,787	j 2,296
$V_{(1)}(kV)$	-0,374	-j 4,917
$W_{(1)}(kV)$	-6,413	j 2,458

9.21 Diagrama de Fasores

9.21.1 Diagrama de Fasores del Triángulo del Transformador. Barra 1

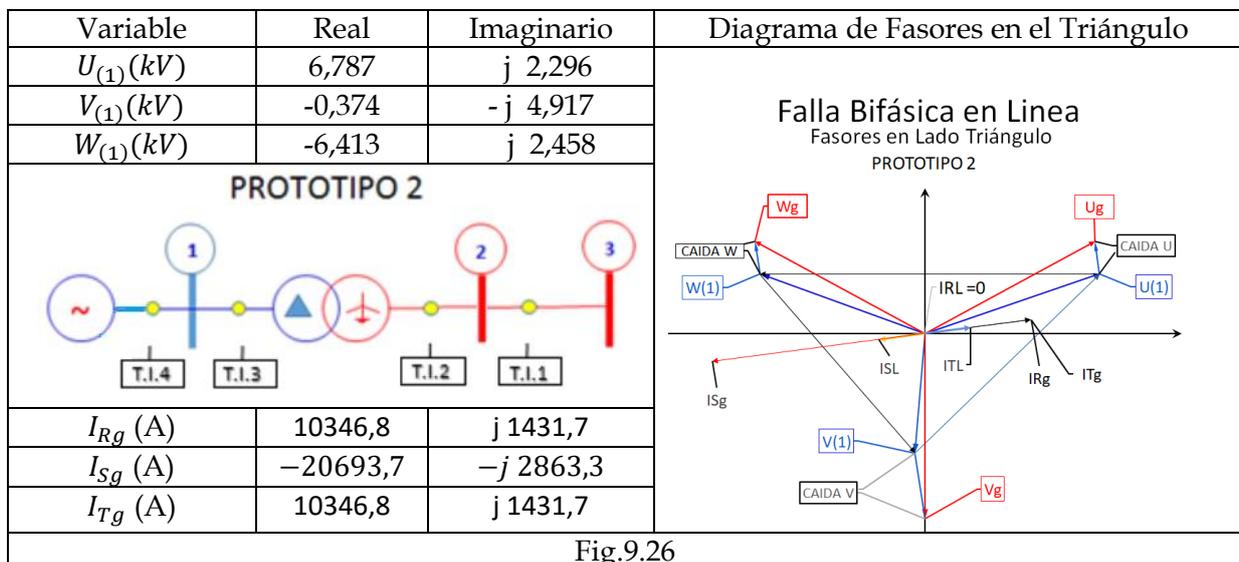


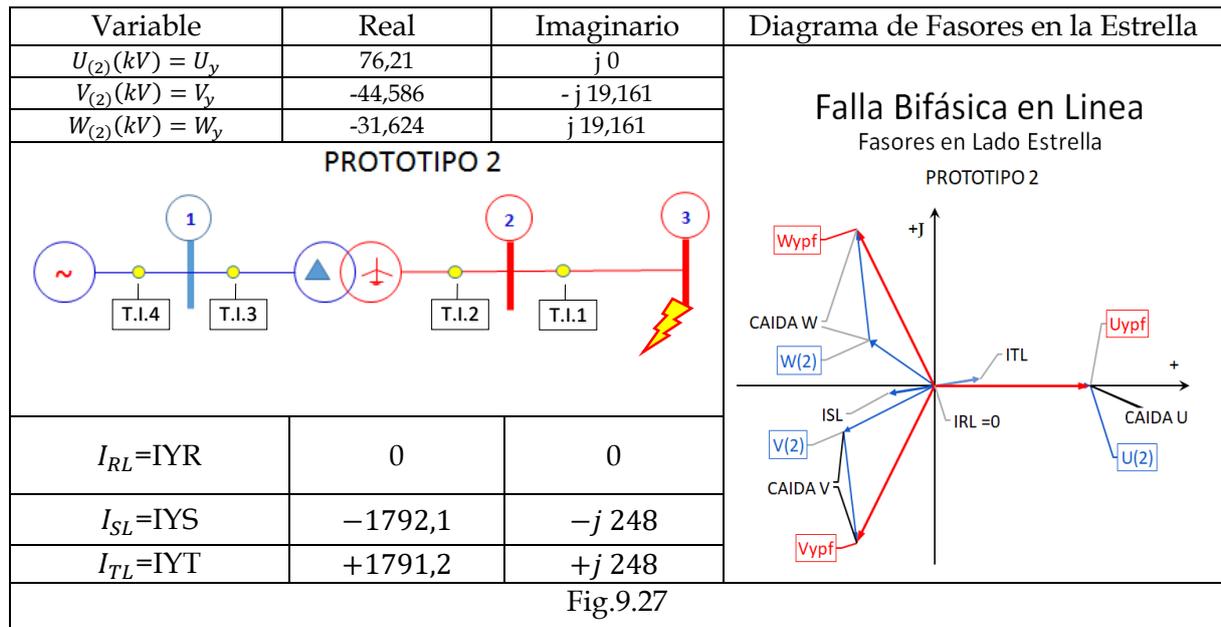
Fig.9.26

En el diagrama de fasores se han dibujado además de las tensiones y corrientes en la condición de falla, las tensiones previas a la falla y que se denominan U_g, V_g, W_g y las corrientes por la estrella en fases falladas IYS e IYT.

9.21.2 Diagrama de Fasores de la Estrella del Transformador. Barra 2

En el diagrama de fasores las tensiones previas a la falla se denominan $U_{ypf}, V_{ypf}, W_{ypf}$.

Se marcan las caídas de tensión en cada fase que son perpendiculares a las corrientes respectivas.



9.22 Cálculo de Cortocircuito Bifásico a Tierra

Las redes de secuencia se conectan en paralelo.

Por lo tanto:

$$I_d + I_i + I_o = 0$$

Se calcula la impedancia total:

$$Z_{cc2T} = Z_d + Z_i * Z_0 / (Z_i + Z_0)$$

$$Z_{cc2T} = 0,365 + j 1,750$$

Se calculan ahora las corrientes totales de secuencia.

$$I_d = \frac{U_f}{Z_{cc2T}} = \frac{7,621}{0,365 + j 1,750} \text{ (kA)}$$

$$I_d = 0,871 - j 4,174 \text{ (kA)}$$

Con el valor de I_d se calculan las corrientes homopolar e inversa. (División de corrientes).

$$I_o = I_d * \frac{Z_i}{Z_o + Z_i}$$

$$I_i = -I_d - I_o$$

El resultado referido a la tensión de 13,2 kV es el siguiente:

$$I_i = -0,268 - j 2,225$$

$$I_o = -0,603 + j 1,949$$

9.22.1 Corrientes por la Línea y la Estrella del Transformador.

La línea está en el nivel de tensión de 132 kV por lo que hay que referir las corrientes a esta tensión.

Por lo tanto, hay que multiplicar por la relación de transformación que es:

$$N = \frac{U_1}{U_2} = \frac{13,2}{132} = 0,1$$

$$I_d = 87,1 - j 417,4 \text{ (A)}$$

$$I_i = -26,8 - j 222,5 \text{ (A)}$$

$$I_o = -60,3 + j 194,9 \text{ (A)}$$

Las corrientes de cada fase por la línea son:

$$\begin{array}{|c|} \hline I_{RL} \\ \hline I_{SL} \\ \hline I_{TL} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline I_{0L} \\ \hline I_{dL} \\ \hline I_{iL} \\ \hline \end{array}$$

GRUPOS 1 Y 2 DE T.I.

Como se cumple para esta falla que:

$$I_d + I_i + I_o = 0$$

$$I_{RL} = 0$$

$$I_{SL} = I_{0L} + a^2 * I_{dL} + a * I_{iL}$$

$$I_{SL} = -644,5 + j j 193,7$$

$$I_{TL} = I_{0L} + a * I_{dL} + a^2 * I_{iL}$$

$$I_{TL} = 463,7 + j 391 \text{ (A)}$$

I_{RL}	0	j 0
I_{SL}	-644,5	j 193,7
I_{TL}	463,7	j 391
I_{NL}	-180,7	j 584,7

9.22.2 Corrientes por el Transformador Lado Triángulo

Las corrientes ya están referidas a la tensión de la barra del triángulo.

Las corrientes de cada fase por el transformador lado triángulo son:

$$\begin{bmatrix} I_{RtD} \\ I_{StD} \\ I_{TtD} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{ot} \\ I_{dt} * e^{j30} \\ I_{it} * e^{-j30} \end{bmatrix}$$

GRUPOS 3 Y 4 DE T.I.

$$I_d = 871 - j 4174 \text{ (A)}$$

$$I_i = -268 - j 2225 \text{ (A)}$$

$$I_o = 0 \text{ (A)}$$

$$I_{Rg} = I_{Rg} = I_{dt} * e^{j30} + I_{it} * e^{-j30} =$$

$$I_{Sg} = a^2 * e^{j30} * I_{dt} + a * e^{-j30} * I_{it}$$

$$I_{Tg} = a * e^{j30} * I_{dt} + a^2 * e^{-j30} * I_{it}$$

$$I_{Ng} = I_{RtD} + I_{StD} + I_{TtD} = 0$$

Resumiendo:

I_{Rg}	3720	-j 1118,3
I_{Sg}	-6398	-j 1139,1
I_{Tg}	2677,2	j 2257,4

9.23 Cálculo de las Tensiones en Barras

Para calcular las tensiones reales en cada barra se deben calcular primero las tensiones de secuencia en cada una de ellas y luego transformarlas a componentes reales.

9.23.1 Cálculo de las Tensiones en Barra 2

Se toma de referencia la Fig.9.23. Las corrientes se refieren a 13,2 kV

$$I_d = 0,871 - j 4,173 \text{ (kA)}$$

$$I_i = -0,268 - j 2,224 \text{ (kA)}$$

$$I_o = -0,602 + j 1,949 \text{ (kA)}$$

Secuencia Directa:

$$U_{d(2)} = U_f - I_d * (x_d'' + x_{td})$$

$$U_{d(2)} = [7,621(\text{kV}) - (0,871 - j 4,173 \text{ (A)}) * j(0,13 + 0,13)(\Omega)] * \frac{132}{13,2}$$

$$U_{d(2)} = 65,30 - j 2,276 \text{ (kV)}$$

Secuencia Inversa.

$$U_{i(2)} = -I_i * (x_i + x_t)$$

$$U_{i(2)} = [-(-0,268 - j 2,225)(kA) * j(0,13 + 0,13)(\Omega)] * \frac{132}{13,2}$$

$$U_{i(2)} = 5,814 + j 0,701(kV)$$

Secuencia Homopolar.

$$U_{o(2)} = -I_0 * Z_0$$

$$U_{o(2)} = [-(-0,602 + j 1,949)(A) * (0,125 + j0,51)(\Omega)] * \frac{132}{13,2}$$

$$U_{o(2)} = 2,547 + 0,787 (kV)$$

Resumiendo:

$U_{o(2)} =$	2,547	0,787
$U_{d(2)} =$	65,3	$-j 2,276$
$U_{i(2)} =$	5,814	$j 0,701$

$$\begin{array}{|c|} \hline U_{(2)} \\ \hline V_{(2)} \\ \hline W_{(2)} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline U_{o(2)} \\ \hline U_{d(2)} \\ \hline U_{i(2)} \\ \hline \end{array} \text{ Luego: } \begin{array}{|c|c|c|} \hline U_{(2)}(kV) & 76,663 & -j 0,787 \\ \hline V_{(2)}(kV) & -35,589 & -j 49,944 \\ \hline W_{(2)}(kV) & -30,433 & j 53,093 \\ \hline \end{array}$$

9.23.2 Cálculo de las Tensiones en Barra 1

Las corrientes se refieren a 13,2 kV. (Fig.9.23)

$$I_d = 0,871 - j 4,173 (kA)$$

$$I_i = -0,268 - j 2,224 (kA)$$

$$I_o = -0,602 + j 1,949 (kA)$$

Secuencia Directa:

$$U_{d(1)} = U_f - I_d * x_d''$$

$$U_{d(1)} = [7,621(kV) - (0,8871 - j4,173)(kA) * j(0,13)(\Omega)]$$

$$U_{d(1)} = 7,076 - j 0,114 (kV)$$

Secuencia Inversa.

$$U_{i(1)} = -I_i * x_i$$

$$U_{i(2)} = [-(-0,268 - j 2,224)(kA) * j(0,13)(\Omega)]$$

$$U_{i(1)} = 0,291 + j 0,035 (kV)$$

Secuencia Homopolar.

$$U_{o(1)} = 0$$

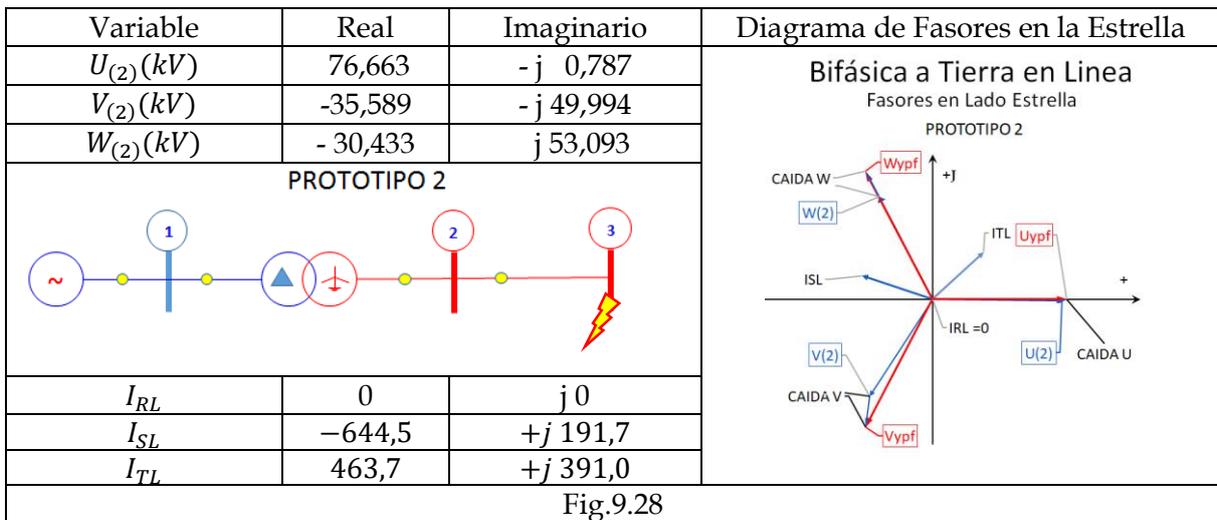
Luego:

$U_{o(1)}$	0	0
$U_{d(1)}$	7,076	$j 0,114$
$U_{i(1)}$	0,291	$j 0,035$

$$\begin{bmatrix} U_{(1)} \\ V_{(1)} \\ W_{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} U_{o(1)} \\ U_{d(1)} \\ U_{i(1)} \end{bmatrix} \quad \text{Luego:} \quad \begin{bmatrix} U_{(1)}(kV) \\ V_{(1)}(kV) \\ W_{(1)}(kV) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 6,454 & j 3,294 \\ -0,149 & -j 6,785 \\ -6,305 & j 3,461 \end{bmatrix}$$

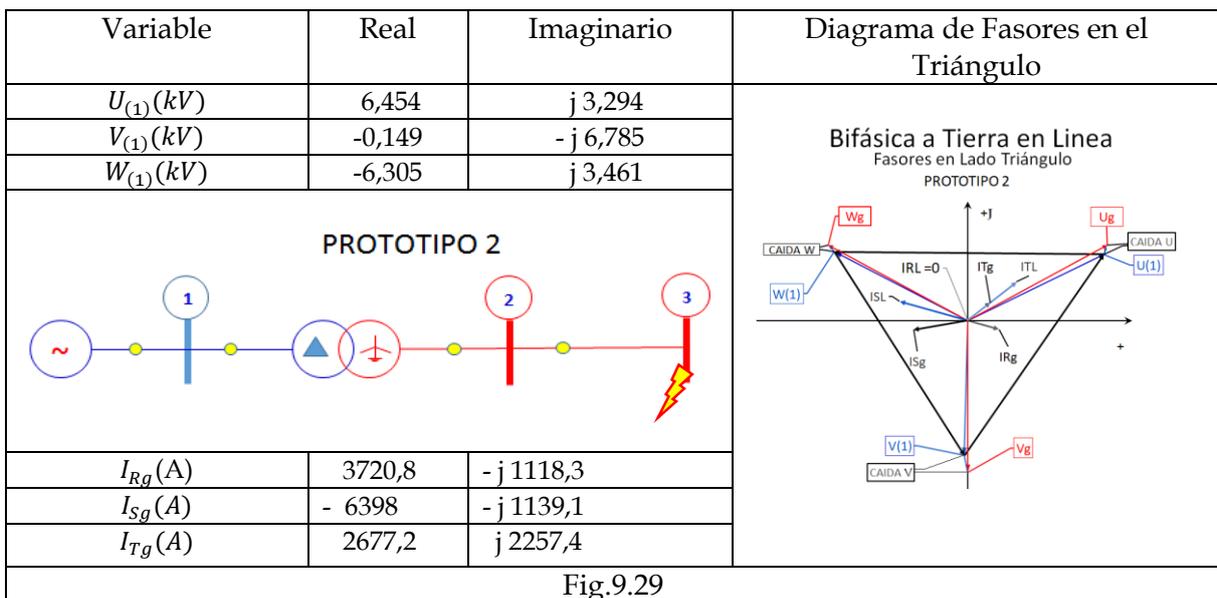
9.24 Diagrama de Fasores

9.24.1 Diagrama de Fasores de la Estrella del Transformador. Barra 2



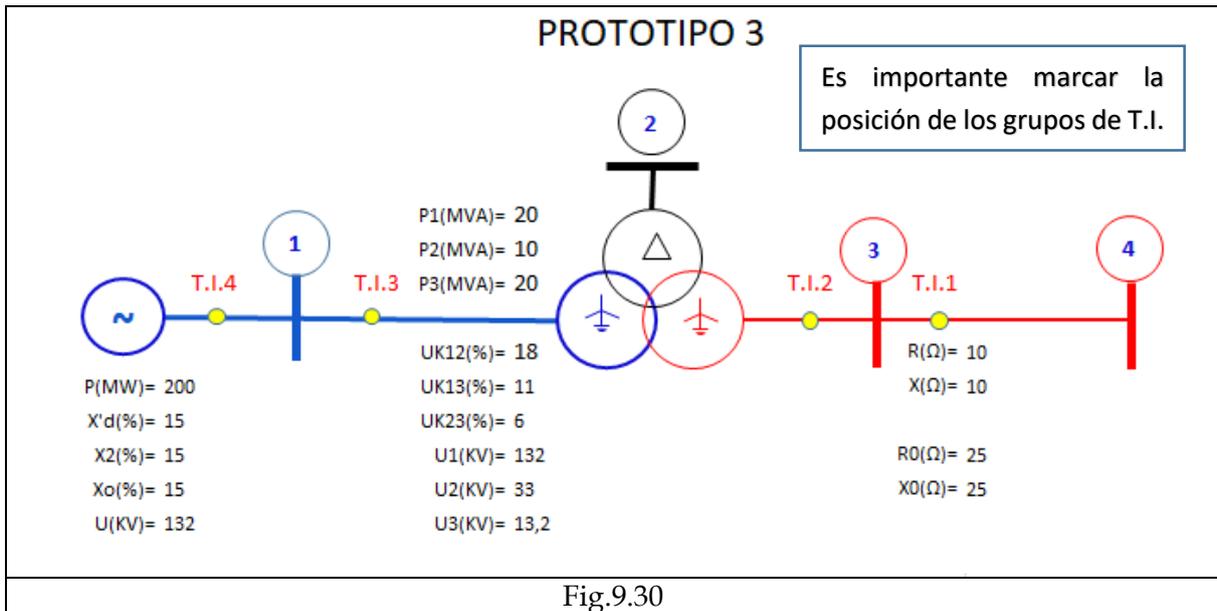
9.24.2 Diagrama de Fasores del Triángulo del Transformador. Barra 1

En el diagrama de fasores se han dibujado además de las tensiones y corrientes en la condición de falla, las tensiones previas a la falla y que se denominan U_g, V_g, W_g .



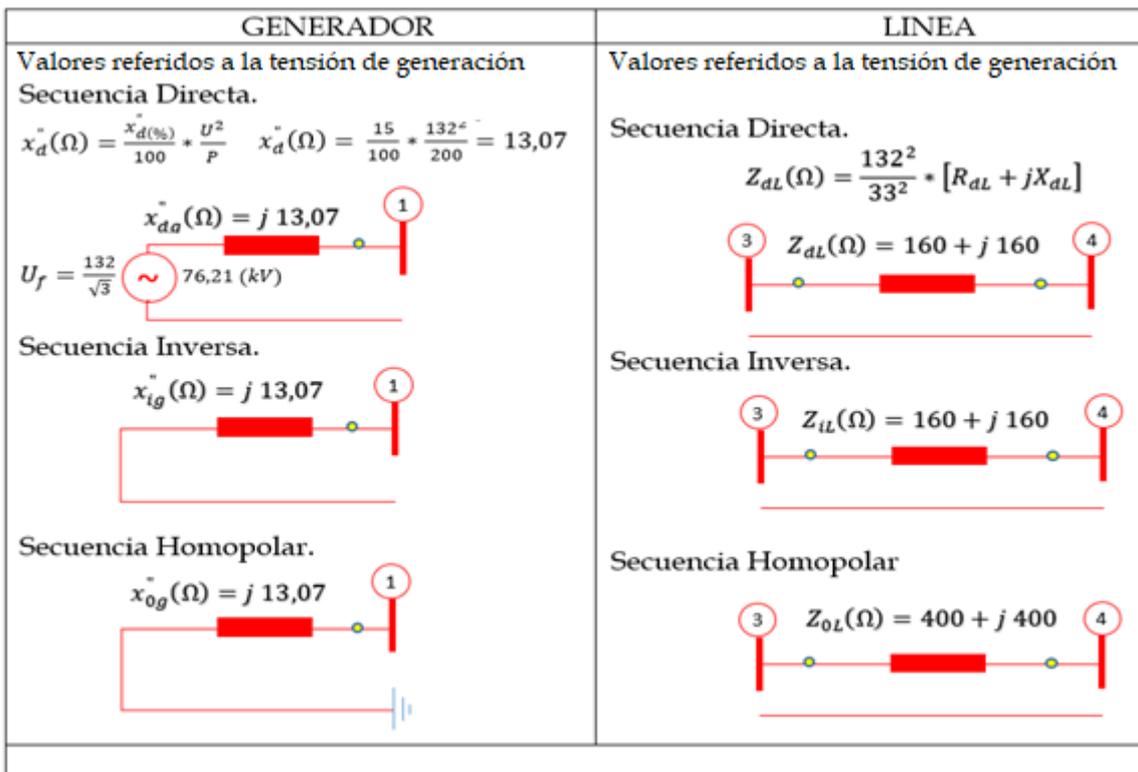
9.25 Ejemplo de Cálculo. Prototipo N°3

Sea el siguiente esquema de una estación transformadora.



Se desea calcular corrientes por cada elemento, tensiones de las barras y dibujar los diagramas de fasores para los arrollamientos estrella y triángulo del transformador para cortocircuito en la barra 3.

9.25.1 Modelado



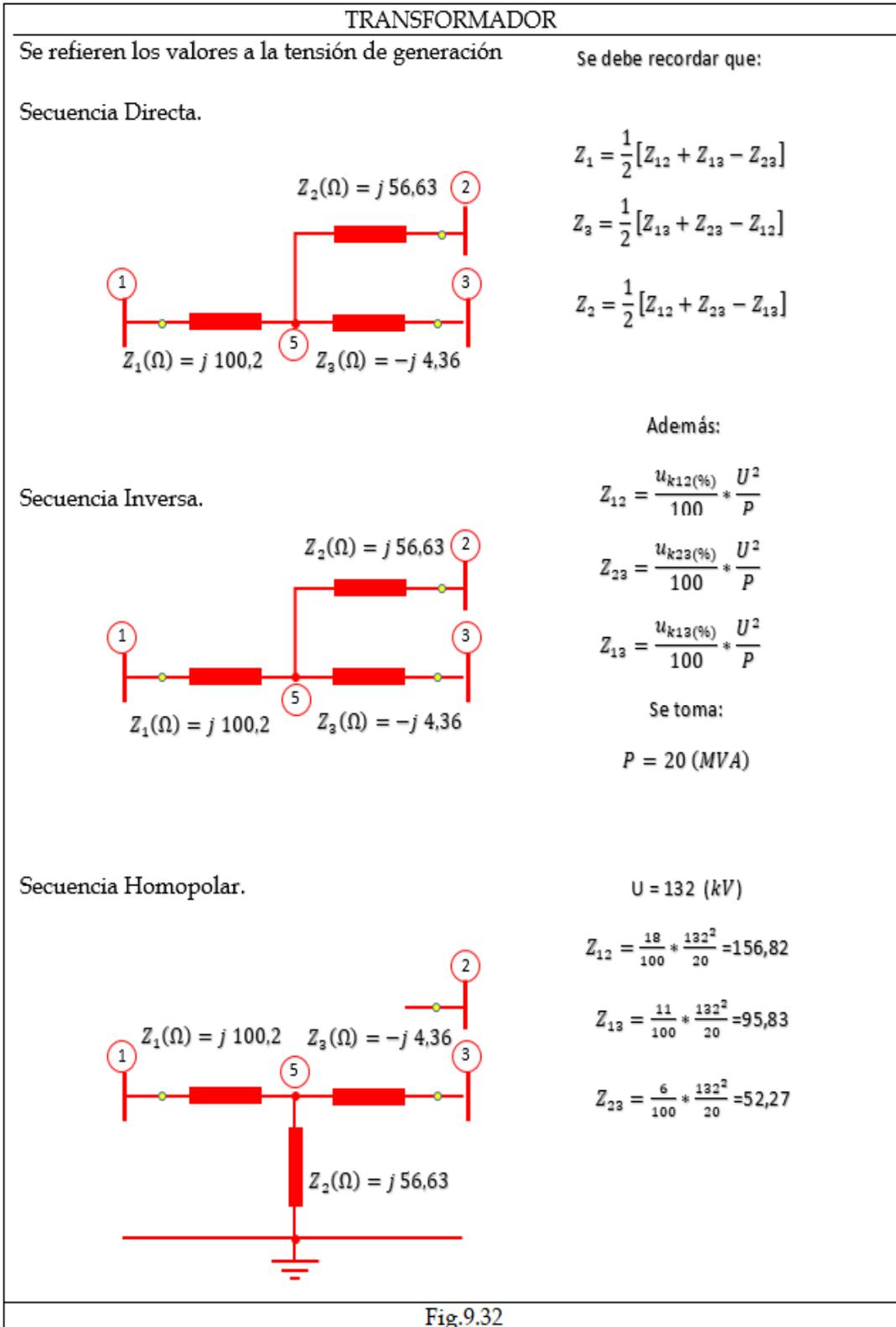
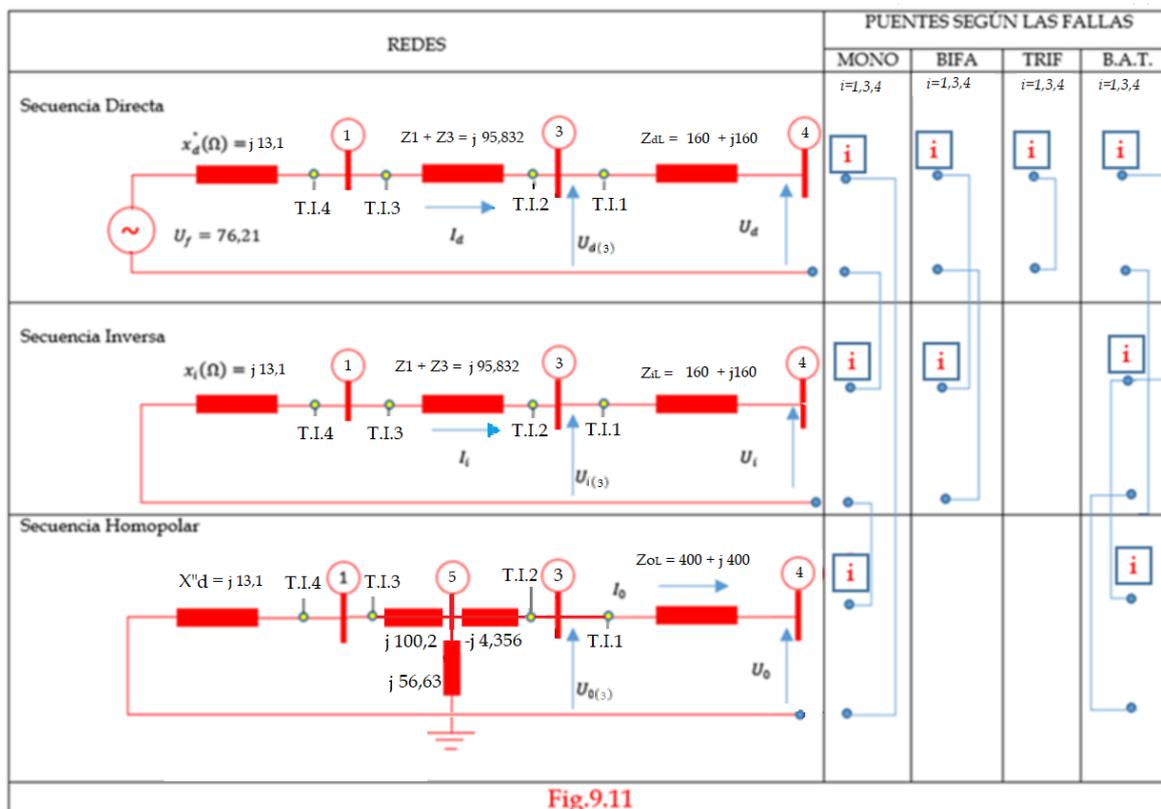


Fig.9.32

A continuación, se acoplan según el esquema a las redes de secuencia de cada uno de los elementos.

$i = \text{Número de barra}$



La Fig.9.33 muestra las conexiones según el tipo de falla y con selección de cualquiera de las barras.

9.25.2 Cálculo de Impedancias de Secuencia

Como se demostró anteriormente para el cálculo se conectan las tres redes de secuencia según el tipo de falla.

Se calcula el corto circuito en la barra 3.

Se calculan las impedancias totales de secuencia.

Impedancia Directa

$$Z_{dtotal} = R_{dL} + j(X_{dL} + x_{dg} + Z_1 + Z_3)$$

$$Z_{dtotal} = 160 + j 268,9$$

Impedancia Inversa.

$$Z_{itotal} = R_{iL} + j(X_{iL} + x_{ig} + Z_1 + Z_3)$$

$$Z_{itotal} = 160 + j 268,9$$

Impedancia Homopolar.

$$Z_{ototal} = R_{oL} + j(X_{oL} + Z_3 + (x_{og} + Z_1) // Z_2)$$

$$Z_{ototal} = 400 + j 433,4$$

9.26 Cálculo de Cortocircuito Monofásico

Las redes de secuencia se conectan en serie. Por tanto, se suman las impedancias.

$$Z_{cc1} = Z_d + Z_i + Z_0$$

$$Z_{cc1} = 720 + j 971,2$$

Se calculan ahora las corrientes totales de secuencia que son iguales para falla monofásica.

$$I_d = I_i = I_0 = \frac{U_f}{Z_{cc1}} = \frac{76,21 * 1000}{720 + j 971,2} \text{ (A)}$$

$$I_d = I_i = I_0 = 37,54 - j 50,6 \text{ (A)}$$

Estas corrientes están referidas a la tensión del generador que es 132 kV.

9.26.1 Corrientes por la Línea y Estrella de Media Tensión

La línea está en el nivel de tensión de 33 kV por lo que hay que referir las corrientes a esta tensión.

Por lo tanto, hay que multiplicar por la relación de transformación que es:

$$N = \frac{U_1}{U_2} = \frac{132}{33} = 4$$

$$I_{dL} = I_{iL} = I_{0L} = 150,16 - j 202,6 \text{ (A)}$$

Las corrientes de cada fase por la línea son:

$$\begin{bmatrix} I_{RL} \\ I_{SL} \\ I_{TL} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{0L} \\ I_{dL} \\ I_{iL} \end{bmatrix}$$

GRUPOS 1 Y 2 DE T.I.

$$I_{RL} = I_{0L} + I_{dL} + I_{iL}$$

$$I_{RL} = 450,5 - j 607,7 \text{ (A)}$$

$$I_{SL} = 0$$

$$I_{TL} = 0$$

$$I_{NL} = 450,5 - j 607,7 \text{ (A)}$$

I_{RL}	450,5	$-j 607,7$
I_{SL}	0	0
I_{TL}	0	0
I_{NL}	450,5	$-j 607,7$

9.26.2 Corrientes por el Generador y el Transformador Lado Estrella de Alta Tensión.

Las corrientes que circulan por la estrella del transformador son detectadas por el grupo 3 de T.I.

En la Fig.9.33 se puede apreciar que las corrientes son las mismas que circulan por el generador.

En este caso las corrientes no se ven afectadas por la relación de transformación porque las impedancias fueron calculadas con tensión de 132 kV.

Resumiendo:

GRUPOS 3 Y 4 DE T.I.

$I_{rg} = I_{RtY}$ (A)	87,6	-j 118,2
$I_{sg} = I_{StY}$ (A)	-25,0	j 33,8
$I_{tg} = I_{TtY}$ (A)	-25,0	j 33,8
$I_{ng} = I_{NtY}$ (A)	37,5	-j 50,6

9.27 Cálculo de las Tensiones en Barras

Para calcular las tensiones reales en cada barra se deben calcular primero las tensiones de secuencia en cada una de ellas y luego transformarlas a componentes reales.

Las tensiones de fases no falladas "S" y "T" de la barra N°3 son iguales a la de la barra N°2 por estar el sistema en vacío. Además, la tensión de la fase fallada "R" en la barra 1 es cero, por lo que se comienza calculando la barra N°2.

9.27.1 Cálculo de las Tensiones en Barra 3.

Se toma de referencia la Fig.9.33

Secuencia Directa:

$$U_{d(3)} = U_f - I_d * (x_d'' + Z_1 + Z_3)$$

$$U_{d(3)} = [76,21(kV) - (0,0375 - j 0,0506)(kA) * j(13,7 + 100,2 - 4,36)(\Omega)] * \frac{33}{132}$$

$$U_{d(3)} = 17,674 - j1,022 \text{ (kV)}$$

$$U_{i(3)} = -I_i * (x_i + Z_1 + Z_3)$$

$$U_{i(3)} = [-(0,0375 - j 0,0506)(kA) * j(13,7 + 100,2 - 4,36)(\Omega)] * \frac{33}{132}$$

$$U_{i(3)} = -1,379 - j1,022 \text{ (kV)}$$

$$U_{o(3)} = -I_o * Z_0 = -I_o * \left[\frac{(x_{0g} + Z_1) * Z_2}{x_{0g} + Z_1 + Z_2} + Z_3 \right]$$

$$U_{o(3)} = \left\{ -(0,0375 - j 0,0506)(kA) * j \left[\frac{(13,07 + 100,2) * 56,63}{13,07 + 100,2 + 56,63} - 4,36 \right] (\Omega) \right\} * \frac{33}{132}$$

$$U_{o(3)} = -0,423 - j 0,313 \text{ (kV)}$$

Resumiendo:

$U_{o(3)} =$	- 0,423	$-j 0,313$
$U_{d(3)} =$	17,674	$-j 1,022$
$U_{i(3)} =$	- 1,379	$-j 1,022$

$$\begin{array}{|c|} \hline U_{y(3)} \\ \hline V_{y(3)} \\ \hline W_{y(3)} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline U_{0y(3)} \\ \hline U_{dy(3)} \\ \hline U_{iy(3)} \\ \hline \end{array} \quad \text{Luego:} \quad \begin{array}{|c|c|c|} \hline U_{y(3)}(kV) & 15,872 & -j 2,358 \\ \hline V_{y(3)}(kV) & -8,570 & -j 15,791 \\ \hline W_{y(3)}(kV) & -8,570 & j 17,209 \\ \hline \end{array}$$

9.27.2 Cálculo de las Tensiones en Barra 1

Se toma nuevamente de referencia la Fig.9.33

Secuencia Directa:

$$\begin{aligned}
 U_{d(1)} &= U_f - I_d * x_d'' \\
 U_{d(1)} &= [76,21(kV) - (0,0375 - j 0,0506)(kA) * j(13,07)(\Omega)] \\
 U_{d(1)} &= 75,548 - j 0,491 (kV)
 \end{aligned}$$

Secuencia Inversa.

$$\begin{aligned}
 U_{i(1)} &= -I_i * x_{ig} \\
 U_{i(1)} &= [-(0,0375 - j 0,0506)(kA) * j(13,07)(\Omega)] \\
 U_{i(1)} &= -0,662 - j 0,491 (kV)
 \end{aligned}$$

Secuencia Homopolar.

$$U_{o(1)} = -I_o * (x_{ig} + Z_1) // Z_2$$

El resultado es:

$$U_{o(1)} = -0,221 - 0,164 (kV)$$

Resumiendo:

$U_{o(1)} =$	-0,221	$-j 0,164$
$U_{d(1)} =$	75,548	$-j 0,491$
$U_{i(1)} =$	-0,662	$-j 0,491$

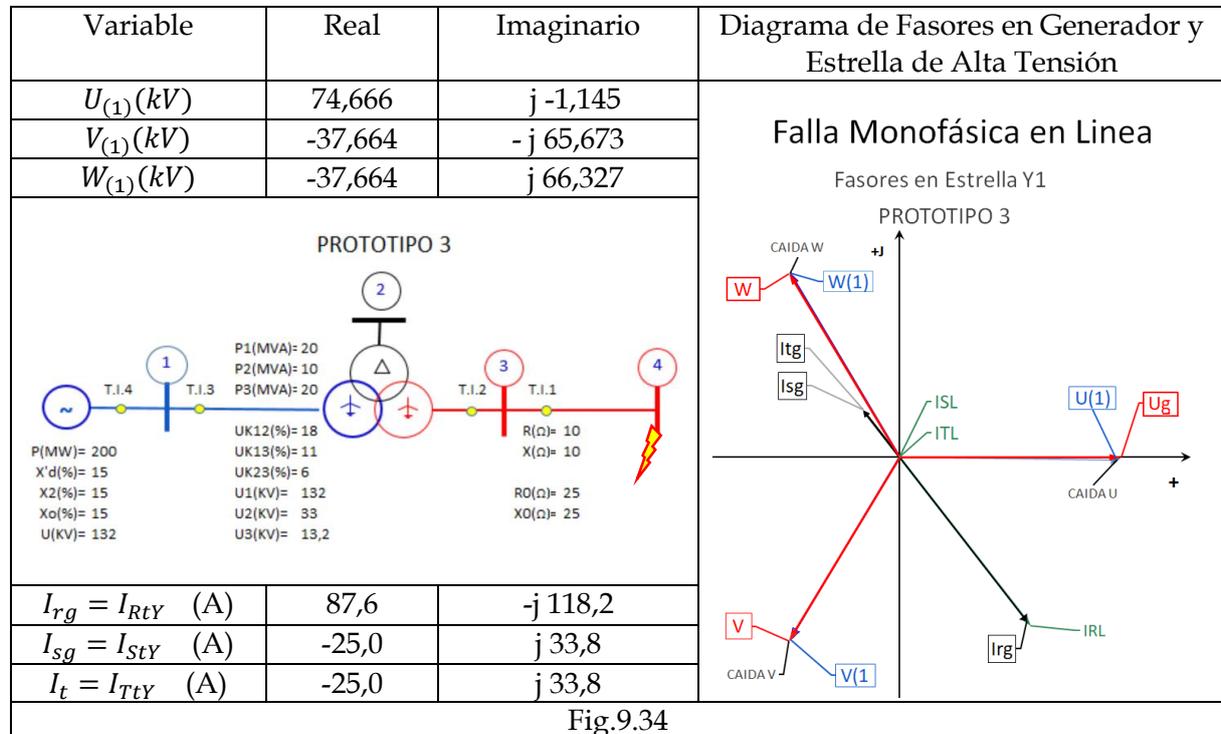
$$\begin{array}{|c|} \hline U_{(1)} \\ \hline V_{(1)} \\ \hline W_{(1)} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline U_{0(1)} \\ \hline U_{d(1)} \\ \hline U_{i(1)} \\ \hline \end{array} \quad \text{Luego:} \quad \begin{array}{|c|c|c|} \hline U_{(1)}(kV) & 74,666 & j -1,145 \\ \hline V_{(1)}(kV) & -37,664 & -j 65,673 \\ \hline W_{(1)}(kV) & -37,664 & j 66,327 \\ \hline \end{array}$$

9.28 Diagrama de Fasores

9.28.1 Diagrama de Fasores del Generador y a Estrella Alta Tensión del Transformador.

Barra 1

En el diagrama de fasores se han dibujado las tensiones y corrientes en la condición de falla.



En el diagrama se muestra también la corriente IRL de la estrella de media tensión, que es la corriente de falla, con fase coincidente con las corrientes por el generador.

Las tensiones previas a la falla y las de falla, coinciden prácticamente porque el generador es mucho más potente que el transformador, puesto que representa a un sistema con una potencia de cortocircuito trifásico de 200 MVA

9.28.2 Diagrama de Fasores de la Estrella de Media Tensión del Transformador. Barra 3

En el diagrama de fasores se han dibujado además de las tensiones y corrientes en la condición de falla, las tensiones previas a la falla y que se denominan $U_{ypf}, V_{ypf}, W_{ypf}$.

Las corrientes en fases S y T de la estrella de media tensión son cero.

Las caídas de tensión son perpendiculares a la corriente de falla.

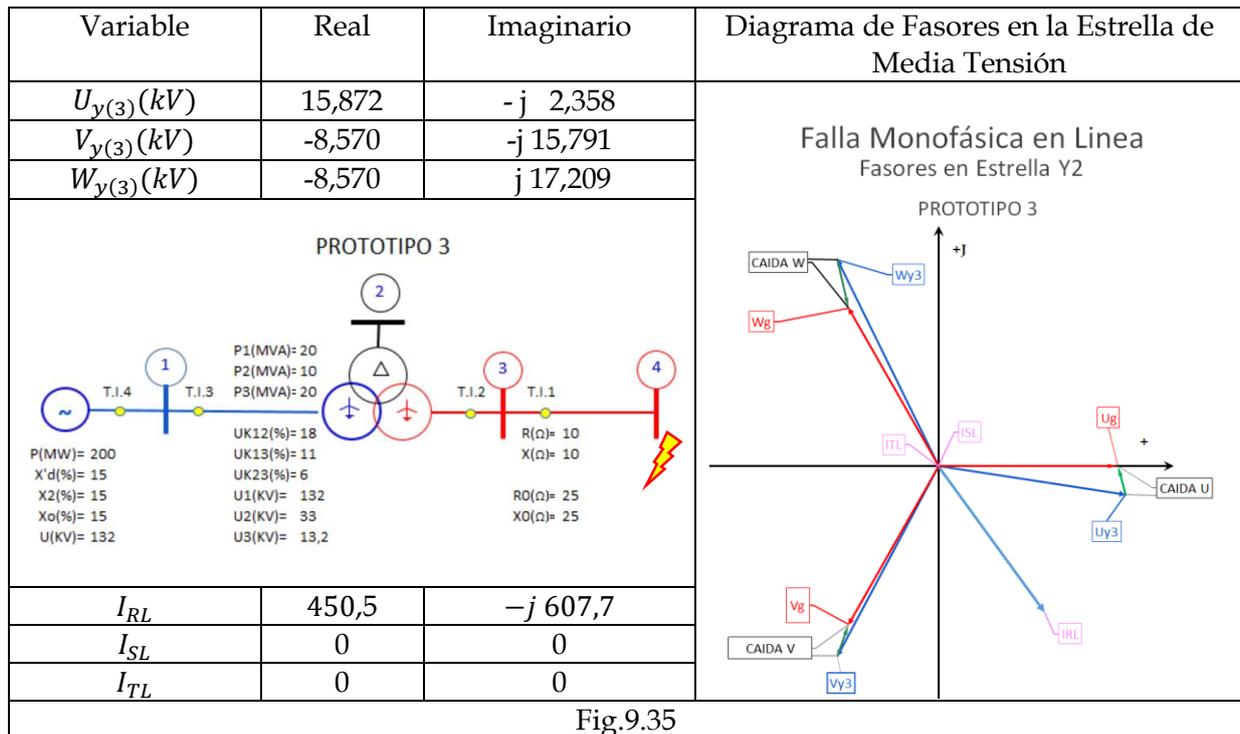


Fig.9.35

9.29 Cálculo de Cortocircuito Bifásico

Las redes de secuencia directa e inversa se conectan en serie, teniendo en cuenta que la corriente directa y la inversa son iguales, pero de signo contrario.

Se suman las impedancias:

$$Z_{cc2} = Z_d + Z_i$$

$$Z_{cc2} = 320 + j 537,8$$

Se calculan ahora las corrientes totales de secuencia.

$$I_d = -I_i = \frac{U_f}{Z_{cc2}} = \frac{76,21}{320 + j 537,8} \text{ (kA)}$$

$$I_d = -I_i = 0,0623 - j 0,1046 \text{ (kA)}$$

Estas corrientes están referidas a la tensión del generador que es 132 kV.

9.29.1 Corrientes por la Línea y por el Transformador Lado Estrella de Media Tensión

La línea está en el nivel de tensión de 33 kV por lo que hay que referir las corrientes a esta tensión.

Por lo tanto, hay que multiplicar por la relación de transformación que es:

$$N = \frac{U_1}{U_3} = \frac{132}{33} = 4$$

$$I_{dL} = -I_{iL} = 0,2491 - j 0,4186 \text{ (kA)} \text{ (Referidas a 33 kV)}$$

$$I_{oL} = 0$$

Las corrientes de cada fase por la línea son:

$$\begin{bmatrix} I_{RL} \\ I_{SL} \\ I_{TL} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{0L} \\ I_{dL} \\ I_{iL} \end{bmatrix}$$

GRUPOS 1 Y 2 DE T.I. (Referidas a la tensión de la estrella de 132 kV)

$$I_{RL} = I_{dL} - I_{iL} = 0$$

$$I_{RL} = 0 \text{ (A)}$$

$$I_{SL} = [a^2 - a] * I_{dL} = -j\sqrt{3} * I_{dL}$$

$$I_{SL} = -j\sqrt{3} * (0,249 - j 0,4186)$$

$$I_{SL} = -0,725 - j 0,431 \text{ (kA)}$$

$$I_{TL} = [a - a^2] * I_{iL} = j\sqrt{3} * (1,433 - j 10,359)$$

$$I_{TL} = 0,725 + j 0,431 \text{ (kA)}$$

$$I_{NL} = 0$$

I_{RL}	0	0
I_{SL}	-0,725	-j 0,431
I_{TL}	+0,725	+j 0,431
I_{NL}	0	0

9.29.2 Corrientes por el Generador y el Transformador Lado Estrella de Alta Tensión

La tensión es de 132 kV por lo tanto no se afectan las corrientes en su módulo por la relación de transformación.

Por los grupos T.I.3 y T.I.4 circula la misma corriente.

Por ello se analiza sólo al generador.

Luego:

$$I_{dg} = -I_{ig} = 0,0623 - j 0,1047 \text{ (kA)} \text{ (Referidas a 132 kV)}$$

Por lo tanto, las corrientes por cada fase del generador son:

Por el grupo de conexiones del transformador se deben rotar 30° en secuencia directa y -30° en secuencia inversa.

$$\begin{bmatrix} I_{rg} \\ I_{sg} \\ I_{tg} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0 \\ I_{dg} \\ I_{ig} \end{bmatrix}$$

GRUPOS 3 Y 4 DE T.I.

$I_{rg} = I_{dg} + I_{ig} = 0 \text{ (kA)}$
$I_{sg} = (a^2 - a) * I_{dg} = -0,1813 - j 0,1079 \text{ (kA)}$
$I_{tg} = (a - a^2) * I_{dg} = 0,1813 + j 0,1079 \text{ (kA)}$
$I_{ng} = I_{rg} + I_{sg} + I_{tg} = 0$

Luego:

$I_{rg} \text{ (A)}$	0	0
$I_{sg} \text{ (A)}$	-0,1813	-j 0,1079
$I_{tg} \text{ (A)}$	0,1813	j 0,1079
$I_{ng} \text{ (A)}$	0	0

9.30 Cálculo de las Tensiones en Barras

Para calcular las tensiones reales en cada barra se deben calcular primero las tensiones de secuencia en cada una de ellas y luego transformarlas a componentes reales.

Se calcula directamente las barras de los transformadores.

9.30.1 Cálculo de las Tensiones en Barra 3.

Se toma de referencia la Fig.9.33.

Secuencia Directa:

$$U_{d(3)} = U_f - I_d * (x_d'' + Z_1 + Z_3)$$

$$U_{d(3)} = [76,21 \text{ (kV)} - (0,0623 - j 0,1046) \text{ (kA)} * j(13,07 + 100,2 - 4,36) \text{ (}\Omega\text{)}] * \frac{33}{132}$$

$$U_{d(3)} = 16,203 - j 1,695 \text{ (kV)}$$

$$U_{i(3)} = -I_i * (x_{ig} + Z_1 + Z_3)$$

$$U_{i(3)} = [-(0,0622 - j 0,1046) \text{ (kA)} * j(13,07 + 100,2 - 4,36) \text{ (}\Omega\text{)}] * \frac{132}{13,2}$$

$$U_{i(3)} = 2,849 + j 1,695 \text{ (kV)}$$

$$U_{o(3)} = -I_o * Z_0 = 0$$

Resumiendo:

$U_{y(3)}$	1	1	1
$V_{y(3)}$	1	a^2	a
$W_{y(3)}$	1	a	a^2

=

$U_{0(3)}$
$U_{d(3)}$
$U_{i(3)}$

*

Luego:

$U_{y(3)} \text{ (kV)}$	19,053	j 0
$V_{y(3)} \text{ (kV)}$	-12,463	-j 11,565
$W_{y(3)} \text{ (kV)}$	- 6,590	j 11,565

9.30.2 Cálculo de las Tensiones en Barra 1.

Se toma nuevamente de referencia la Fig.9.33.

Secuencia Directa:

$$U_{d(1)} = U_f - I_d * x_d''$$

$$U_{d(1)} = [76,21 \text{ (kV)} - (0,0622 - j 0,1046) \text{ (kA)} * j(13,07) \text{ (}\Omega\text{)}]$$

$$U_{d(1)} = 74,843 - j 0,814 \text{ (kV)}$$

Secuencia Inversa.

$$U_{i(1)} = -I_i * x_i$$

$$U_{i(1)} = [-(0,0622 - j 0,1046)(kA) * j(13,07)(\Omega)]$$

$$U_{i(1)} = 1,368 + j 0,814 \text{ (kV)}$$

Secuencia Homopolar.

$$U_{o(1)} = 0$$

Resumiendo:

$U_{o(1)} =$	0	0
$U_{d(1)} =$	74,843	-j 0,814
$U_{i(1)} =$	1,368	+j 0,814

$U_{(1)}$	1	1	1	*	$U_{0(1)}$	Luego:	$U_{(1)}(kV)$	76,210	0
$V_{(1)}$	1	a ²	a				$V_{(1)}(kV)$	-39,515	-j 63,631
$W_{(1)}$	1	a	a ²				$W_{(1)}(kV)$	-36,696	j 63,631

9.31 Diagrama de Fasores

9.31.1 Diagrama de Fasores de la Estrella del Transformador. Barra 1.

En el diagrama de fasores se han dibujado además de las tensiones y corrientes en la condición de falla, las tensiones previas a la falla y que se denominan U_g, V_g, W_g .

Se muestran además las corrientes por la estrella en fases falladas ISL e ITL.

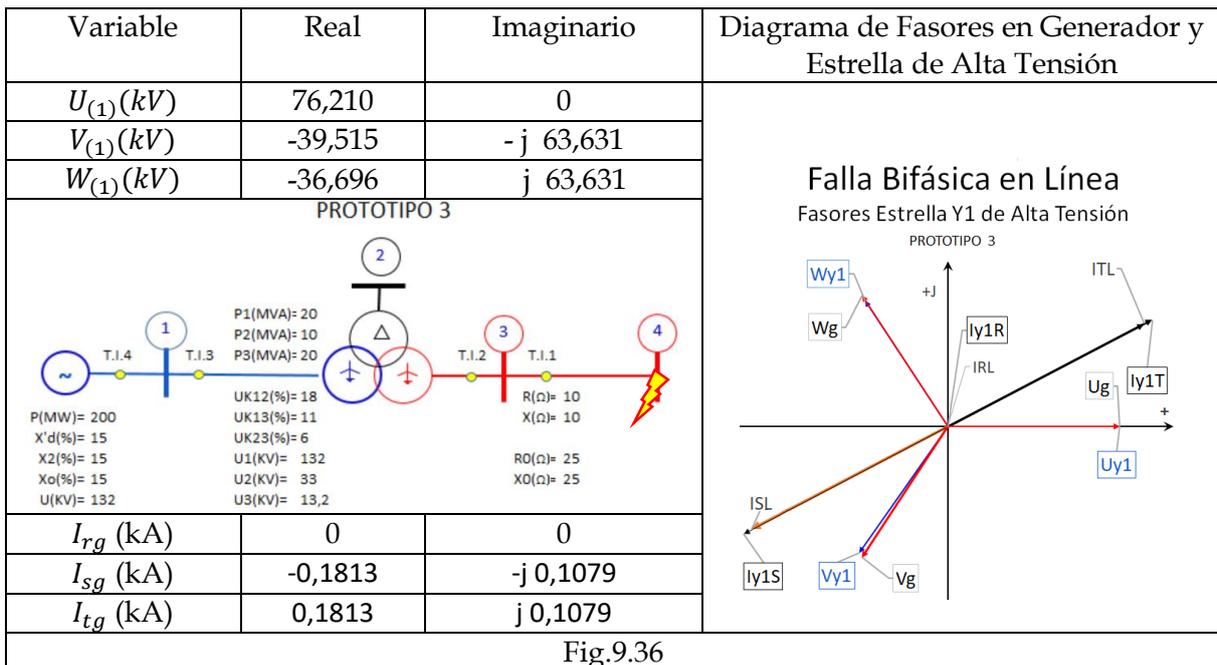
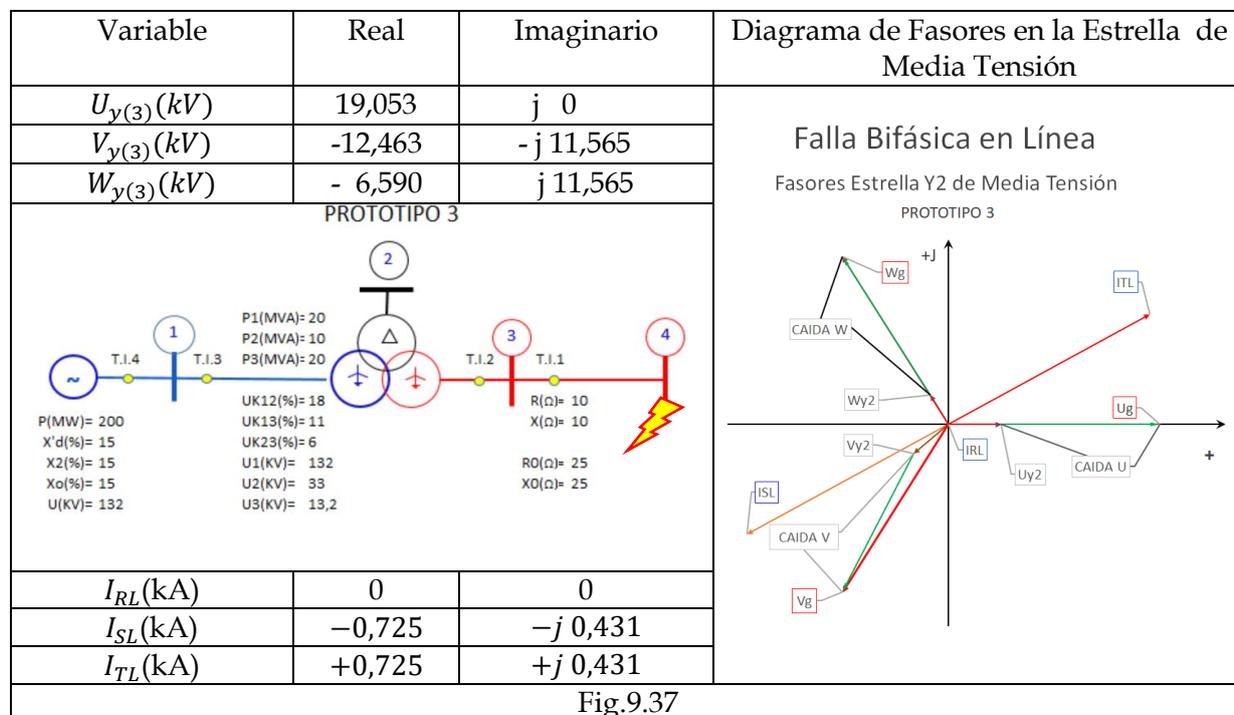


Fig.9.36

9.31.2 Diagrama de Fasores de la Estrella de Media Tensión del Transformador. Barra 3.

En el diagrama de fasores se han dibujado además de las tensiones y corrientes en la condición de falla, las tensiones previas a la falla y que se denominan U_g, V_g, W_g .

Se marcan las caídas de tensión en cada fase que son perpendiculares a las corrientes respectivas.



9.32 Cálculo de Cortocircuito Bifásico a Tierra.

Las redes de secuencia se conectan en paralelo.

Por lo tanto:

$$I_d + I_i + I_o = 0$$

Se calcula la impedancia total:

$$Z_{cc2T} = Z_d + Z_i * Z_o / (Z_i + Z_o)$$

$$Z_{cc2T} = 277,5 + j 437,4$$

Se calculan ahora las corrientes totales de secuencia.

$$I_d = \frac{U_f}{Z_{cc2T}} = \frac{76,21}{277,5 + j 437,4} \text{ (kA)}$$

$$I_d = 0,0788 - j 0,1242 \text{ (kA)}$$

Con el valor de I_d se calculan las corrientes homopolar e inversa. (División de corrientes).

$$I_o = I_d * \frac{Z_i}{Z_o + Z_i}$$

$$I_i = -I_d - I_o$$

El resultado es el siguiente:

$$I_i = -0,0457 - j 0,0851$$

$$I_o = -0,0331 + j 0,0391$$

Estas corrientes están referidas a la tensión que es 132 kV.

9.32.1 Corrientes por la Línea y la Estrella de Media Tensión del Transformador.

La línea está en el nivel de tensión de 33 kV por lo que hay que referir las corrientes a esta tensión.

Por lo tanto, hay que multiplicar por la relación de transformación que es:

$$N = \frac{U_1}{U_2} = \frac{132}{33} = 4$$

$$I_d = 0,0788 - j 0,1242 \text{ (kA)}$$

$$I_i = -0,0457 - j 0,0851 \text{ (kA)}$$

$$I_o = -0,0331 + j 0,0391 \text{ (kA)}$$

Las corrientes de cada fase por la línea son:

$$\begin{bmatrix} I_{RL} \\ I_{SL} \\ I_{TL} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{0L} \\ I_{dL} \\ I_{iL} \end{bmatrix}$$

GRUPOS 1 Y 2 DE T.I.

$$I_d + I_i + I_o = 0$$

$$I_{RL} = 0$$

$$I_{SL} = I_{0L} + a^2 * I_{dL} + a * I_{iL}$$

$$I_{SL} = -0,924 + j 0,197$$

$$I_{TL} = I_{0L} + a * I_{dL} + a^2 * I_{iL}$$

$$I_{TL} = 0,527 + j 0,667 \text{ (A)}$$

I_{RL} (kA)	0	j 0
I_{SL} (kA)	-0,9236	-j 0,1966
I_{TL} (kA)	0,5266	+j 0,6663
I_{NL} (kA)	- 0,3970	+j 0,4697

9.32.2 Corrientes por el Generador y el Transformador Lado Estrella de Alta Tensión.

Las corrientes ya están referidas a la tensión de la barra de la estrella de alta tensión.

Las corrientes de cada fase por el transformador lado alta tensión son diferentes a las de media tensión no solamente por la relación de transformación, sino también porque la corriente homopolar es compensada por el triángulo y la estrella.

Las corrientes por el generador son iguales a las del transformador.

$$\begin{bmatrix} I_{rg} \\ I_{sg} \\ I_{tg} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{og} \\ I_{dg} \\ I_{ig} \end{bmatrix}$$

GRUPOS 3 Y 4 DE T.I.

$$I_{rg} = I_{dg} + I_{ig} + I_{og}$$

$$I_{sg} = a^2 * I_{dg} + a * I_{ig} + I_{og}$$

$$I_{tg} = a * I_{dg} + a^2 * I_{ig} + I_{og}$$

$$I_{ng} = I_{rg} + I_{sg} + I_{tg}$$

Resumiendo:

I_{rg}	0,0221	-j 0,0261
I_{sg}	- 0,2088	-j 0,0752
I_{tg}	0,1537	j 0,1405

9.33 Cálculo de las Tensiones en Barras

Se calculan tensiones de secuencia en cada barra y luego se transforman a componentes reales.

9.33.1 Cálculo de las Tensiones en Barra 3

Se toma de referencia la Fig.9.33.

Las corrientes se refieren a 132 kV

$$I_d = 0.0788 - j 0.1242 \text{ (kA)} \quad I_i = -0.0457 + j 0.0851 \text{ (kA)} \quad I_o = -0.0397 + j 0.0391 \text{ (kA)}$$

Secuencia Directa:

$$U_{d(3)} = U_f - I_d * (x_d'' + x + Z_1 + Z_3)$$

$$U_{d(3)} = [76,21(kV) - (0,0788 - j 0,1242)(kA) * j(13,07 + 100,2 - 4,36)(\Omega)] * \frac{33}{132}$$

$$U_{d(3)} = 15,671 - j 2,146 \text{ (kV)}$$

Secuencia Inversa.

$$U_{i(3)} = -I_i * (x_i + x_t)$$

$$U_{i(3)} = [-(-0,0457 - j 0,0851)(kA) * j(13,07 + 100,2 - 4,36)(\Omega)] * \frac{33}{132}$$

$$U_{i(3)} = 2,316 + j 1,245 \text{ (kV)}$$

Secuencia Homopolar.

$$U_{o(3)} = -I_0 * Z_0$$

$$Z_0 = Z_3 + \frac{Z_2 * (Z_1 + x_g'')}{Z_2 + (Z_1 + x_g'')}$$

$$U_{o(3)} = [-(-0,0331 + j 0,0391)(kA) * (j 33,4)(\Omega)] * \frac{33}{132}$$

$$U_{o(3)} = 0,3268 + j 0,2762 \text{ (kV)}$$

$U_{o(3)} =$	0,3268	$j 0,2762$
$U_{d(3)} =$	15,671	$-j 2,146$
$U_{i(3)} =$	2,3165	$j 1,245$

$U_{y(3)}$	1	1	1	* $U_{0(3)}$	Luego:	$U_{y(3)}(kV)$	18,314	$-j 0,624$	
$V_{y(3)}$	1	a^2	a			$U_{d(3)}$	$V_{y(3)}(kV)$	-11,603	$-j 10,838$
$W_{y(3)}$	1	a	a^2			$U_{i(3)}$	$W_{y(3)}(kV)$	- 5,73	$j 12,292$

9.33.2 Cálculo de las Tensiones en Barra 1

Se toma nuevamente de referencia la Fig.9.33. Las corrientes se refieren a 132 kV.

$$I_d = 0,0788 - j 0,1242 \text{ (kA)}$$

$$I_i = -0,0457 - j 0,0851 \text{ (kA)}$$

$$I_o = -0,011 + j 0,0134 \text{ (kA)}$$

Secuencia Directa:

$$U_{d(1)} = U_f - I_d * x_d''$$

$$U_{d(1)} = 74,587 - j 1,03 \text{ (kV)}$$

Secuencia Inversa.

$$U_{i(1)} = -I_i * x_i$$

$$U_{i(1)} = 1,112 + j 0,598 \text{ (kV)}$$

Secuencia Homopolar.

$$U_{o(1)} = -I_o * x_{og}$$

$$U_{o(1)} = 0,17 + j0,144 \text{ (kV)}$$

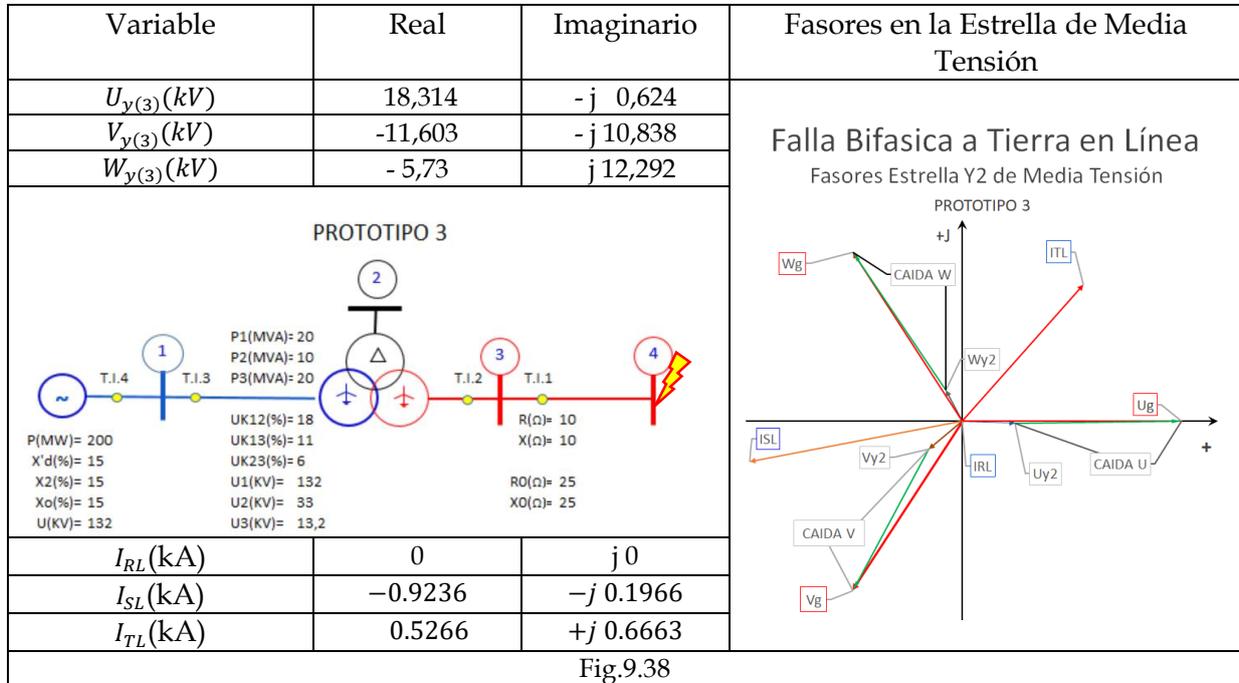
$U_{o(1)}$	0,17	$j 0,144$
$U_{d(1)}$	74,587	$-j 1,03$
$U_{i(1)}$	1,112	$j 0,598$

$U_{(1)}$	1	1	1	* $U_{0(1)}$	Luego:	$U_{(1)}(kV)$	75,869	$-j 0,288$	
$V_{(1)}$	1	a^2	a			$U_{d(1)}$	$V_{(1)}(kV)$	-39,088	$-j 63,271$
$W_{(1)}$	1	a	a^2			$U_{i(1)}$	$W_{(1)}(kV)$	-36,269	$j 63,991$

9.34 Diagrama de Fasores

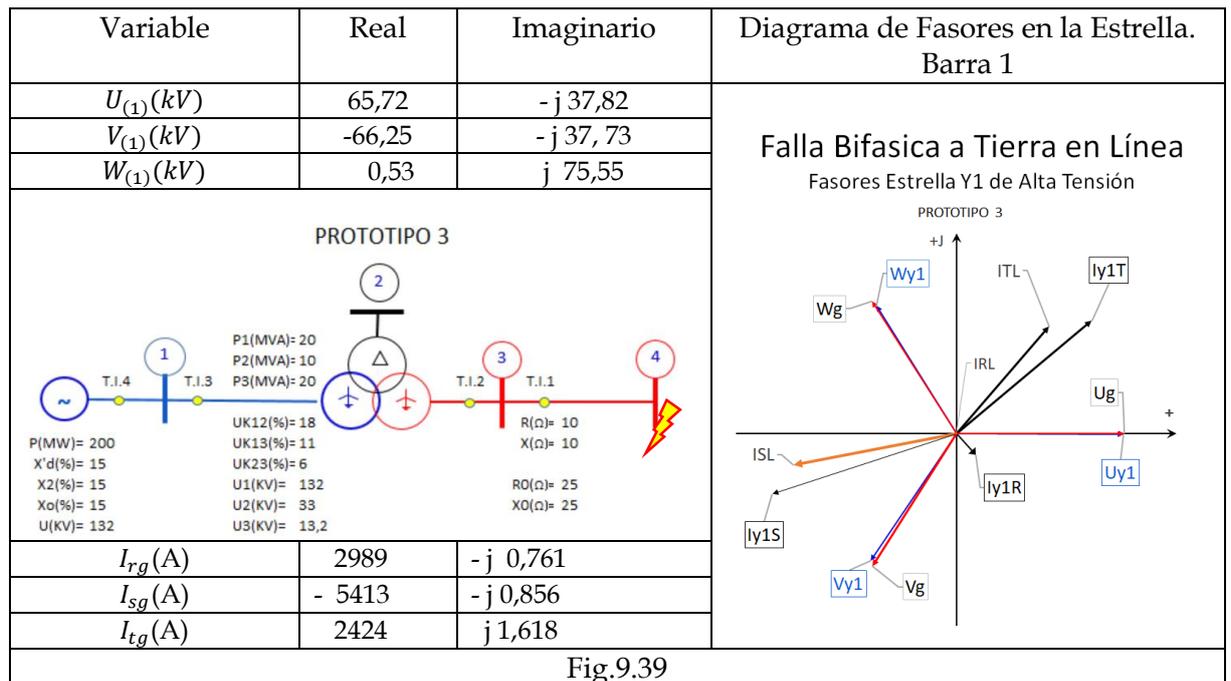
9.34.1 Diagrama de Fasores la Estrella del Transformador. Barra 3

En el diagrama de fasores se han dibujado de las tensiones y corrientes en falla.



9.34.2 Diagrama de Fasores de la Estrella del Transformador. Barra 1

En el diagrama de fasores se han dibujado además de las tensiones y corrientes en la condición de falla, las tensiones previas a la falla y que se denominan U_g, V_g, W_g .



9.35 Cálculo Matricial de Cortocircuito.

En los ejemplos anteriores de cálculos de cortocircuito se han resuelto casos sencillos con pocas barras o nodos.

Cuando se necesitan calcular los cortocircuitos en sistemas importantes con muchas barras, líneas, estaciones transformadoras y centrales, se utilizan softwares desarrollados a tal fin, que recurren a las matrices, que posibilitan una forma más sencilla y ordenada de cálculo.

El método de componentes simétricas es el que normalmente se utiliza, y se busca modelar con la misma topología las tres redes de secuencia.

Con este objetivo previamente se definirán los siguientes términos.

9.35.1 Topología. Definiciones

Término	Definición
Elemento	Son los componentes del sistema. Es decir generadores, transformadores, líneas, reactores, resistores, capacitores, etc.
Nodo o Barra	Es una conexión o punto de unión de elementos.
Rama	Es la impedancia o admitancia que une dos nodos. Se denominan ramas de "árbol" o de "lazo". Las ramas de árbol son las que incorporan un nuevo nodo al sistema. Las ramas de lazo no incorporan nuevos nodos al sistema pero cierran un lazo uniendo dos nodos ya existentes.
Lazo	Es un camino cerrado por ramas.
Representación	Es el dibujo que representa a cada elemento y/o circuito.
Orientación	Es el sentido que le da la corriente que circula por una rama.
Nodo Inicial - Nodo Final	Las ramas conectan dos nodos. Se denominan "nodo inicial" y "nodo final" de la rama, la orientación es desde el nodo inicial hacia el final

9.36 Modelo General de una Rama

El modelo general de una rama se muestra en la Fig.9.39.

En él se han representado la impedancia de la rama Z_{rama} , e impedancias mutuas $ZM_1, ZM_2 \dots ZM_n$ con otras ramas, por las que circulan las corrientes $I_{rama1} + I_{F1}, I_{rama2} + I_{F2}, \dots, I_{raman} + I_{Fn}$ donde $I_{F1}, I_{F2}, \dots, I_{Fn}$ son fuentes de corriente.

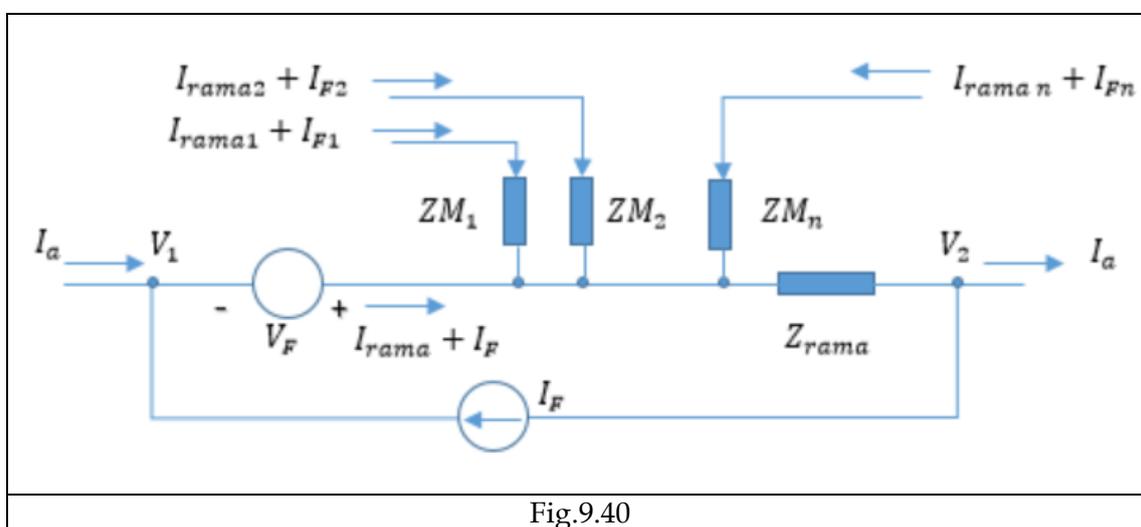


Fig.9.40

La ecuación general de esta rama es:

$$V_1 - V_2 = -V_F + Z_{rama} * [I_a + I_F] + ZM_1 * [I_1 + I_{F1}] + ZM_2 * [I_2 + I_{F2}] + \dots + ZM_n * [I_n + I_{Fn}]$$

9.37 Matriz Primitiva

Se define como matriz primitiva al conjunto de ramas (impedancias o admitancias, fuentes) que representa a cada elemento en el sistema sin considerar sus conexiones con otros elementos.

La ecuación anterior se puede tomar para representar matemáticamente en una matriz a cada rama del sistema.

$$\begin{matrix} V_A \\ V_B \\ \\ V_N \end{matrix} + \begin{matrix} V_{F1} \\ V_{F2} \\ \\ V_{Fn} \end{matrix} = \begin{matrix} Z_{11} & Z_{12} & & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & & Z_{2n} \\ & & & \\ Z_{n1} & Z_{n2} & & Z_{nn} \end{matrix} * \begin{matrix} I_1 + I_{F1} \\ I_2 + I_{F2} \\ \\ I_n + I_{Fn} \end{matrix}$$

En resumen para la rama *i* es:

$$V_{ai} + V_{Fi} = Z_{i,j} * (I_{rama\ i} + I_{Fi}) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad j = 1, 2, \dots, n$$

O también:

$$I_{rama\ i} + I_{Fi} = Y_{i,j} * (V_{ai} + V_{Fi}) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad j = 1, 2, \dots, n$$

Estas matrices se llaman matriz impedancia primitiva y matriz admitancia primitiva.

9.38 Matriz Incidencia o de Conexión.

La topología de una red puede ser completamente descrita por la relación entre las corrientes de las ramas y lazos de corriente o por la relación entre las tensiones de las ramas y las tensiones de nodos.

La tensión de cada nodo se toma respecto a uno de ellos en este caso al nodo "O". En los sistemas eléctricos de potencia, es normalmente el extremo de tierra de las conexiones de puesta a tierra de los elementos.

La matriz que define estas relaciones es la matriz "incidencia".

Esta matriz está compuesta por los números -1; 1 y 0 y son los que definen la topología.

La matriz es rectangular siendo sus columnas "lazos" o "nodos" y sus filas las ramas del circuito.

Un ejemplo clarificará los conceptos.

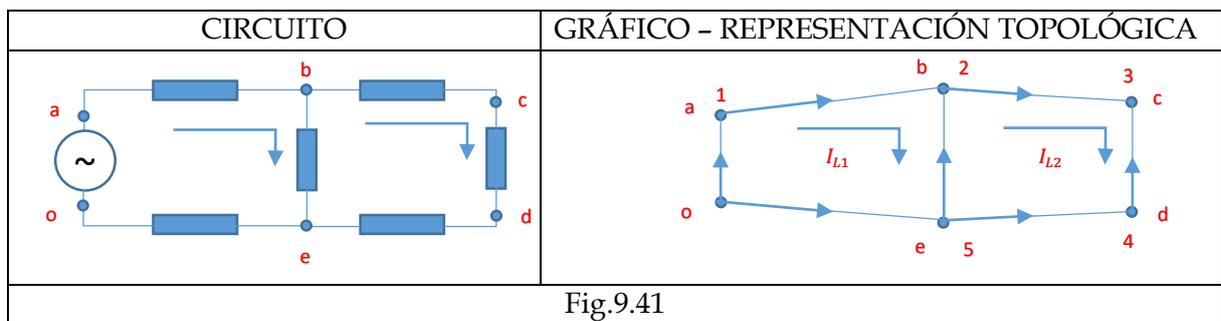


Fig.9.41

Supóngase un circuito como el de la Fig.9.41

Sea IL la matriz incidencia de lazos.

Matemáticamente, la relación entre las corrientes de rama y de las de lazo es la matriz IL .

$$[I_{rama\ i}] = [IL] * [I_{lazo\ j}]$$

Donde:

$$i = 1, 2, \dots, n \quad n = \text{número de ramas} \quad j = 1, 2, \dots, m \quad m = \text{número de lazos}$$

Se aplica esto para la Fig.9.41.

Sea:

$$I_1 = I_{ab}; \quad I_2 = I_{bc}; \quad I_3 = I_{cd}; \quad I_4 = I_{de}; \quad I_5 = I_{eo}; \quad I_6 = I_{be}; \quad I_7 = I_{ao}$$

Las corrientes de ramas que coinciden en sentido con las de lazo llevan el N°1.

Las corrientes de ramas que no coinciden en sentido con las de lazo llevan el N°-1.

Las corrientes que no pertenecen al lazo llevan el N° 0.

Número de Ramas	Corrientes en Ramas	=	Número de lazos Independientes	*	Corrientes de Lazo	Número de Lazos																
	$I_1 = I_{ab}$ $I_2 = I_{bc}$ $I_3 = I_{cd}$ $I_4 = I_{de}$ $I_5 = I_{eo}$ $I_6 = I_{be}$ $I_7 = I_{ao}$		<table style="border-collapse: collapse; width: 100%;"> <tr><td style="padding: 2px 10px;">1</td><td style="padding: 2px 10px;">0</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">0</td><td style="padding: 2px 10px;">1</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">0</td><td style="padding: 2px 10px;">-1</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">0</td><td style="padding: 2px 10px;">-1</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">-1</td><td style="padding: 2px 10px;">0</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">-1</td><td style="padding: 2px 10px;">1</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">1</td><td style="padding: 2px 10px;">0</td></tr> </table>	1	0	0	1	0	-1	0	-1	-1	0	-1	1	1	0		<table style="border-collapse: collapse; width: 100%;"> <tr><td style="padding: 2px 10px;">I_{L1}</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">I_{L2}</td></tr> </table>	I_{L1}	I_{L2}	
1	0																					
0	1																					
0	-1																					
0	-1																					
-1	0																					
-1	1																					
1	0																					
I_{L1}																						
I_{L2}																						

Una cosa similar se puede hacer con los nodos.

La matriz incidencia IN en caso de los nodos da la relación entre la caída de tensión en las ramas y la tensión de los nodos.

La siguiente ecuación matricial muestra lo especificado.

Número de Ramas	Diferencia de Tensión en la Rama	=	Número de nodos	*	Tensión respecto de "0"	Número de Nodos																																																				
	<table style="border-collapse: collapse; width: 100%;"> <tr><td style="padding: 2px 10px;">ΔU_{12}</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">ΔU_{23}</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">ΔU_{34}</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">ΔU_{45}</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">ΔU_{52}</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">ΔU_{50}</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">ΔU_{10}</td></tr> </table>	ΔU_{12}	ΔU_{23}	ΔU_{34}	ΔU_{45}	ΔU_{52}	ΔU_{50}	ΔU_{10}		<table style="border-collapse: collapse; width: 100%;"> <tr><td style="padding: 2px 10px;">1</td><td style="padding: 2px 10px;">2</td><td style="padding: 2px 10px;">3</td><td style="padding: 2px 10px;">4</td><td style="padding: 2px 10px;">5</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">1</td><td style="padding: 2px 10px;">-1</td><td style="padding: 2px 10px;">0</td><td style="padding: 2px 10px;">0</td><td style="padding: 2px 10px;">0</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">0</td><td style="padding: 2px 10px;">1</td><td style="padding: 2px 10px;">-1</td><td style="padding: 2px 10px;">0</td><td style="padding: 2px 10px;">0</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">0</td><td style="padding: 2px 10px;">0</td><td style="padding: 2px 10px;">1</td><td style="padding: 2px 10px;">-1</td><td style="padding: 2px 10px;">0</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">0</td><td style="padding: 2px 10px;">0</td><td style="padding: 2px 10px;">0</td><td style="padding: 2px 10px;">1</td><td style="padding: 2px 10px;">-1</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">0</td><td style="padding: 2px 10px;">-1</td><td style="padding: 2px 10px;">0</td><td style="padding: 2px 10px;">0</td><td style="padding: 2px 10px;">1</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">0</td><td style="padding: 2px 10px;">0</td><td style="padding: 2px 10px;">0</td><td style="padding: 2px 10px;">0</td><td style="padding: 2px 10px;">1</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">1</td><td style="padding: 2px 10px;">0</td><td style="padding: 2px 10px;">0</td><td style="padding: 2px 10px;">0</td><td style="padding: 2px 10px;">0</td></tr> </table>	1	2	3	4	5	1	-1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	1	-1	0	-1	0	0	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0		<table style="border-collapse: collapse; width: 100%;"> <tr><td style="padding: 2px 10px;">U_{10}</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">U_{20}</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">U_{30}</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">U_{40}</td></tr> <tr><td style="padding: 2px 10px;">U_{50}</td></tr> </table>	U_{10}	U_{20}	U_{30}	U_{40}	U_{50}	
ΔU_{12}																																																										
ΔU_{23}																																																										
ΔU_{34}																																																										
ΔU_{45}																																																										
ΔU_{52}																																																										
ΔU_{50}																																																										
ΔU_{10}																																																										
1	2	3	4	5																																																						
1	-1	0	0	0																																																						
0	1	-1	0	0																																																						
0	0	1	-1	0																																																						
0	0	0	1	-1																																																						
0	-1	0	0	1																																																						
0	0	0	0	1																																																						
1	0	0	0	0																																																						
U_{10}																																																										
U_{20}																																																										
U_{30}																																																										
U_{40}																																																										
U_{50}																																																										

Las matrices incidencia de lazo y de nodos quedan definidas entonces de la siguiente manera:

Incidencia de Lazo		
	N° Lazos	
Número de Ramas	1	0
	0	1
	0	-1
	0	-1
	-1	0
	-1	1
	1	0

Incidencia de Nodos					
	Nodos				
	1	2	3	4	5
Número de Ramas	1	-1	0	0	0
	0	1	-1	0	0
	0	0	1	-1	0
	0	0	0	1	-1
	0	-1	0	0	1
	0	0	0	0	1
	1	0	0	0	0

Las columnas de la matriz incidencia de lazos muestran cuáles son las ramas que conforman al lazo, y las columnas de la matriz incidencia de nodos muestran cuáles son las ramas que se conectan a cada nodo.

El objetivo de estas matrices es formar las ecuaciones de los circuitos.

Así, por ejemplo, si se toma como referencia a los lazos, se pueden escribir las ecuaciones siguientes.

De la Fig. 9.39 se dedujo que para un circuito primitivo es:

$$V_{rama} + V_F = Z_{rama} * (I_{rama} + I_F) \quad \text{Donde } V_{rama} = \text{tensión en la impedancia de la rama } Z_{rama}$$

Esta ecuación es válida para todas las ramas componentes del circuito.

Con esta ecuación entonces se puede formar un vector de "n * 1" con las "n" ramas, una matriz de impedancias de "n * n" y un vector de corrientes de "n * 1"

	Tensiones de Ramas		N° de Ramas		
N° de Ramas	$V_{rama1} + V_{F1}$	=	Z_{rama1}		$I_{rama1} + I_{F1}$
	$V_{rama2} + V_{F2}$		Z_{rama2}		$I_{rama2} + I_{F2}$
	⋮		⋮		⋮
	$V_{raman} + V_{Fn}$		Z_{raman}		$I_{raman} + I_{Fn}$

Se multiplican ambos lados por la matriz incidencia de lazo transpuesta $[IL]^t$.

La ecuación matricial queda de la siguiente forma:

$$[IL]^t * [V_{ramas} + V_{Fuentes}] = [IL]^t * [Z_{ramas}] * [I_{ramas} + I_{Fuentes}]$$

O también:

$$[IL]^t * [V_{ramas}] = [IL]^t * [Z_{ramas}] * [I_{ramas}] + [Z_{ramas}] * [I_{Fuentes}] - [V_{Fuentes}]$$

El vector $[IL]^t * [V_{ramas}]$ es la caída de tensión en todo el lazo y por lo tanto es:

$$[IL]^t * [V_{ramas}] = 0$$

Por definición es:

$$[I_{ramas}] = [IL] * [I_{Lazos}]$$

Se reemplaza y queda:

$$[IL]^t * [Z_{ramas}] * [IL] * [I_{Lazos}] = [IL]^t * [[V_{Fuentes}] - [Z_{ramas}] * [I_{Fuentes}]]$$

Se define como matriz impedancia de lazos a:

$$Z_{Lazos} = [IL]^t * [Z_{ramas}] * [IL]$$

Recordar que Z_{ramas} es la matriz primitiva.

En forma similar se puede trabajar con las ecuaciones de nodo.

De la Fig. 9.39 se dedujo que para un circuito primitivo es:

$$V_{rama} + V_F = Z_{rama} * (I_{rama} + I_F) \quad \text{Donde } V_{rama} = \text{tensión en la impedancia de la rama } Z_{rama}$$

También se puede escribir la ecuación primitiva de nodos.

$$I_{rama} + I_F = Y_{rama} * (V_{rama} + V_F) \quad \text{Esta ecuación es válida para todos los nodos del circuito.}$$

En esta ecuación es:

$$Y_{rama} = Z_{rama}^{-1}$$

Como Z_{rama} es la matriz primitiva de impedancias y es una matriz diagonal, su inversa también es diagonal cuya diagonal es la inversa de las impedancias diagonales de aquella.

	Tensiones de Ramas		N° de Ramas					
N° de Ramas	$I_{rama1} + I_{F1}$	=	Y_{rama1}				*	$V_{rama1} + V_{F1}$
	$I_{rama2} + I_{F2}$			Y_{rama2}				$V_{rama2} + V_{F2}$
	\vdots		\vdots	\vdots	\vdots	\vdots		\vdots
	$I_{rama n} + I_{Fn}$					$Y_{rama n}$		$V_{rama n} + V_{Fn}$

Se escribe la ecuación matricial de nodos.

$$[I_{ramas} + I_{Fuentes}] = [Y] * [V_{ramas} + V_{Fuentes}]$$

Se premultiplica por la matriz incidencia de nodos transpuesta.

$$[IN]^t * [I_{ramas} + I_{Fuentes}] = [IN]^t * [Y] * [V_{ramas} + V_{Fuentes}]$$

Luego:

$$[IN]^t * [I_{ramas}] = [IN]^t * [[Y] * [V_{ramas}] + [Y] * [V_{Fuentes}] - [I_{fuentes}]]$$

El vector columna de la matriz $[IN]$ muestra las conexiones de las ramas que llegan a ese nodo, y la suma de las corrientes que llegan al nodo es cero, por lo tanto:

$$[IN]^t * [I_{ramas}] = 0$$

Entonces:

$$[IN]^t * [Y] * [V_{ramas}] = [IN]^t * [I_{Fuentes}] - [Y] * [V_{Fuentes}]$$

Además:

$$[IN] * [V_{nodos}] = [V_{ramas}]$$

Se reemplaza:

$$[IN]^t * [Y] * [IN] * [V_{nodos}] = [IN]^t * [I_{fuentes}] - [Y] * V_{Fuentes}$$

Se define como matriz admitancia de nodos a:

$$[Y_{nodos}] = [IN]^t * [Y] * [IN]$$

Finalmente se puede escribir:

$$[Y_{nodos}] * [V_{nodos}] = [IN]^t * [I_{Fuentes}] - [IN]^t * [Y] * V_{Fuentes}$$

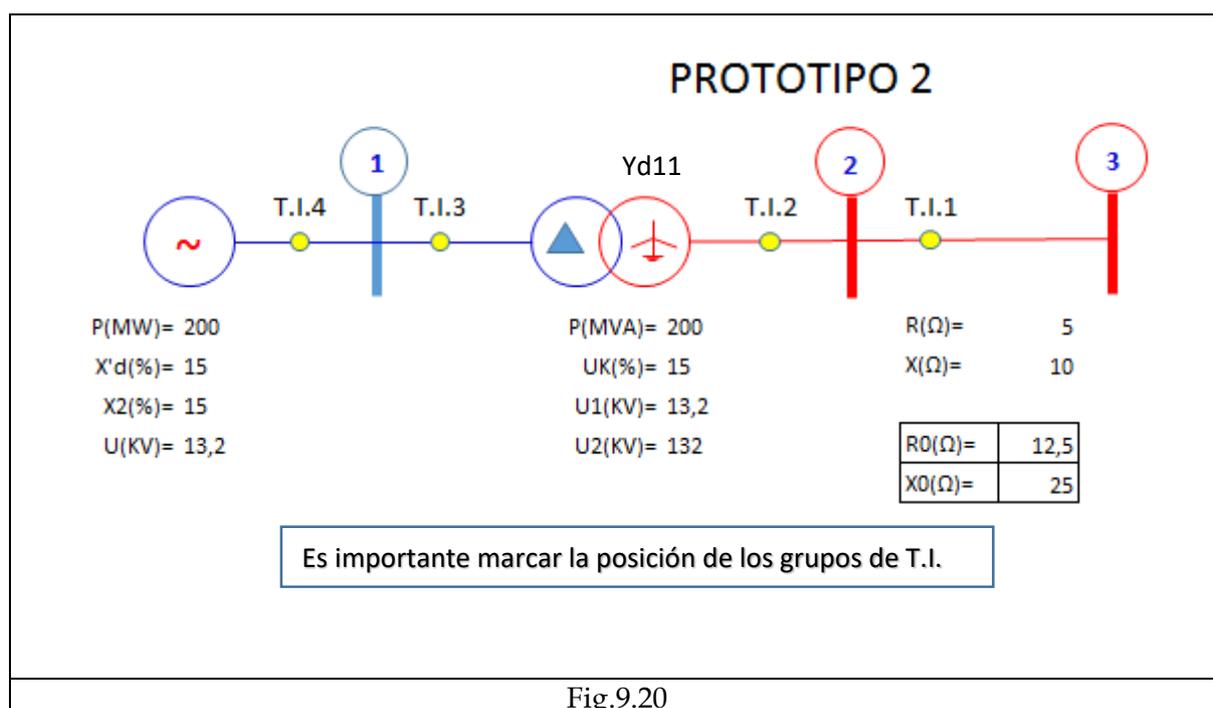
Con un ejemplo de cálculo se clarificarán todos los conceptos.

9.39 Ejemplo de Cálculo.

Supóngase el siguiente esquema del ejemplo N°2.

Se repite la Fig. 9.20

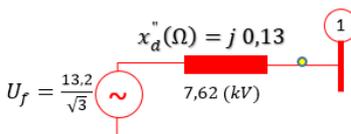
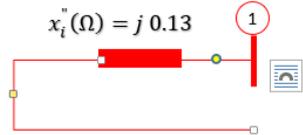
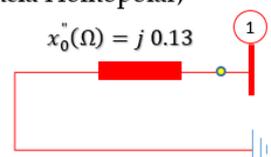
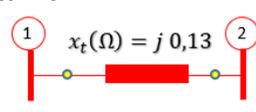
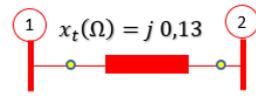
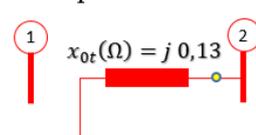
Se utilizará para el cálculo el método de "nodos". Es decir que lo que hay que formar es la matriz admitancia de nodos.

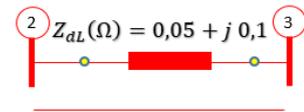
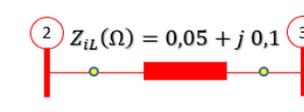
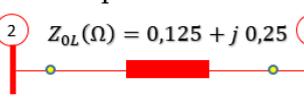


Los esquemas de secuencia son los siguientes y están desarrollados en el punto 9.15.1.

Se pueden definir en función del modelado las matrices primitivas de secuencia y la de incidencia.

9.39.1 Modelado

GENERADOR	TRANSFORMADOR
<p>Se refieren los valores a la tensión de generación Secuencia Directa.</p> $x_d''(\Omega) = \frac{x_d(\%) * U^2}{100 * P} \quad x_d''(\Omega) = \frac{15}{100} * \frac{13,2^2}{200} = 0,13$  <p>Secuencia Inversa,</p> $x_i''(\Omega) = j 0,13$  <p>Secuencia Homopolar,</p> $x_0''(\Omega) = j 0,13$ 	<p>Se refieren los valores a la tensión de generación Secuencia Directa.</p> $x_t(\Omega) = \frac{u_k(\%) * U^2}{100 * P} \quad x_t(\Omega) = \frac{15}{100} * \frac{13,2^2}{200} = 0,13$  <p>Secuencia Inversa.</p>  <p>Secuencia Homopolar</p> 
Fig.9.21	

REACTOR DE PUESTA A TIERRA	LINEA
<p>No se utiliza.</p>	<p>Se refieren los valores a la tensión de generación</p> <p>Secuencia Directa.</p> $Z_{dL}(\Omega) = \frac{13,2^2}{132^2} * [R_{dL} + jX_{dL}]$  <p>Secuencia Inversa.</p>  <p>Secuencia Homopolar</p> 
Fig.9.22	

9.39.2 Matrices Impedancias Primitivas

Se trata de que la topología de las tres redes de secuencia sea la misma.

Por ello, aparece en los cuadros siguientes la rama tres en secuencias directa e inversa, y la rama dos en secuencia homopolar.

Lógicamente como en realidad no existen se les da como valor ∞ .

		IMPEDANCIAS SECUENCIA DIRECTA			
DESCRIPCIÓN	RAMAS	1	2	3	4
Generador	1	j 0,13			
Transformador entre barra 1 y 2	2		j 0,13		
Transformador entre barra 2 y tierra	3			∞	
Línea	4				0,05 + j 0,1

		IMPEDANCIAS SECUENCIA INVERSA			
DESCRIPCIÓN	RAMAS	1	2	3	4
Generador	1	j 0,13			
Transformador entre barra 1 y 2	2		j 0,13		
Transformador entre barra 2 y tierra	3			∞	
Línea	4				0,05 + j 0,1

		IMPEDANCIAS SECUENCIA HOMOPOLAR			
DESCRIPCIÓN	RAMAS	1	2	3	4
Generador	1	j 0,13			
Transformador entre barra 1 y 2	2		∞		
Transformador entre barra 2 y tierra	3			j 0,13	
Línea	4				0,125 + j 0,25

Las matrices definidas son matrices de impedancias primitivas ($Z_{primitivas}$). Como el objetivo es definir las admitancias primitivas, se deben invertir.

Al no ser consideradas impedancias mutuas, las matrices $Z_{primitivas}$ son diagonales y su inversa es también diagonal y su valor es el inverso de cada uno.

9.39.3 Matrices Admitancias Primitivas

		ADMITANCIAS SECUENCIA DIRECTA			
DESCRIPCIÓN	RAMAS	1	2	3	4
Generador	1	-j 7,692			
Transformador entre barra 1 y 2	2		-j7,692		
Transformador entre barra 2 y tierra	3			0	
Línea	4				4 - j 8

		ADMITANCIAS SECUENCIA INVERSA			
DESCRIPCIÓN	RAMAS	1	2	3	4
Generador	1	-j 7,692			
Transformador entre barra 1 y 2	2		-j7,692		
Transformador entre barra 2 y tierra	3			0	
Línea	4				4 - j 8

		ADMITANCIAS SECUENCIA HOMOPOLAR			
DESCRIPCION	RAMAS	1	2	3	4
Generador	1	-j 7,692			
Transformador entre barra 1 y 2	2		0		
Transformador entre barra 2 y tierra	3			-j 7,692	
Línea	4				1,6-j 3,2

Una cosa importante es tener identificada la correspondencia entre elemento y rama, puesto que es esto lo que luego permite determinar que corriente pasa por cada grupo de T.I.

9.39.4 Matriz de Conexión o Incidencia

Como la topología es la misma para las tres redes de secuencia la matriz incidencia es la misma para las tres.

La técnica consiste en asignarle el valor 1 a la rama que llega a un nodo, el valor -1 a la rama que sale del nodo y 0 cuando la rama no tiene conexión con el nodo.

Se considera como barra de referencia a la tierra.

DESCRIPCION	RAMAS	NODOS O BARRAS		
		1	2	3
Generador	1	1	0	0
Transformador entre barra 1 y 2	2	-1	1	0
Transformador entre barra 2 y tierra	3	0	1	0
Línea	4	0	1	-1

9.39.5 Matriz Admitancia de Nodos o de Barras

Se recuerda que la matriz admitancia de nodos es:

$$[Y_{nodos}] = [IN]^t * [Y] * [IN]$$

Se reemplaza.

$$[IN] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \quad [IN]^t = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}$$

$$[IN]^t * [Y] = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} -j7,692 & & & \\ & -j7,692 & & \\ & & 0 & \\ & & & 4-j8 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -j7,692 & j7,692 & 0 & 0 \\ 0 & -j7,692 & 0 & 4-j8 \\ 0 & 0 & 0 & -4+j8 \end{bmatrix}$$

$$[IN]^t * [Y] * [IN] = \begin{bmatrix} -j7,692 & j7,692 & 0 & 0 \\ 0 & -j7,692 & 0 & 4-j8 \\ 0 & 0 & 0 & -4+j8 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -j15,384 & j7,692 & 0 \\ j7,692 & 4-j15,692 & -4+j8 \\ 0 & -4+j8 & 4-j8 \end{bmatrix}$$

$$Y_{dNodos} = \begin{bmatrix} -j15,384 & j7,692 & 0 \\ j7,692 & 4-j15,692 & -4+j8,000 \\ 0 & -4+j8,000 & 4-j8,000 \end{bmatrix}$$

La matriz admitancia de secuencia inversa es igual a la directa por que se consideró que la reactancia inversa del generador es igual a la directa, lo que comúnmente es aceptable.

Se escribe el resultado de los cálculos.

$$Y_{iNodos} = \begin{bmatrix} -j15,384 & j7,692 & 0 \\ j7,692 & 4-j15,692 & -4+j8,000 \\ 0 & -4+j8,000 & 4-j8,000 \end{bmatrix}$$

Para la determinación de la matriz admitancia homopolar el procedimiento es el mismo.

$$\begin{aligned}
 [IN]^t * [Y_o] &= \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} -j7,692 & & & \\ & 0 & & \\ & & -j7,692 & \\ & & & 1,6 - j3,2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -j7,692 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & j7,692 & 1,6 - j3,2 \\ 0 & 0 & 0 & -1,6 + j3,2 \end{bmatrix} \\
 [IN]^t * [Y_o] * [IN] &= \begin{bmatrix} -j7,69 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & j7,69 & 1,6 - j3,2 \\ 0 & 0 & 0 & -1,6 + j3,2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -j7,69 & 0 & 0 \\ 0 & 1,6 - j10,89 & -1,6 + j3,2 \\ 0 & -1,6 + j3,2 & 1,6 - j3,2 \end{bmatrix} \\
 Y_{oNodos} &= \begin{bmatrix} -j7,692 & 0 & 0 \\ 0 & 1,6 - j10,892 & -1,6 + j3,2 \\ 0 & -1,6 + j3,2 & 1,6 - j3,2 \end{bmatrix}
 \end{aligned}$$

El objetivo de los cálculos es determinar una fuente de corriente que permita realizar algo similar a lo realizado en el análisis cualitativo explicado en el capítulo 8.

Las ecuaciones de nodo son las siguientes:

$$[Y_{d,i,o(j,k)}] * [U_{d,i,o(j,1)}] = [I_{d,i,o(j,1)}] \text{ para } j = 1,2, \dots, n \text{ y } k = 1,2, \dots, n$$

Dónde:

n = número de nodos

d= componente directa

i = componente inversa

o = componente homopolar

U = Vector de tensiones de barras o nodos

I = Vector de fuentes de corriente

En el lugar de la falla se desea calcular la corriente. Esta corriente emula a una fuente, y con la aplicación del teorema de sustitución se puede calcular la distribución de las corrientes en las redes de secuencia producida por ella.

Para que esto sea posible se deben conocer las tensiones de barras que produce esta fuente de corriente.

La diferencia de tensión entre nodos para cada red de secuencia multiplicada por la admitancia primitiva entre ellos determina la corriente de secuencia por la rama, lo que luego permite calcular las corrientes reales.

Para esto se debe invertir la matriz admitancia de barras y aplicar las siguientes ecuaciones.

Se premultiplica por la matriz $[Z_{d,i,o(j,k)}]$ que es la inversa de la matriz $[Y_{d,i,o(j,k)}]$

Es decir:

$$[Z_{d,i,o(j,k)}] = [Y_{d,i,o(j,k)}]^{-1}$$

$$[Z_{d,i,o(j,k)}] * [Y_{d,i,o(j,k)}] * [U_{d,i,o(j,1)}] = [Z_{d,i,o(j,k)}] * [I_{d,i,o(j,1)}] \text{ para } j = 1, 2, \dots, n \text{ y } k = 1, 2, \dots, n$$

Luego:

$$[U] * [U_{d,i,o(j,1)}] = [Z_{d,i,o(j,k)}] * [I_{d,i,o(j,1)}] \text{ para } j = 1, 2, \dots, n \text{ y } k = 1, 2, \dots, n$$

Dónde $[U]$ es la matriz unidad.

O lo que es lo mismo:

$$[U_{d,i,o(j,1)}] = [Z_{d,i,o(j,k)}] * [I_{d,i,o(j,1)}] \text{ para } j = 1, 2, \dots, n \text{ y } k = 1, 2, \dots, n$$

La matriz $[Y]$ es compleja. Su inversa entonces debe ser tal que:

$$[Z_{d,i,o(j,k)}] * [Y_{d,i,o(j,k)}] = [U]$$

Sea:

$$[Y] = [A] + j[B] \quad \text{y} \quad [Z] = [C] + j[D]$$

Luego:

$$[U] = [A] * [C] - [B] * [D] \quad \text{y} \quad [0] = [A] * [D] + [B] * [C]$$

Se desarrolla el cálculo.

$$[B] * [C] = -[A] * [D]$$

Se premultiplica por $[B]^{-1}$

$$[U] * [C] = -[B]^{-1} * [A] * [D]$$

Por lo tanto:

$$[U] = [A] * [C] - [B] * [D] = -[A] * [B]^{-1} * [A] * [D] - [B] * [D]$$

O sea:

$$[U] = -[A] * [B]^{-1} * [A] * [D] - [B] * [D]$$

$$[U] = [-[A] * [B]^{-1} * [A] - [B]] * [D]$$

Finalmente:

$$[D] = [-[A] * [B]^{-1} * [A] - [B]]^{-1}$$

Luego:

$$[C] = -[B]^{-1} * [A] * [D]$$

De estas ecuaciones se deduce que se debe invertir la parte compleja de la matriz $[Y]$.

La matriz de secuencia directa es:

$$Y_{dNodos} = \begin{array}{c|ccc} & -j 15,384 & j 7,692 & 0 \\ \hline & j 7,692 & 4 - j 15,692 & -4 + j 8,000 \\ \hline & 0 & -4 + j 8,000 & 4 - j 8,000 \end{array}$$

$$Y_{dNodos} = \begin{array}{c|ccc} & 0 & 0 & 0 \\ \hline & 0 & 4 & -4 \\ \hline & 0 & -4 & 4 \end{array} + j \begin{array}{c|ccc} & -15,384 & 7,692 & 0 \\ \hline & 7,692 & -j 15,692 & j 8,000 \\ \hline & 0 & +j 8,000 & -j 8,000 \end{array}$$

Un procedimiento para invertir una matriz es el siguiente:

- 15,384	7,692	0	1	0	0
7,692	- j 15,692	j 8,000	0	1	0
0	+j 8,000	- j 8,000	0	0	1

Se agrega la matriz unidad y se transforman las filas hasta lograr que la matriz unidad quede a la izquierda.

El resultado es la inversa de la matriz original en las columnas de la derecha.

No se realiza el procedimiento. Se da sólo el resultado para las matrices directa y homopolar.

		MATRIZ IMPEDANCIA DE BARRAS DIRECTA					
		Resistencia			+ j	Reactancia	
$Z_{d barra} =$		0	0	0		0,13	0,13
		0	0	0	0,13	0,26	0,26
		0	0	0,05	0,13	0,26	0,36

		MATRIZ IMPEDANCIA DE BARRAS HOMOPOLAR					
		Resistencia			+ j	Reactancia	
$Z_{o barra} =$		0	0	0		0,13	0
		0	0	0	0	0,13	0,13
		0	0	0,125	0	0,13	0,38

9.39.6 Cálculo de Cortocircuito

9.39.6.1 Cálculo de Corrientes de Falla

Las matrices impedancia de barras tienen la propiedad de que los elementos diagonales son la impedancia Thevenin de la barra, lo que puede ser fácilmente verificado, observando el esquema.

Por este motivo, resulta sencillo calcular la corriente para cualquier tipo de falla, con sólo combinar las redes de secuencia acorde a lo deseado.

Por ejemplo, si se desea calcular la corriente de falla monofásica para la barra 3 se hace simplemente lo siguiente.

$$Z_{d(3,3)} = 0,05 + j 0,36$$

Recordar que se tomó $Z_d = Z_i$.

$$Z_{i(3,3)} = 0,05 + j 0,36$$

$$Z_{o(3,3)} = 0,125 + j 0,38$$

La tensión previa a la falla es la del generador puesto que el sistema está en vacío, y que las impedancias han sido calculadas tomando como referencia la tensión del generador.

Para falla monofásica las tres impedancias están en serie.

Por tanto:

$$I_d = I_i = I_o = \frac{U_{faseg}}{Z_d + Z_i + Z_o}$$

$$I_d = I_i = I_o = \frac{13,2/\sqrt{3}}{0,05 + 0,05 + 0,125 + j(0,36 + 0,36 + 0,38)}$$

$$I_d = I_i = I_o = 1,36 - j 6,65$$

$$I_R = 4,08 - j 19,95$$

Como las tres componentes de secuencia son iguales es:

$$I_S = 0 \quad I_T = 0$$

El siguiente paso es calcular las tensiones de secuencia para cada una de las barras.

9.39.6.2 Cálculo de Tensiones de Secuencia de Barras.

El planteo original con la matriz admitancia de nodos es:

$$[I_{fuentes}] = [Y_{nodos}] * [U_{nodos}]$$

Si se premultiplica por Z_{nodos} es:

$$[Z_{nodos}] * [I_{fuentes}] = [U] * [U_{nodos}]$$

$$[U_{nodos}] = [Z_{nodos}] * [I_{fuentes}]$$

Dónde:

$[U]$: Matriz unidad.

$[U_{nodos}]$: Vector de tensiones de nodos.

$[Z_{nodos}]$: Matriz impedancia de nodos.

$[I_{fuentes}]$: Vector de fuentes de corriente.

Si se aplica el teorema de sustitución se puede considerar que la corriente de falla es una fuente, y por aplicación del teorema de superposición, si se quiere analizar cuáles son las tensiones que esta fuente produce es suficiente con calcular las tensiones tomando como vector de $I_{fuentes}$ al siguiente.

Los subíndices d, i, o corresponden a secuencia directa, inversa y homopolar.

DESCRIPCIÓN	NODO	$I_{fuentes}$
Nodo 1	1	0
Nodo 2	2	0
	.	0
	.	0
	.	0
Nodo donde se produce la falla	$N_{F d,i,o}$	$I_{F d,i,o}$
	.	0
	.	0
	.	0
Número total de barras o nodos	n	0

Por lo tanto, se puede escribir:

$$\begin{array}{c} U_1 \\ U_2 \\ U \\ \vdots \\ U_F \\ U \\ \vdots \\ U_n \end{array} = \begin{array}{c} Z_{1,1} & Z_{1,2} & Z_{1,\dots} & Z_{1,F} & Z_{1,\dots} & Z_{1,n} \\ Z_{2,1} & Z_{2,2} & Z_{2,\dots} & Z_{2,F} & Z_{2,\dots} & Z_{2,n} \\ Z_{\dots,1} & Z_{\dots,2} & Z_{\dots,\dots} & Z_{\dots,F} & Z_{\dots,\dots} & Z_{\dots,n} \\ \dots,1 & \dots,2 & \dots & \dots,F & \dots & \dots,1 \\ \dots,1 & \dots,2 & \dots & \dots,F & \dots & \dots,1 \end{array} * \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ I_F \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{array}$$

Esto se hace para las tres redes de secuencia.

Para la secuencia directa, no se debe olvidar que hay fuentes que son los generadores de tensión por lo que, al superponer las fuentes de tensión con la fuente de corriente, se resta de la tensión de fuente la tensión del nodo producida por la fuente de corriente.

Luego de calculadas las tensiones de secuencia, se calculan las corrientes por cada rama utilizando la matriz admitancia primitiva.

El ejemplo que se está resolviendo aclara los conceptos.

Secuencia Directa.

$$\begin{bmatrix} U_{d1} \\ U_{d2} \\ U_{d...} \\ \vdots \\ U_{dF} \\ U_{d...} \\ \vdots \\ U_{dn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{d1,1} & Z_{d1,2} & Z_{d1,...} & Z_{d1,F} & Z_{d1,...} & Z_{d1,n} \\ Z_{d2,1} & Z_{d2,2} & Z_{d2,...} & Z_{d2,F} & Z_{d2,...} & Z_{d2,n} \\ Z_{d...,1} & Z_{d...,2} & Z_{d...,...} & Z_{d...,F} & Z_{d...,...} & Z_{d...,n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{dF,1} & Z_{dF,2} & Z_{dF,...} & Z_{dF,F} & Z_{dF,...} & Z_{dF,n} \\ Z_{d...,1} & Z_{d...,2} & Z_{d...,...} & Z_{d...,F} & Z_{d...,...} & Z_{d...,n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{dn,1} & Z_{dn,2} & Z_{dn,...} & Z_{dn,F} & Z_{dn,...} & Z_{dn,n} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \vdots \\ I_{dF} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}$$

Se toman los valores calculados de la matriz Z_{nodos} y de la corriente de falla directa.

$$\begin{bmatrix} U_{d1} \\ U_{d2} \\ U_{d3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} j 0,13 & j 0,13 & j 0,13 \\ j 0,13 & j 0,26 & j 0,26 \\ j 0,13 & j 0,26 & 0,05 + j 0,36 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1,36 - j 6,65 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} U_{d1} \\ U_{d2} \\ U_{d3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} j 0,13 * (1,36 - j 6,65) \\ j 0,26 * (1,36 - j 6,65) \\ (0,05 + j 0,36) * (1,36 - j 6,65) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,865 + j 0,177 \\ 1,729 + j 0,354 \\ 2,462 + j 0,157 \end{bmatrix}$$

Secuencia Inversa.

Las caídas de tensión inversa son iguales a las directas.

Luego:

$$\begin{bmatrix} U_{i1} \\ U_{i2} \\ U_{i3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} j 0,13 * (1,36 - j 6,65) \\ j 0,26 * (1,36 - j 6,65) \\ (0,05 + j 0,36) * (1,36 - j 6,65) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,865 + j 0,177 \\ 1,729 + j 0,354 \\ 2,462 + j 0,157 \end{bmatrix}$$

Secuencia Homopolar.

$$\begin{bmatrix} U_{o1} \\ U_{o2} \\ U_{o3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 * (1,36 - j 6,65) \\ j 0,13 * (1,36 - j 6,65) \\ (0,125 + j 0,38) * (1,36 - j 6,65) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0,865 + j 0,177 \\ 2,697 - j 0,314 \end{bmatrix}$$

9.39.6.3 Cálculo de Corrientes de Secuencia en Ramas

Para calcular las corrientes es necesario identificar cuáles son los nodos que cada rama conecta, lo que está en la matriz incidencia.

La matriz incidencia es:

		NODOS					DESCRIPCION	
		1	2	3				
[IN] =	1	0	0	RAMAS	1	Generador		
	-1	1	0		2	Transformador entre barra 1 y 2		
	0	-1	0		3	Transformador entre barra 2 y tierra		
	0	1	-1		4	Línea		

Se debe recordar que el 1 es la llegada de la rama al nodo, el -1 es la salida de la rama del nodo y el 0 indica que la rama no tiene conexión con el nodo

Las corrientes por las ramas son la matriz admitancia primitiva multiplicada por la diferencia de tensión entre los nodos que une.

Corrientes de secuencia directa.

Corrientes		Y_d primitiva			*	Diferencia de tensión			Nodos		Ramas
I_d Rama 1	=	-j 7,692				0,865 + j 0,177	1	0	1		
I_d Rama 2			-j 7,692			(1,729 + j 0,354)-(0,865 + j 0,177)	1	2	2		
I_d Rama 3				0		0	2	0	3		
I_d Rama 4					4 - j 8	(1,729 + j 0,354)-(2,462 + j 0,157)	2	3	4		

Corrientes		Y_d primitiva			*	Diferencia de Tensión			Nodos		Ramas
I_d Rama 1	=	-j 7,692				0,865 + j 0,177	1	0	1		
I_d Rama 2			-j 7,692			0,864 + j 0,177	1	2	2		
I_d Rama 3				0		0	2	0	3		
I_d Rama 4					4 - j 8	-0,733 + j 0,197	2	3	4		

Corrientes		
I_d Rama 1	=	1,361 - j 6,654
I_d Rama 2		1,361 - j 6,654
I_d Rama 3		0
I_d Rama 4		-1,361 + j 6,654

Observación.

El signo contrario en la rama 4 se debe a la matriz incidencia, ya que en ella se define el sentido que tendrá la corriente, lo que ocurre cuando se adopta si una rama llega o sale del nodo.

La rama 3 no lleva corriente directa ni inversa porque su admitancia es cero, por el modelo adoptado para el transformador.

Corrientes de secuencia inversa.

En cortocircuito monofásico, las corrientes de secuencia inversa y directa son iguales.

Luego:

Corrientes		
I_i Rama 1	=	1,361 - j 6,654
I_i Rama 2		1,361 - j 6,654
I_i Rama 3		0
I_i Rama 4		-1,361 + j 6,654

Corrientes de secuencia homopolar.

Se repite el cálculo con la matriz primitiva homopolar y la matriz incidencia.

Corrientes		Y_d primitiva			*	Diferencia de Tensión			Nodos		Ramas
I_o Rama 1	=	-j 7,69				0	1	0	1		
I_o Rama 2			0			-0,865 - j 0,177	1	2	2		
I_o Rama 3				-j 7,692		0,865 + j 0,177	2	0	3		
I_o Rama 4					1,6-j 3,2	(0,865 + j 0,177)-(2,697 - j 0,314)	2	3	4		

Corrientes		
I_o Rama 1	=	0
I_o Rama 2		0
I_o Rama 3		+1,361 - j 6,654
I_o Rama 4		- 1,361 + j 6,654

9.39.6.4 Cálculo de Corrientes Reales en cada Elemento.

El objetivo es calcular las corrientes que pasan por cada grupo de transformadores de intensidad.

Para lograrlo se debe identificar cuáles son las ramas que pertenecen a cada elemento, y calcular las corrientes teniendo en cuenta la tensión de cada parte del sistema.

Se debe tener en cuenta que las impedancias han sido calculadas tomando con tensión de referencia a la del generador.

Además, el grupo de conexiones del transformador principal produce un desfase de 30° para la secuencia directa y -30° para la inversa o al revés, dependiendo del grupo y la referencia.

Como el cortocircuito ha sido calculado para la barra 3 que la de la línea, se tomará como referencia para considerar el desfase.

En este caso corresponde 30° para la secuencia directa y -30° para la secuencia inversa.

La correspondencia entre rama y elemento es la siguiente.

ELEMENTO	RAMA	GRUPO T.I.	DEFASAJE	TENSION(kV)
Generador	1	T.I.4	30	13.2
Transformador - triángulo	2	T.I.3	30	13,2
Transformador lado estrella	2+3	T.I.2	0	132
Línea	4	T.I.1	0	132

Se define:

$$I_{R,k} = I_{d,k} + I_{i,k} + I_{o,k} \quad \text{para } k = 1, 2 \dots n \text{ N}^\circ \text{ de ramas}$$

$$I_{S,k} = a^2 * I_{d,k} + a * I_{i,k} + I_{o,k}$$

$$I_{T,k} = a * I_{d,k} + a^2 * I_{i,k} + I_{o,k}$$

Se toman en cuenta los datos del cuadro anterior.

CORRIENTES REALES POR RAMAS			
1	$I_{R,1} = I_{d,1} * e^{j30} + I_{i,1} * e^{-j30} + I_{o,1}$	$I_{S,1} = I_{d,1} * e^{j270} + I_{i,1} * e^{j90}$	$I_{T,1} = I_{d,1} * e^{j150} + I_{i,1} * e^{j210}$
2	$I_{R,2} = I_{d,2} * e^{j30} + I_{i,2} * e^{-j30} + I_{o,2}$	$I_{S,2} = I_{d,2} * e^{j270} + I_{i,2} * e^{j90}$	$I_{T,2} = I_{d,2} * e^{j150} + I_{i,2} * e^{j210}$
3	$I_{R,3} = [I_{d,3} + I_{i,3} + I_{o,3}] * \frac{13.2}{132}$	$I_{S,3} = [I_{d,3} * e^{j240} + I_{i,3} * e^{j120} + I_{o,3}] * \frac{13.2}{132}$	$I_{T,3} = [I_{d,3} * e^{j120} + I_{i,3} * e^{j240} + I_{o,3}] * \frac{13.2}{132}$
4	$I_{R,4} = [I_{d,4} + I_{i,4} + I_{o,4}] * \frac{13.2}{132}$	$I_{S,4} = [I_{d,4} * e^{j240} + I_{i,4} * e^{j120} + I_{o,4}] * \frac{13.2}{132}$	$I_{T,4} = [I_{d,4} * e^{j120} + I_{i,4} * e^{j240} + I_{o,4}] * \frac{13.2}{132}$

ELEMENTO	GRUPO DE T.I.	
Generador	T.I.4	$I_{R,1} = I_{d,1} * e^{j30} + I_{i,1} * e^{-j30}$
Transformador lado triángulo	T.I.3	$I_{R,2} = I_{d,2} * e^{j30} + I_{i,2} * e^{-j30}$
Transformador lado estrella	T.I.2	$I_{R,3} = [I_{d,2} + I_{i,2} + I_{o,3}] * \frac{13.2}{132}$
Línea	T.I.1	$I_{R,4} = [I_{d,4} + I_{i,4} + I_{o,4}] * \frac{13.2}{132}$

ELEMENTO	GRUPO DE T.I.	
Generador	T.I.4	$I_{S,1} = I_{d,1} * e^{j270} + I_{i,1} * e^{j90}$
Transformador lado triángulo	T.I.3	$I_{S,2} = I_{d,2} * e^{j270} + I_{i,2} * e^{j90}$
Transformador lado estrella	T.I.2	$I_{S,3} = [I_{d,2} * e^{j240} + I_{i,2} * e^{j120} + I_{o,3}] * \frac{13,2}{132}$
Línea	T.I.1	$I_{S,4} = [I_{d,4} * e^{j270} + I_{i,4} * e^{j120} + I_{o,4}] * \frac{13,2}{132}$

ELEMENTO	GRUPO DE T.I.	
Generador	T.I.4	$I_{T,1} = I_{d,1} * e^{j150} + I_{i,1} * e^{j210}$
Transformador lado triángulo	T.I.3	$I_{T,2} = I_{d,2} * e^{j150} + I_{i,2} * e^{j210}$
Transformador lado estrella	T.I.2	$I_{T,3} = [I_{d,2} * e^{j120} + I_{i,2} * e^{j240} + I_{o,3}] * \frac{13,2}{132}$
Línea	T.I.1	$I_{T,4} = [I_{d,4} * e^{j120} + I_{i,4} * e^{j240} + I_{o,4}] * \frac{13,2}{132}$

Se reemplaza por los valores correspondientes.

ELEMENTO	CORRIENTES FASE R
Generador	$I_{R,1} = [1,361 - j 6,654] * e^{j30} + [1,361 - j 6,654] * e^{-j30}$
Transformador lado triángulo	$I_{R,2} = [1,361 - j 6,654] * e^{j30} + [1,361 - j 6,654] * e^{-j30}$
Transformador lado estrella	$I_{R,3} = [[1,361 - j 6,654] + [1,361 - j 6,654] + [1,361 - j 6,654]] * \frac{13,2}{132}$
Línea	$I_{R,4} = [-1,361 + j 6,654] + [-1,361 + j 6,654] + [-1,361 + j 6,654] * \frac{13,2}{132}$

ELEMENTO	CORRIENTES FASE S
Generador	$I_{S,1} = [1,361 - j 6,654] * e^{j270} + [1,361 - j 6,654] * e^{j90}$
Transfo. triáng.	$I_{S,2} = [1,361 - j 6,654] * e^{j270} + [1,361 - j 6,654] * e^{j90}$
Transfo.estrella	$I_{S,3} = [[1,361 - j 6,654] * e^{j240} + [1,361 - j 6,654] * e^{j120} + [1,361 - j 6,654]] * \frac{13,2}{132}$
Línea	$I_{S,4} = [[-1,361 + j 6,654] * e^{j240} + [-1,361 + j 6,654] * e^{j120} + [-1,361 + j 6,654]] * \frac{13,2}{132}$

ELEMENTO	CORRIENTES FASE T
Generador	$I_{T,1} = [1,361 - j 6,654] * e^{j150} + [1,361 - j 6,654] * e^{j210}$
Transfo. triáng.	$I_{T,2} = [1,361 - j 6,654] * e^{j150} + [1,361 - j 6,654] * e^{j210}$
Transfo.estrella	$I_{T,3} = [[1,361 - j 6,654] * e^{j120} + [1,361 - j 6,654] * e^{j240} + [1,361 - j 6,654]] * \frac{13,2}{132}$
Línea	$I_{T,4} = [[-1,361 + j 6,654] * e^{j120} + [-1,361 + j 6,654] * e^{j240} + [-1,361 + j 6,654]] * \frac{13,2}{132}$

Finalmente:

ELEMENTO	$I_R(kA)$	$I_S(kA)$	$I_T(kA)$	$I_N(kA)$
Generador	2,357 - j 11,525	0	-2,357+j 11,525	0
Transformador lado triángulo	2,357 - j 11,525	0	-2,357+j 11,525	0
Transformador lado estrella	0,371- j 1,818	0	0	0,371- j 1,818
Línea	-0,371+ j 1,818	0	0	-0,371+ j 1,818

9.39.6.5 Cálculo de Tensiones de Barras

Para calcular las tensiones de barras se aplica el principio de superposición.

Se recuerda que el generador genera en secuencia directa por lo que se debe superponer la fuente de corriente que resulta de sustituir a la corriente de falla por una fuente.

Como el sistema está en vacío en el cálculo de corrientes no interviene la fuente de tensión de componente directa, pero en el cálculo de las tensiones se debe hacer la superposición.

Por este motivo, el cálculo de las tensiones de cada barra resulta de restar de la fuente de tensión la caída de tensión debida a las corrientes.

Las tensiones así calculadas se refieren al nodo de referencia que es la tierra o neutro de tensiones.

Entonces:

BARRA	TENSIONES DE FALLAS DE SECUENCIA EN BARRAS POR FUENTE DE CORRIENTE			TENSIONES DE FALLAS DE SECUENCIA EN BARRAS POR FUENTE DE TENSION			TENSIONES RESULTANTES		
	DIRECTA	INVERSA	HOMOP.	DIREC.	INV.	HOMO	DIRECTA	INVERSA	HOMOP.
1	0,865+j 0,177	0,865+j 0,177	0	7,621	0	0	6,756-j 0,177	-0,865-j 0,177	0
2	1,729+j 0,354	1,729+j 0,354	0,865+j 0,177	7,621	0	0	5,892-j 0,354	-1,729-j 0,354	-0,865-j 0,177
3	2,462+j 0,157	2,462+j 0,157	2,697-j 0,314	7,621	0	0	5,159-j 0,157	-2,462-j 0,157	-2,7+j 0,31

Conocidas las tensiones de secuencia se pueden calcular las tensiones de fases de cada barra.

BARRA	DIRECTA	INVERSA	HOMOPOLAR	$U_d * e^{j30}$	$U_i * e^{-j30}$	OBSERVACIONES
1	6,756-j 0,177	-0,865-j 0,177	0	5,939+j 3,225	-0,838+j 0,279	Desfasar $\pm 30^\circ$ por grupo

BARRA	DIRECTA	INVERSA	HOMOP.	$U_d * \frac{132}{13,2}$	$U_i * \frac{132}{13,2}$	$U_o * \frac{132}{13,2}$	OBSERVACIONES
2	5,892-j 0,354	-1,729-j 0,354	-0,865-j 0,177	58,92-j 3,54	-17,29-j 3,54	-8,65-j 1,77	Ref. U barra 2
3	5,159-j 0,157	-2,462-j 0,157	-2,697+j 0,314	51,359-j 1,57	-24,62-j 1,57	-26,97-j 3,14	Ref. U barra 3

BARRA	$U_R(kV)$	$U_S(kV)$	$U_T(kV)$	OBSERVACIONES
1	5,101+j 3,504	-j 7,621	-5,1+j 4,117	Desfasadas 30° por grupo de conexiones
2	32,98-j 8,85	-29,465-j 64,229	-29,465-j 64,23	Referidas a tensión de barra 2
3	0	-40,395-j 67,23	-40,339+j 64,23	Referidas a tensión de barra 3

9.40 Cálculo de Cortocircuitos Considerando la Carga Previa

La forma más sencilla de calcular las corrientes de falla es con la aplicación del teorema de superposición. Ahora el perfil de tensiones no es plano, y las corrientes no son nulas previas a la falla.

Supóngase calcular un cortocircuito trifásico considerando las condiciones del sistema antes de la falla.

Las condiciones previas están definidas por las cargas, y por la generación.

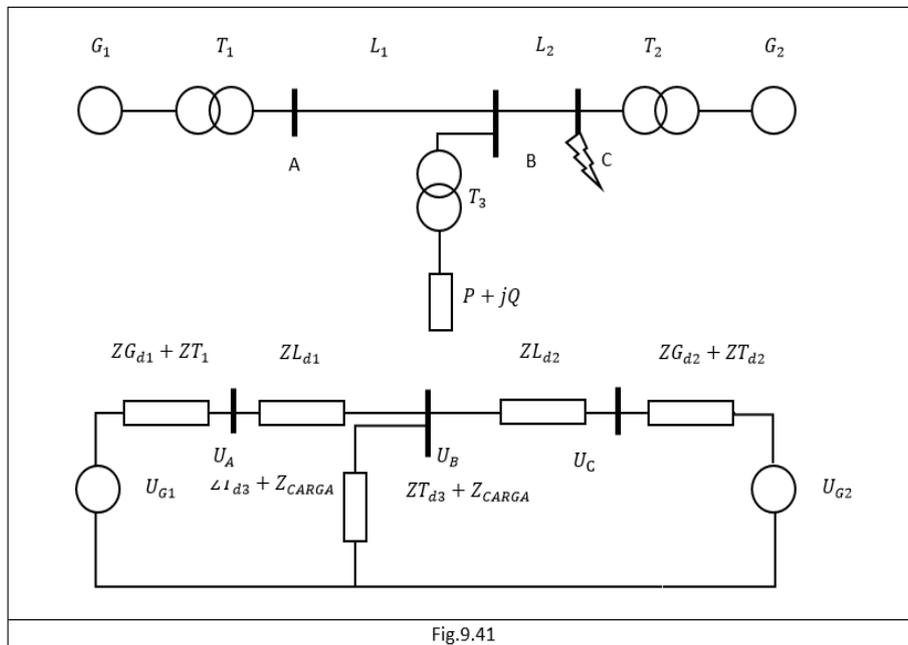
En otras palabras, se conocen las corrientes por las ramas y las tensiones de los nodos.

La solución de este problema está dada por lo que son los estudios de flujos de potencia.

Este estudio posibilita transformar las cargas dadas en potencias en impedancias, y conocer el módulo y ángulo de las tensiones de cada barra.

El siguiente ejemplo aclara el concepto.

Supóngase un esquema como el de la Fig.9.42



Se desea calcular un cortocircuito en la barra C.

Se resuelve el circuito y se calculan las tensiones de cada barra.

Se hace un Thevenin en la barra C, se determina la corriente de falla tal que:

$$I_{falla} = \frac{U_{Thevenin}}{Z_{Thevenin}}$$

Se aplica el teorema de superposición conectando en la barra C una fuente de corriente de valor I_{falla} y se cortocircuitan todas las fuentes de tensión quedando sólo sus impedancias.

Se determinan las corrientes por las ramas, las tensiones en las barras y se suman a las calculadas previamente.

Cuando la falla no es trifásica se deben armar las redes de secuencia, lo que requiere conocer las impedancias de secuencias de las cargas, las que normalmente o se conocen y se deben adoptar con criterio en función de los tipos de carga que pudiera haber en cada barra.

Se recuerda que se considera que las tensiones y corrientes previas a la falla sólo tienen componente directa, por lo que solamente se suman en esa secuencia.

CAPÍTULO 10

FALLAS SERIE. FALLAS MÚLTIPLES

10.1 Introducción

Son numerosas las posibilidades de fallas series (fase abierta) y múltiples que se pueden producir en los sistemas eléctricos de potencia.

Quizás, las más comunes sean las de un conductor cortado, con o sin contacto a tierra en uno de sus extremos, o un doble contacto a tierra en diferentes puntos del sistema y fases diferentes.

En este capítulo se estudiarán algunas de ellas, aunque el objetivo es desarrollar un método de estudio que pudiera ser aplicable a cualquier contingencia que se pudiera presentar.

Se comienza el estudio analizando y desarrollando los conceptos con problemas concretos.

10.2 Conductor Cortado sin Contacto a Tierra. Redes de Secuencia para Fase Abierta.

La fase abierta en un sistema se puede producir por el corte de una línea, o un seccionador o interruptor que no logra cerrar los tres polos.

Puede ocurrir en sistemas sin puesta a tierra, o con puesta a tierra en ambos extremos, o puesta a tierra sólo en uno de ellos, generalmente del lado de la fuente.

En este caso se estudia con puesta a tierra en ambos extremos, que es lo que sucede en los sistemas de transmisión de alta tensión.

Con el objetivo de simplificar el estudio, se considerará que la fuente está sólo en uno de los extremos.

Se supone que la fase abierta es la R, porque un interruptor ubicado en la barra C de la Fig.10.1 siguiente, no cierra uno de sus polos.

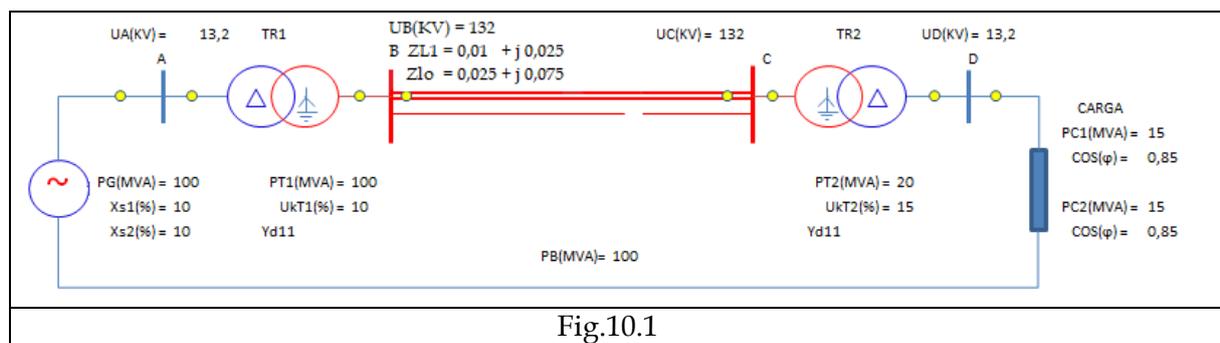
Las hipótesis de fase R abierta son:

$$I_R = 0 \quad I_S \neq 0 \quad I_T \neq 0$$

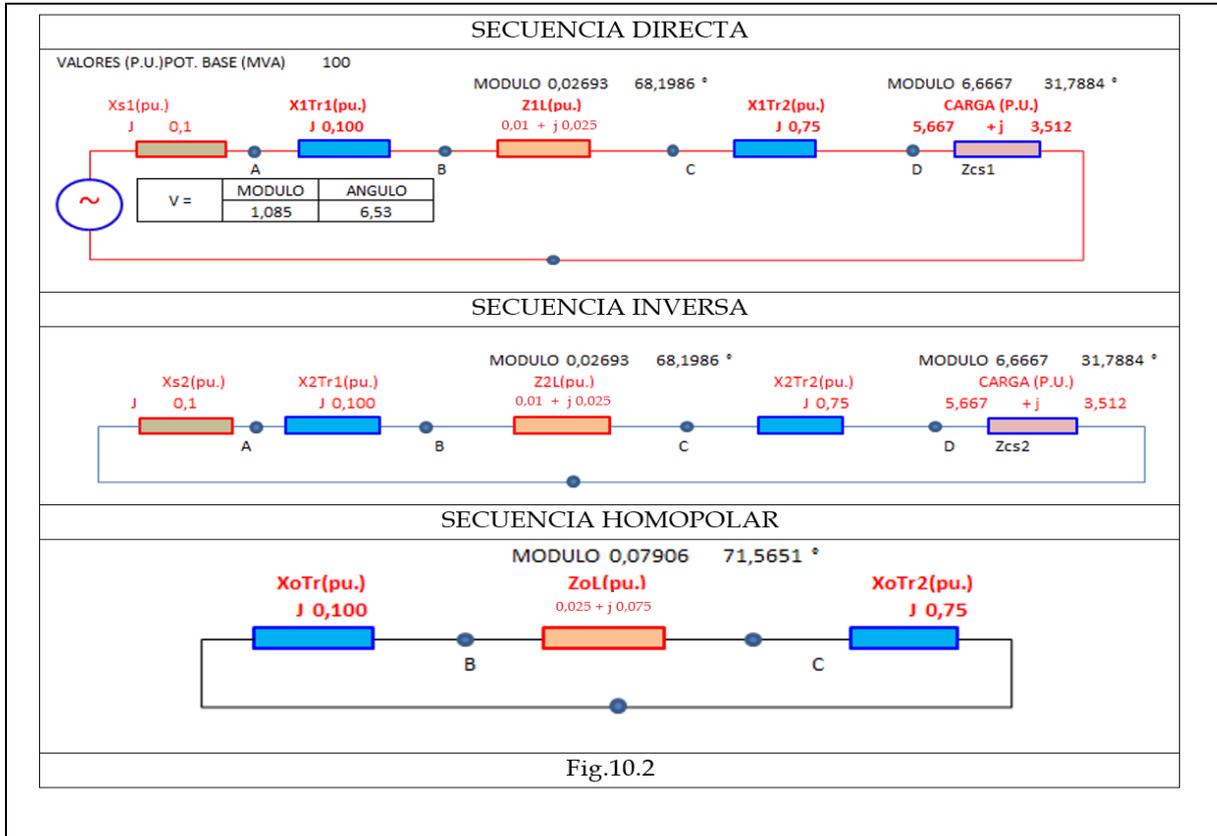
Debe tenerse en cuenta que, para que esta condición ocurra, debe haber una carga; porque de no haberla, las corrientes serían nulas. Por tanto, el desequilibrio depende directamente de ella.

Las hipótesis se aplican en ambos extremos de la fase abierta y se cumple que:

$$I_R = I_d + I_i + I_o = 0$$



Con este esquema de referencia se dibujan las redes de secuencia. Fig.10.2



Sea P_{C1} la potencia de carga de secuencia directa, y P_{C2} es la potencia de carga de secuencia inversa.

No se tiene en cuenta la impedancia homopolar de carga conectada al triángulo, y por tanto está aislada de tierra.

Para distinguir con facilidad la corriente que pasa por el arrollamiento estrella de los transformadores de potencia T_{r1} y T_{r2} , se han dibujado en el esquema a los grupos de transformadores de intensidad identificados como T.I.1 y T.I.2.

En los esquemas se muestran los valores de impedancia calculados más adelante.

10.3 Modelado del Sistema

A continuación, se procede a modelar el esquema propuesto con las redes de secuencia.

Se calculan en p.u. todas las impedancias del esquema tomado como base potencia $P_B = 100$ (MVA)

Las tensiones base elegidas son 13,2 y 132 (kV)

10.3.1 Cálculo de las Impedancias de Tr_1 y Tr_2

Se suponen iguales las tres secuencias

$$X_{1Tr1}(p.u.) = \frac{u_{kTr1\%}}{100} * \frac{P_B}{PT_1} \quad X_{1Tr1}(p.u.) = \frac{10}{100} * \frac{100}{100} = j 0,1 \quad X_{1Tr1} = X_{2Tr1} = X_{0Tr1}$$

$$X_{1Tr2}(p.u.) = \frac{P_{kTr2\%}}{100} * \frac{P_B}{PT_1} \quad X_{1Tr2}(p.u.) = \frac{15}{100} * \frac{100}{20} = j 0,75 \quad X_{1Tr2} = X_{2Tr2} = X_{0Tr2}$$

10.3.2 Cálculo de las Impedancias del Generador

Las impedancias de secuencia directa e inversa del generador también son iguales, según los datos

$$X_{S1(p.u.)} = \frac{X_{S1\%}}{100} * \frac{P_B}{P_{G1}} \quad X_{S1(p.u.)} = \frac{10}{100} * \frac{100}{100} = 0,1 \quad X_{S1} = X_{S2}$$

10.3.3 Cálculo de las Impedancias de la Carga

Para calcular las impedancias de secuencia directa e inversa correspondientes a la carga, es necesario saber cuánto vale la tensión en su barra "D".

Se supondrá que la tensión en la barra "D" es la nominal, y por lo tanto es necesario calcular luego la tensión que debe tener el generador para alcanzar el valor supuesto.

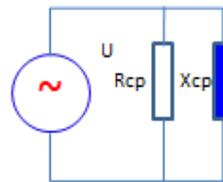
Se toma el modelo "paralelo" con una resistencia en paralelo con una reactancia inductiva.

Se pueden escribir las siguientes ecuaciones.

$$P_{ap}(MVA) = \frac{U^2(kV)^2}{Z(\Omega)}$$

$$P_{ap} = P + jQ$$

$$P = \frac{U^2}{R_{cp}} \quad -- \quad Q = \frac{U^2}{X_{cp}}$$



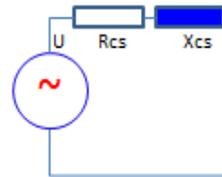
R_p y X_p del modelo

Para pasar al modelo serie se deben calcular la resistencia R_s y la reactancia X_s como sigue.

$$Z_{cs}(\Omega) = \frac{R_{cp} * jX_{cp}}{R_{cp} + jX_{cp}}$$

$$R_{cs}(\Omega) = \frac{R_{cp}X_{cp}X_{cp}}{R_{cp}^2 + X_{cp}^2}$$

$$X_{cs}(\Omega) = j \frac{R_{cp}R_{cp}X_{cp}}{R_{cp}^2 + X_{cp}^2}$$



R_s y X_s del modelo

Los valores p.u. se obtienen dividiendo en la impedancia base de la tensión referencia.

Se puede verificar que en un cálculo más sencillo, se divide a la potencia base en la potencia de la carga y se multiplica por $\cos(\varphi)$ para obtener R_s y por $\sen(\varphi)$ para obtener X_s .

Secuencia directa

$$R_{cs1}(p.u.) = \frac{P_{base}}{P_{carga}} * \cos(\varphi)$$

$$R_{cs1}(p.u.) = \frac{100}{15} * 0,85 = 5,667$$

$$X_{cs1}(p.u.) = \frac{P_{base}}{P_{carga}} * \sen(\varphi)$$

$$X_{cs1}(p.u.) = \frac{100}{15} * 0,526 = 3,512$$

Secuencia inversa

$$R_{cs2}(p.u.) = \frac{P_{base}}{P_{carga}} * \cos(\varphi)$$

$$R_{cs2}(p.u.) = \frac{100}{15} * 0,8 = 5,33$$

$$X_{cs2}(p.u.) = \frac{P_{base}}{P_{carga}} * \sin(\varphi)$$

$$X_{cs2}(p.u.) = \frac{100}{15} * 0,6 = 4$$

10.4 Cálculo de la Tensión en el Generador

Con los valores definidos de las impedancias, es sencillo calcular la tensión del generador tomando como referencia a la tensión de la barra de carga a la que se supuso en 1 p.u. y teniendo en cuenta que solamente interviene la secuencia directa.

Entonces:

$$U_G = U_D + I * Z_d$$

Como se supuso que $U_D = 1 p.u.$ es

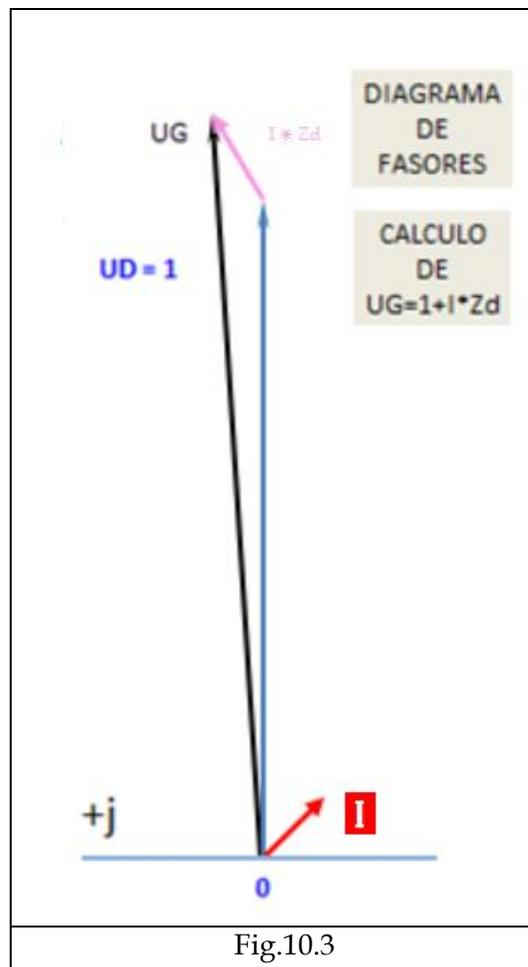
$$U_G = 1 + I * Z_d$$

Donde Z_d es la impedancia entre la barra D y el generador.

De los cálculos resulta:

$$U_G = 1,1251 * e^{j3,85}(p.u.) = 1,125 + j0,0758$$

El diagrama de fasores correspondiente es el de la Fig. 10.3

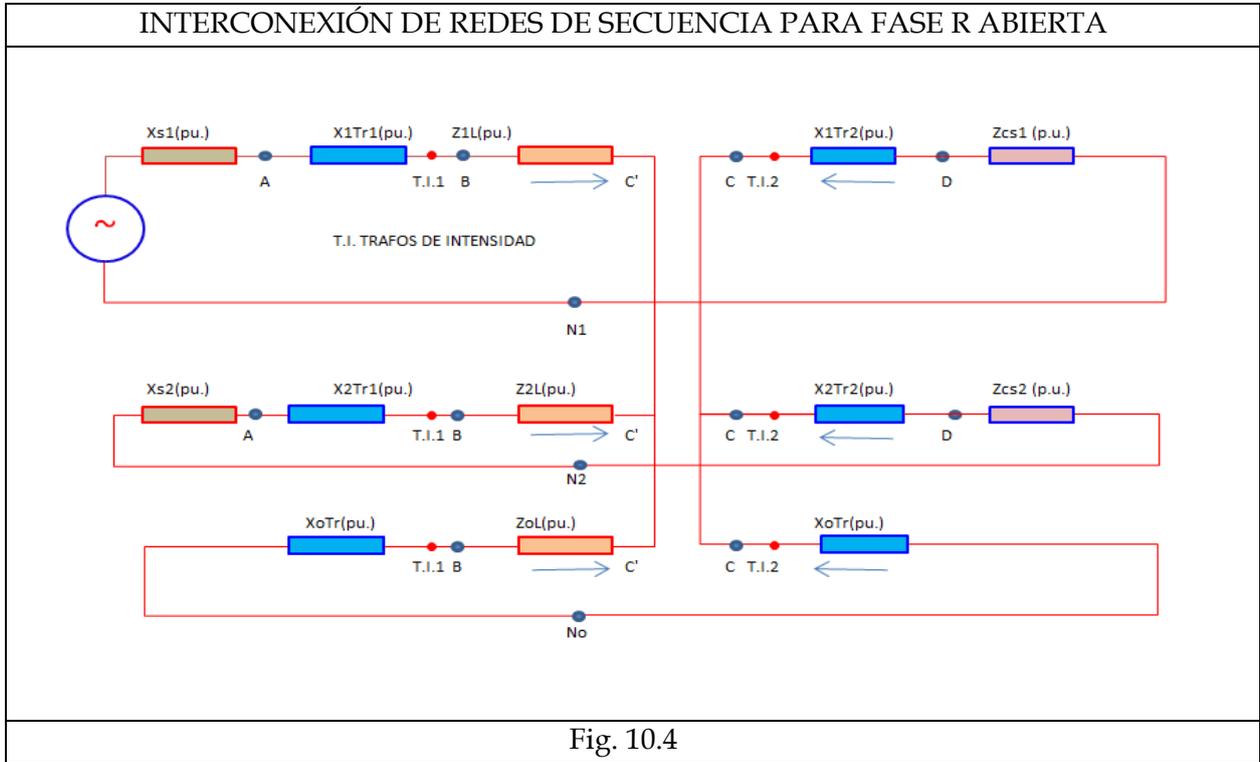


Conocida la tensión previa a la falla se pasa a interconectar las redes de secuencia de manera que se cumplan las hipótesis de cálculo antes definidas que son:

$$I_R = I_d + I_i + I_o = 0$$

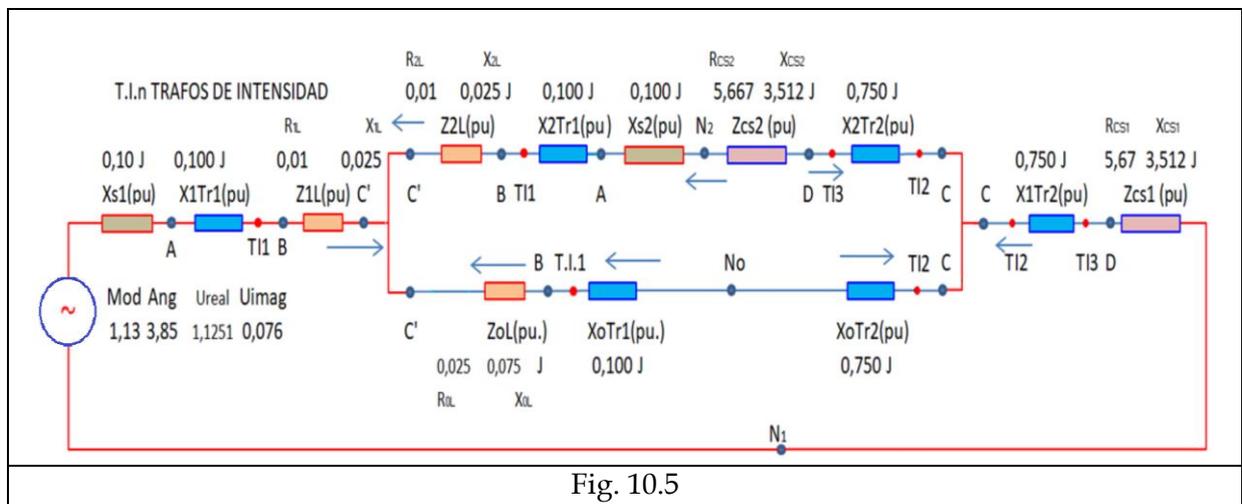
Si la corriente I_R es cero, consecuentemente la suma de las corrientes de secuencia es nula, e implica que coinciden en nodos que están a ambos lados de la falla.

El punto C del esquema de la Fig.10.1 se divide en dos puntos que son a ambos extremos de la apertura de la fase y se denominan C y C'



El esquema de la Fig.10.5 es el mismo que el de la Fig.10.4 pero dibujado de forma que se visualiza más fácilmente para el cálculo.

En él es importante marcar los puntos N_0 , N_1 y N_2 de referencia de tensiones de secuencia para calcularlas.



10.5 Conductor Cortado sin Contacto a Tierra. Cálculo de Corrientes y Tensiones.

Para determinar cada corriente por el circuito de la Fig.10.5, además de su valor, se debe tener en cuenta el sentido. Como se dijo, la hipótesis de $I_R = 0$ implica que la suma de las corrientes de secuencia debe ser $I_d + I_i + I_o = 0$ en el punto de falla.

Por ello las corrientes se definen como muestra la Fig. 10.5, es decir fluyendo desde los puntos de referencia N_1, N_2, N_o hacia los puntos C y C' .

Lógicamente, previo a la falla, el punto C coincide con el C' .

Reemplazando por los valores calculados es:

$$Z_{o\ total} = 0,025 + j\ 0,925$$

La impedancia directa total es:

$$Z_{d\ total} = Z_{1L(pu)} + X_{1Tr1(pu)} + X_{S1(pu)} + Z_{ca1} + X_{1Tr2(pu)}$$

$$Z_{d\ total} = 5,6767 + j\ 4,4869$$

Ya se determinó la tensión del generador en el punto 10.4

La corriente directa es:

$$I_d = \frac{U_{1G}}{Z_{d\ total} + \frac{Z_{o\ total} * Z_{i\ total}}{Z_{o\ total} + Z_{i\ total}}}$$

$$Z_{o-i} = \frac{Z_{o\ total} * Z_{i\ total}}{Z_{o\ total} + Z_{i\ total}}$$

Se reemplazan por los valores y resulta:

$$Z_{total} = 5,7765 + j\ 5,3327$$

$$I_d = \frac{U_{1G}}{Z_{d\ total} + Z_{o-i}} = \frac{U_{1G}}{Z_{total}} = \frac{1,13}{5,7765 + j4,487} = 0,1054 - j0,0973$$

Nota: Si se toma la tensión U_g de generador como compleja, la referencia de tensión es la de la carga en la barra "D". Si se toma el módulo de la tensión del generador como real, ésta sería ahora la referencia y se ubicaría en el eje real del plano complejo.

$$I_d = 0,1054 - j\ 0,0973$$

Se calculan I_i e I_o .

$$I_i = -I_d * \frac{Z_o}{Z_o + Z_i} \quad e \quad I_o = -I_d * \frac{Z_i}{Z_o + Z_i}$$

Reemplazando resulta:

$$I_i = -0,0169 - j\ 0,0007 \quad e \quad I_o = -0,0885 + j\ 0,098$$

	Real	Imaginaria	Modulo	Ángulo(°)
$I_{d(p.u.)}$	0,1054	-j 0,0973	0,1434	-43
$I_{i(p.u.)}$	-0,0169	-j 0,0007	0,0169	182
$I_{o(p.u.)}$	-0,0885	j 0,0980	0,1320	132

Se calculan las corrientes y tensiones reales.

10.5.1 Corrientes Reales en Generador.

Para determinar las corrientes reales del generador, debe tenerse en cuenta al grupo de conexiones del transformador T_{r1} , que es Yd11 y produce un desfase de 30° para la secuencia directa y -30° para la secuencia inversa.

La corriente homopolar por el generador es cero $I_{g0} = 0$

La matriz que multiplica a las componentes de secuencia para determinar las reales es:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad \text{Capítulo 2 ecuación (2.15)}$$

Teniendo en cuenta los $\pm 30^\circ$, resulta la siguiente ecuación de transformación para cada fase.

Grupos de T.I. de Generador y triangulo del T_{r1}

$$\begin{bmatrix} I_{R(p.u.)} \\ I_{S(p.u.)} \\ I_{T(p.u.)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_d * e^{j30} + I_i * e^{-j30} \\ I_d * e^{j(240+30)} + I_i * e^{j(120-30)} \\ I_d * e^{j(120+30)} + I_i * e^{j(240-30)} \end{bmatrix}$$

	Real	Imaginaria	Módulo	Ángulo(°)
$I_{R(p.u.)}$	0,1549	-0,0394	0,1598	-14
$I_{S(p.u.)}$	-0,0980	-j 0,0885	0,1320	222
$I_{T(p.u.)}$	-0,0569	j 0,1280	0,1400	114

10.5.2 Tensiones Reales en Generador y Lado Triángulo del Transformador T_{r1} .

Se desea calcular la tensión en la barra "A" del esquema de la Fig.10.5

Se determinan primeramente las tensiones de secuencia tomando de referencia los puntos "No, N1 y N2 del esquema de la Fig.10.5 y luego se pasa a las reales.

			p.u.	real	imag	p.u.	real	imag	p.u.	real	imag
p.u.	real	imag	I_d	0,1054	-0,0973	X_{dg}	0	0,1	U_{Ad}	1,1179	0,0105
U_{fuente}	1,1277	0	I_i	-0,017	-0,0007	X_{ig}	0	0,1	U_{Ai}	-0,0001	0,0017
									U_{A0}	0	0

Las tensiones reales son:

(p.u.)	real	imag
U_A	0,9742	-0,0105
V_A	-0,0122	-1,118
W_A	-0,9620	0,5667

módulo	ángulo
1,1194	30
1,1181	269
1,1165	149

10.5.3 Diagrama de Fasores Generador y Tr1 Lado Triángulo.

El diagrama de fasores del generador muestra que una falla serie como la calculada, no representa un notable cambio de las condiciones normales de servicio, puesto que las tensiones mantienen su módulo y desfase entre ellas y las corrientes son muy poco desequilibradas.

La comparación de los dos diagramas de fasores de la Fig.10.6, muestra que las tensiones del generador tienen el mismo valor que en el triángulo, y que las corrientes son las mismas en ambos diagramas salvo el factor de escala que se adecua para tener un gráfico más armonioso.

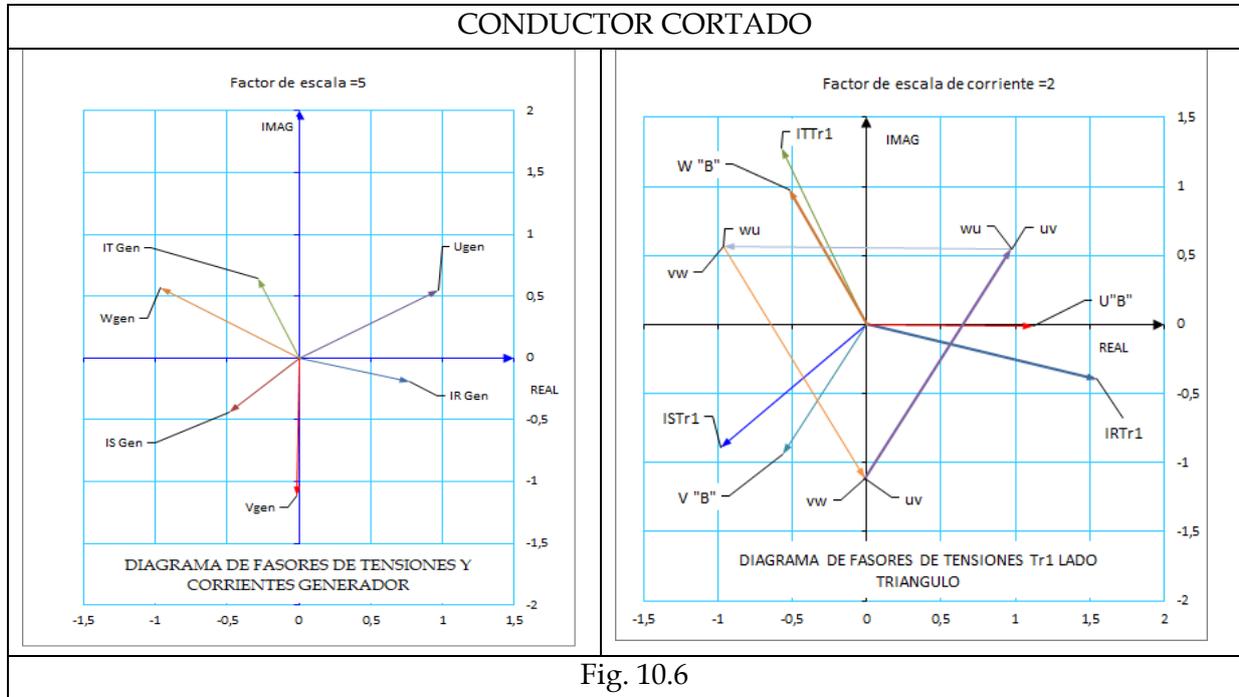


Fig. 10.6

10.5.4 Corrientes en Lado Estrella del Transformador T_{r1} .

Las corrientes de secuencia en el transformador T_{r1} se calcularon ya en el párrafo 10.5.

Con estos valores se calculan las corrientes reales por la estrella del T_{r1}

	real	imag		real	imag	módulo	ángulo
$I_d T_{r1}$	0,1054	-0,0973	$I_R T_{r1}$	0,000	0,000	0	0
$I_i T_{r1}$	-0,0169	-0,0007	$I_S T_{r1}$	-0,2165	0,0411	0,2204	169
$I_0 T_{r1}$	-0,0885	0,0980	$I_T T_{r1}$	-0,0491	0,2528	0,2575	101
			$I_N T_{r1}$	-0,2656	0,2939	0,3961	132

10.5.5 Tensiones en Lado Estrella del Transformador T_{r1}

Siguiendo con el procedimiento, se calculan las tensiones correspondientes a la barra "B" del T_{r1} siempre tomando como referencia los puntos N_0, N_1, N_2 del esquema de la Fig.10.5.

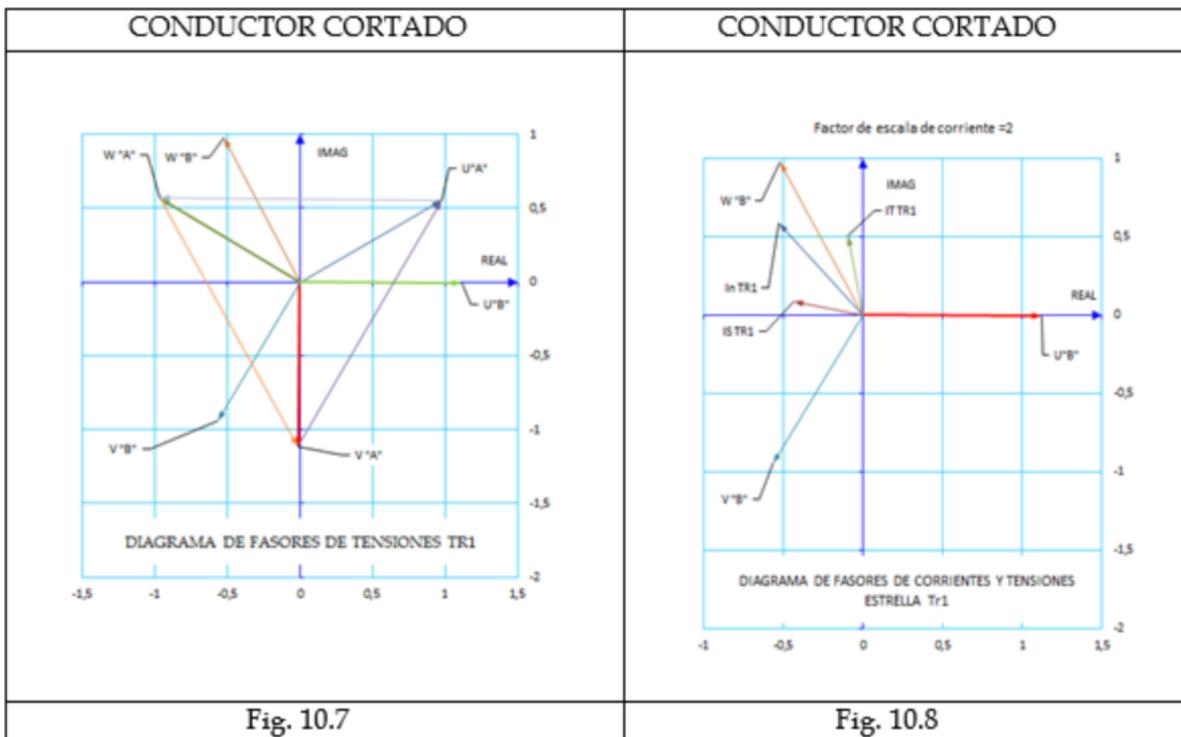
			(p.u.)	real	imag	(p.u.)	real	imag	(pu)	real	imag
(p.u.)	real	imag	$I_d T_{r1}$	0,1054	-0,0973	$X_{dg} + X_1 T_{r1}$	0	0,2	U_{Bd}	1,108	-0,021
U_{fuente}	1,128	0	$I_i T_{r1}$	-0,0169	-0,0007	$X_{ig} + X_2 T_{r1}$	0	0,2	U_{Bi}	0,000	0,0034
			$I_0 T_{r1}$	-0,0885	0,0980	$X_0 T_{r1}$	0	0,1	U_{B0}	0,01	0,0089

Con estos valores las tensiones reales en la barra "B" son las siguientes.

(p.u.)	real	imag	Módulo	ángulo
U_B	1,1179	-0,0089	1,1179	0
V_B	-0,5654	-0,9421	1,0988	239
W_B	-0,5231	0,9775	1,1087	118

10.5.6 Diagrama de Fasores de Tensiones en T_{r1} Lado Estrella.

El diagrama de fasores de tensiones del T_{r1} enseña que esta falla serie no presenta un notable cambio de las condiciones normales de servicio, puesto que las tensiones mantienen su módulo y desfase entre ellas.



Sin embargo, las corrientes se desequilibran lo suficiente como para notar una diferencia respecto del servicio normal, básicamente por la presencia de la componente inversa que siempre está en toda falla desequilibrada.

Por este motivo, se utiliza esta componente inversa dependiente de la carga para la detección del problema no requiriendo una acción demasiado rápida, pero sí efectiva.

10.5.7 Corrientes en la Estrella del T_{r2}

Se identifican las corrientes que pasan por las impedancias representativas del T_{r2} en el esquema de la Fig.10.5. Ellas son:

	real	imag
$I_d T_{r2}$	-0,1054	0,0973
$I_i T_{r2}$	0,0169	0,0007
$I_0 T_{r2}$	0,0885	- 0,0980

Se calculan las componentes reales.

(p.u.)	real	imag
$I_R T_{r2}$	0	0
$I_S T_{r2}$	0,2165	-0,0411
$I_T T_{r2}$	0,0491	-0,2528
$I_N T_{r2}$	0,2656	-0,2939

módulo	ángulo
0	0
0,2204	169
0,2575	-79
0,3961	-48

10.5.8 Tensiones en la Estrella del T_{r2}

(p.u.)	real	imag
U_{fuente}	1,1277	0

(p.u.)	real	imag
$-I_d T_{r2}$	0,1054	-0,0973
$-I_i T_{r2}$	-0,0169	-0,0007
$-I_0 T_{r2}$	-0,0885	0,0980

(p.u.)	real	imag
$Z_{Ca1} + X_1 T_{r2}$	5,6667	4,2619
$Z_{Ca2} + X_2 T_{r2}$	5,6667	4,2619
$X_0 T_{r2}$	0,0000	0,7500

Se calculan las componentes reales.

(p.u.)	real	imag
U_{Cd}	1,0120	-0,1021
U_{Ci}	-0,0927	-0,0756
U_{C0}	-0,0735	-0,0664

(P.U.)	real	imag
U_C	0,8458	-0,2441
V_C	-0,5561	-0,9342
W_C	-0,5101	0,9791

módulo	ángulo
0,8803	-16
1,0872	239
1,1040	117

10.5.9 Diagramas de Fasores en la Estrella del T_{r2}

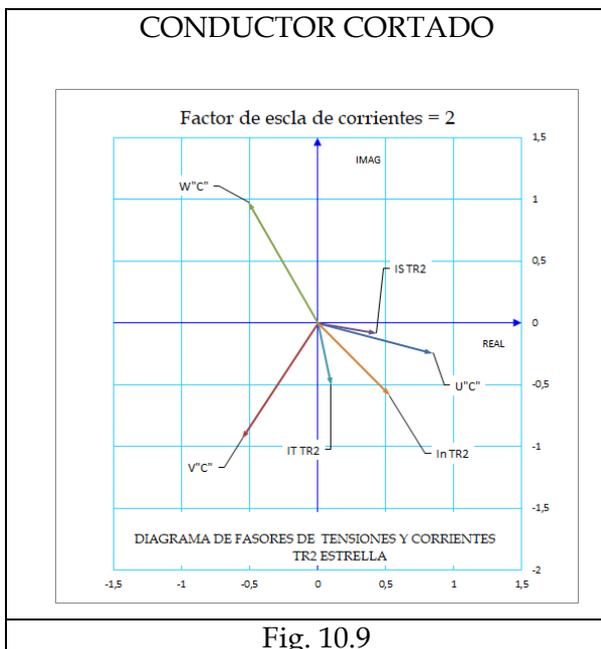


Fig. 10.9

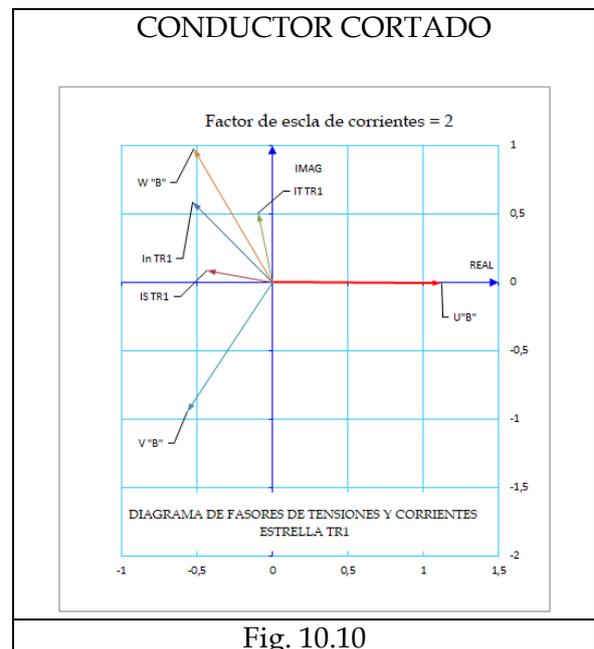


Fig. 10.10

Las Figs. 10.9 y 10.10 muestran los diagramas de fasores de los transformadores T_{r1} y T_{r2} a los efectos de comparar las tensiones de cada fase en el lado de estrella.

Más allá de las dimensiones de los fasores dibujados en diferentes escalas, lo que debe tenerse en cuenta es básicamente la fase, ya que las corrientes, en el arrollamiento estrella de ambos transformadores, es la misma, pero aparecen como desfasadas 180° , lo que en realidad no es otra cosa que la referencia que se toma respecto de lo que es la entrada o salida de cada corriente.

10.5.10 Corrientes en el Triángulo del T_{r2} y Carga.

Las tensiones y corrientes de salida de cada fase del triángulo en el T_{r2} son las que llegan a la carga.

Por ello se analizan conjuntamente.

En el esquema de la Fig.10.4 se identifica la barra "D" como la barra a la que está conectado el triángulo del T_{r2} y se observa que la barra "D" no está en la red de secuencia homopolar, pero si en las impedancias correspondientes en las otras dos redes. Por este motivo, la corriente homopolar es nula por la carga y también por el T_{r2} .

La corriente homopolar que está en el esquema de la Fig.10.5 corresponde al arrollamiento estrella del T_{r2} , y que está compensada dentro del triángulo. La corriente que circulan dentro del mismo deben compensar los A_v del arrollamiento estrella, y se la calcula teniendo en cuenta la relación de transformación de la fase $\left[\frac{132/\sqrt{3}}{13,2}\right]$ como se hizo anteriormente.

Las corrientes de secuencia son:

	real	imag
$I_d T_{r2}$	-0,10539	0,0973
$I_i T_{r2}$	0,01687	0,0007
$I_0 T_{r2}$	0	0

Se recuerda que las corrientes deben ser desfasadas 30° y -30° por el grupo de conexiones.

Corrientes Reales de salida desde el Triángulo del T_{r2} . - Corrientes por la Carga.				
(P.U.)	real	imag	módulo	ángulo
$I_R T_{r2}$	-0,1250	0,0237	0,1272	170
$I_S T_{r2}$	0,0966	0,1223	0,1558	52
$I_T T_{r2}$	0,0284	-0,1460	0,1487	-80
$I_N T_{r2}$	0,0000	0,0000	0,0000	

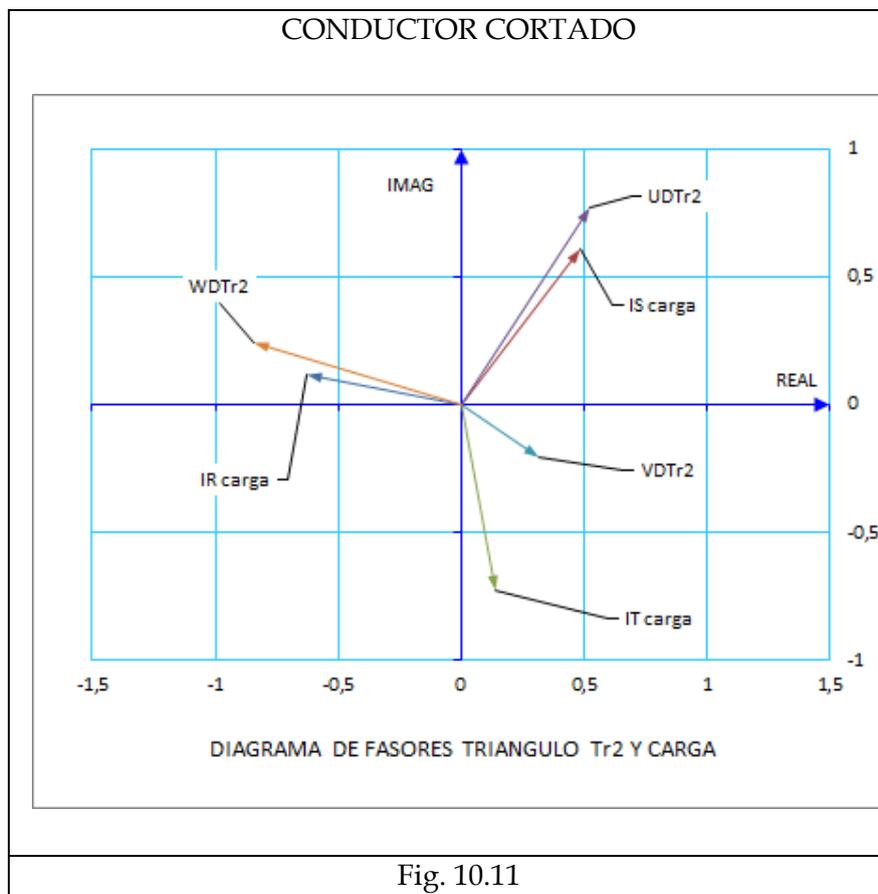
10.5.11 Tensiones en el Triángulo del T_{r2} Barra "D".

			(P.U.)	real	imag	(P.U.)	real	imag
(p.u.)	real	imag	$I_d T_{r2}$	-0,1054	0,0973	Z_{Ca1}	5,6667	3,5119
U_{fuente}	1,1277	0	$I_i T_{r2}$	0,0169	0,0007	Z_{Ca2}	5,6667	3,5119
			$I_0 T_{r2}$	0,0000	0,0000	$X_0 T_{r2}$	0,0000	0,7500

(P.U.)	real	imag
$U_d T_{r2} "D"$	-0,9389	0,1812
$U_i T_{r2} "D"$	-0,0927	-0,0756
$U_0 T_{r2} "D"$	0,0000	0,0000

(P.U.)	real	imag	módulo	ángulo
$U_{carga} = UDT_{R2}$	0.5253	0,7719	0,9336	56
$V_{carga} = VDT_{R2}$	0,3205	-0.2084	0.3823	-33
$W_{carga} = WDT_{R2}$	-0,8458	0.2441	0.8803	164

10.5.12 Diagrama de Fasores de la Carga

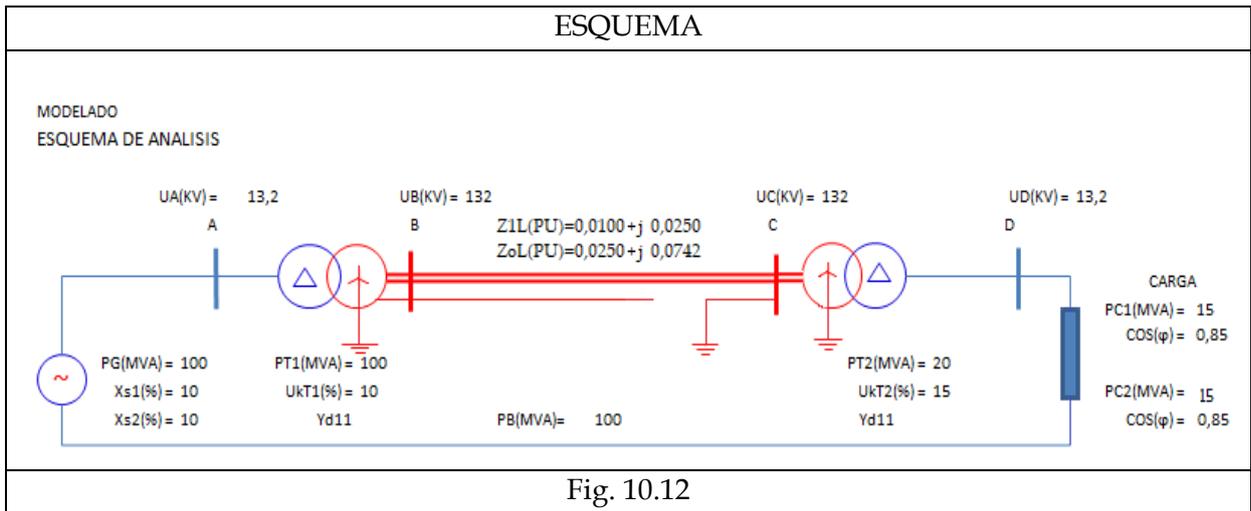


Las tensiones se deforman demasiado, y el servicio sobre todo en la fase abierta tiene tensión demasiado baja, generando malas condiciones de servicio sobre todo para motores eléctricos.

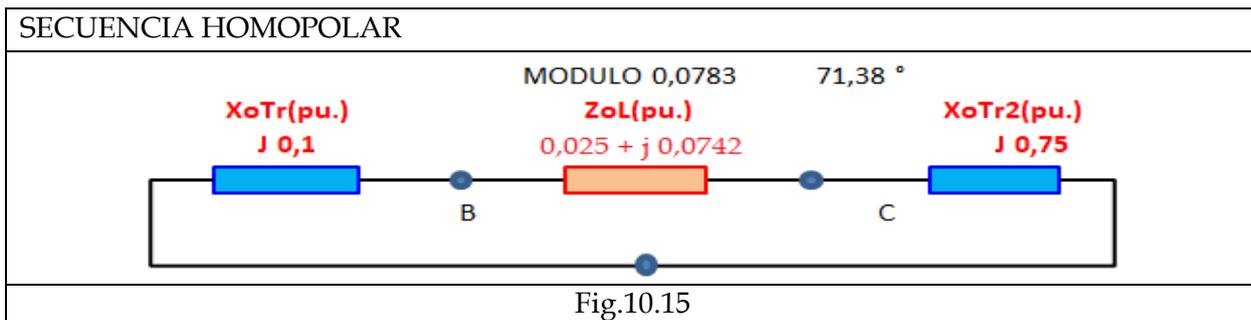
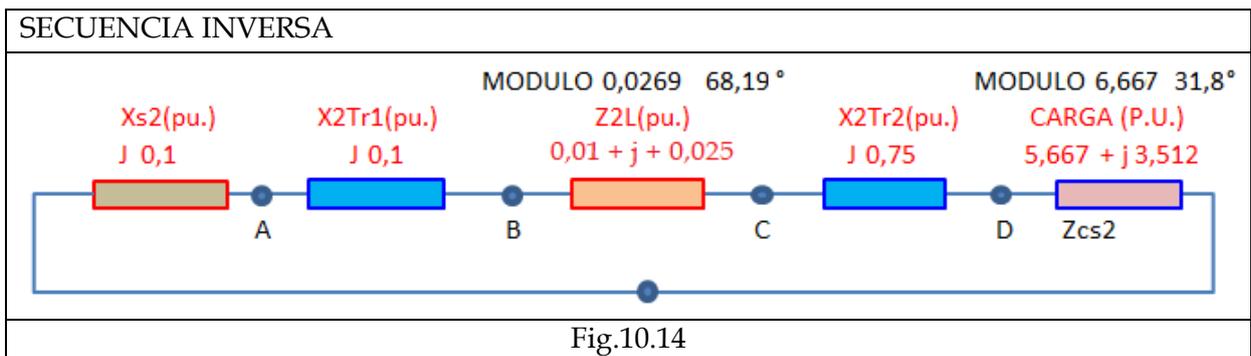
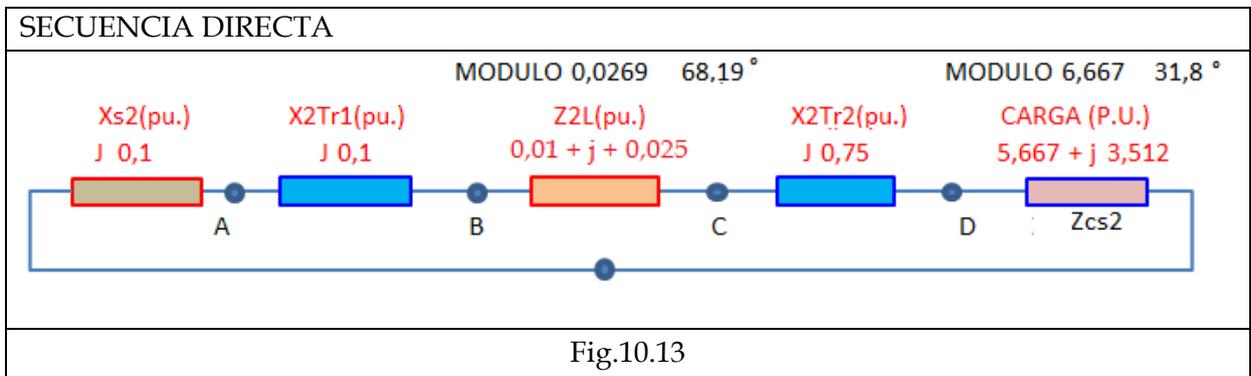
10.6 Conductor Cortado con Contacto a Tierra del lado de la Carga

Supóngase un circuito como el de la Fig.10.9. Un conductor cortado cae a tierra del lado de la carga.

Se trata de determinar las corrientes y tensiones en cada parte con el sistema en falla.



10.7 Redes de Secuencia



Se definen a continuación algunas variables que simplificarán la escritura y los cálculos.

Lado T_{r1}

Secuencia directa

$Z_{1G} = X_{S1} + X_1 T_{r1} + Z_{1L} =$	R_{G1}	$j X_{G1}$	(10.1)
	0.01	0.2250	
MÓDULO-ÁNGULO	0.2252	87.5	

Secuencia Inversa			(10.2)
$Z_{2G} = X_{S2} + X_2 T_{r1} + Z_{2L} =$	R_{G2}	$j X_{G2}$	
	0.01	0.2250	
MÓDULO-ÁNGULO	0.2252	87.5	

Secuencia homopolar

$Z_{0G} = X_0 T_{r1} + Z_{0L} =$	R_{G0}	$j X_{01}$	(10.3)
	0.0250	0.1742	
MÓDULO-ÁNGULO	0.1760	81.8	

Lado T_{R2}

Secuencia directa

$Z_{1C} = X_1 T_{r2} + Z_{cs1} =$	R_{C1}	X_{C1}	(10.5)
	5.6667	4.2619	
MÓDULO-ÁNGULO	7.0905	36.9	

Secuencia inversa

$Z_{2C} = X_2 T_{r2} + Z_{cs2} =$	R_{C2}	$j X_{C2}$	(10.6)
	5.6667	4.2619	
MÓDULO-ÁNGULO	7.0905	36.9	

Secuencia homopolar

$Z_{0C} = X_0 T_{r2} =$	R_{C0}	$j X_{C0}$	(10.7)
	0.000	0.75	
MÓDULO-ÁNGULO	0.75	90	

10.8 Redes de Secuencia para Fase Abierta y Fase a Tierra del Lado de la Carga.

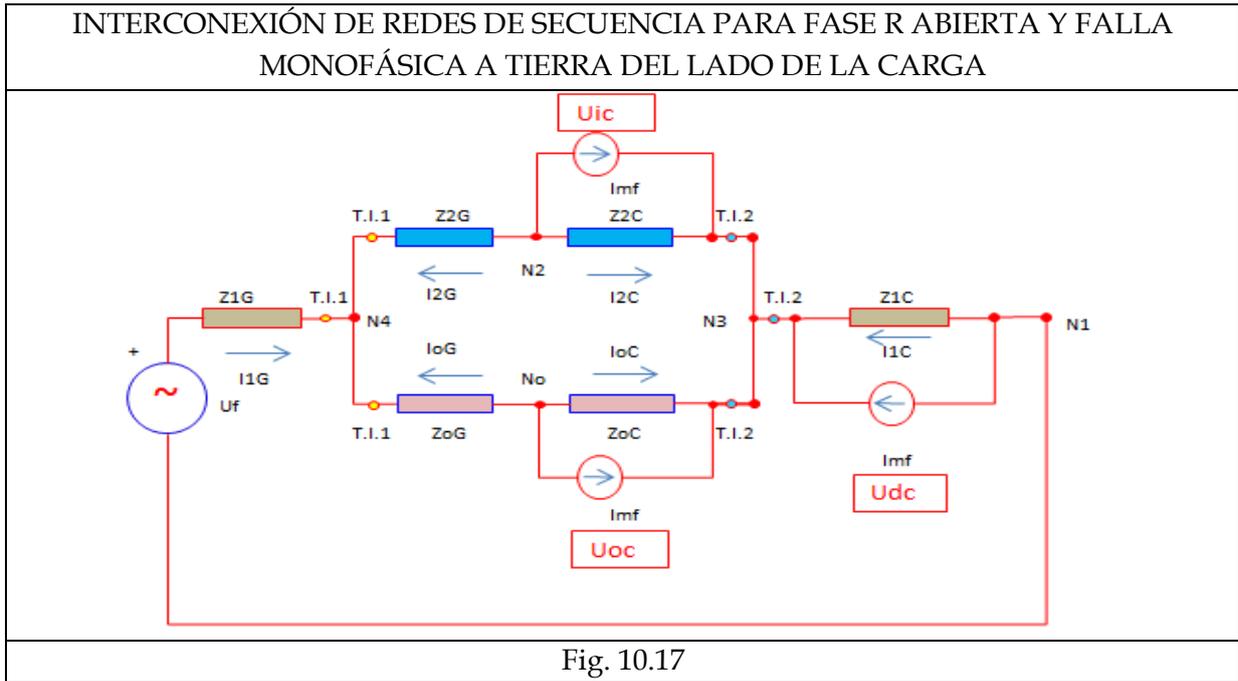
La condición de fase abierta ya se analizó en el estudio anterior.

Ahora se debe adicionar la condición de falla a tierra en el lado del transformador T_{r2} .

La falla a tierra de la fase R se analiza de la misma manera que antes, es decir falla monofásica a tierra.

Por tanto, a las hipótesis del ejemplo anterior, se suman las siguientes en barra "C" que es la fallada.

10.9 Cálculo de las Corrientes de Secuencia



El nodo N_3 es también el nodo "C".

Se analizan a continuación cada uno de los nodos y mallas del circuito de la Fig. 10.14

Malla $N_1 - N_4 - N_2 - N_3$

$$U_f = I_{1G} * Z_{1G} - I_{2G} * Z_{2G} + I_{2C} * Z_{2C} - I_{1C} * Z_{1C} \quad (10.21)$$

Malla $N_1 - N_4 - N_2 - N_3$

$$0 = -Z_{2C} * I_{2C} + Z_{0C} * I_{0C} + Z_{2G} * I_{2G} - Z_{0G} * I_{0G} \quad (10.21.1)$$

Nodo N_1

$$I_{1G} + I_{1C} + I_{mf} = 0 \quad (10.22)$$

Nodo N_2 .

$$I_{2G} + I_{2C} + I_{mf} = 0 \quad (10.23)$$

Nodo N_0 .

$$I_{0G} + I_{0C} + I_{mf} = 0 \quad (10.24)$$

Nodo N_3 o "C"

$$-I_{mf} = \frac{1}{3} [I_{1C} + I_{2C} + I_{0C}] \quad (10.25)$$

La siguiente ecuación matricial sintetiza el problema.

El sistema a resolver es el siguiente:

$-Z_{1C}$	$-Z_{2C}$	$-Z_{0C}$					I_{1C}	0	OBSERVACIONES
	$-Z_{2C}$	Z_{0C}		Z_{2G}	$-Z_{0G}$		I_{2C}	0	$U_{dC} + U_{iC} + U_{oC} = 0$ (10.20)
		1			1	1	I_{0C}	0	Malla $N_0 - N_2 - N_3 - N_4$ (10.21.1)
1			1				I_{1G}	0	Nodo N0 (10.23)
	1			1			I_{2G}	0	Nodo N1 (10.24)
$-1/3$	$-1/3$	$-1/3$				1	I_{0G}	0	Nodo N2 (10.25)
$-Z_{1C}$	Z_{2C}		Z_{1G}	$-Z_{2G}$			I_{mf}	U_{fm}	Nodo N3 (10.26)
									Malla $N_1 - N_4 - N_2 - N_3$ (10.21)

Debe tenerse en cuenta que todas las variables son complejas. Se coloca en la fila 7 de la matriz la ecuación correspondiente a la malla $N_1 - N_2 - N_3 - N_4$ porque facilita la triangularización de la matriz, por ser el único término independiente no nulo.

Otra manera de analizar al circuito es con la sustitución de variables disminuyendo el número de ecuaciones.

Para hacerlo de una forma más ordenada se los “dividirá” en dos partes.

1.- Lado de la generación

2.- Lado carga

Se reemplaza en las ecuaciones (10.22), (10.23) y (10.24) I_{mf}

$I_{1G} + I_{1C} - \frac{1}{3}[I_{1C} + I_{2C} + I_{0C}] = 0$
$I_{1G} = -\frac{2}{3} * I_{1C} + \frac{1}{3} * I_{2C} + \frac{1}{3} * I_{0C}$

(10.26)

$I_{2G} + I_{2C} - \frac{1}{3}[I_{1C} + I_{2C} + I_{0C}] = 0$
$I_{2G} = \frac{1}{3} * I_{1C} - \frac{2}{3} * I_{2C} + \frac{1}{3} * I_{0C}$

(10.27)

$I_{0G} + I_{0C} - \frac{1}{3}[I_{1C} + I_{2C} + I_{0C}] = 0$
$I_{0G} = \frac{1}{3} * I_{1C} + \frac{1}{3} * I_{2C} - \frac{2}{3} * I_{0C}$

(10.28)

Ahora se dispone de las corrientes del lado G (generación) en función de las corrientes del lado de la carga. Se reemplazan los valores en la ecuación (10.21)

$$U_f = \left[-\frac{2}{3} * I_{1C} + \frac{1}{3} * I_{2C} + \frac{1}{3} * I_{0C}\right] * Z_{1G} - \left[\frac{1}{3} * I_{1C} - \frac{2}{3} * I_{2C} + \frac{1}{3} * I_{0C}\right] * Z_{2G} + I_{2C} * Z_{2C} - I_{1C} * Z_{1C} \quad (10.29)$$

Si se supone:

$$Z_{1G} = Z_{2G}$$

$$U_f = -I_{1C} * [Z_{1G} + Z_{1C}] + I_{2C} * [Z_{1G} + Z_{2C}] \quad (10.30)$$

Las tensiones de secuencia en el nodo "C" o N_3 son:

$$U_{dc} = -I_{1C} * Z_{1C} \quad (10.31)$$

$$U_{ic} = -I_{2C} * Z_{2C} \quad (10.32)$$

$$U_{0c} = -I_{0C} * Z_{0C} \quad (10.33)$$

Como la tensión en la fase R del nodo "C" o N_3 es cero por estar a tierra la fase es también:

$$U_{Rc} = U_{dc} + U_{ic} + U_{0c} = 0 \quad \text{Además:} \quad (10.34)$$

$$-I_{1C} * Z_{1C} - I_{2C} * Z_{2C} - I_{0C} * Z_{0C} = 0 \quad (10.35)$$

Finalmente:

$$\left[\frac{1}{3} * I_{1C} - \frac{2}{3} * I_{2C} + \frac{1}{3} * I_{0C} \right] * Z_{1G} - \left[\frac{1}{3} * I_{1C} + \frac{1}{3} * I_{2C} - \frac{2}{3} * I_{0C} \right] * Z_{0G} + I_{0C} * Z_{0C} - I_{2C} * Z_{2C} = 0 \quad (10.36)$$

Se multiplica toda la ecuación por 3.

$$I_{1C} * [Z_{1G} - Z_{0G}] - I_{2C} * [2 * Z_{1G} + Z_{0G} + 3 * Z_{2C}] + I_{0C} * [Z_{1G} + 2 * Z_{0G} + 3 * Z_{0C}] = 0 \quad (10.37)$$

Las ecuaciones (10.30), (10.35) y (10.37) forman un sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas.

$$\begin{array}{|c|} \hline U_f \\ \hline 0 \\ \hline 0 \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline -[Z_{1G} + Z_{1C}] & [Z_{1G} + Z_{2C}] & \\ \hline Z_{1C} & Z_{2C} & Z_{0C} \\ \hline [Z_{1G} - Z_{0G}] & [-2 * Z_{1G} - Z_{0G} - 3 * Z_{2C}] & [Z_{1G} + 2 * Z_{0G} + 3 * Z_{0C}] \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline I_{1C} \\ \hline I_{2C} \\ \hline I_{0C} \\ \hline \end{array}$$

Para el ejemplo que se está desarrollando, los valores son las de las tablas (10.1) a (10.7):

Lado Tr1

Secuencia directa

$Z_{1G} = X_{S1} + X_1 T_{r1} + Z_{1L} =$	R_{G1}	$j X_{G1}$
	0.01	0.2250
MÓDULO-ÁNGULO	0.2252	87.5

Secuencia inversa

$Z_{2G} = X_{S2} + X_2 T_{r1} + Z_{2L} =$	R_{G2}	$j X_{G2}$
	0.01	0.2250
MÓDULO-ÁNGULO	0.2252	87.5

Secuencia homopolar

$Z_{0G} = X_0 T_{r1} + Z_{0L} =$	R_{G0}	$j X_{01}$
	0.0250	0.1742
MÓDULO-ÁNGULO	0.1760	81.8

Lado $X_0 T_{r2}$

Secuencia directa

$Z_{1C} = X_1 T_{r2} + Z_{CS1} =$	R_{C1}	X_{C1}
	5.6667	4.2619
MÓDULO-ÁNGULO	7.0905	36.9

Secuencia inversa

$Z_{2C} = X_2 T_{r2} + Z_{CS2} =$	R_{C2}	$j X_{C2}$
	5.6667	4.2619
MÓDULO-ÁNGULO	7.0905	36.9

Secuencia homopolar

$Z_{0C} = X_0 T_{r2} =$	R_{C0}	$j X_{C0}$
	0.000	0.75
MÓDULO-ÁNGULO	0.75	90

Se forma la matriz con los valores correspondientes al sistema estudiado.

$$\begin{array}{|c|c|c|} \hline \text{REAL} & & \\ \hline -5.677 & 5.677 & 0 \\ \hline 5.667 & 5.667 & 0 \\ \hline -0.015 & -17.04 & 0.06 \\ \hline \end{array} + j \begin{array}{|c|c|c|} \hline \text{IMAGINARIA} & & \\ \hline -4.487 & 4.487 & 0 \\ \hline 4.262 & 4.262 & 0.750 \\ \hline 0.051 & -13.41 & 2.823 \\ \hline \end{array} * \begin{array}{|c|} \hline \text{COMPLEJA} \\ \hline I_{1C} \\ \hline I_{2C} \\ \hline I_{0C} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline \text{REAL} \\ \hline 1.128 \\ \hline 0 \\ \hline 0 \\ \hline \end{array} \quad (10.38)$$

Se resuelve el sistema de ecuaciones (10.38) y los resultados son los siguientes.

$$\begin{array}{|c|} \hline I_{1C} \\ \hline I_{2C} \\ \hline I_{0C} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline -0.0793 \\ \hline 0.0430 \\ \hline -0.0040 \\ \hline \end{array} + j \begin{array}{|c|} \hline 0.0617 \\ \hline -0.0349 \\ \hline -0.4261 \\ \hline \end{array} \quad (10.39)$$

Se calcula I_{mf} con la ecuación 10.25

$$-I_{mf} = \frac{1}{3} [I_{1C} + I_{2C} + I_{0C}] \quad (10.25)$$

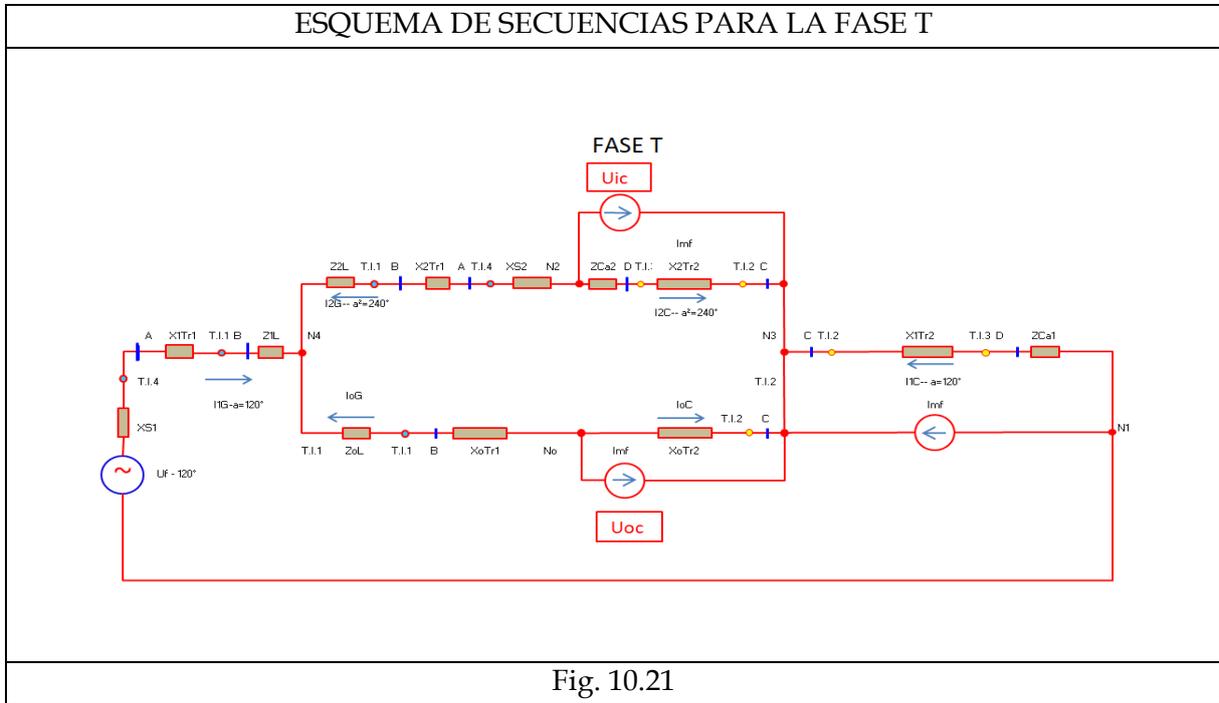
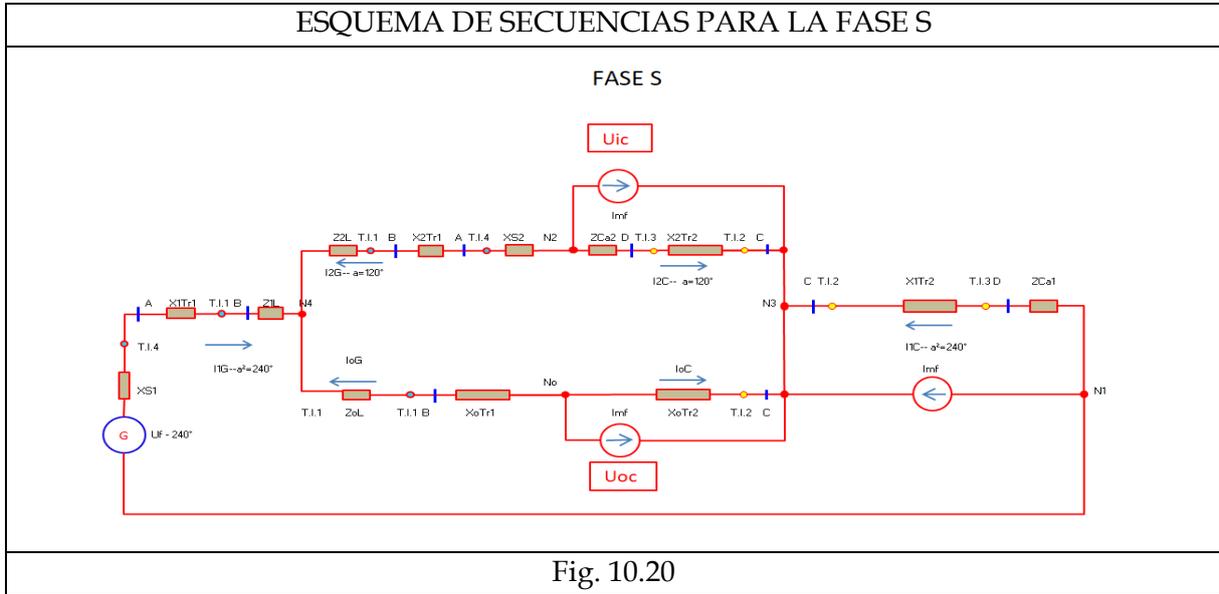
$$I_{mf} = 0.0107 + j 0.1331 \quad (10.40)$$

Se calculan las corrientes del lado del generador.

$$I_{1G} = -\frac{2}{3} * I_{1C} + \frac{1}{3} * I_{2C} + \frac{1}{3} * I_{0C}$$

$$I_{2G} = +\frac{1}{3} * I_{1C} - \frac{2}{3} * I_{2C} + \frac{1}{3} * I_{0C}$$

$$I_{0G} = +\frac{1}{3} * I_{1C} + \frac{1}{3} * I_{2C} - \frac{2}{3} * I_{0C}$$



La Fig. 10.19 muestra qué posición deben tener los transformadores de intensidad para las satisfacer lo antes dicho para las corrientes, y en los esquemas de secuencias para cada fase se tiene en cuenta los desfases en a y a^2 para las componentes directa e inversa, según corresponda.

Por ello:

- Fase R las componentes van sin desfase. $I_R = I_1 + I_2 + I_0$
- Fase S se desfasa I_1 en a^2 e I_2 en a . $I_S = a^2 * I_1 + a * I_2 + I_0$
- Fase T se desfasa I_1 en a e I_2 en a^2 . $I_T = a * I_1 + a^2 * I_2 + I_0$

En las Fig. 10.19 de fase R, 10.20 de fase S y 10.21 de fase T, se muestra que la fuente Imf para las tres redes de secuencia no interviene en el cálculo de las corrientes que pasa por cada grupo de transformadores y sólo interviene en el cálculo de las corrientes de secuencias de cada elemento del circuito.

10.11 Corrientes y Tensiones por el Transformador T_{r1} Lado Estrella.

Las corrientes de secuencia que pasan por la estrella del T_{r1} y por el grupo de transformadores de intensidad T.I.1 son las del lado de generación, y las componentes reales se calculan directamente multiplicando por la matriz de transformación correspondiente de componente de secuencias a reales que es:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

Del capítulo 2. Ecuación (2.15)

$$I_{RT_{r1}} = I_{1G} + I_{2G} + I_{0G} \tag{10.42}$$

$$I_{ST_{r1}} = I_{1G} * a^2 + I_{2G} * a + I_{0G} \tag{10.43}$$

$$I_{TT_{r1}} = I_{1G} * a + I_{2G} a^2 + I_{0G} \tag{10.44}$$

Se repite la siguiente ecuación.

$$\begin{bmatrix} I_{1G} \\ I_{2G} \\ I_{0G} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0685 \\ -0.0537 \\ -0.0148 \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} -0.1948 \\ -0.0982 \\ 0.2930 \end{bmatrix} \tag{10.41}$$

$$I_{RT_{r1}} = 0.0000 + j 0.0000 \tag{10.45}$$

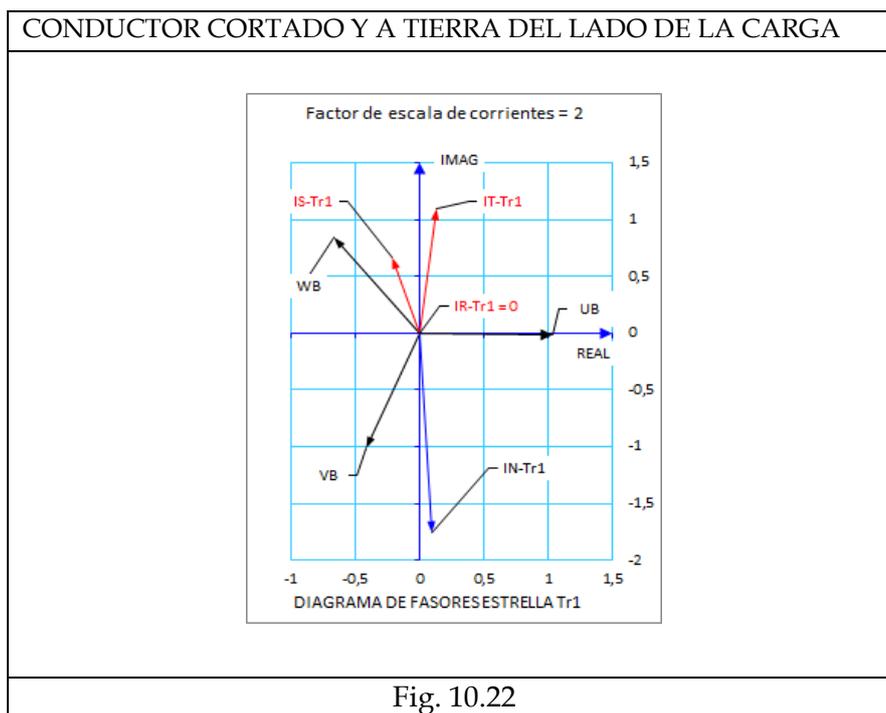
$$I_{ST_{r1}} = -0.1059 + j 0.3336 \tag{10.46}$$

$$I_{TT_{r1}} = 0.0615 + j 0.5488 \tag{10.47}$$

$$I_{NT_{r1}} = 0.0444 - j 0.8790 \tag{10.48}$$

10.11.1 Diagrama de Fasores de Corrientes por el Transformador T_{r1} Lado Estrella.

En el transformador T_{r1} la corriente por la fase I_R es cero, y por lo tanto la corriente de neutro es la suma de las de las fases I_S e I_T



10.12 Corrientes por el Generador

Las corrientes de secuencia por el generador, son las mismas que para el transformador T_{r1} desfasadas con un ángulo δ para la componente directa y $-\delta$ para la inversa, que depende del grupo de conexiones. Para Y_{d11} es $\delta=30^\circ$.

Para calcularlas se debe multiplicar a la componente directa por e^{j30} y a la componente inversa por e^{-j30} . La componente homopolar no pasa por el generador y por lo tanto es cero.

Las ecuaciones 10.41 dan los valores de las componentes de secuencia.

$$\begin{matrix} I_{1G} \\ I_{2G} \\ I_{0G} \end{matrix} = \begin{matrix} 0.0685 \\ -0.0537 \\ -0.0148 \end{matrix} + j \begin{matrix} -0.1948 \\ -0.0982 \\ 0.2930 \end{matrix} \quad (10.41)$$

Luego:

$$I_{RG} = I_d * e^{j30} + I_i * e^{-j30} \quad (10.49)$$

$$I_{SG} = I_d * e^{j30} * a^2 + I_i * e^{-j30} * a \quad (10.50)$$

$$I_{TG} = I_d * e^{j30} * a + I_i * e^{-j30} * a^2 \quad (10.51)$$

Reemplazando por los valores de la ecuación 10.41 resultan:

I_{RGen}	REAL	IMAG	MOD	ÁNG	(10.52)
	0.0611	-0.1926	0.2021	-72	

I_{SGen}	REAL	IMAG	MOD	ÁNG	(10.53)
	-0.0966	-0.1223	0.1558	232	

I_{TGen}	REAL	IMAG	MOD	ÁNG	(10.54)
	0.0355	0.3149	0.3169	-84	

10.12.1 Tensiones en el Generador

Lo que se consideró para las corrientes respecto del desfase en $\pm\delta = \pm 30$ para las redes de secuencia, se debe tener en cuenta también para las tensiones.

Así resulta:

$$U_{RG} = U_d * e^{j30} + U_i * e^{-j30} \quad (10.55)$$

$$U_{SG} = U_d * e^{j30} * a^2 + U_i * e^{-j30} * a \quad (10.56)$$

$$U_{TG} = U_d * e^{j30} * a + U_i * e^{-j30} * a^2 \quad (10.57)$$

Los valores calculados de las tensiones de secuencia son los siguientes.

$$U_d = e^{j\delta}V - I_{1G} e^{j\delta} * X_{1S}$$

$$U_i = -I_{2G} e^{-j\delta} * X_{2S}$$

	real	imag	módulo	ángulo	
U_d	0,9631	0,5481	1,1082	30	(10.57.1)
U_i	-0,0058	0,0096	0,0112	239	(10.57.2)

Aplicando las fórmulas (10.55), (10.56), (10.57) se obtienen los resultados siguientes.

U_A	Real	Imaginaria	Módulo	Ángulo
	0,9573	0,5484	1,1033	30

(10.58)

V_A	Real	Imaginaria	Módulo	Ángulo
	-0,0122	-1,1180	1,1181	269

(10.59)

W_A	Real	Imaginaria	Módulo	Ángulo
	-0,9451	0,5572	1,0971	149

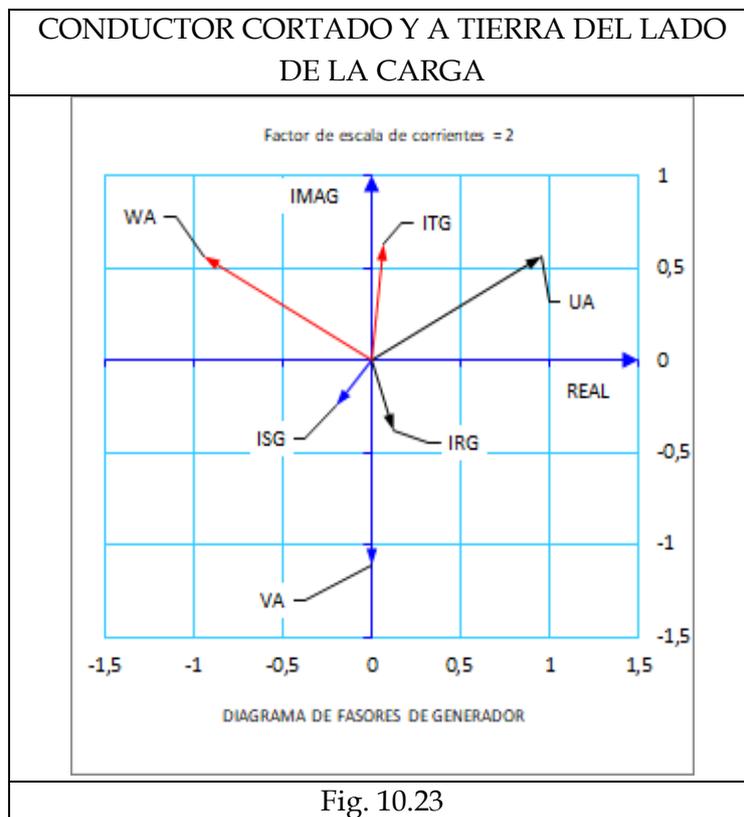
(10.60)

Se debe tener en cuenta que las tensiones en el generador son también las tensiones en el triángulo del transformador T_{r1} .

10.12.2 Diagrama de Fasores de Tensiones y Corrientes en el Generador

Se puede apreciar en el diagrama de fasores que las tensiones en bornes del generador, prácticamente no cambian, porque las impedancias de fallas son mucho más grandes que la propia del generador.

Nota: La escala de las corrientes está modificada (multiplicada por 2) ya que sólo mantienen la fase, con el objetivo de tener un diagrama de fasores más claro.



10.13 Corrientes por el Triángulo del Transformador T_{r1}

Las corrientes que circulan en el triángulo del transformador deben ser tales que compensen los A_v de la estrella.

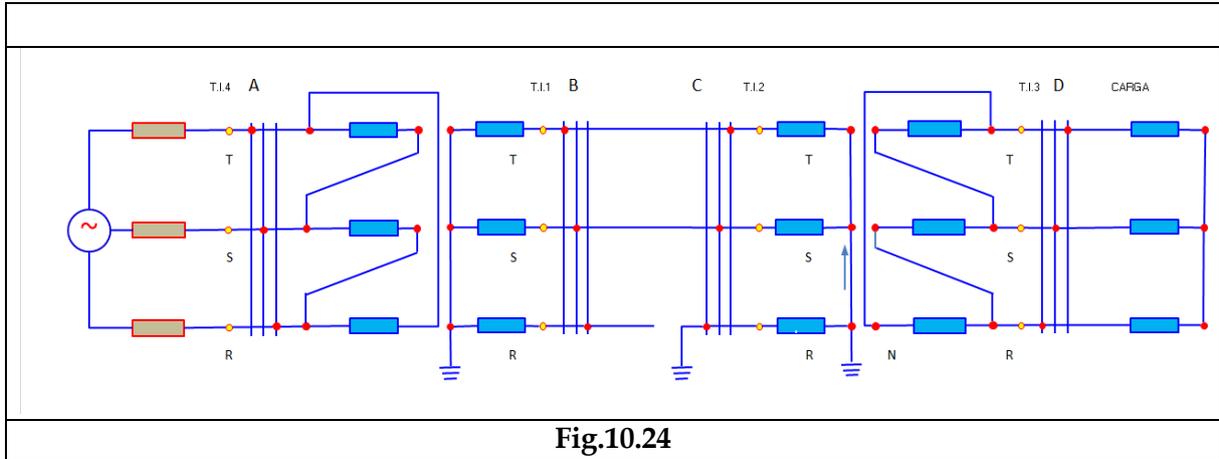


Fig.10.24

La tensión en el lado triángulo es la de fase a fase. Para la estrella, la tensión de cada fase es la de fase a neutro por ello es dividida en $\sqrt{3}$.

Si se expresan los valores en p.u., sólo esto se tiene en cuenta respecto de la relación de transformación.

Así resultan:

$$I_{1triang(p.u.)} = \frac{-I_{1\text{ estrella}(p.u.)}}{\sqrt{3}} \quad I_{2triang(p.u.)} = \frac{-I_{2\text{ estrella}(p.u.)}}{\sqrt{3}} \quad I_{0triang(p.u.)} = \frac{-I_{0\text{ estrella}(p.u.)}}{\sqrt{3}} \quad (10.61)$$

En el generador no hay corriente homopolar porque la misma queda atrapada en el triángulo.

En las ecuaciones (10.61) se tienen los valores de las corrientes de secuencia que circulan por el arrollamiento estrella del transformador T_{r1} .

Estos valores son:

$$\begin{bmatrix} I_{1G} \\ I_{2G} \\ I_{0G} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,0685 \\ -0,0537 \\ -0,0148 \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} -0,1948 \\ -0,0982 \\ 0,2930 \end{bmatrix} \quad (10.41)$$

De acuerdo con las ecuaciones (10.61) se tiene:

$$\begin{bmatrix} I_{1triang(p.u.)} \\ I_{2triang(p.u.)} \\ I_{0triang(p.u.)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,0396 \\ -0,0310 \\ -0,0085 \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} -0,1125 \\ -0,0567 \\ 0,1692 \end{bmatrix} \quad (10.62)$$

Para determinar las corrientes que pasan por cada fase del triángulo se debe tener en cuenta el esquema de la Fig.10.22 en la que se puede observar que:

I_{TR} En el triángulo compensa la fase R de la estrella del T_{r1}

I_{RS} En el triángulo compensa la fase S de la estrella del T_{r1}

I_{ST} En el triángulo compensa la fase T de la estrella del T_{r1}

Por lo tanto es en el T_{r1} :

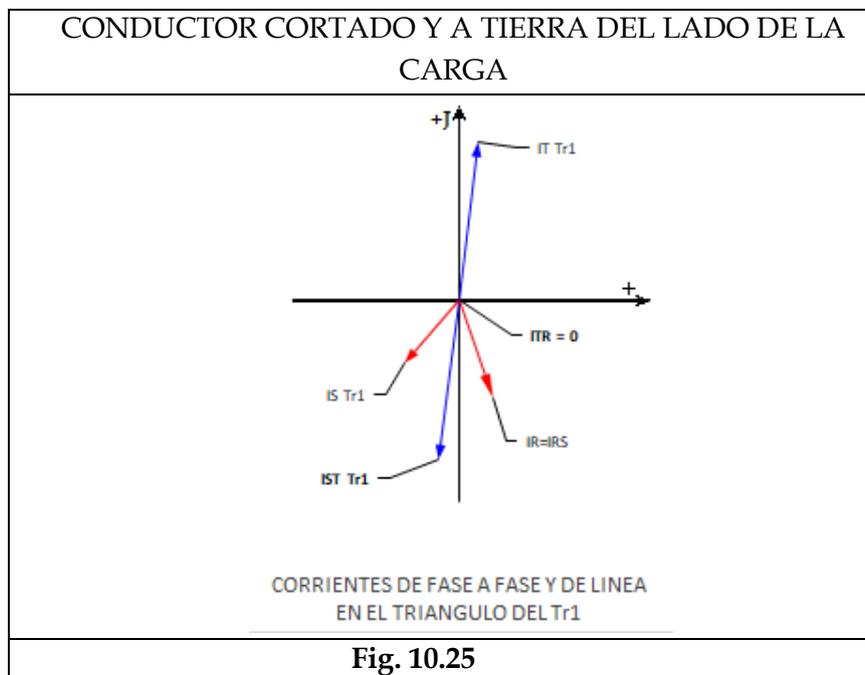
$I_{TR} = 0$	Real	Imaginaria	Módulo	Ángulo	(10.63)
	0	0	0	-	

$I_{RS-Tr1} = -I_{RG}$	Real	Imaginaria	Módulo	Ángulo	(10.64)
	-0,0611	-0,1927	0,1558	232	

$I_{ST} = -I_{TG}$	Real	Imaginaria	Módulo	Ángulo	(10.65)
	-0,0356	-0,3149	0,2021	-72	

10.13.1 Diagrama de Fasores de Corrientes. Arrollamiento Triángulo Transformador T_{r1}

En la Fig. 10.23 se muestran las corrientes de línea y de fase por el arrollamiento triángulo del transformador T_{r1} . Se nota el solapamiento que hay entre las corrientes de fase I_R e I_{RS}



Las corrientes I_{RS} del T_{r1} , I_{ST} del T_{r1} , I_{TR} del T_{r1} se dibujan en forma de estrella para verificar que sus diferencias hacen las corrientes de línea respectivas.

10.14 Corrientes y Tensiones por el Transformador T_{r2} . Lado Estrella.

De acuerdo con lo planteado como problema, la diferencia entre las corrientes de los transformadores T_{r1} y T_{r2} está en la fase R puesto que, como se dijo, de una inspección simple de la Fig. 10.25 se deduce que las corrientes por las otras dos fases son iguales en módulo y desfasadas 180° .

10.14.1 Corrientes por el Transformador T_{r2} . Lado Estrella

Las corrientes que registran los transformadores de intensidad del grupo T.I.2 son las siguientes.

CORRIENTES POR LA ESTRELLA DEL $Tr2$	OBSERVACIONES	
$I_{RC} = I_{1C} + I_{2C} + I_{0C}$	Fase R no interviene la fuente I_{mf} Fig.10.16	(10.66)
$I_{SC} = I_{1C} * a + I_{2C} * a^2 + I_{0C} + 3 * I_{mf}$	Fase S	(10.67)
$I_{TC} = I_{1C} * a^2 + I_{2C} * a + I_{0C} + 3 * I_{mf}$	Fase T	(10.68)

Calculando resulta:

	real	imag	módulo	ángulo	
I_{1C}	-0,0793	0,0617	0,0049	142	(10.69)
I_{2C}	0,0430	-0,0349	0,0015	-39	(10.70)
I_{0C}	0,0040	-0,4261	0,0017	-89	(10.71)

	real	imag	módulo	ángulo	
I_{mf}	0,0107	0,1331	0,1336	85	(10.72)

Entonces:

	real	imag	módulo	ángulo	
$I_{RT_{r2}}$	-0,0323	-0,3994	0,401	85	(10.73)

	real	imag	módulo	ángulo	
$I_{ST_{r2}}$	0,1059	-0,3336	0,106	-72	(10.74)

	real	imag	módulo	ángulo	
$I_{TT_{r2}}$	-0,0615	-0,5453	0,549	264	(10.75)

	real	imag	módulo	ángulo	
$I_{NT_{r2}}$	0,0121	-1,2784	1,278	-90	(10.76)

10.14.2 Tensiones en Barra "C" del T_{r2} Lado Estrella

Las tensiones en la barra C de los esquemas de secuencia que se muestran en las Figs. 10.19- 10.20 y 10.21, se toman respecto de los puntos No, N1 y N2 marcados en los esquemas.

Por lo tanto, se pueden escribir las siguientes igualdades.

$$U_{1C} = -I_{1C} * Z_{1C} \quad (10.77)$$

$$U_{2C} = -I_{2C} * Z_{2C} \quad (10.78)$$

$$U_{0C} = -I_{0C} * Z_{0C} \quad (10.79)$$

$$Z_{1C} = 5,6667 + j4,2619 \quad (10.80)$$

$$Z_{2C} = 5,6667 + j4,2619 \quad (10.81)$$

$$Z_{0C} = 0.0 + j0,75 \quad (10.82)$$

Los valores de las corrientes son los siguientes

	real	imag	módulo	ángulo	
I_{1C}	-0,0793	0,0617	0,0049	142	(10.69)
I_{2C}	0,0430	-0,0349	0,0015	-39	(10.70)
I_{0C}	0,0040	-0,4261	0,0017	-89	(10.71)

Reemplazando se obtiene:

$$U_{1C} = -I_{1C} * Z_{1C} = 0,7121 - j0,0118 \quad (10.83)$$

$$U_{2C} = -I_{2C} * Z_{2C} = -0,3925 + j0,0148 \quad (10.84)$$

$$U_{0C} = -I_{0C} * Z_{0C} = -0,3196 - j0,0030 \quad (10.85)$$

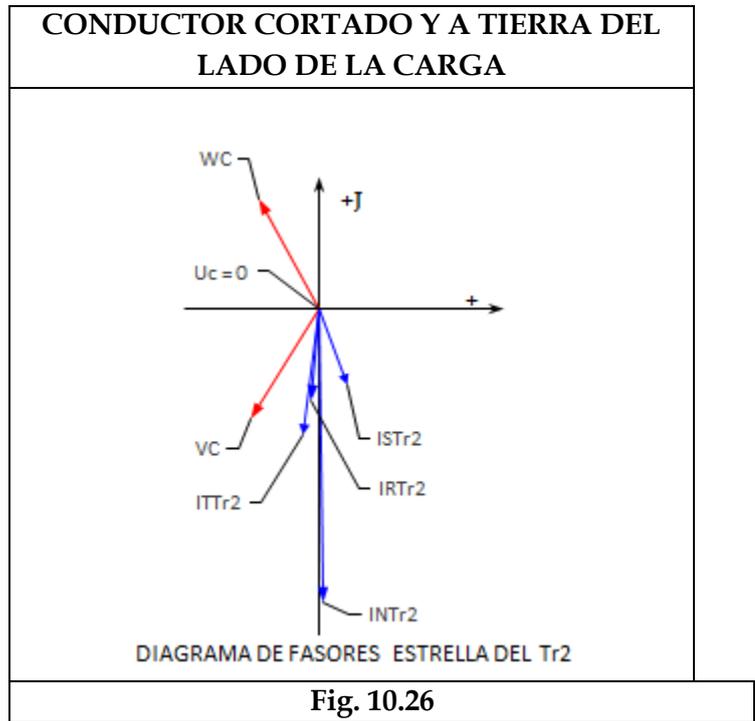
A continuación, se calculan los valores de las tensiones reales de fase.

$$U_C = U_{1C} + U_{2C} + U_{0C} = 0 + j0 \quad (10.86)$$

$$V_C = a^2 * U_{1C} + a * U_{2C} + U_{0C} = -0,5024 - j0,6962 \quad (10.87)$$

$$W_C = a * U_{1C} + a^2 * U_{2C} + U_{0C} = -0,4564 + j0,9521 \quad (10.88)$$

10.14.3 Diagrama de Fasores del Transformador T_{r2} Lado Estrella.



10.14.4 Corrientes y Tensiones del Transformador T_{r2} Lado Triángulo.

En los esquemas de las Figs. 10.19; 10.20 y 10.21, se puede observar que las corrientes de secuencia a considerar son I_{1C}, I_{2C} puesto que $I_{0C} = 0$ para el triángulo.

Las corrientes que el triángulo debe compensar son las que circulan por la estrella del T_{r2} , que están en las ecuaciones (10.73), (10.74) y (10.75) escritas a continuación.

Corrientes por estrella del T_{r2} y que están en la barra "C" son:

	real	imag	módulo	ángulo	
$I_{RC} = I_R T_{r2}$	-0,0323	-0,3994	0,4007	85	(10.73)

	real	imag	módulo	ángulo	
$I_{SC} = I_S T_{r2}$	0,1059	-0,3336	0,3500	-72	(10.74)

	real	imag	módulo	ángulo	
$I_{TC} = I_T T_{r2}$	-0,0615	-0,5454	0,5488	-1	(10.75)

Si N_1 es el número de espiras en la estrella y N_2 es el número de espiras en el triángulo, la relación de espiras para los transformadores T_{r1} y T_{r2} expresada en p.u. es $\frac{N_1}{N_2} = \frac{1}{\sqrt{3}}$

Como se aprecia, las corrientes que pasan por cada fase del triángulo son las de la estrella divididas en $\sqrt{3}$ (p.u.)

En la Fig.10.5 se puede observar que las compensaciones se producen de la siguiente manera.

Corriente por la estrella del T_{r2}	Corriente por el triángulo de T_{r2}
$I_{RC} = I_R T_{r2}$	$I_{TR} = -I_{RT}$
$I_{SC} = I_S T_{r2}$	$I_{RS} = -I_{SR}$
$I_{TC} = I_T T_{r2}$	$I_{ST} = -I_{TS}$

	real	imag	módulo	ángulo
$I_R T_{r2} / \sqrt{3} = I_{TR}$	-0,0187	-0,2306	0,2313	85

 (10.89)

	real	imag	módulo	ángulo
$I_S T_{r2} / \sqrt{3} = I_{RS}$	0,0611	-0,1927	0,2021	-72

 (10.90)

	real	imag	módulo	ángulo
$I_T T_{r2} / \sqrt{3} = I_{ST}$	-0,0355	-0,3149	0,3169	-1

 (10.78)

10.15 Análisis en la Carga

Las corrientes emergentes del triángulo del transformador Tr2 son las que llegan a la carga.

Las tensiones son las de la barra "D".

Se analizarán por separado.

10.15.1 Tensiones en Barra "D". T_{r2} Lado Triángulo

Para el cálculo de las tensiones de la barra "D" se deben desfazar a las componentes directas e inversa en un ángulo $\pm\delta$ acorde con el grupo de conexiones. En este caso es $\delta = \pm 30^\circ$

Se considera por simplicidad tomar la tensión sobre las impedancias de carga que son Z_{ca1} y Z_{ca2} como se muestra en la Fig.10.14.

Se debe tener en cuenta que la tensión se toma respecto de los puntos N_1 y N_2 que son la referencia de las redes de secuencia directa e inversa.

Por lo tanto:

$$U_{1D} = -I_{c1} * e^{j30} * Z_{ca1}$$

$$U_{2D} = -I_{c2} * e^{-j30} * Z_{ca2}$$

Las corrientes de secuencia son:

	real	Imag.
I_{c1}	-0,0793	0,0617

 (10.83)

I_{c2}	0,0430	-0,0349
----------	--------	---------

 (10.84)

	real	Imag.
Z_{ca2}	5,6667	3,5119

 (10.91)

Z_{ca1}	5,6667	3,5119
-----------	--------	--------

 (10.92)

Reemplazando valores las tensiones de secuencia de la barra "D" son:

	real	Imag.	
U_{1D}	0,5559	0,3288	(10.93)
U_{2D}	-0,3179	0,1761	(10.94)

Finalmente, las tensiones en la barra "D" son:

	real	Imag.	
U_D	0,2380	0,5049	(10.93)
V_D	0,0132	-1,0091	
W_D	-0,2513	0,5042	(10.94)

10.15.2 Corrientes de Carga. Corrientes Transformador T_{r2} en Triángulo.

Las corrientes reales en la carga, se pueden calcular como diferencia de las corrientes que hay en cada fase del triángulo o considerando las corrientes de secuencia correspondientes.

Se calcularán en este caso considerando las corrientes de secuencia, y se verificarán con la diferencia de las corrientes del triángulo.

Para la carga es entonces:

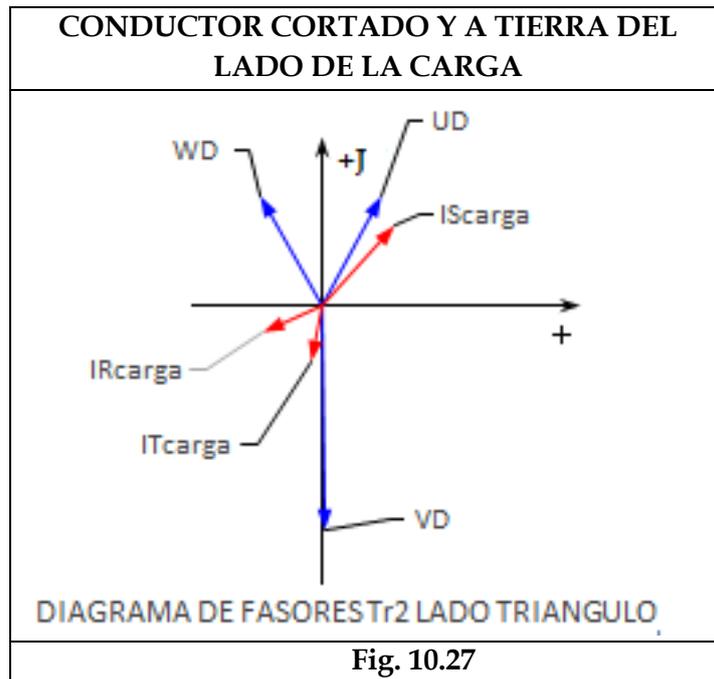
$I_{R\ carga} = I_{C1} * e^{j30} + I_{C2} * e^{-j30}$	(10.95)
$I_{S\ carga} = I_{C1} * e^{j30} * e^{j240} + I_{C2} * e^{j120} * e^{-j30}$	(10.96)
$I_{T\ carga} = I_{C1} * e^{j30} * e^{j120} + I_{C1} * e^{j240} * e^{-j30}$	(10.97)

Reemplazando por los valores resulta:

	real	Imag.	
$I_{R\ carga}$	-0,0797	-0,0380	(10.93)
$I_{S\ carga}$	0,0966	0,1223	
$I_{T\ carga}$	-0,0169	-0,0843	(10.94)

Se verifica que este resultado es coincidente con el cálculo de las corrientes de fases y de línea del triángulo.

10.15.3 Diagrama de Fasores de Corrientes por el Arrollamiento Triángulo Transformador T_{r2}



10.16 Resumen

Se muestra el esquema con las corrientes, tensiones y diagrama de fasores para cada barra que permite conceptualizar qué es lo que sucede con cada una de las variables a lo largo del circuito.

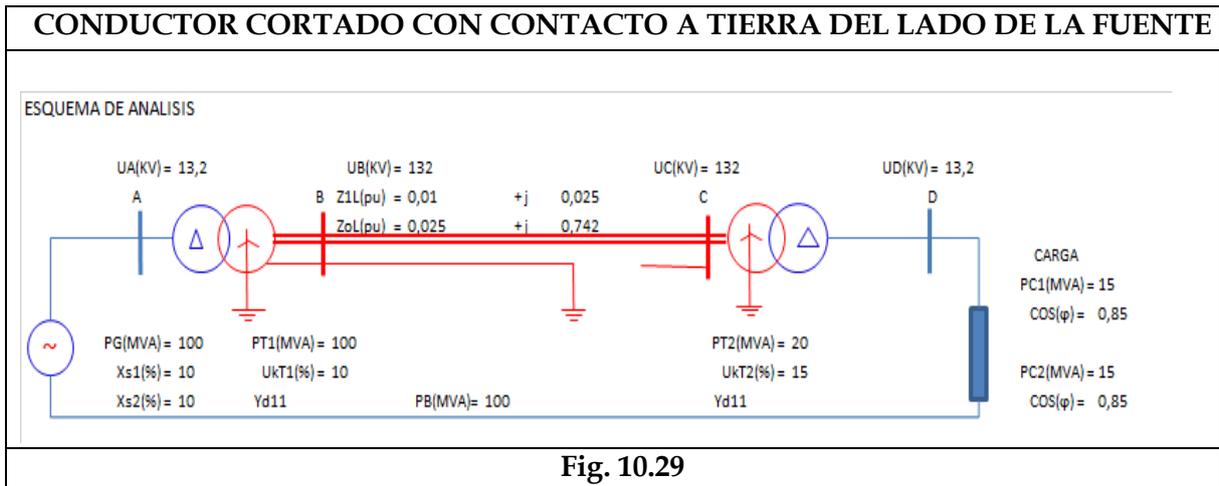
Se nota que las tensiones se ven afectadas fundamentalmente en el lado de la carga, mientras que el generador se mantiene casi sin variación ante la falla.

10.16.1 Tensiones en T_{r1} y en T_{r2}

BARRA "A"	BARRA "B"
$U_A = 0,95 + j \ 0,54$	$U_B = 1,02 - j \ 0,02$
$V_A = -0,02 - j \ 1,12$	$V_B = -0,43 - j \ 1,02$
$W_A = -0,95 + j \ 0,55$	$W_B = 0,84 + j \ 0,84$
BARRA "C"	BARRA "D"
$U_C = 0 + j \ 0,00$	$U_D = 0,23 + j \ 0,5$
$V_C = -0,51 - j \ 0,97$	$V_D = 0,01 - j \ 1,01$
$W_C = -0,46 + j \ 0,95$	$W_D = -0,26 + j \ 0,5$

10.17 Conductor Cortado con Contacto a Tierra del Lado de la Fuente

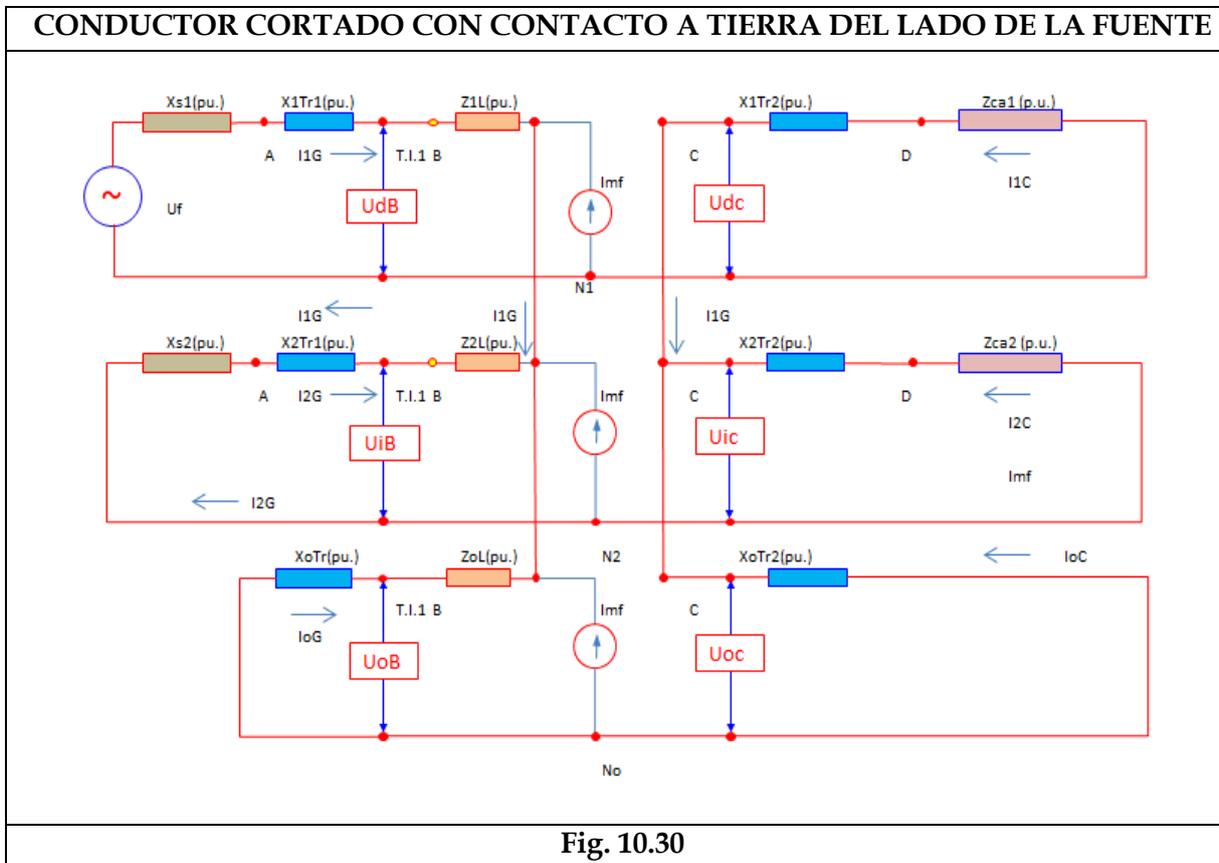
El esquema a considerar es el mismo que para los ejemplos anteriores.



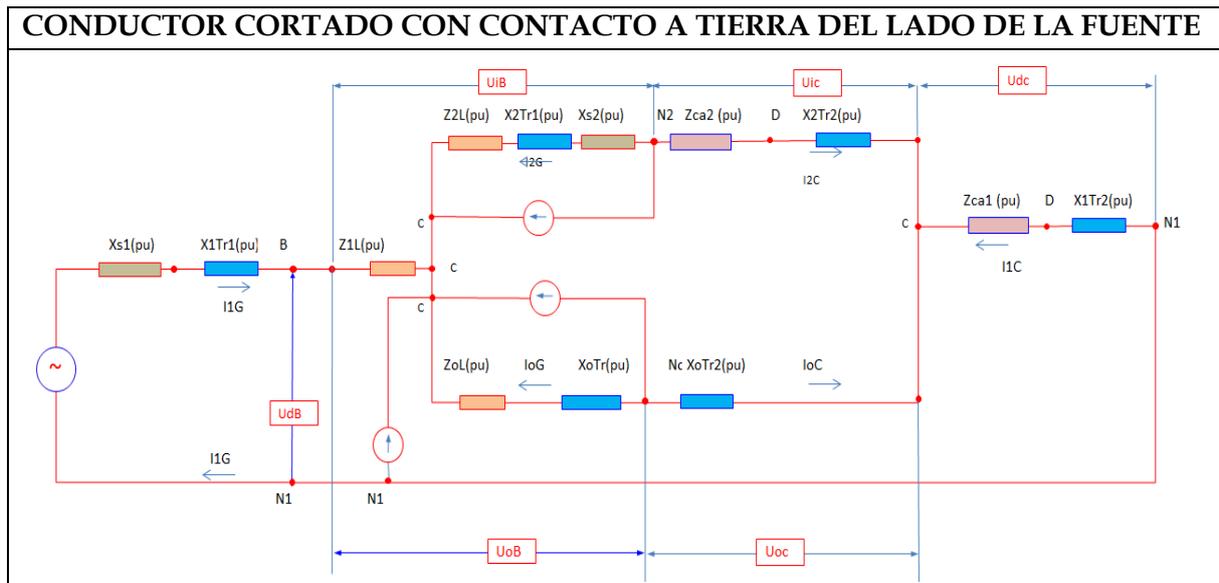
Los esquemas de secuencia son los mismos que los anteriores y son los de Las Figs. 10.2 – 10.12 – 10.13 – 10.14.

Como antes, los esquemas de secuencia se interconectan como corresponde, a fase abierta; y las fuentes de corrientes se agregan ahora del lado de la fuente. Como se trata de una falla monofásica, las tres fuentes tienen el mismo valor y fase.

La Fig.10.30 muestra el esquema completo a considerar.



La Fig.10.31 es el mismo esquema dibujado para facilitar el análisis.



Las ecuaciones a plantear son las siguientes:

Se analizan a continuación, cada uno de los nodos y mallas del circuito de la Fig. 10.14

Nodo N_1

$$I_{1G} + I_{1C} + I_{mf} = 0 \quad (10.95)$$

Nodo N_2 .

$$I_{2G} + I_{2C} + I_{mf} = 0 \quad (10.96)$$

Nodo N_0 .

$$I_{0G} + I_{0C} + I_{mf} = 0 \quad (10.97)$$

Nodo "C"

$$I_{1C} + I_{2C} + I_{0C} = 0 \quad (10.98)$$

Nodo "CCC"

$$I_{1G} + I_{2G} + I_{0G} + 3 * I_{mf} = 0 \quad (10.99)$$

$$-I_{mf} = \frac{1}{3} * (I_{1G} + I_{2G} + I_{0G})$$

Se reemplaza I_m en las ecuaciones (10.100) - (10.101) - (10.102)

$$I_{1G} + I_{1C} - \frac{1}{3} * (I_{1G} + I_{2G} + I_{0G}) = 0 \quad (10.100)$$

$$I_{2G} + I_{2C} - \frac{1}{3} * (I_{1G} + I_{2G} + I_{0G}) = 0 \quad (10.101)$$

$$I_{0G} + I_{0C} - \frac{1}{3} * (I_{1G} + I_{2G} + I_{0G}) = 0 \quad (10.102)$$

Luego:

$$I_{1C} = -\frac{2}{3} * I_{1G} + \frac{1}{3} * I_{2G} + \frac{1}{3} * I_{0G} \quad (10.103)$$

$$I_{2C} = +\frac{1}{3} * I_{1G} - \frac{2}{3} * I_{2G} + \frac{1}{3} * I_{0G} \quad (10.104)$$

$$I_{0C} = +\frac{1}{3} * I_{1G} + \frac{1}{3} * I_{2G} - \frac{2}{3} * I_{0G} \quad (10.105)$$

Se definen como antes, (ecuaciones 10.1 a 10.7) las impedancias equivalentes para simplificar las ecuaciones.

MALLA A-B-C-N2-C-D-N1-A

$$I_{1G} * Z_{1G} - I_{2G} * Z_{2G} + I_{2C} * Z_{2C} - I_{1C} * Z_{1C} = U_f \quad (10.106)$$

Se reemplazan ahora las variables I_{1C} e I_{2C} de las ecuaciones (10.103) y (10.104)

$$I_{1G} * \left[Z_{1G} + \frac{1}{3} * Z_{2C} + \frac{2}{3} * Z_{1C} \right] - I_{2G} * \left[Z_{2G} + \frac{2}{3} * Z_{2C} + \frac{1}{3} * Z_{1C} \right] + I_{0G} * \left[\frac{1}{3} * Z_{2C} - \frac{1}{3} * Z_{1C} \right] = U_f \quad (10.107)$$

Como la tensión en la fase R del nodo C del lado de la fuente es cero, por estar a tierra la fase es también:

$$U_{dc} + U_{ic} + U_{0c} = 0 \quad (10.108)$$

Luego:

$$Z_{1G} * I_{1G} + Z_{2G} * I_{2G} + Z_{0G} * I_{0G} = U_F \quad (10.109)$$

MALLA CCC-N2-C-NO

$$Z_{0G} * I_{0G} - Z_{2G} * I_{2G} - Z_{0C} * I_{0C} + Z_{2C} * I_{2C} = 0 \quad (10.110)$$

En definitiva, se toman las ecuaciones (10.107) - (10.109) y (10.110) y se resuelve el sistema.

Reemplazando por los valores resulta:

$$\begin{bmatrix} -5,676 & 5,676 & 0 \\ 5,666 & 5,666 & 0,00 \\ -0,015 & -17,04 & 0,06 \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} -4,486 & 4,487 & 0 \\ 4,262 & 4,262 & 0,750 \\ -0,617 & -14,08 & 4,159 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{1G} \\ I_{2G} \\ I_{0G} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,128 \\ 1,128 \\ 0 \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (10.111)$$

Se resuelve el sistema y los resultados son:

$$\begin{array}{|c|} \hline I_{1G} \\ \hline I_{2G} \\ \hline I_{0G} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline 0,0897 \\ \hline -0,0326 \\ \hline 0,0314 \\ \hline \end{array} + j \begin{array}{|c|} \hline -0,9308 \\ \hline -0,8342 \\ \hline -0,8660 \\ \hline \end{array} \quad (10.112)$$

A continuación, se calculan las corrientes del lado de la carga con las ecuaciones (10.103) - (10.104) y (10.105).

$$\begin{array}{|c|} \hline I_{1C} \\ \hline I_{2C} \\ \hline I_{0C} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline -0,0602 \\ \hline 0,0621 \\ \hline -0,0019 \\ \hline \end{array} + j \begin{array}{|c|} \hline 0,0538 \\ \hline -0,0428 \\ \hline -0,0110 \\ \hline \end{array}$$

Finalmente, siguiendo el procedimiento anterior, se calculan corrientes y tensiones de cada componente del sistema.

10.18 Fallas No Convencionales

Se han realizado hasta aquí análisis de fallas convencionales como monofásica de fase R a tierra, o bifásica entre fases S y T, o bifásica a tierra fases S, T a tierra.

Se pretende ahora analizar fallas monofásicas como fase S o T a tierra, o bifásica como falla entre R y T o entre fase R y S, etc.

Se analizarán a continuación las fallas no convencionales.

10.18.1 Falla Monofásica de Fase S a Tierra

Las hipótesis de cálculo de la falla de fase S a tierra son:

$$I_{S \text{ a tierra}} \neq 0 \quad (10.113) \quad I_R = 0 \quad (10.114) \quad I_T = 0 \quad (10.115) \quad U_S = 0 \quad (10.116)$$

Por tanto:

$$I_1 = \frac{1}{3} * [I_R + a^2 * I_S + a * I_T] = a^2 * \frac{I_S}{3} \quad (10.117)$$

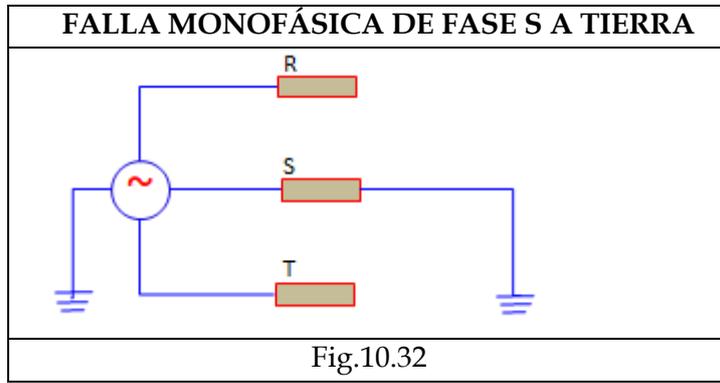
$$I_2 = \frac{1}{3} * [I_R + a * I_S + a^2 * I_T] = a * \frac{I_S}{3} \quad (10.118)$$

$$I_0 = \frac{1}{3} * [I_R + I_S + I_T] = \frac{I_S}{3} \quad (10.119)$$

Se recuerda que cuando la falla es en la fase R, las tres corrientes de secuencia son iguales en módulo y fase, motivo por el que en la síntesis se conectan en serie las tres redes de secuencia.

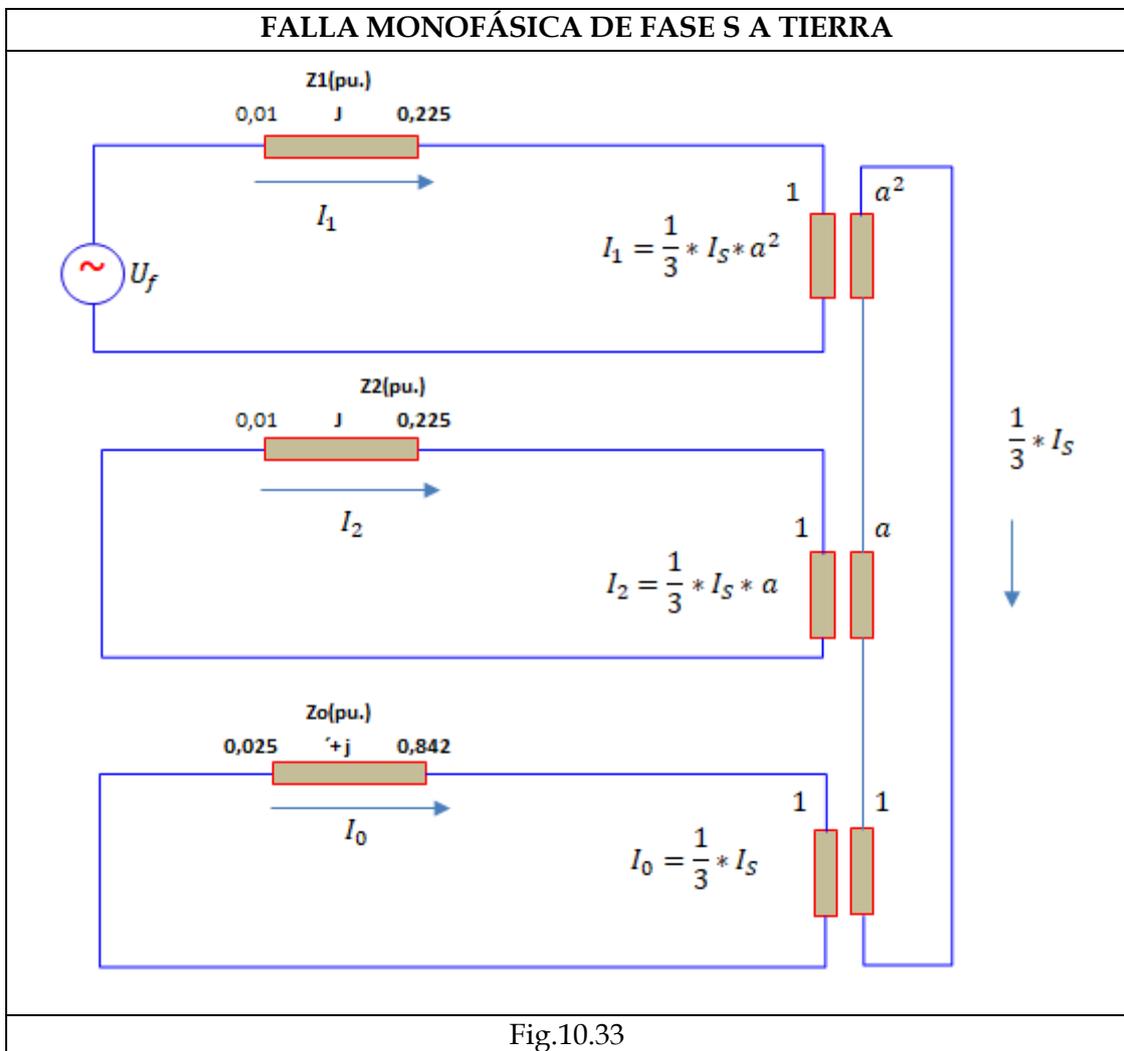
En este caso de falla en la fase S, las corrientes son iguales en módulo pero están desfasadas en a y a^2 .

El esquema primitivo es el de la Fig.10.32.



Para lograr la síntesis, se recurre a transformadores de relación de módulo 1:1 pero que producen el desfase deseado. Se los llama transformadores complejos.

La síntesis de la falla se muestra en la Fig.10.33



Las fórmulas (10.117) - (10.118) - (10.119) muestran la relación entre las corrientes de secuencia y la corriente I_S .

El esquema se interpreta de la siguiente manera.

El generador produce la corriente I_1 que es transformada a un valor I por el transformador de corriente de relación $\frac{1}{a^2}$ de manera que se cumple:

$$I_1 * 1 = I * a^2 \quad (10.120)$$

De acuerdo con las hipótesis de cálculo de las ecuaciones (10.117) - (10.118) - (10.119) es:

$$I_1 = \frac{1}{3} * a^2 * I_S \quad (10.117)$$

Por lo tanto, la corriente comparando la (10.117) con la (10.120) es:

$$I = \frac{1}{3} * I_S \quad (10.121)$$

En forma análoga, para las secuencias inversa y homopolar se cumplen las ecuaciones (10.117) - (10.118) - (10.119).

Los transformadores se pueden conectar en serie en el secundario por la corriente que circula por estos es $\frac{1}{3}I_S$.

Como los transformadores son de relación 1:1 en módulos, las impedancias inversa y homopolar vistas dentro del circuito de la componente directa mantienen sus valores.

Por tanto la corriente I_1 es:

$$I_1 = \frac{U_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad \text{Donde: } U_f = \frac{1}{\sqrt{3}} \text{ en (p.u.)}$$

Entonces:

$$I_1 = \frac{1}{\sqrt{3}} * \frac{1}{(0,01+0,01+0,025)+j(0,225+0,225+0,842)} \quad (10.122)$$

$$I_1 = \frac{1}{\sqrt{3}} * \frac{1}{(0.045)+j(1.292)} = 0,0155 - j 0,4463 \quad (10.123)$$

Se puede ahora calcular la corriente I_S .

$$I_S = \frac{3 * I_1}{a^2} = 3 * a * I_1 = 3 * (-0,5 + j 0,866) * (0,0155 - j 0,4463) \quad (10.124)$$

$$I_S = 1,1363 + j 0,7099 \quad (10.125)$$

A continuación, se calculan:

De la ecuación (10.118)

$$I_2 = \frac{1}{3} * I_S * a = -0,3943 + j 0,2097 \quad (10.126)$$

De la ecuación (10.119)

$$I_0 = \frac{1}{3} * I_S = -0,3788 + j 0,2366 \quad (10.127)$$

Se pueden calcular las corrientes reales conocidas las componentes de secuencia.

Se recuerda que:

$$\begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix} = A * \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad \text{Donde: } A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

Se llega luego del cálculo a los siguientes valores.

$$\begin{array}{|c|} \hline I_R \\ \hline I_S \\ \hline I_T \\ \hline I_N \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline 0 \\ \hline 1,1363 \\ \hline 0 \\ \hline 1,1363 \\ \hline \end{array} + j \begin{array}{|c|} \hline 0 \\ \hline 0,7099 \\ \hline 0 \\ \hline 0,7099 \\ \hline \end{array}$$

Las tensiones se calculan como siempre, aplicando la transformación correspondiente.

$$U_1 = U_f - I_1 * Z.$$

$$U_2 = -I_2 * Z_2$$

$$U_0 = -I_0 * Z_0$$

$$A = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} \quad \text{y:} \quad \begin{array}{|c|} \hline U_R \\ \hline U_S \\ \hline U_T \\ \hline \end{array} = A * \begin{array}{|c|} \hline U_0 \\ \hline U_1 \\ \hline U_2 \\ \hline \end{array}$$

Realizando los cálculos es:

$$\begin{array}{|c|} \hline U_0 \\ \hline U_1 \\ \hline U_2 \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline 0,1898 \\ \hline 0,4768 \\ \hline 0,0511 \\ \hline \end{array} + j \begin{array}{|c|} \hline -0,3248 \\ \hline 0,0010 \\ \hline 0,0866 \\ \hline \end{array}$$

$$\begin{array}{|c|} \hline U_R \\ \hline U_S \\ \hline U_T \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline 0,7177 \\ \hline 0 \\ \hline 0 \\ \hline \end{array} + j \begin{array}{|c|} \hline -0,2372 \\ \hline 0 \\ \hline 0,9299 \\ \hline \end{array}$$

10.18.2 Falla Monofásica de Fase T a Tierra

Las hipótesis de cálculo la falla de fase T a tierra son:

$I_{T \text{ a tierra}} \neq 0$ (10.128)	$I_R = 0$ (10.129)	$I_S = 0$ (10.130)	$U_T = 0$ (10.131)
--	--------------------	--------------------	--------------------

Por tanto:

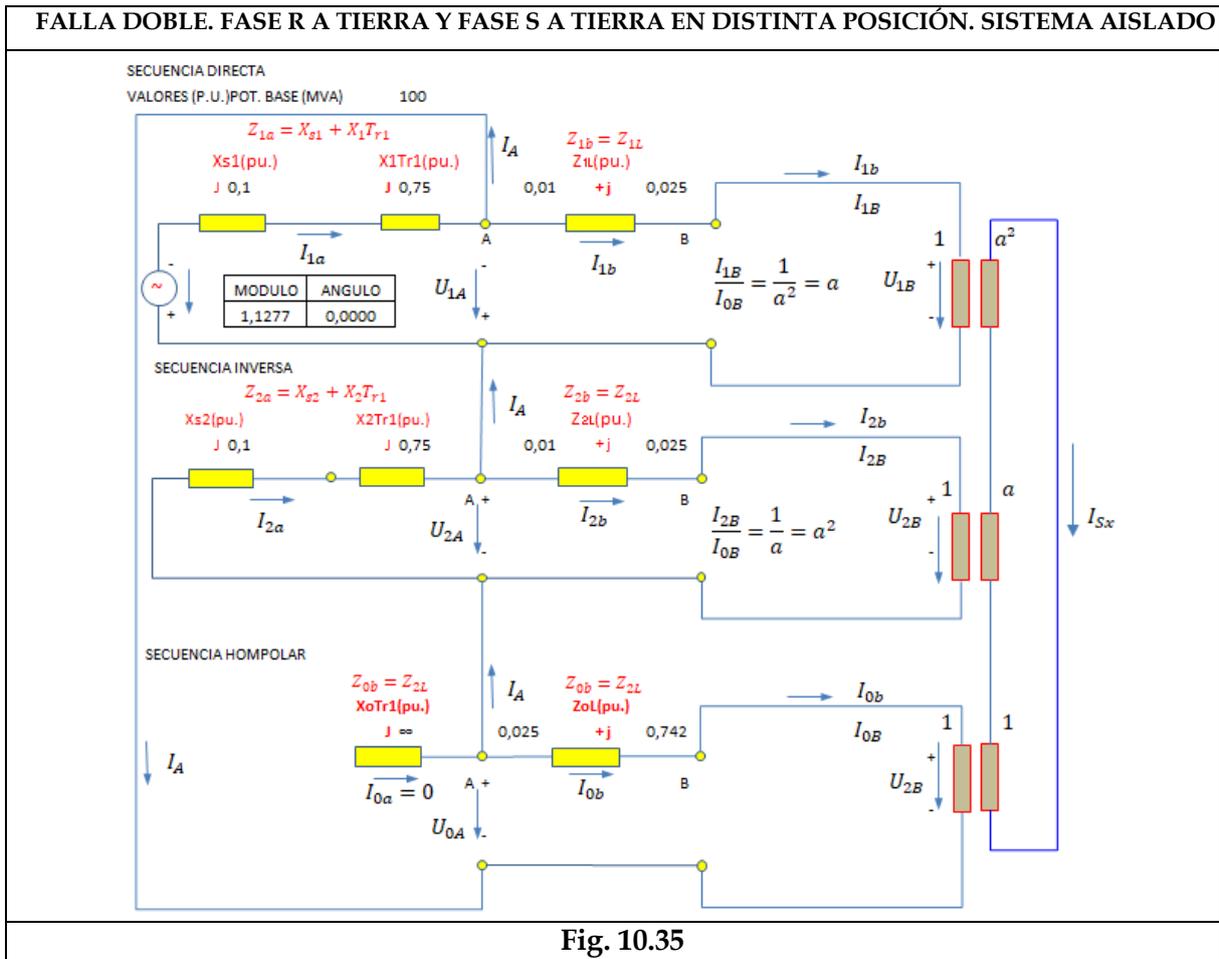
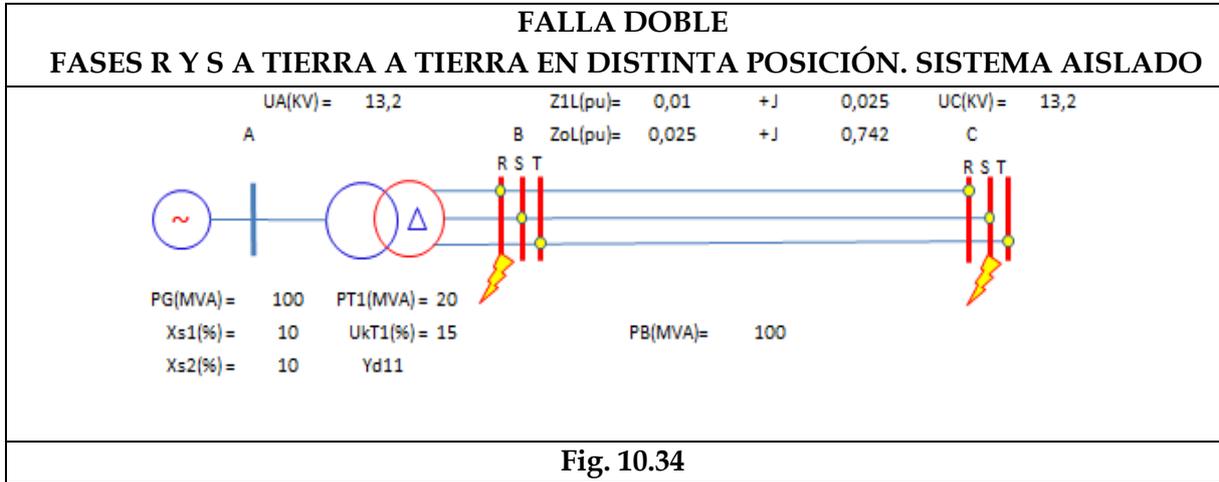
$I_1 = \frac{1}{3} * [I_R + a^2 * I_S + a * I_T] = a * \frac{I_T}{3}$	(10.132)
$I_2 = \frac{1}{3} * [I_R + a * I_S + a^2 * I_T] = a^2 * \frac{I_T}{3}$	(10.133)
$I_0 = \frac{1}{3} * [I_R + I_S + I_T] = \frac{I_T}{3}$	(10.134)

Como se aprecia, lo único que cambia es, que si se intercambia en el análisis anterior "a por a²" y el nombre de fase "S" por "T", se determinan de la misma forma las corrientes y tensiones de la falla.

10.19 Doble Falla a Tierra

Se estudiará en este apartado una falla doble simultánea a tierra en fase R de una determinada barra, y falla de fase S tierra en otra barra diferente.

Como se hizo en los apartados 10.13 y 10.14 del presente capítulo, se aplicará el teorema de superposición para calcular en el mismo esquema ambas fallas.



La tensión contra tierra de las fases sanas, aumenta y produce una sobre sollicitación importante que puede causar la segunda falla a tierra, y ahora sí las corrientes pueden tomar valores importantes, ya que el comportamiento es similar al de un cortocircuito bifásico.

Se modela al circuito (Fig.10.35).

10.19.1 Falla a Tierra Fase R Barra A

$I_{SA} = 0 \quad I_{TA} = 0 \quad U_{RA} = 0$	(10.135)
$3 * I_{1A} = I_{RA} + a * I_{SA} + a^2 * I_{TA} = I_{RA}$	(10.136)
$3 * I_{2A} = I_{RA} + a^2 * I_{SA} + a * I_{TA} = I_{RA}$	(10.137)
$3 * I_{0A} = I_{RA} + I_{SA} + I_{TA} = I_{RA}$	(10.138)
$U_{RA} = U_{1A} + U_{2A} + U_{0A} = 0$	(10.139)

10.19.2 Falla a Tierra Fase R Barra A, Fase S Barra B

$I_{RB} = 0 \quad I_{TB} = 0 \quad U_{SB} = 0$	(10.140)
$3 * I_{1B} = I_{RB} + a * I_{SB} + a^2 * I_{TB} = a * I_{SB}$	(10.141)
$3 * I_{2B} = I_{RB} + a^2 * I_{SB} + a * I_{TB} = a^2 * I_{SB}$	(10.142)
$3 * I_{0B} = I_{RB} + I_{SB} + I_{TB} = I_{SB}$	(10.143)
$U_{SB} = a^2 * U_{1B} + a * U_{2B} + U_{0B} = 0$	(10.144)

10.19.3 Cálculo de las Corrientes

Se toma de referencia la Fig.10.32. Las siguientes son las relaciones entre corrientes.

$I_{0B} = -I_A$		(10.145)
$I_{1b} = -a * I_A = a * I_{0B}$	$I_{1a} = I_A + I_{1b} = (1 - a) * I_A$	(10.146)
$I_{2b} = -a^2 * I_A = a^2 * I_{0B}$	$I_{2a} = I_A + I_{1b} = (1 - a^2) * I_A$	(10.147)
$I_{0b} = -I_A = I_{0B}$	$I_{0a} = 0$	(10.148)
$U_{1B} = -U_f - I_{1a} * Z_{1a} - I_{1b} * Z_{1b}$	$U_{1A} = U_f - I_{1a} * Z_{1a}$	(10.149)
$U_{2B} = -I_{2a} * Z_{2a} - I_{2b} * Z_b$	$U_{2A} = -I_{2a} * Z_{2a}$	(10.150)
$U_{0B} = U_f + I_{1a} * Z_{1a} + I_{2a} * Z_{2a} - I_{0b} * Z_{0b}$	$U_{0A} = I_{0b} * Z_{0b} + U_{0B}$	(10.151)

Se trabaja reemplazando variables en la ecuación (10.144)

$U_{SB} = a^2 * U_{1B} + a * U_{2B} + U_{0B} = 0$		(10.144)
$a^2 * U_{1B} = -a^2 * U_f - a^2 * I_{1a} * Z_{1a} - a^2 * I_{1b} * Z_{1b}$	Se multiplica por a^2 la ecu. (10.149)	(10.152)
$a * U_{2B} = -a * I_{2a} * Z_{2a} - a * I_{2b} * Z_b$	Se multiplica por a la ecu.(10.150)	(10.153)
$U_{0B} = U_f + I_{1a} * Z_{1a} + I_{2a} * Z_{2a} - I_{0b} * Z_{0b}$	Se toma por la ecu. (10.151)	(10.154)

Como $U_{SB} = 0$ la suma de las ecuaciones (10.152) + (10.153) + (10.154) es cero.

$-a^2 U_f - a^2 I_{1a} Z_{1a} - a^2 I_{1b} Z_{1b} - a I_{2a} Z_{2a} - a I_{2b} Z_{2b} + U_f + I_{1a} Z_{1a} + I_{2a} Z_{2a} - I_{0b} Z_{0b} = 0$	(10.155)
$(1 - a^2) U_f + (1 - a^2) I_{1a} Z_{1a} + (1 - a) I_{2a} Z_{2a} - a^2 I_{1b} Z_{1b} - I_{0b} Z_{0b} - a I_{2b} Z_{2b} - a^2 I_{1b} Z_{1b} = 0$	(10.156)

Se toman las ecuaciones (10.146) y (10.147) y se reemplazan en la (10.156)

$I_{1a} = (1 - a) * I_A$	(10.146)
$I_{2a} = (1 - a^2) * I_A$	(10.147)

$(1 - a^2) * U_f + (1 - a^2) * (1 - a) * I_A * Z_{1a} + (1 - a) * (1 - a^2) * I_A * Z_{2a}$	(10.157)
$(1 - a^2) * U_f + (1 - a^2 - a + a^3) * I_A * Z_{1a} + (1 - a - a^2 + a^3) * I_A * Z_{2a} + I_A * Z_{0b} + I_A * Z_{1b} + I_A * Z_{2b} = 0$	(10.158)

$I_A = \frac{(1-a^2)*U_f}{3*Z_{1a}+3*Z_{2a}+Z_{0b}+Z_{1b}+Z_{2b}}$	(10.159)
--	----------

Se calculan ahora las corrientes. Se toman los valores del esquema de la Fig.10.32

$Z_{a1} = j 0,2 \dots Z_{a2} = j 0,2 \dots Z_{1b} = 0,01 + j 0,025 \dots Z_{2b} = 0,01 + j 0,025 \dots Z_{0b} = 0,025 + j 0,742$	(10.160)
--	----------

$I_A = 0,0969 - j 0,1651 \dots I_{1a} = (1 - a) * I_A = 0,025 - j 0,3315 \quad I_{2a} = (1 - a^2) * I_A = 0,2883 - j 0,1635$	(10.161)
--	----------

Además, es:

$I_R = -I_S = I_{1a} + I_{2a} + I_{0a}$	(10.162)
---	----------

Las ecuaciones (10.146) y (10.147) definen los valores de las variables $I_{1a} + I_{2a} + I_{0a}$ que se muestran en las ecuaciones (10.160). Reemplazando es:

$I_R = -I_S = -0,2908 - j 0,4950$	(10.163)
-----------------------------------	----------

10.19.4 Cálculo de las Tensiones en Barra A

En el esquema de la Fig. (10.32) se pueden definir las tensiones de secuencia para la barra A que son:

$U_{1A} = U_f - I_{1a} * Z_{1a} \dots U_{2A} = -I_{2a} * Z_{2a} \dots U_{0A} = -U_f + I_{1a} * Z_{1a} + I_{2a} * Z_{2a}$	(10.164)
--	----------

$U_{RA} = U_{1A} + U_{2A} + U_{0A} \dots U_{SA} = a^2 * U_{1A} + a * U_{2A} + U_{0A} \dots U_{TA} = a * U_{1A} + a^2 * U_{2A} + U_{0A}$	(10.165)
---	----------

$U_{1A} = U_f - (1 - a) * I_A * Z_{1a} \dots U_{2A} = -(1 - a^2) * I_A * Z_{2a} \dots U_{0A} = -U_f + (1 - a) * I_A * Z_{1a} + (1 - a^2) * I_A * Z_{2a}$	(10.166)
--	----------

Se calculan los valores correspondientes.

$U_{SA} = a^2 * \{U_f - I_{1a} * Z_{1a}\} + a * \{-I_{2a} * Z_{2a}\} - U_f + I_{1a} * Z_{1a} + I_{2a} * Z_{2a}$	(10.167)
---	----------

$U_{SA} = (a^2 - 1) * U_f + (1 - a^2) * I_A * Z_{1a} + (1 - a) * I_{2a} * Z_{2a}$	(10.168)
---	----------

Se reemplazan las corrientes I_{1a} e I_{2a} en función de I_A

$U_{SA} = (a^2 - 1) * U_f + (1 - a^2) * (1 - a) * I_A * Z_{1a} + (1 - a) * (1 - a^2) * I_A * Z_{2a}$	(10.169)
$U_{SA} = (a^2 - 1) * U_f + I_A * (3 * Z_{1a} + 3 * Z_{2a})$	(10.170)
$U_{SA} = (a^2 - 1) * U_f * \left(1 + \frac{(3 * Z_{1a} + 3 * Z_{2a})}{(a^2 - 1) * U_f} I_A\right)$	(10.171)

Se reemplaza I_A por su ecuación (10.159)

$U_{SA} = (a^2 - 1) * U_f * \left(1 + \frac{3 * Z_{1a} + 3 * Z_{2a}}{(a^2 - 1) * U_f} * \frac{(1 - a^2) * U_f}{3 * Z_{1a} + 3 * Z_{2a} + Z_{0b} + Z_{1b} + Z_{2b}}\right)$	(10.172)
$U_{SA} = (a^2 - 1) * U_f * \left\{1 - \frac{3 * Z_{1a} + 3 * Z_{2a}}{3 * Z_{1a} + 3 * Z_{2a} + Z_{0b} + Z_{1b} + Z_{2b}}\right\}$ donde $a^2 - 1 = j * a * \sqrt{3}$	(10.173)
$U_{SA} = j * a * \sqrt{3} * U_f * \left\{1 - \frac{3 * Z_{1a} + 3 * Z_{2a}}{3 * Z_{1a} + 3 * Z_{2a} + Z_{0b} + Z_{1b} + Z_{2b}}\right\}$	(10.174)

Se realiza un reemplazo similar para la tensión de fase T y se obtiene el siguiente resultado.

$U_{TA} = a * \{U_f - I_{1a} * Z_{1a}\} + a^2 * \{-I_{2a} * Z_{2a}\} - U_f + I_{1a} * Z_{1a} + I_{2a} * Z_{2a}$	(10.175)
$U_{TA} = -j * a * \sqrt{3} * U_f * \left\{a - \frac{3 * a * Z_{1a} + 3 * a^2 * Z_{2a}}{3 * Z_{1a} + 3 * Z_{2a} + Z_{0b} + Z_{1b} + Z_{2b}}\right\}$	(10.176)

Se calculan los valores de las tensiones de fases U_{SA} y U_{TA} en la barra A con las ecuaciones (10.167) y (10.169) y con los valores de las ecuaciones (10.160). Se recuerda que $U_{RA} = 0$

$U_{RA} = 0$ $U_{SA} = -0,1351 - j 0,0694$ $U_{TA} = -0,5558 - j 0,8110$	(10.177)
--	----------

10.19.5 Cálculo de las Tensiones en Barra B

Las ecuaciones antes definidas, que se presentan nuevamente y definen las tensiones de secuencia en la barra B son las siguientes:

$U_{1B} = -U_f - I_{1a} * Z_{1a} - I_{1b} * Z_{1b}$	(10.149)
$U_{2B} = -I_{2a} * Z_{2a} - I_{2b} * Z_{2b}$	(10.150)
$U_{0B} = -U_f + I_{1a} * Z_{1a} + I_{2a} * Z_{2a} - I_{0b} * Z_{0b}$	(10.151)

Trabajando en forma similar a lo anterior se encuentran los resultados siguientes.

$U_{RB} = -j * a * \sqrt{3} * U_f * \left\{\frac{a * Z_{1b} + a^2 * Z_{2b} + Z_{0b}}{3 * Z_{1a} + 3 * Z_{2a} + Z_{0b} + Z_{1b} + Z_{2b}}\right\}$	(10.178)
---	----------

$U_{TB} = -j * a * \sqrt{3} * U_f * \left\{a - \frac{3 * (a * Z_{1a} + a^2 * Z_{2a} - (a^2 * Z_{1b} + a * Z_{2b} + Z_{0b}))}{3 * Z_{1a} + 3 * Z_{2a} + Z_{0b} + Z_{1b} + Z_{2b}}\right\}$	(10.179)
---	----------

Se recuerda que $U_{RA} = 0$ y que $U_{SB} = 0$

Reemplazando por los valores calculados se obtienen los resultados siguientes.

$U_{RB} = -0,1198 - j - 0,0670$ $U_{SB} = 0$ $U_{TB} = 0,4360 - j 0,878$	(10.180)
--	----------

CAPÍTULO 11

PROTECCIONES

11.1 Generalidades

La realidad que hoy son los sistemas eléctricos de potencia, sumada a la necesidad de mejorar los rendimientos, disminuir los costos y mejorar su desempeño desde el punto de vista de la calidad del producto final, que es el *kWh* entendiéndose por calidad, a la continuidad del servicio, a la constancia de la frecuencia y de la tensión, ha obligado al desarrollo de nuevas técnicas y tecnologías, que hoy se están aplicando, llegándose a una cuasi estandarización en los nuevos criterios de diseños de centrales y estaciones transformadoras desde el punto de vista de la operación, control y mantenimiento, que tienden sistemáticamente a:

- Automatizar la operación.
- Telecomandar y telecontrolar
- Bajar los mantenimientos.

Sin embargo, hay algunos conceptos que se mantienen, que se aplican por extensión, y que han desarrollado una semántica y un vocabulario propio de la especialidad de protecciones eléctricas.

Una protección es un equipo que está en permanente vigilancia del sistema de potencia, máquina o línea a la que está protegiendo.

Esta vigilancia sirve para determinar cuándo alguno de los parámetros eléctricos sale de su rango de funcionamiento normal. Estos parámetros pueden ser la corriente, tensión, potencia activa y/o reactiva, impedancia, resistencia, reactancia, admitancia, susceptancia, conductancia, $\cos(\phi)$, etc.

Cada tipo de protección se identifica en los planos con un código establecido en la IEEE y ANSI, código que se utilizará en el texto cada vez que sea necesario, y que se definirá en cada caso.

El presente capítulo tratará de protecciones eléctricas desde un punto de vista general, y será introducción al tema.

Una cuestión a tener en cuenta, es que en general las protecciones necesitan una fuente auxiliar para asegurar su funcionamiento, que son normalmente baterías ácidas o alcalinas que deben estar en óptimo estado, por lo que se requiere de cargadores controlados, que mantienen la carga en ellas en valores adecuados.

Este sistema de baterías se reconoce como servicio de corriente continua en estaciones y centrales, y tiene tratamiento especial para cada caso, con separaciones de circuitos de comando encargados de hacer abrir o cerrar los interruptores de protecciones, señalizaciones, alarmas, etc.

Se diseñan con toda división de circuito que el proyectista considere necesario, con el objetivo de lograr ante una falla, una rápida identificación de su posición, reparación, y continuidad de servicio.

Esto cargadores se encargan también de detectar si alguno de los polos de la batería se conecta a tierra por falla o por error, lo debe ser corregido rápidamente.

11.2 Glosario de Términos Comunes

Torque o fuerza de operación

Momento o fuerza que tiende a iniciar el funcionamiento de la protección cuando el parámetro que está controlando sale del rango normal.

Torque o fuerza antagónica.

Es el momento o fuerza que se opone al momento o torque o fuerza de operación.

Valor de retorno o reset.

Es el valor del parámetro que la protección está controlando, que hace que la protección vuelva al reposo.

Relé auxiliar.

Es un relé excitado por los contactos de un relé principal

Relé de respaldo

Relé que actúa cuando una protección principal no pudo despejar la falla.

Relé primario

Relé conectado directamente al circuito que está protegiendo.

Relé secundario

Relé conectado a través de transformadores de medición.

Relé instantáneo

Relé que no tiene un retardo deliberado en su actuación.

Temporizador

Unidad que demora la actuación de una protección.

Selectividad

Habilidad de la protección para discriminar la posición de la falla respecto de su ubicación en el sistema. Es decir, que debe distinguir si la falla se produce en su zona de protección o fuera de ella.

Consistencia

Exactitud con la que el relé puede repetir su característica.

Señalización o bandera o *flag*

Dispositivo visual que indica que la protección actuó.

Potencia de consumo

Potencia absorbida por el relé en VA a valores nominales de corriente y tensión.

Tiempo de operación

Tiempo propio de respuesta de la protección, medido desde el momento en que se inicia la falla hasta que el relé cierra su contacto. No incluye los tiempos de apertura de interruptores o de otros relés auxiliares.

Alcance

Límite de la zona hasta la que llega la protección del relé. Está asociada normalmente a protecciones de líneas en sistemas de potencia.

Sobrealcance

Se dice que una protección sobrealcanzó, cuando por error actúa más allá de la zona hasta la que fue regulada.

Subalcance

Se dice que una protección subalcanzó, cuando su zona actuación no llega hasta una "distancia" deseada.

11.3 Definición de Características de las Protecciones

Se llama característica de una protección a una línea abierta o cerrada que divide al plano en el que se representa, en dos semiplanos. Uno de ellos es el de actuación de la protección y el otro es el de reposo o bloqueo.

Los planos de representación de las características pueden ser:

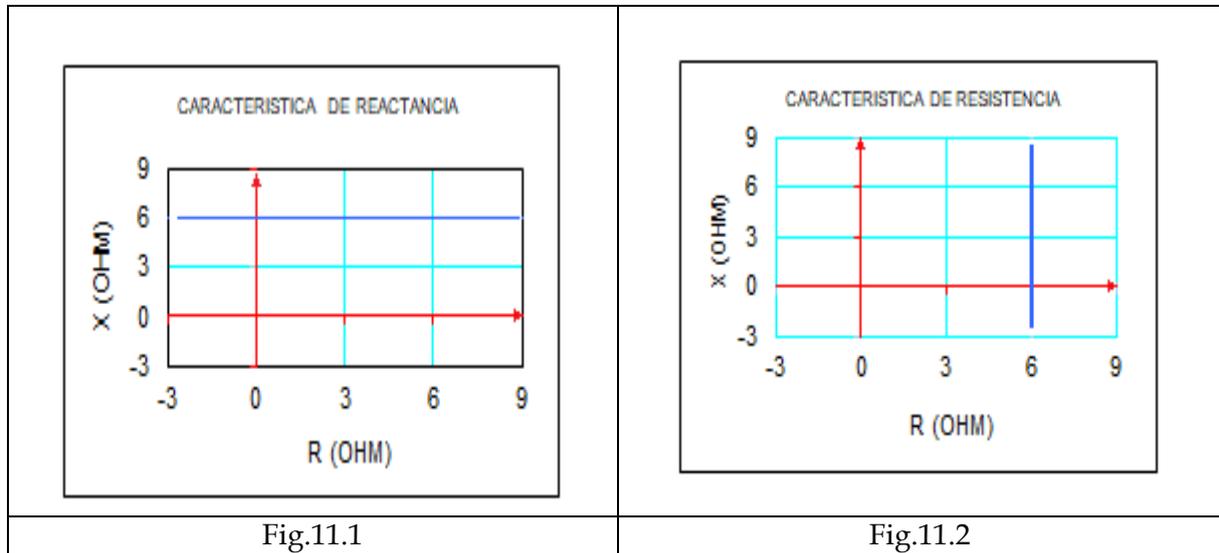
- Impedancia
- Admitancia
- Corriente - Tiempo
- Tensión - Tiempo
- Corriente de actuación - Corriente de bloqueo, etc.

Las protecciones reciben el nombre genérico que se distingue según la cualidad o particularidad de su característica.

La Fig. 11.1, muestra un ejemplo de protección que actúa cuando la reactancia baja de cierto valor independientemente de la resistencia.

La variable que define la actuación o bloqueo de la protección es la reactancia. Por este motivo se llama "Protección de Reactancia".

La Fig. 11.2 es una protección que actúa cuando la resistencia baja de cierto valor independientemente de la reactancia, por lo que recibe el nombre de “Protección de Resistencia”.



11.4 Ecuación General de la Característica

Es posible representar en forma general, por medio de una ecuación con variables complejas, la característica de una protección donde cada variable puede ser asimilada como una corriente o una tensión.

Para detectar una falla, las protecciones deben tener la capacidad de distinguir entre las condiciones normales de funcionamiento del sistema o máquina, y las condiciones de fallas.

Para ello, las protecciones deben poder realizar según se requiera sumas, restas, multiplicaciones y divisiones escalares y/o vectoriales de las cantidades eléctricas.

La ecuación general es:

$$K * |A|^2 - K' * |B|^2 + |A| * |B| * \cos(\varnothing - \varphi) - K'' = 0 \quad (11.1)$$

Donde:

- A = Variable compleja (p. e. Tensión)
- B = Variable compleja (p. e. Corriente)
- K = Constante (p. e. número de espiras de una bobina de corriente)
- K' = Constante (p. e. número de espiras de una bobina de tensión)
- K'' = Constante (p. e. resorte antagonico)
- φ = Ángulo de fase entre A y B
- \varnothing = Ver Fig.11. 3

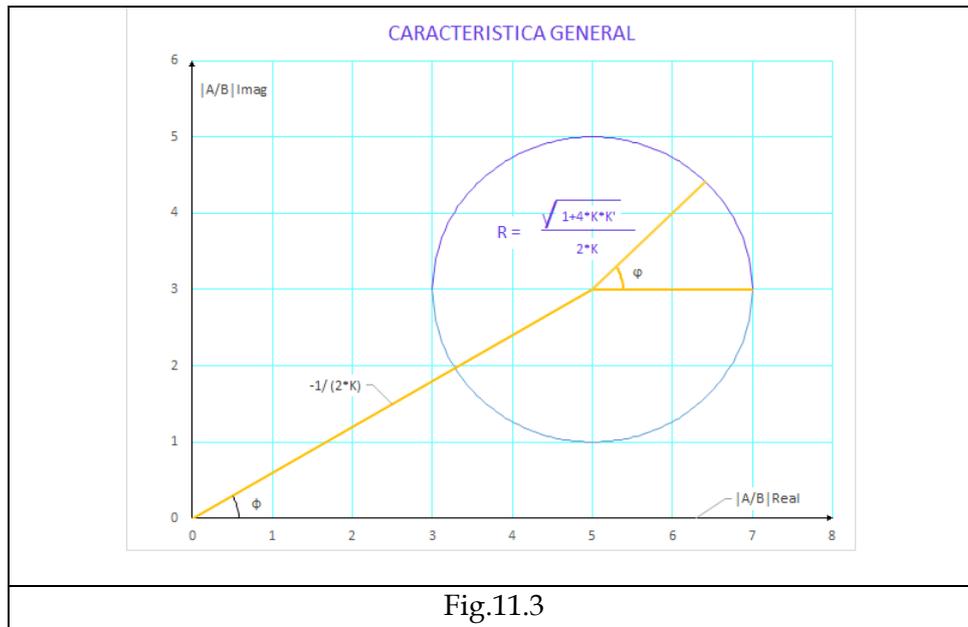


Fig.11.3

Esta ecuación se aplica a la mayoría de las protecciones, y permitirá determinar las formas de las características cuando se representan en los distintos planos.

Normalmente, $K'' = 0$ para todas las protecciones que se alimentan con dos cantidades eléctricas. Cuando una protección es alimentada con una sola cantidad, "K" tiene un valor distinto de cero y se debe a un par antagónico (retardo) dado por un resorte o un análogo. Un ejemplo clásico es un relé de sobrecorriente electromecánico.

Lógicamente, aun cuando hoy las protecciones son digitales, los conceptos que se desarrollan en el presente capítulo siguen siendo válidos, y la terminología las aplica sin restricciones.

Por ello, se sigue hablando de momentos motores o antagónicos o de "curva de pares nulos", que reflejan con claridad las propiedades o características de las protecciones.

Volviendo a la ecuación (11.1), tomando $K'' = 0$ y dividiendo en B^2 se tiene:

$$K * \left[\frac{A}{B}\right]^2 - K' + \left[\frac{A}{B}\right] * \cos(\varnothing - \varphi) = 0 \quad (11.2)$$

Suponiendo:

$$A = U \text{ (Tensión)}$$

$$B = I \text{ (Corriente)}$$

Resulta:

$$Z^2 = \left[\frac{A}{B}\right]^2 = \left[\frac{U}{I}\right]^2 \quad (11.3)$$

$$R = \left[\frac{A}{B}\right] * \cos(\varphi) = \left[\frac{U}{I}\right] * \cos(\varphi) \quad (11.4)$$

$$X = \left[\frac{A}{B}\right] * \text{seno}(\varphi) = \left[\frac{U}{I}\right] * \text{seno}(\varphi) \quad (11.5)$$

Reemplazando en la ecuación (11.2) se tiene:

$$K * Z^2 + Z * \cos(\varphi) * \cos(\phi) + Z * \text{sen}(\varphi) * \text{sen}(\phi) = K' \quad (11.6)$$

Por lo tanto:

$$K * R^2 + K * X^2 + R * \cos(\phi) + X * \text{sen}(\phi) = K' \quad (11.7)$$

Cuando se representa en un plano de impedancias, la ecuación (11.7) es un círculo como el que se muestra en la Fig.11.3. Con analogía inversa, es decir, $B = I$ y $A = U$ el plano sería de admitancias.

11.5 Característica de Protecciones de Sobrecorriente.

La protección de sobre corriente es un ejemplo clásico de protecciones alimentadas por sólo una variable eléctrica, que actúa cuando la corriente sobrepasa de un valor determinado.

No es común representar la característica de la protección en un plano de impedancia o de admitancia. Sí lo es, representarla en un plano de tiempo en función de la corriente, y según el tipo de curva es la denominación del tipo de protección.

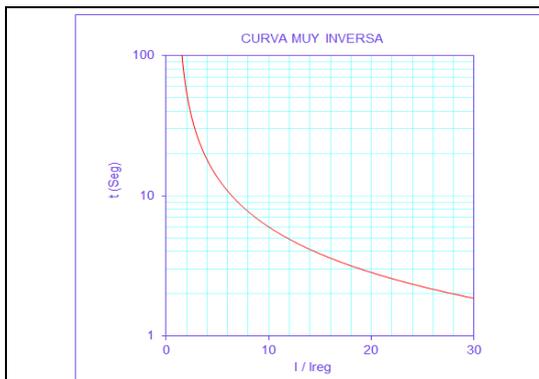


Fig.11.4



Fig.11.5

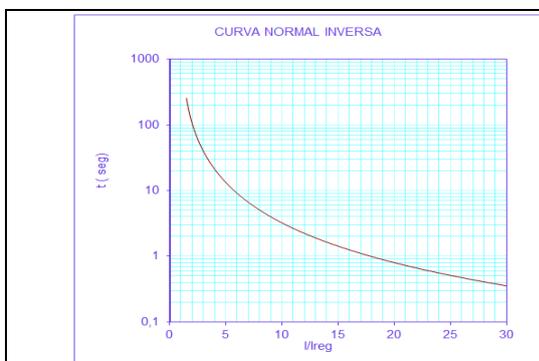


Fig.11.6



Fig.11.7

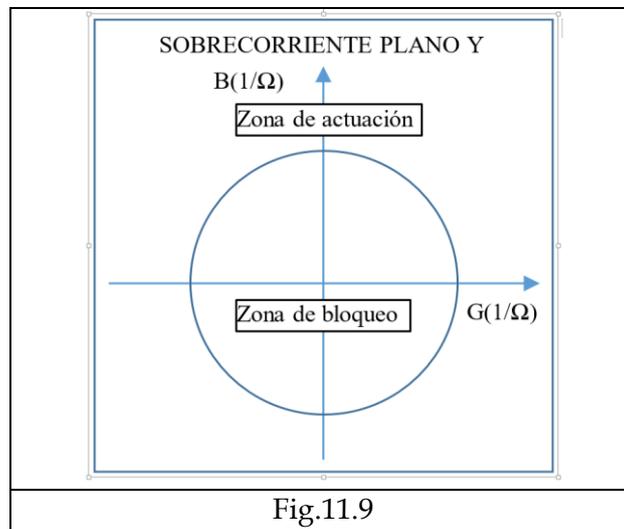
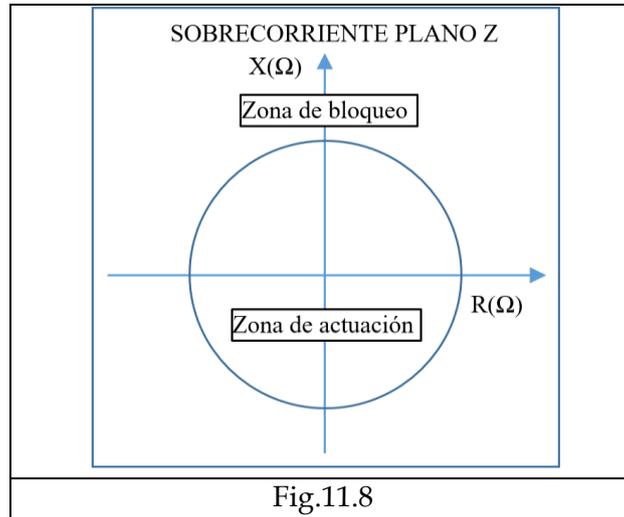
Las Fig. 11.4 - 11.5 - 11.6 y 11.7 muestran algunas de estas características.

Se puede representar también en el plano de impedancia o de admitancia la característica de una protección de sobrecorriente.

Se sabe que:

$$I = U * Y \text{ o también } I = \frac{U}{Z} \quad (11.8)$$

Si se acepta que U es una fuente de tensión ideal, se puede tomar a U como una constante.



Si se considera en la ecuación general (11.1) la alimentación de una sola variable (en este caso $B=I$), todos los términos que no contienen a la variable B desaparecen, y de acuerdo con lo antes dicho, la constante K'' sería distinta de cero por lo que la ecuación quedaría como:

$K' * B^2 = K''$ o lo que es lo mismo:

$$K' * I^2 = K'' \quad \text{o bien} \quad I^2 = \frac{K''}{K'} \quad (11.9)$$

Tomando en cuenta a las ecuaciones (11.8) y (11.9) se concluye en:

$$Y^2 = \frac{K''}{K' * U^2} = \text{CONSTANTE} \quad (11.10)$$

Esta ecuación es un círculo centrado en el origen.

En el plano Z también es un círculo centrado en el origen, pero las zonas de actuación y bloqueo están intercambiadas respecto del plano Y.

Los gráficos son las Fig. 11.8 y Fig.11.9.

Se pueden dibujar diferentes círculos concéntricos en los que cada uno de ellos represente un determinado tiempo de actuación.

El tiempo crece según lo indica la flecha, en cada uno de los planos (Z o Y).

En el plano Z, el círculo dibujado sería el de mayor tiempo de actuación, es decir el valor de arranque de la protección, y el resto de los círculos serían concéntricos y de menor radio, indicando el menor tiempo de actuación el que tenga menor radio, por lo que el tiempo de actuación crece según lo indica la flecha.

En el plano Y es al revés. Todos los círculos que indicarían menores tiempos de actuación de la protección, serían de mayor radio que el dibujado.

Volviendo a las características, como se encuentran normalmente en la bibliografía de las protecciones de sobrecorriente, es decir la representación en el plano de tiempo - corriente, las normas IEC 255-4 definen las siguientes.

Normal inversa	<i>Normally inverse</i>
Muy inversa	<i>Very inverse</i>
Extremadamente inversa	<i>Extremely inverse</i>
Inversa retardada	<i>Long – time inverse</i>
IDMT	<i>Inverse curve Definitive Minimum Time</i>

La protección IDMT es una protección que responde a una característica inversa hasta cierto valor de corriente, pasado el cual se transforma en una protección de tiempo definido o constante.

Los valores a los que toma una característica de tiempo constante pueden ser de 10, 20 ó 30 veces la corriente de regulación.

11.6 Característica de una Protección de Sobretensión.

Todas las consideraciones descriptas para la protección de sobrecorriente son válidas para la protección de sobre tensión, lógicamente asignando a la variable de la ecuación (11.1) la función de la tensión.

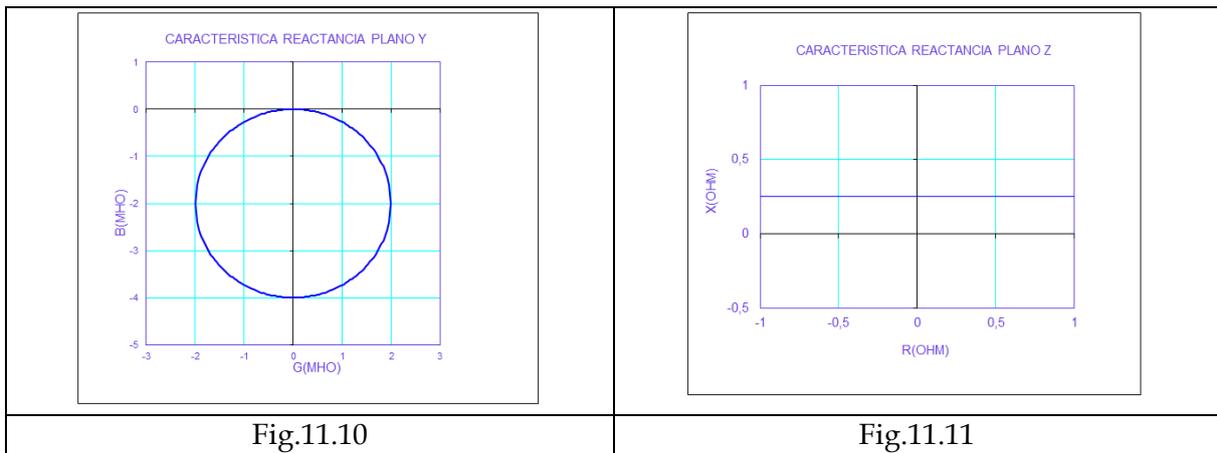
11.7 Característica de una Protección de Reactancia.

La protección de reactancia tiene como característica representada en el plano Z, a una línea recta paralela al eje R. Fig.11.11

La ecuación general es:

$$K * [A]^2 - K' * [B]^2 + [A * B] * \cos(\varnothing - \varphi) - K'' = 0 \quad (11.11)$$

El relé de reactancia está alimentado por tensión y corriente.



Se supone que $A = U$ y $B = I$

Se hace $K'' = 0$ y se divide en $B^2 = I^2$

$$K * [U]^2 - K' * [I]^2 + [U * I] * \cos(\varnothing - \varphi) - K'' = 0 \quad (11.12)$$

$$\frac{K * [U]^2}{I^2} - K' + \left[\frac{U}{I} \right] * \cos(\varnothing - \varphi) = 0 \quad (11.13)$$

$$K * Z^2 + Z * \cos(\varnothing) * \cos(\varphi) + Z * \sin(\varnothing) * \sin(\varphi) = K' \quad (11.14)$$

Haciendo $K = 0$ y $\varnothing = 90^\circ$ es:

$$Z * \sin(\varphi) = K' \quad \text{y por tanto } X = K' \quad (11.15)$$

Para representar esta misma ecuación en el plano de admitancia debe recordarse que:

$$R = \frac{G}{Y^2} \quad \text{y que} \quad X = -\frac{B}{Y^2} \quad (11.16)$$

Reemplazando en la ecuación 11.15 resulta:

$$\frac{G}{G^2+B^2} = K' \quad (11.17)$$

Desarrollando esta ecuación es:

$$K'.B^2 + K'.G^2 - G = 0 \quad (11.18)$$

Esta es la ecuación de un círculo que tiene como coordenadas del centro a:

$$Gc = \frac{1}{2 \cdot K'} \quad - \quad Bc = 0 \quad (11.19)$$

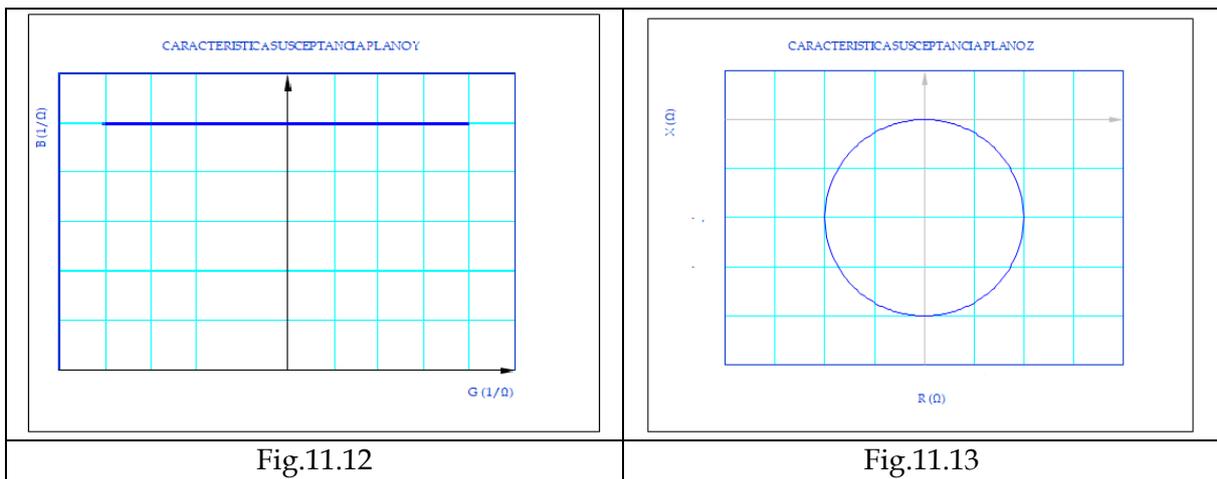
Y como radio a:

$$\text{Radio} = 1 / 2K' \quad (11.19)$$

Las Fig. 11.10 y Fig. 11.11 muestran la misma característica representada en los planos Y y Z

11.8 Característica de una Protección de Susceptancia.

La protección de susceptancia tiene como característica representada en el plano Y, a una línea recta paralela al eje G. Fig. 11.14 en forma análoga a la de reactancia, pero en planos cambiados.



Para demostrarlo se hace $A = I$ y $B = U$ y el mismo procedimiento.

11.9 Característica Direccional.

Cuando los sistemas son mallados o con alimentación de los dos lados, es necesario determinar en qué posición se encuentra la falla respecto de la ubicación de la protección, para lograr una selectividad correcta.

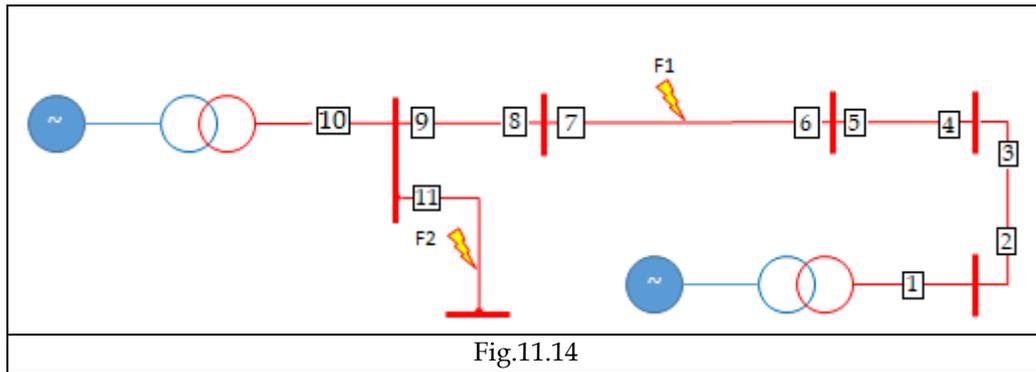


Fig.11.14

En la Fig.11.14 se muestra un esquema con alimentación de los dos lados.

Para la falla $F1$, la primera responsabilidad es la de las protecciones de los interruptores 6 y 7.

Al primer respaldo son las protecciones de los interruptores 4 y 9, y el segundo son las 2 y 10.

Se observa que las protecciones de los interruptores 3, 5 y 8 no es necesario que actúen.

Para la falla $F2$, la primera responsabilidad es la de la protección del interruptor 11.

Al primer respaldo lo dan las protecciones de los interruptores 8 y 10, y un segundo respaldo la protección del interruptor 6. Las protecciones de los interruptores 9 y 7 no actúan.

Para evitar malas actuaciones, se requiere de protecciones que distingan en qué posición está la falla respecto de ellas. Así se define el concepto de “fallas adelante” o “fallas a la espalda”.

Esta es la función que se asigna a las protecciones direccionales, que son como un vatímetro de cero al centro y que es capaz de determinar la fase entre la corriente y la tensión en la posición donde están conectados.

La característica en un plano de impedancia es una línea recta que pasa por el origen. El ángulo de fase entre corriente y tensión para fallas hacia adelante está en el primer cuadrante. La línea tiene una pendiente negativa de manera que la zona de “pares máximos” que es perpendicular a la característica, esté en la zona en que la protección actúa con seguridad.

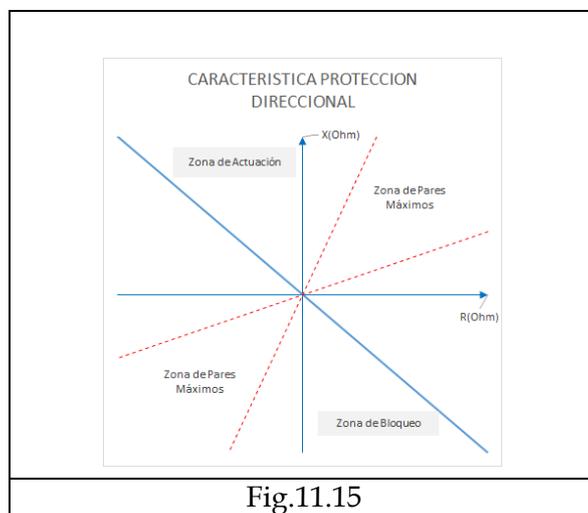


Fig.11.15

11.10 Resumen

Para definir la característica necesaria para una determinada protección, se debe conocer totalmente el comportamiento del elemento a proteger, tanto para fallas propias o para fallas externas.

Así como se dedujo la posibilidad de definir características que controlen a parámetros eléctricos como reactancia o susceptancia, es posible construir protecciones que respondan a cualquier parámetro eléctrico, es decir: tensión, corriente, frecuencia, impedancia, admitancia etc.

El tipo de protección responde al parámetro eléctrico que debe controlar, y como se dijo su identificación en planos y tableros o en la misma protección se realiza por la codificación establecida.

Los equipos protecciones hoy tienen incorporadas casi todas las funciones que se requieran, y la habilitación de cada una de ellas depende de la configuración.

Es decir, que existe una parametrización establecida por los cálculos pertinentes en función del elemento a proteger, y de su ubicación en el sistema, y una configuración que determina cuáles son las funciones que se habilitan de la protección.

En la configuración, no sólo interviene el comando de los interruptores asociados al elemento, sino también las señalizaciones de los eventos.

En las protecciones se identifican normalmente tres condiciones que son:

- Arranque
El arranque se produce cuando la falla está dentro de la zona de control de la protección.
- Actuación
Se considera que la actuación se produce cuando la protección decide abrir al interruptor.
- Disparo
Es el momento en que la protección envía la orden de apertura al interruptor.

Considerando estas posibilidades, se puede registrar paso a paso el desempeño de la protección, datos que son muy necesarios para cuando se realiza el estudio de una falla en particular, que normalmente requiere de registros no solamente de la protección que actuó o que debió actuar, sino también de todas las protecciones de elementos adyacentes que hayan intervenido en la perturbación.

CAPÍTULO 12

PROTECCIONES DE GENERADORES

12.1. Introducción

La necesidad de energía, consecuente con el aumento de consumo, obligó al desarrollo de las técnicas de transformación de la energía a un tipo de energía que permita su uso fácil, distribución sencilla, bajo costo de transporte, y consumo masivo.

Así es, que se desarrollaron, conjuntamente con los generadores, las diferentes formas de aprovechamiento de energía como son hoy conocidas.

En este capítulo se introducirán sólo algunos conceptos de las protecciones de generadores clásicos, sin casos especiales como generación eólica o paneles solares.

Los generadores se diseñan acordes a la máquina motriz que los impulsan, y su sistema de protecciones va de acuerdo con su diseño.

Las máquinas motrices pueden ser:

Motores Diesel

Turbinas de vapor

Centrales nucleares

Centrales térmicas convencionales

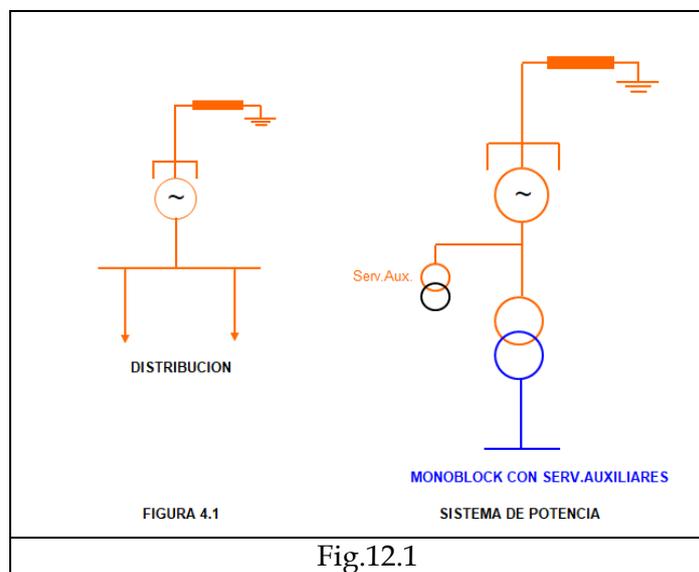
Turbinas hidráulicas

Turbinas a gas

Los rangos de potencia varían hoy entre algunos cientos de *KW* o menores y *500 MW*

Los generadores pequeños se conectan normalmente de forma directa a los sistemas de distribución. En cambio, los generadores de mayor porte, se interconectan con los sistemas eléctricos de potencia a través de transformadores en monoblocs, es decir sin interruptores entre el generador y el transformador.

Por este motivo, hoy se asocian los sistemas de protecciones de generadores con los de los transformadores y el conjunto transformador generador.



Los generadores deben ser protegidos para todas las fallas posibles. El grado de redundancia requerido depende de la potencia.

En el listado siguiente se enumeran las fallas posibles.

- 1 Fallas de estator
 - 1.1 Fallas de aislación a tierra
 - 1.2 Cortocircuito entre fases
 - 1.3 Cortocircuito entre espiras de una misma fase
 - 1.4 Asimetría de cargas
 - 1.5 Sobrecargas
 - 1.6 Sobre tensión
 - 1.7 Sobrecorriente

- 2 Fallas en rotor - Excitatriz
 - 2.1 Fallas a tierra del rotor
 - 2.2 Mínima corriente de excitación
 - 2.2.1 Apertura de circuito de excitación
 - 2.2.2 Cortocircuito de excitatriz o polos
 - 2.2.3 Cortocircuito entre espiras del rotor

- 3 Fallas en máquina motriz
 - 3.1 Pérdida de vacío
 - 3.2 Fallas en sistemas de lubricación
 - 3.3 Sobre velocidad

La Fig.12.1 muestra los esquemas descriptos.

Si bien este es el listado posible de fallas en los generadores, sólo se centrará la atención en las fallas eléctricas de estator y rotor.

Para poder proteger a la máquina adecuadamente, se debe tener el conocimiento de su funcionamiento en condiciones de fallas, y en función de ella tomar las acciones convenientes.

Los esquemas de cada protección muestran el principio en el que se basa la detección de la falla, como si se utilizaran elementos discretos (bobinas, capacitores etc.).

Las protecciones digitales realizan la misma tarea de detección, pero en forma digital.

Para ello, se hace un muestreo de las señales analógicas de tensión y corriente, tomando un cierto número de muestras por ciclo para cada fase, y se opera con ellas para lograr la comparación con los parámetros de regulación de la manera correcta.

12.2 Fallas de Estator

Se analizan las fallas del estator, las que no deben ser confundidas con fallas en distribución cuando la máquina está conectada directamente a un sistema distributivo, lo que puede ocurrir en fábricas o en alguna generación aislada.

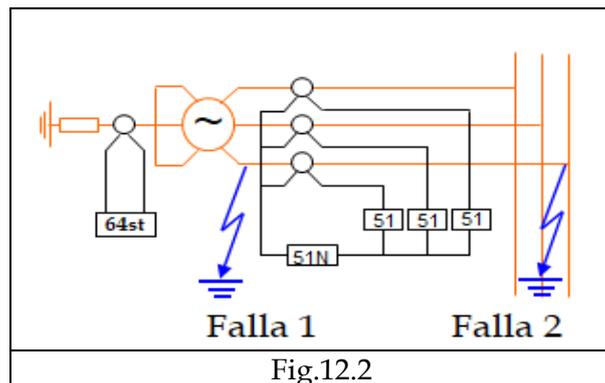
Se van analizar las diferentes posibilidades de conexión de un generador a un sistema, para poder en cada caso detectar una falla en el estator de la máquina.

12.2.1 Generador Conectado Directamente a un Sistema de Distribución

Previamente se definirán algunos códigos ANSI/IEEE de identificación de dispositivos que se utilizan en los planos eléctricos unifilares o trifilares.

PROTECCIÓN	CÓDIGO
Sobrecorriente	51
Sobrecorriente de tierra	51N
Masa estatórica	64ST
Dispositivo de parada, es aquel cuya función primaria es quitar y mantener un equipo fuera de servicio.	5
Interruptor	52
Contacto auxiliar normal abierto. Está abierto con el elemento principal en reposo.	NA
Contacto auxiliar normal cerrado. Está cerrado con el elemento principal en reposo.	NC
Bobina de apertura del interruptor	BA52

La protección de falla de estator o estator a tierra (64ST), es una complementación de la protección de sobrecorriente (51) en el caso de máquinas conectadas a un sistema de distribución, y se puede detectar por medio de una protección conectada a un transformador de intensidad, en el neutro de la máquina o en el neutro de los transformadores de medición, como muestra la Fig. 12.2.



El neutro del generador, debe estar referido a tierra con o sin impedancia, con el propósito de detectar con facilidad las fallas de la aislación o puestas a tierra del estator o el sistema.

Cuando el sistema tiene como única referencia de tierra al generador, la actuación de la protección 64ST conjuntamente con la 51N (Fig.12.2), indican fallas externas. En cambio, si actúa sólo la 64ST, indica falla en el estator.

Para lograr una rápida detección de la falla de estator en este caso, se utiliza una comunicación entre la protección 51N y la 64ST, con la lógica siguiente.

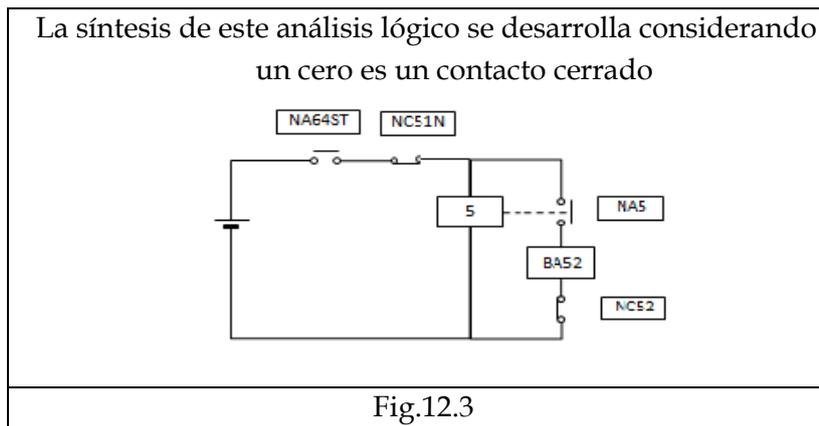
FALLA	Sobrecorriente de tierra (51N)	Masa estatórica (64ST)	¿Es falla del estator?	OBSERVACIONES
Falla 1	1	1	0	La protección 51N detecta la corriente de falla que circula por la puesta a tierra del generador.
Falla 2	0	1		La protección 51N no detecta la corriente de falla que circula por la puesta a tierra del generador.

1: Contacto abierto.

0: Contacto cerrado.

1: Contacto abierto.

Se supone, en la columna 4 de la tabla, que un 1 es actuación de la protección y un 0 reposo.



El esquema de la Fig.12.3 muestra la lógica de funcionamiento de la protección de tierra estatórica en este caso.

El relé 64ST actúa para las dos fallas, y sólo se produce correctamente la orden de apertura con el auxilio del relé 51N, que permanece en reposo en el caso de la falla 2, y abre su contacto en el caso de la falla 1.

Es normal conectar a la bobina de apertura del interruptor en serie con un contacto auxiliar propio del interruptor, que ayuda a cortar el arco que se produce cuando los contactos se abren.

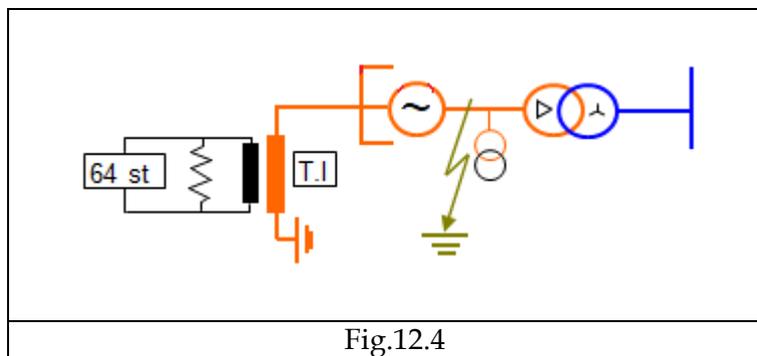
12.2.2 Generador Conectado a un Sistema de Potencia en Monoblock.

En el caso de monoblocks, el arrollamiento del estator y el primario del transformador, pueden ser tratados como un sistema aislado no influenciado por alguna puesta a tierra.

Normalmente se pretende, sobre todo en generadores importantes, que una falla a tierra del estator no cause mayores daños. Es por ello, que se conecta una impedancia entre el neutro y la tierra, que limite la corriente a unos pocos Amperes.

Es una práctica normal conectar en el neutro del generador un transformador de tensión, cuyo secundario alimentará a un dispositivo que directamente saque de servicio a la máquina.

El transformador que se conecta al neutro, deberá tener algunas cualidades que permitan un funcionamiento seguro.



Uno de los factores a tener en cuenta, es la capacidad distribuida que puede causar sobretensiones que dañen la aislación.

Los transformadores pueden ser de 5 a 100 kVA de tensión de secundario entre 100 y 500 (V) cargados con una resistencia a los efectos de evitar transitorios peligrosos y largos.

Un detalle importante, es que el transformador de neutro no debe saturar bajo ninguna condición, puesto que esto puede causar condiciones de ferorresonancia. Por ello, se solicita del transformador que su punto de rodilla lo alcance a 1,3 veces de la tensión normal del generador.

Se recomienda que el valor de la resistencia de carga sea tal que produzca una corriente igual a por lo menos $3 * I_{co}$, que es la corriente debida a las capacidades parásitas del sistema.

El relé 64ST de la Fig.12.4 puede ser un relé de sobretensión que recibirá una tensión, sólo cuando parte del circuito del conjunto estator primario de los transformadores principal y de servicios auxiliares se pone a tierra.

También es posible un esquema como el de la Fig. 12.4 con el que la falla es detectada con un relé de sobrecorriente.

En los casos planteados, sin embargo, la protección no cubre al 100 % del arrollamiento puesto que, tanto el relé de sobrecorriente como el de sobre tensión tienen una sensibilidad limitada determinada por su regulación. Otro problema, es la tercera armónica y se deberá en estos casos, prever un filtro o tener un relé que tenga diferente sensibilidad para la fundamental y la tercera armónica de manera que sea insensible a ella.

12.2.3 Protección del 100 % del Arrollamiento Estático.

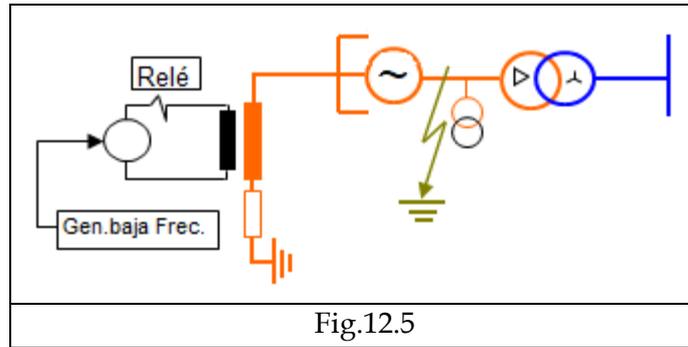
Los sistemas descriptos anteriormente, proveen la protección del estator para un 95 % del arrollamiento en el mejor de los casos, quedando desprotegidas aquellas espiras cercanas al punto neutro.

Hay dos métodos para lograr la protección en un 100 % del arrollamiento.

12.2.3.1 Esquema de Inyección de Baja Frecuencia.

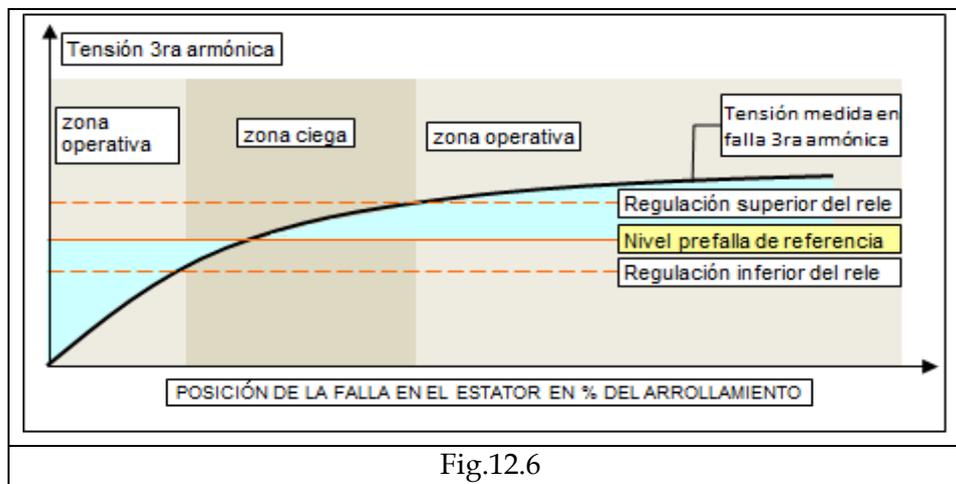
En este esquema, se aplica un generador de subarmónica conectado en serie con el neutro del generador (Fig.12.5).

Se conecta un relé, en serie capaz de detectar un aumento de la corriente debido a fallas a tierra en el estator. Debe recordarse que al ser de frecuencias subarmónicas, las capacidades parásitas tienen poca influencia, y sólo se aumenta la corriente cuando realmente haya una falla a tierra en el estator, y que además la misma es mayor cuando la falla está más cerca del neutro.



12.2.4 Principio de Detección de Tercera Armónica.

Un método alternativo de detección de falla en el estator de un generador, es por la utilización de la característica de tensión de esta frecuencia que presentan los generadores.



En condiciones normales, la tensión del generador tiene una componente de tercera armónica, que produce una circulación de corriente por las capacidades del circuito entre cada fase y el neutro del generador. Para el sistema de potencia, esta componente es eliminada por el triángulo del transformador principal.

El valor de la tensión, depende de la relación entre las impedancias de las capacidades parásitas y de neutro para la tercera armónica, y está normalmente entre el 20 % al 30 % de la impedancia del arrollamiento referido a su punto de neutro.

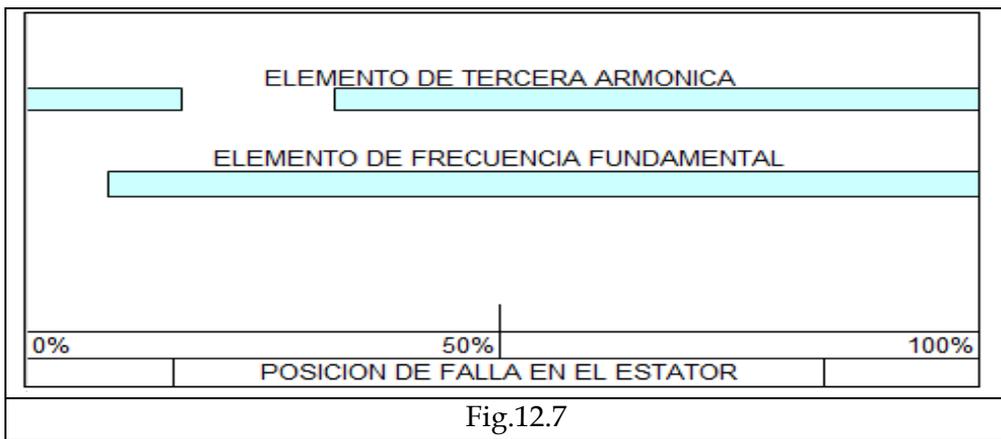
Cuando la tensión de tercera armónica está fuera de este rango, es porque hay una conexión a tierra de alguna de las fases.

En el gráfico de la Fig. 12.6 se puede apreciar como es el cambio de la tensión de tercera armónica en función de la posición de la falla.

La protección debe ser regulada fuera de la zona de nivel de prefalla de referencia, es decir, deberá haber un elemento de la protección que responda a una sobre tensión de tercera armónica, regulado por arriba del valor superior y un elemento de la protección de mínima tensión regulado por debajo del valor inferior. La actuación indistinta de cualquiera de estos elementos debe producir las acciones correspondientes de abrir los interruptores, cerrar válvulas, etc.

La zona ciega de la protección debe ser cubierta por una protección ordinaria de 1ra. armónica.

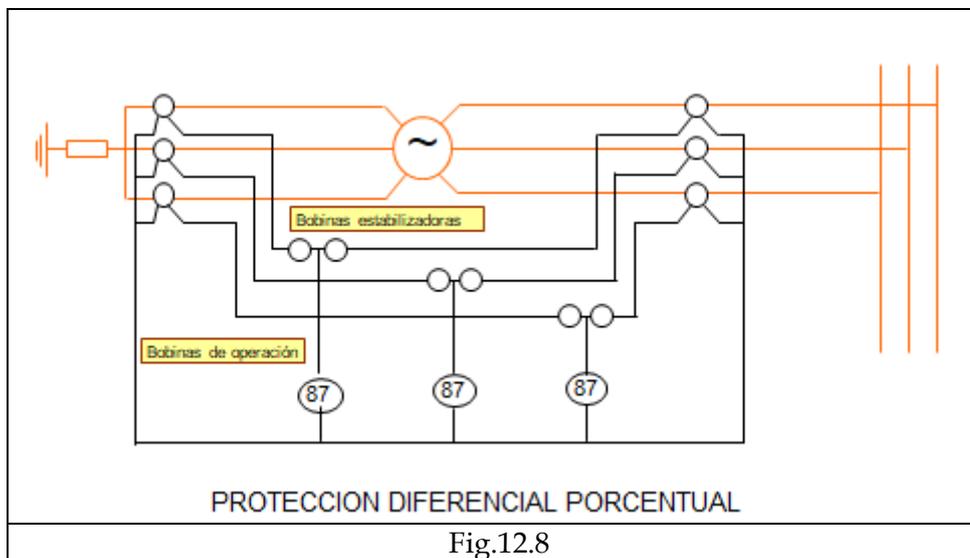
La Fig.12.7 muestra el esquema completo



12.3 Corto Circuito Entre Fases.

Los cortocircuitos entre fases son poco comunes, y cuando se presentan ocurren en las espiras de mayor tensión del estator, o en las ranuras en el caso de que haya más de una fase por la misma ranura.

Un método simple para detectar la presencia de fallas internas, es por medio de la comparación de las corrientes de cada fase del lado de neutro de generador y del lado barras, es decir, hacer la diferencia entre ambas, y la protección correspondiente es la diferencial. Código ANSI (87)



Este esquema de conexionado permite la circulación de corrientes de cada fase, insufladas por los transformadores de intensidad que pasan por las bobinas de estabilización. Cuando son iguales no hay corriente diferencial que circule por las bobinas de actuación de la protección diferencial.

Cuando se produce una falla interna entre fases o entre fases y tierra, la corriente de las fases falladas son distintas del lado de neutro con respecto a las del lado de barra, y consecuentemente, los transformadores de intensidad del lado neutro mandan hacia el secundario diferentes valores de corriente que los del lado barra.

Las acciones de la protección son:

Abrir interruptores de máquina y de excitatriz.

Cerrar válvula de admisión de la máquina motriz.

Las bobinas estabilizadoras se utilizan para lograr una característica porcentual de la protección, produciendo un par antagónico que exige una mayor corriente diferencial para actuar.

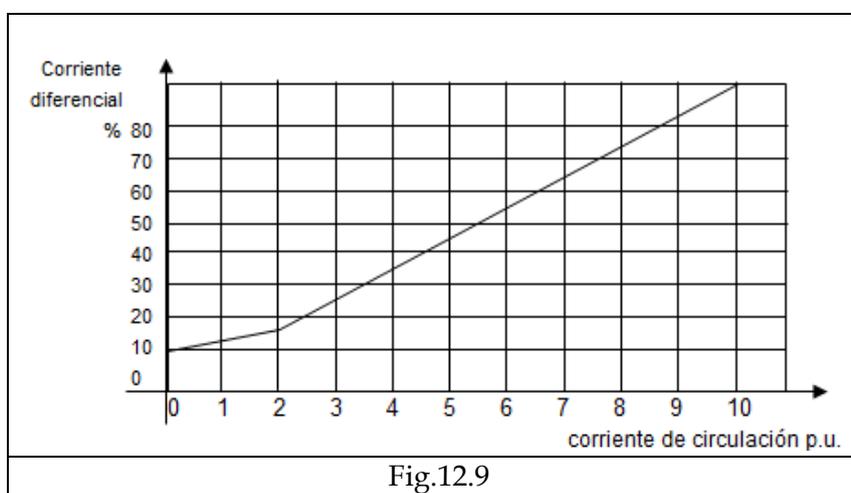


Fig.12.9

Esto es requerido como consecuencia de que, en casos de cortocircuitos cercanos, los transformadores de intensidad pueden saturar en forma diferente, mandando a los secundarios corrientes diferentes, aunque la falla sea externa a la máquina.

Con la característica porcentual se logra que a mayores corrientes de circulación sean mayores las corrientes diferenciales necesarias para que la protección actúe.

La Fig.12.9 muestra la característica porcentual de una protección diferencial de generador.

La protección diferencial no actúa para fallas entre espiras de una misma fase, puesto que la corriente por la fase del lado de neutro y de lado de barras es la misma, por lo tanto, no hay diferencia entre ellas.

12.4 Cortocircuito Entre Espiras de una Misma Fase.

Ya se ha dicho que la protección diferencial es incapaz de detectar cortocircuitos entre espiras de una misma fase.

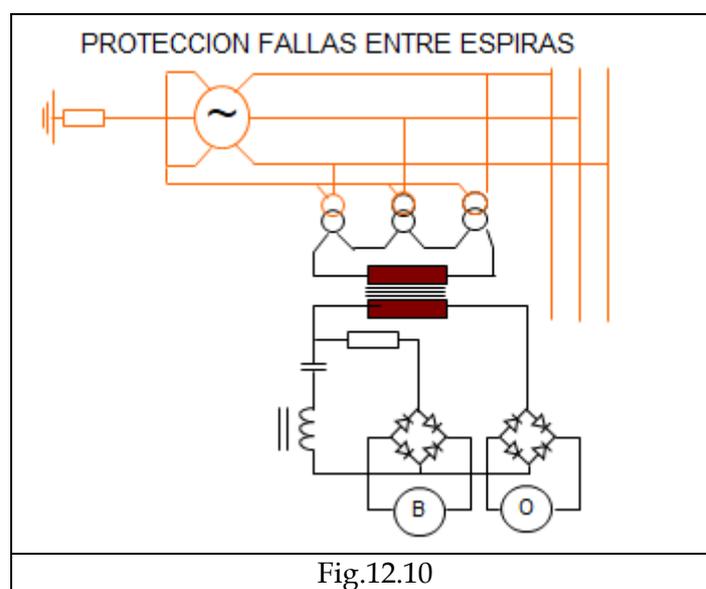
Cuando se produce este tipo de falla, la tensión que se genera en la fase fallada es de menor módulo que en las otras fases. Por este motivo, el sistema de generación entre fase y neutro del generador ya no es balanceado. De lo antes dicho resulta que:

$$U_{ro} + U_{so} + U_{to} <> 0$$

En otras palabras, hay una generación de tensión homopolar la que, detectada, puede hacer que una protección accione los interruptores de máquina, de excitatriz y el cierre de válvulas de admisión de la turbina.

La protección posee dos elementos: uno de bloqueo y otro de actuación. El elemento de bloqueo responde a un filtro de tercera armónica (relé B de la Fig.12.10), mientras que el elemento de actuación, el que responde a la fundamental, sólo se excita ante la presencia de una tensión homopolar.

Es posible que algunos casos de cortocircuitos externos generen una tensión homopolar, pero esta cae fundamentalmente en la resistencia o el sistema de puesta a tierra del generador.



En todo caso, será necesario calcular la posible tensión homopolar debida a fallas externas, y regular a la protección de manera de insensibilizarla ante este valor.

Conociendo el número de espiras por fase, se puede determinar la tensión homopolar emergente de cortocircuito entre ellas, verificando de esta manera el grado de protección que la máquina tiene en función de la regulación establecida.

12.5 Asimetría de Cargas.

La asimetría de cargas en una máquina, se puede producir como consecuencia de fallas en el interruptor de la propia máquina, (un polo que no cierra) o por fallas en interruptores de otras instalaciones del sistema.

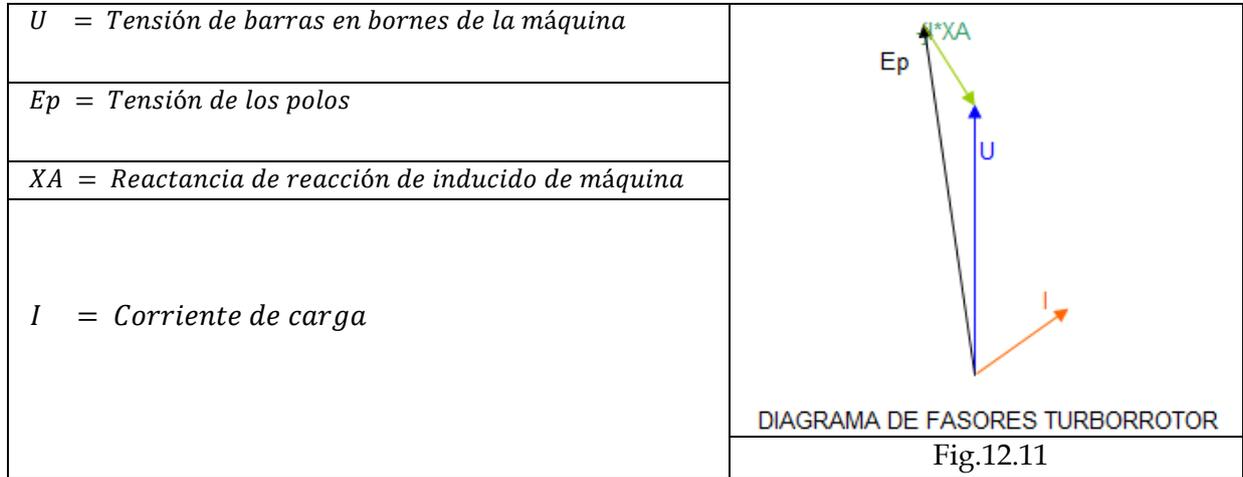
En el caso de generadores pequeños conectados directamente a la distribución, puede ocurrir que el desbalance sea consecuencia de cargas no adecuadamente equilibradas.

La capacidad de soportar asimetrías de cargas en los generadores depende del tipo de refrigeración y del tipo de construcción.

En generadores construidos con rotor macizo y sin arrollamiento amortiguador, la capacidad es alrededor del 10% o 15 % de la corriente nominal.

En algunos casos de refrigeración con hidrógeno, la capacidad puede variar entre el 5 y 7 % de la corriente nominal.

El problema de las cargas asimétricas en los generadores, se puede explicar con el siguiente diagrama de fasores.



Cuando la corriente es cero en alguna de las fases (es un caso extremo), la reacción de inducido ($jI * X_A$) desaparece en esa fase.

Si la tensión U se mantiene, dado que se supone a la máquina conectada a un sistema de potencia mucho más grande, se producen entonces corrientes circulando por los polos, independientes de la excitación que tratan de que sea $E_p = U$ y con una frecuencia doble de la de la red, ya que esta variación se presenta dos veces por cada fase en cada giro.

Estas corrientes que son independientes de la excitación de los polos, producen flujos variables en el rotor de la máquina, el que no está preparado para soportarlas demasiado tiempo, puesto que producen pérdidas en el hierro del rotor que no es laminado, pudiendo producir calentamientos exagerados que dañan la aislación de los polos.

Es por ello, que las máquinas tienen definida por el fabricante una constante en función del cuadrado de la corriente inversa que depende de la asimetría, y que permite calcular el tiempo que ésta puede durar sin perjuicios para el rotor.

La tabla siguiente da los valores tipo:

TIPO DE MÁQUINA	TIPO DE ENFRIAMIENTO	CONSTANTE $k = I \text{ inv}^2 * t$
TURBO	Hidrógeno 30 lb/ "	12
TURBO	Hidrógeno 15 lb/ "	15
TURBO	aire	20
POLOS SAL.	aire	60

La forma de detectar la corriente de secuencia inversa es la siguiente.

$$I_{inversa} = [I_R + a * I_S + a^2 * I_T] * \frac{1}{3} \quad (12.1)$$

El generador lleva normalmente carga equilibrada y sin posibilidades de tener corriente de neutro.

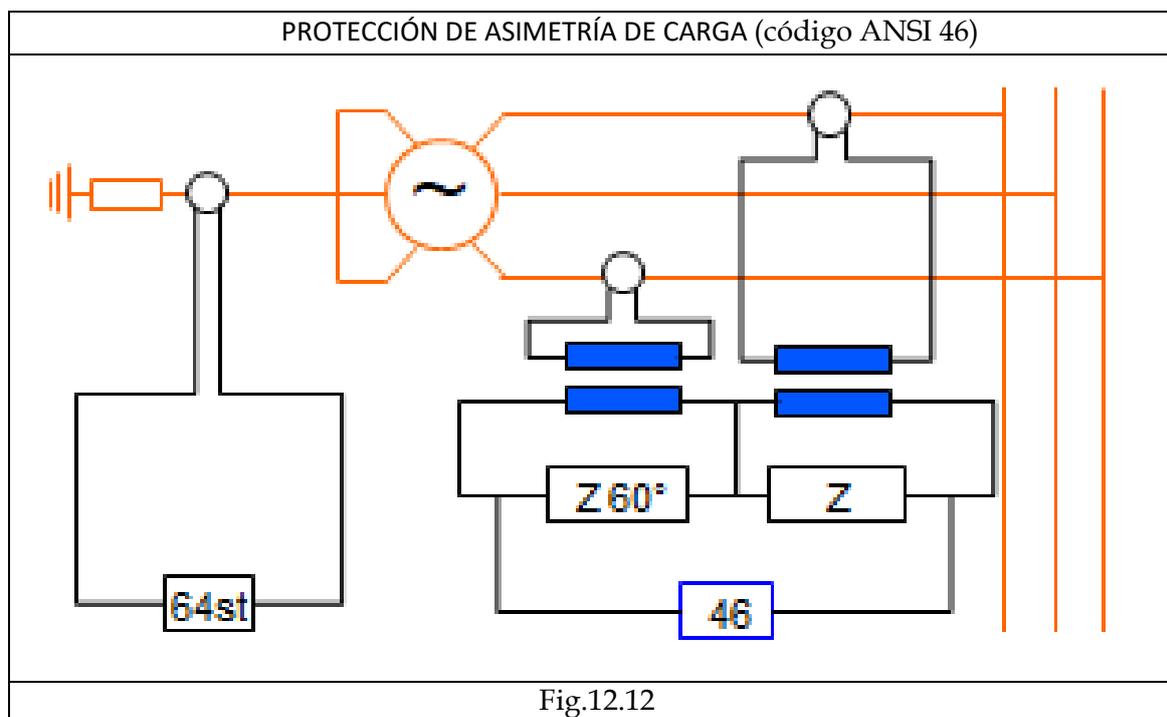
Por lo tanto:

$$I_R + I_S + I_T = 0 \quad \text{Luego:} \quad I_R + I_T = -I_S \quad (12.2)$$

Se reemplaza en la ecuación (12.1).

$$I_{inversa} = I_R + a * [-I_R - I_T] + a^2 * I_T \quad (12.3)$$

$$I_{inversa} = I_R * [1 - a] - I_T * [1 - a^2] \quad (12.4)$$

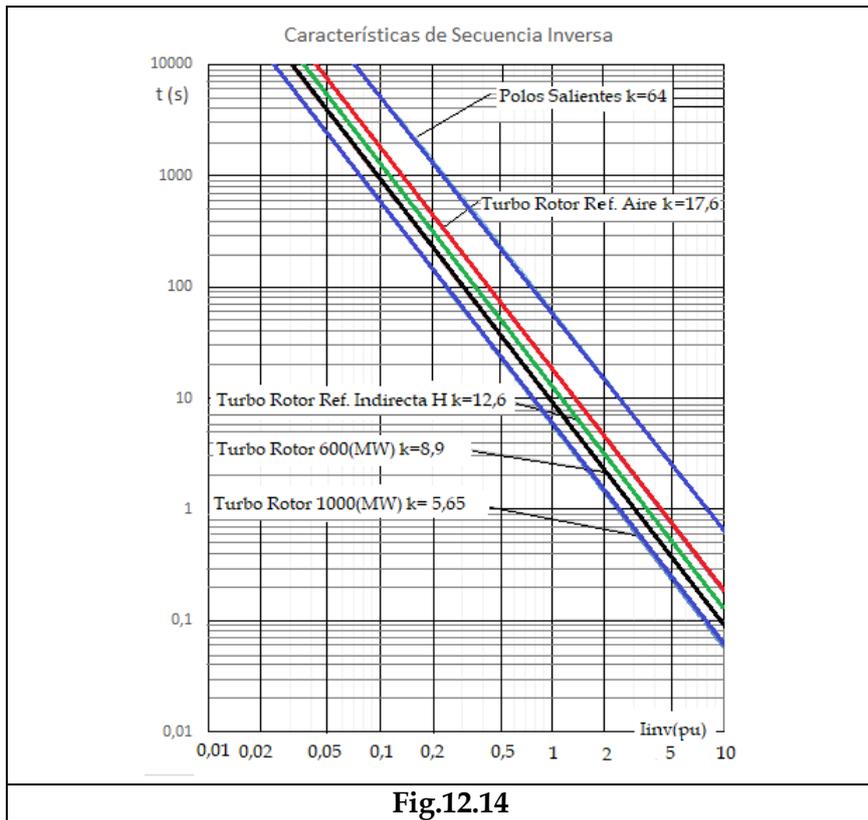
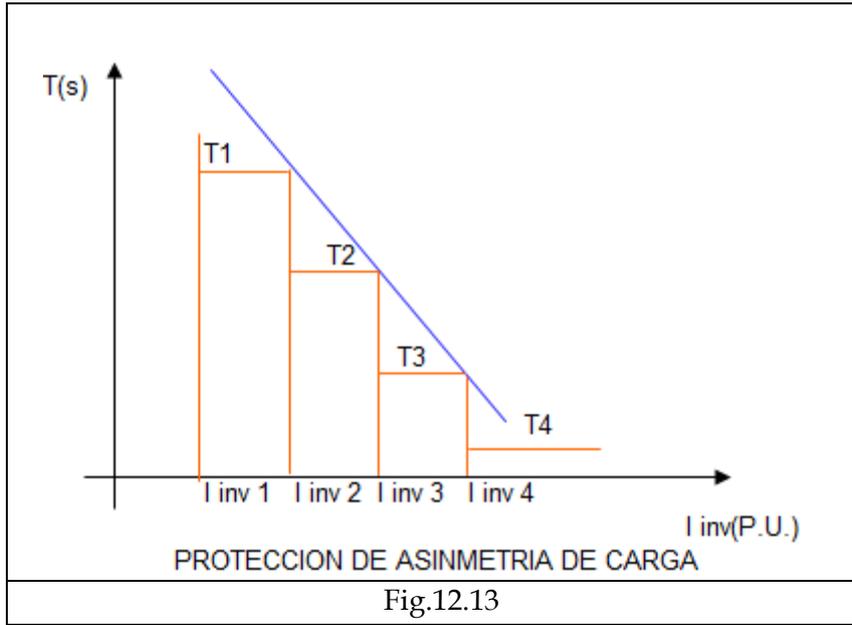


Un desequilibrio de corriente siempre se manifiesta con la presencia de la componente inversa.

Dicho de otra manera, si la corriente inversa es nula, no hay desequilibrio de carga.

Los vectores $(1 - a)$ y $(1 - a^2)$ tienen el mismo módulo y están desfasados 120° .

Por lo tanto, el circuito de una protección de secuencia inversa o asimetría de carga es tal, que toma la corriente I_R y la suma con I_T desfasada 60° en un transformador sumador, de manera que entre ambas quede una fase de 180° .



Las protecciones antiguas tenían conectadas en serie a este secundario del transformador sumador, relés regulados con distintos alcances los que, al activarse, energizan a diferentes temporizadores que se ajustan de manera tal de producir la cobertura del rotor en forma escalonada como muestra la Fig.12.13.

Las protecciones modernas numéricas logran curvas según se desee para aproximar más la respuesta del relé a la curva del generador.

La ecuación que relaciona la corriente inversa con el tiempo para un generador es:

$$k = I_{inversa}^2 * t \quad (12.5)$$

k : Constante dada por el fabricante del generador.

La Fig.12.14 muestra valores tipo de la constante k para diferentes tipos de rotores.

12.6 Sobrecargas de Estator.

La potencia que se puede entregar un generador a la red, depende fundamentalmente de la potencia de la máquina motriz, y en el caso de máquina de vapor, no se puede extraer durante mucho tiempo más vapor que el que se genera.

Por otra parte, el regulador de tensión no permite operar fuera del rango preestablecido a menos que sea bloqueado o que esté fallado.

La curva de capacidad da los márgenes de operación de las máquinas y las corrientes se adecuan para operar dentro de ella.

Una sobrecarga en los generadores trae como consecuencia envejecimiento de la aislación. La expectativa de vida del generador es la de su aislación, y ésta baja al 50% por cada 5 °C de sobrettemperatura.

La sobrettemperatura del estator puede ocurrir por problemas en el sistema de refrigeración.

Otro motivo de sobrecalentamiento es el sobreflujo asociado con problemas en la excitación del generador, lo que se controla verificando la relación entre la tensión y la frecuencia.

Se recuerda que:

$$E = 4,44 * N * \phi * f \quad \text{por lo tanto} \quad \frac{E}{f} = 4,44 * N * \phi \quad (12.6)$$

Luego, el cociente entre E y f es proporcional al flujo ϕ .

Las máquinas grandes se proveen generalmente con termocuplas ubicadas en diferentes puntos del estator, o con resistencias variables con la temperatura, las que se pueden determinar por medio de un instrumento con la precisión adecuada para indicar la temperatura en el punto medido.

En estos casos, se puede medir conmutando el medidor a todas las resistencias o termocuplas existentes en la máquina para medir distintos puntos del estator con el mismo instrumento.

Métodos más modernos destinan un relé que reproduce las condiciones térmicas de la máquina, al que se le hace pasar una corriente proporcional a la del estator, la que se toma a través de alguno de los transformadores de corriente.

12.7 Sobretensiones.

El código ANSI de la protección de sobretensión es 59.

Las sobretensiones que se producen en las máquinas, pueden deberse a transitorios de alta velocidad o a sobretensiones mantenidas durante un lapso importante, a la frecuencia del sistema.

Se pueden originar en los sistemas de transmisión como consecuencia de apertura de interruptores o perturbaciones por descargas atmosféricas.

De acuerdo con el riesgo, estas sobretensiones de origen atmosférico, pueden ser filtradas por los elementos adecuadamente ubicados en el sistema de transmisión destinados a tal fin.

Se reconocen como sobretensiones transitorias.

Las sobretensiones atmosféricas que se originan normalmente en las líneas de transmisión, tienen la característica de tener un frente escarpado, con frecuencias muy elevadas, y pueden pasar las capacidades parásitas de los transformadores y llegar a los generadores.

Por ello, es necesario conectar a bornes de máquinas, elementos que protejan de posibles sobretensiones de origen atmosférico que son pararrayos o descargadores elegidos en función de la tensión y del sistema de puesta a tierra que tenga la máquina.

El otro tipo de sobretensiones son las de frecuencia industrial.

Las sobretensiones de frecuencia industrial en máquinas que tienen un regulador de tensión, son poco probables y sólo se presentan en caso de:

- Fallas en el regulador de tensión
- Operación manual inadecuada, en la que una variación rápida de la carga no permite al operador seguirla con la velocidad adecuada.

Un ejemplo, es una rápida salida de servicio de alguna línea que produce una pérdida de carga y que, en el caso de turbinas hidráulicas, puede producir una sobrevelocidad originando sobretensiones.

Las protecciones de sobretensión se regulan a más o menos 150 % de la tensión nominal, y accionan abriendo a los interruptores de campo, de máquina, y cerrando la entrada de combustible de la máquina motriz.

12.8 Protecciones de Sobrecorriente. Protección de Distancia.

Los códigos ANSI son:

- Sobrecorriente código 51.
- Impedancia código 21.

La protección de sobrecorriente o la de distancia en generadores, cumplen el rol de protección de reserva, porque se supone que una sobrecorriente siempre llega como consecuencia de fallas externas, pues si se debiera a fallas del generador, ya están cubiertas todas las posibilidades de fallas por las otras protecciones.

Es por ello, que la regulación de las protecciones depende, no sólo de la máquina, sino también del sistema y del lugar en la que se conecta.

Se pueden utilizar protecciones de sobrecorriente con los diferentes tipos de curvas existentes, tales como curva inversa, IMDT, extrema inversa, muy inversa etc.

Los tiempos máximos a los que se puede llegar con la regulación no deben exceder de 3 a 4 segundos, teniendo en cuenta que, los generadores se conectan normalmente a un sistema compuesto por diferentes empresas prestadoras del servicio.

En algunos casos, se utilizan protecciones de sobrecorriente de tiempo inverso cuyo par antagónico es proporcional a la tensión de falla, lo que no es otra cosa que una protección de impedancia de tiempo inverso.

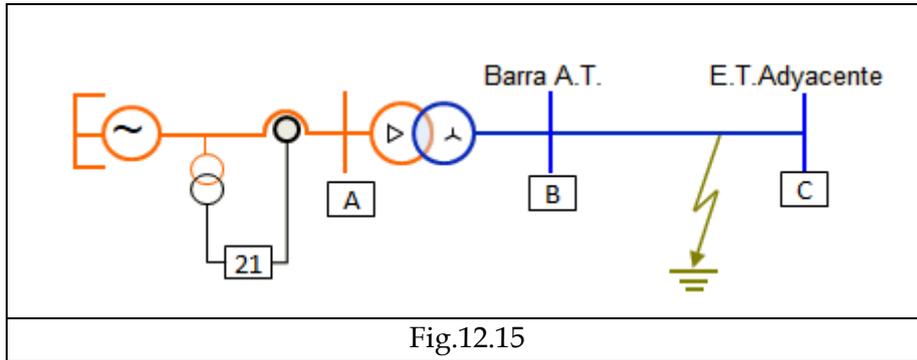


Fig.12.15

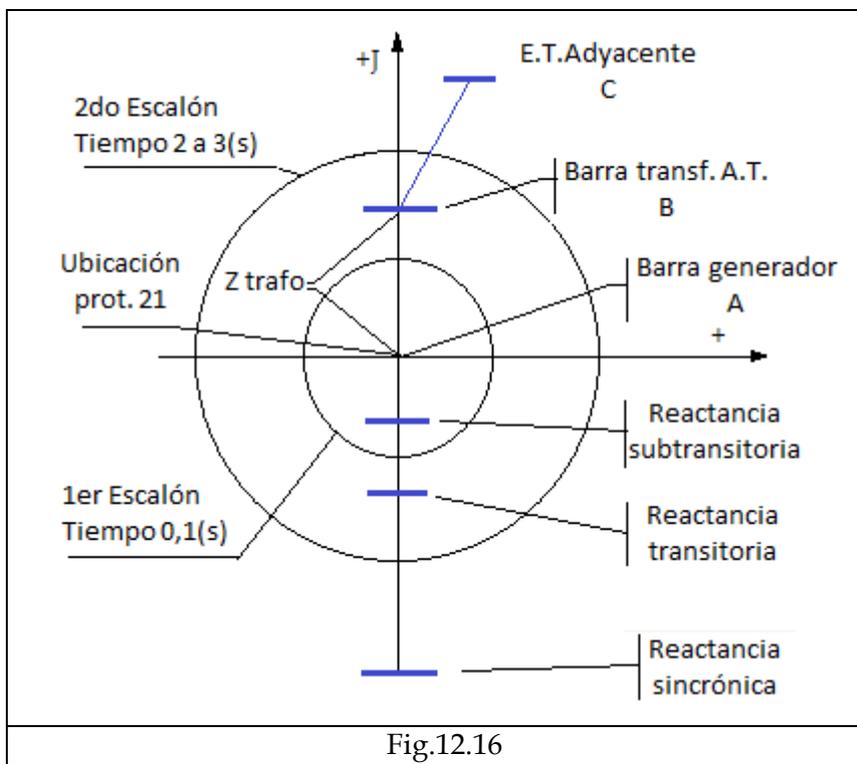


Fig.12.16

También se utilizan en monoblocks, protecciones de distancia de tiempo definido con dos escalones, los que se regulan de manera tal que se distinga entre fallas en el transformador de potencia o en la línea.

En este caso de falla en el transformador, la protección es reserva de las protecciones del transformador.

La protección 21 tiene por característica un círculo centrado en el origen representado en el plano de impedancia.

El esquema de la Fig.12.15 aclara los conceptos.

Desde el punto de vista funcional, una protección está colocada en el lugar donde se encuentran los transformadores de medición que la alimentan. En este caso, la protección 21 de impedancia está ubicada entre el generador y el transformador.

Por ello se centra el círculo de impedancia en la barra A.Fig.12.15

La Fig. 12.16 muestra las impedancias del generador, transformador y línea hasta la E.T. adyacente, y la regulación propuesta para la protección de impedancia con las temporizaciones según la posición de la falla.

Se debe notar que las impedancias del generador se ven como capacitivas, y esto es porque cuando hay una falla en el generador, las corrientes que aporta el sistema, que son las que circulan por los transformadores de medición, están casi en contrafase de las que aporta el generador cuando la falla es externa.

El valor de la impedancia que se detecta desde la barra A para fallas en el generador, es cambiante con el tiempo y es función de que desaparezca la corriente de jaula y el transitorio de los polos.

En conclusión, cuando la falla detecta una impedancia que está dentro del círculo de menor radio, el tiempo de actuación es de 0,1 (s). Si la impedancia está dentro del círculo mayor y fuera del círculo menor, el tiempo de actuación es el regulado.

El diámetro del círculo mayor no debe superar el valor de la impedancia de servicio normal, y siempre se toma un factor de seguridad que no supere el 0,7 de su valor.

12.9 Retorno de Energía. Motorización.

El código ANSI de esta protección es 32.

Los generadores sincrónicos tienen la particularidad de que pueden funcionar indistintamente como generadores o como motores sincrónicos.

Es por ello, que cuando por alguna falla en la máquina motriz de los generadores pueden como motores, arrastrar a la máquina motriz.

Esto, aparte de que un generador en vez de entregar energía eléctrica a la red la consume, produce perturbaciones importantes en la red, dependiendo de la potencia del generador y de su posición dentro del sistema.

La potencia que puede llegar a tomar de la red depende de la máquina motriz del generador.

Las máquinas motrices pueden ser:

- Motores Diesel.
- Turbinas de vapor.
- Turbinas de vapor de contrapresión, utilizadas en procesos industriales en los que el vapor es necesario para el proceso.
- Turbinas de gas con compresor en el mismo eje.
- Turbinas hidráulicas de diferentes tipos.

Cada una de estas máquinas tiene restricciones para ser "arrastradas" por el generador, y pueden llegar a sufrir daños importantes.

Por ejemplo, en caso de turbinas a vapor se producen daños en los álabes. Los motores Diesel pueden llegar a trabajar como compresores y dañar el cigüeñal, o en turbinas hidráulicas hay cavitaciones que terminan dañando al rotor.

Por todo lo expuesto, se hace necesario prever que el generador, en caso de perder a su máquina impulsora, salga de servicio en tiempo adecuado.

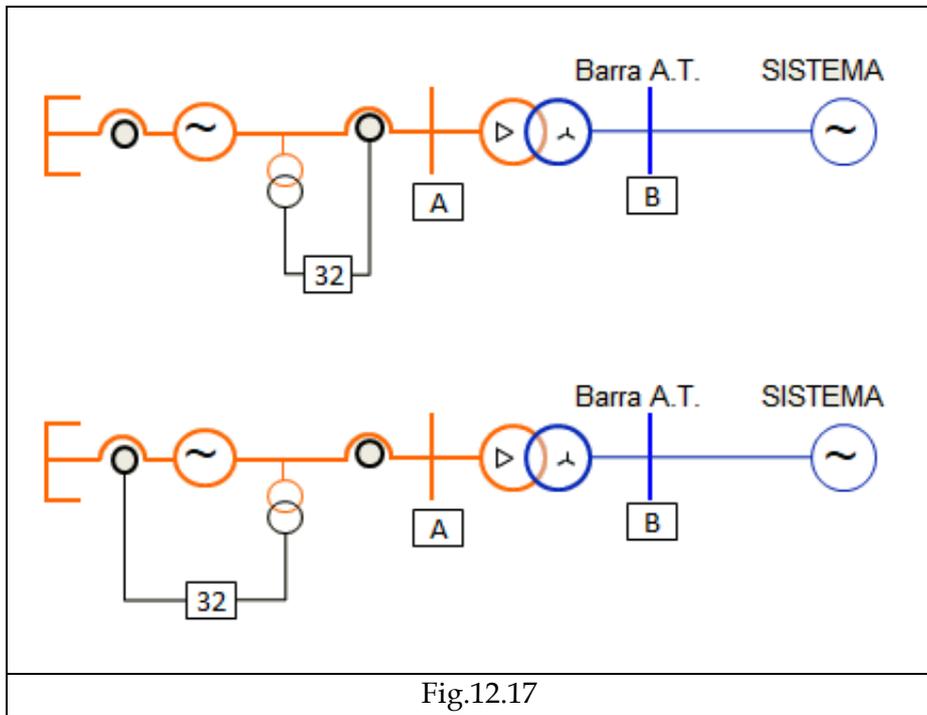
La protección que controla este desperfecto es la de retorno de energía, que básicamente funciona como un vatímetro de cero al centro.

Cuando detecta que, en lugar de entregar potencia a la red, la toma, saca de servicio al generador.

Los porcentajes de potencia nominal del generador adecuados para regular el arranque de la protección de retorno de energía, dependen de la máquina motriz.

A veces sucede que esta protección actúa en la maniobra de conectar al generador al sistema de potencia y, por ello, la temporización se debe adecuar para que no ocurra, y si se trata de sincronización automática, ajustar adecuadamente la frecuencia de ingreso de manera que nunca sea menor que la de la red.

La conexión del relé de retorno de energía es similar a la del relé de impedancia (21) como muestra la Fig.12.17



Las regulaciones aceptables son las siguientes.

MÁQUINA MOTRIZ	REGULACIÓN EN (%) POT. NOMINAL DEL GEN.
Motores Diesel	20
Turbinas de vapor	1 a 3
Turbinas de vapor de contrapresión	5
Turbinas de gas con compresor en el mismo eje.	50
Turbinas hidráulicas de diferentes tipos.	2

12.10 Sobrefrecuencia. Subfrecuencia.

En los sistemas de potencia es normal transferir grandes bloques de energía a través de sus líneas, lo que se debe realizar de manera que no se pierda la seguridad de la prestación de servicio en condiciones de calidad.

Sin embargo, esto no siempre es posible, y la desconexión por falla permanente en algunas de estas líneas puede dejar al sistema dividido en "islas" alguna de las cuales queda con exceso de generación y otras con déficit de generación.

Es en estos casos que se producen altas o bajas frecuencias en las islas.

Normalmente se recurre a automatismos que prevén esta situación, en los que se desconectan cargas cuando la frecuencia cae, y generación cuando la frecuencia es alta.

Se habla así de protecciones de mínima frecuencia, las que se regulan de manera que desconectan cargas predefinidas en función de su importancia, y en función de los valores a los que llega la frecuencia.

Además, si fuera necesario y se nota que la caída de frecuencia es muy brusca, se descarga al sistema con la derivada de frecuencia hasta lograr un equilibrio por arriba de los 49 Hz.

Cuando el problema es de sobrefrecuencia, se procede a desconectar automáticamente generadores en función de mediciones que se realizan en diferentes puntos del sistema, y que se transmiten al equipo que desconecta al generador.

El conjunto de mediciones, se llevan a un PLC que decide la acción y se llama "Desconexión Automática de Generación" o DAG.

Los problemas de subfrecuencia o sobrefrecuencia, pueden causar daños importantes en el generador o en la máquina motriz.

La sobrevelocidad, ocasiona esfuerzos en el rotor del generador y en la máquina motriz, que deben ser tenidos en cuenta al momento del diseño, ya que, por ejemplo, si el impulsor es una turbina hidráulica, no es posible cerrar rápidamente la entrada de agua y, en consecuencia, se producen sobrevelocidades mayores que en el caso de turbinas a gas. Es por esto, que el caso de turbinas hidráulicas se considera posible una sobrevelocidad de hasta un 25(%).

La subfrecuencia, puede dañar a los álabes de las turbinas de vapor, por la frecuencia de resonancia de los mismos que puede estar cercana a los 47 Hz.

En algunas máquinas modernas puede llegar la frecuencia de resonancia de los álabes a valores más altos cercanos a 49 Hz.

Se recomienda para las turbinas no superar los 10 minutos de funcionamiento en baja frecuencia.

De todas maneras, las protecciones de subfrecuencia son instantáneas.

La función fundamental de las protecciones de subfrecuencia, es evitar la desconexión en cadena de la generación, ya que la falta de potencia generada, ocasiona sobrecarga en los generadores que permanecen en servicio y se puede originar entonces, una pérdida de generación en cadena.

La sobrefrecuencia y la subfrecuencia, también influyen en los servicios auxiliares de centrales que utilizan motores de inducción para todas sus necesidades.

12.11 Pérdida de Sincronismo.

El análisis de la pérdida de sincronismo, se hará en base a la operación de un turbogenerador con rotor liso, conectado a una red de potencia mucho mayor que genera una potencia $P(MW)$ y una corriente I con los siguientes datos de placa. Fig.12.18 y Fig.12.19.

GENERADOR				
$POT\ NOM_{(MVA)}$	$U\ NOM\ (KV)$	$X_A = X_S(\%)$	X''_d	X'_d
300	13,8	150	12	15

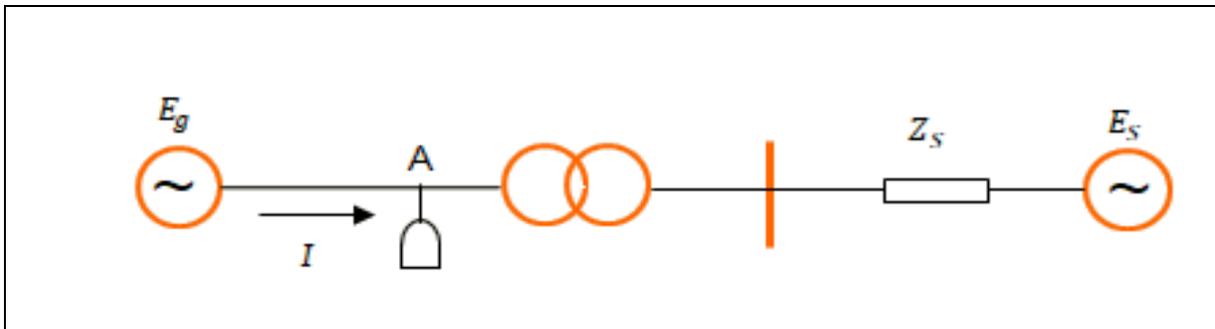


Fig.12.18

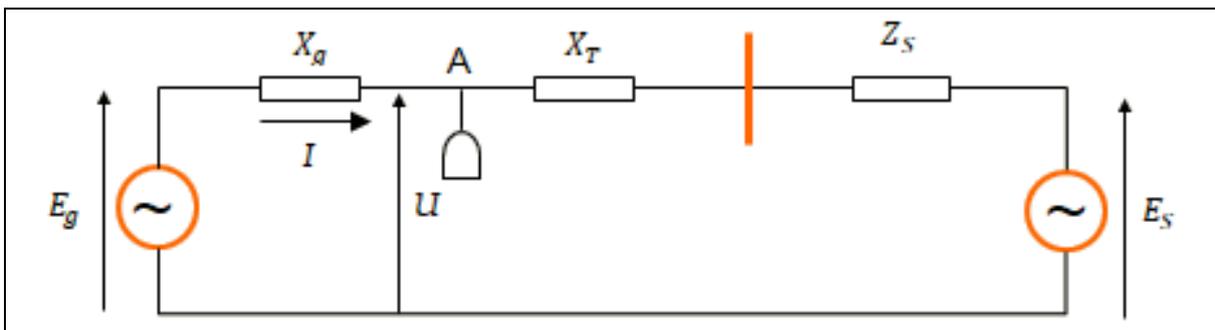


Fig.12.19

Se analizará el diagrama de fasores correspondiente en la Fig.12.20, y se dibujará la curva de capacidad que es la que limita la operación del generador a valores de funcionamiento permitido.

Se supone que la tensión U es constante por que el sistema que es mucho más potente la impone.

12.11.1 Diagrama de Fasores para una Fase.

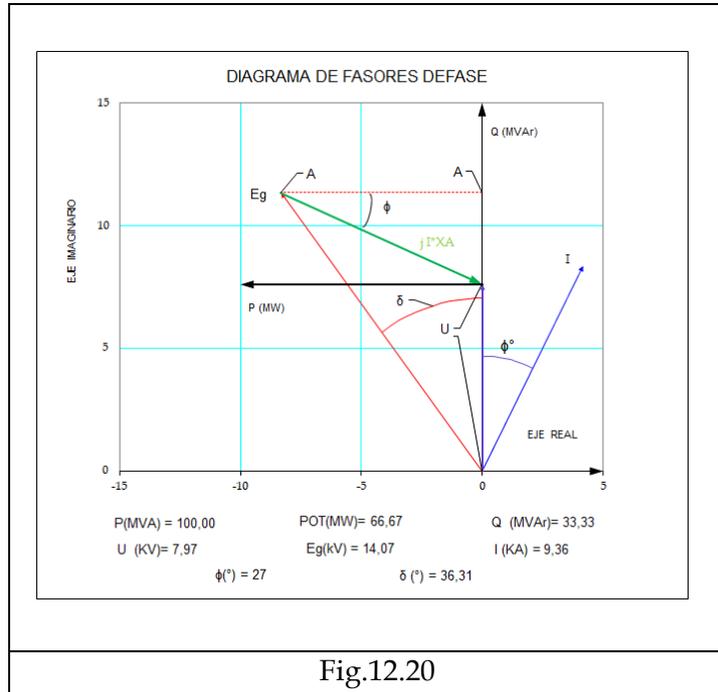


Fig.12.20

El diagrama de fasores se analiza para una fase, por lo tanto las tensiones serán las de fase, y las potencias a considerar 1/3 de la nominal, como se indica en el gráfico.

La tensión U y la corriente I con el ángulo ϕ entre ellas. El ángulo δ es el correspondiente a la posición del eje del rotor respecto del eje de campo giratorio del estator.

En el diagrama de la Fig.12.20, el segmento AA es:

$$AA = I * X_A * \cos(\varphi) = E_g * \text{sen}(\delta) \tag{12.7}$$

Se multiplica por U

$$U * I * X_A * \cos(\varphi) = U * E_g * \text{sen}(\delta) \tag{12.8}$$

Luego:

$$P = U * I * \cos(\varphi) = \frac{U * E_g}{X_A} * \text{sen}(\delta) \tag{12.9}$$

Si la corriente I está en fase con U , la potencia reactiva es cero es decir $Q = 0$.

En este caso, $j I * X_A$ es perpendicular al fasor U y uno de sus extremos coincide con el extremo de U .

Una línea recta perpendicular a U que pasa por su extremo es de ecuación $Q = 0$, o sea el eje P .

Entonces coincidente con la dirección de U está el eje Q .

12.11.2 Curva de Capabilidad.

Se analiza ahora la curva de capacidad.

La curva de capacidad de un generador es la que fija los límites de operación segura para el mismo.

Los ejes de la curva son potencia activa que es sólo positiva, porque la parte negativa corresponde a la máquina trabajando como motor. La potencia reactiva es positiva cuando el generador entrega potencia a la red, y es condición de excitación alta. La parte negativa de la potencia reactiva, es cuando el generador toma reactivo de la red y se encuentra con excitación baja.

Se analizarán las partes componentes de la curva para una fase y las potencias se indicarán para ella.

En las curvas disponibles para los operadores se indican los valores trifásicos en lugar de los monofásicos.

Para construir la curva de capacidad, se necesita del generador primeramente la potencia aparente para la que ha sido fabricado.

La curva de la Fig.12.21 es representativa del generador que se está analizando, y se supone que el punto (P, Q) es el punto de generación del generador.

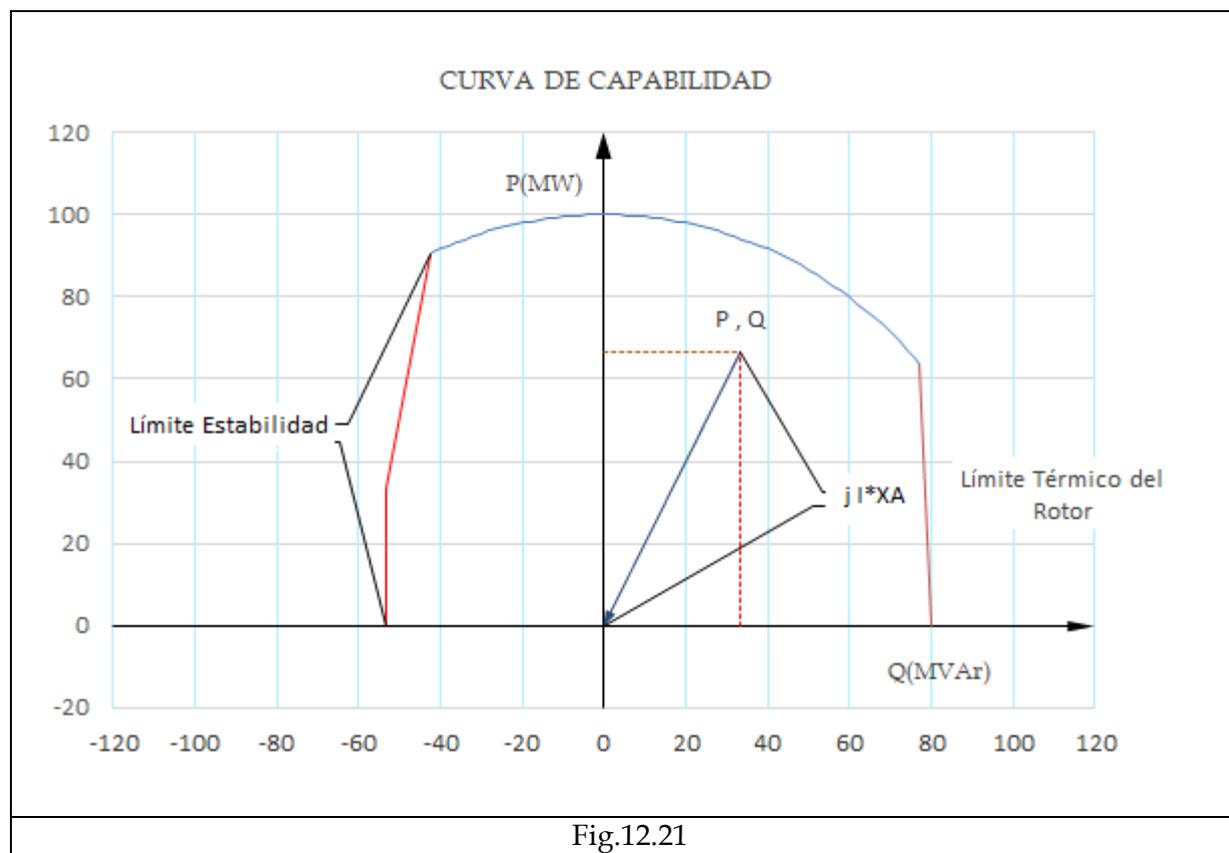


Fig.12.21

La parte circular, corresponde a la potencia aparente del generador, y es un círculo centrado en el origen.

El límite superior de generación de potencia reactiva, depende de la corriente máxima que puede soportar el rotor bajo diferentes condiciones de generación de potencia activa.

El límite inferior está dado por la posible pérdida de estabilidad que puede ocurrir para cuando el generador está poco excitado.

Para encontrar el límite de estabilidad estática, es necesario incluir el diagrama de fasores (Tensión - corriente) con la escala adecuada en el plano P, Q . (Capítulo 7. Estabilidad).

La escala equivalente a la tensión en el plano de potencias se determina de la siguiente manera.

En la Fig.12.21 el fasor que une el origen con el punto (P, Q) es el equivalente a la caída de tensión $j I * X_A$ cuyo valor se conoce y que es el de la ecuación (12.11).

$$X_A = \frac{X_{A(\%)}}{100} * \frac{U^2}{POT} = \frac{150}{100} * \frac{13,8^2}{300} = 0,9522 \quad (12.10)$$

El valor de I está en el gráfico de la Fig.12.20

$$I * X_A = 0,9522 * 9,36 = 8.9079 \text{ (kV)} \quad (12.11)$$

El módulo del fasor " $O - (P; Q)$ " en el plano $P - Q$ es:

$$\text{Módulo } P; Q = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{66,67^2 + 33,33^2} = 74.5352 \quad (12.12)$$

Este *módulo* $P; Q$ corresponde a la caída de tensión $j I * X_A$ de acuerdo con la Fig.12.20, puesto que el punto del extremo de la flecha del fasor E_g en el plano complejo es equivalente al punto $P; Q$ en el plano de la curva de capacidad.

Por lo tanto, se puede decir que el módulo equivalente a la tensión es:

$$\text{Módulo de } U = \text{Módulo } (P; Q) * \frac{U}{I * X_A} \quad (12.13)$$

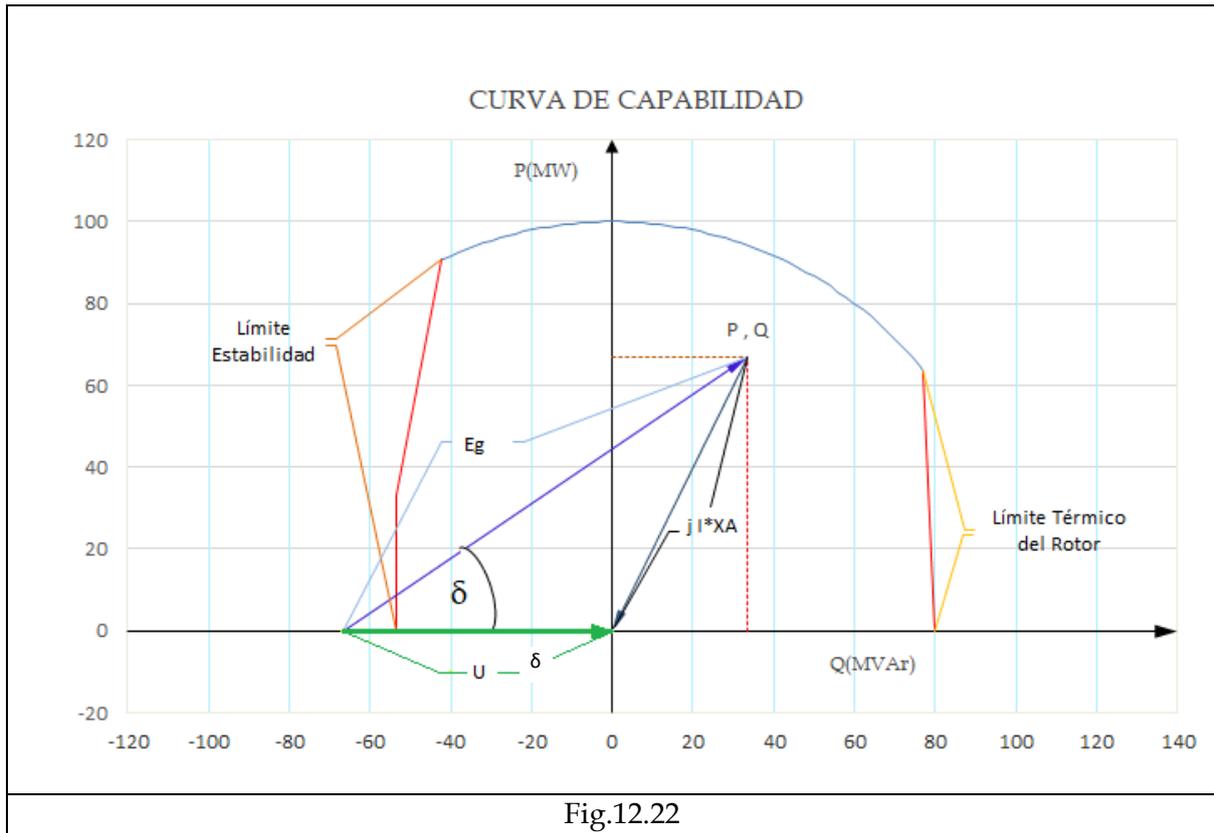
Luego, el valor de la tensión representado en el plano de la curva de capacidad es:

$$\text{Módulo de } U = 74.5352 * \frac{13,8/\sqrt{3}}{8,9079} = 73,8 \quad (12.14)$$

La flecha del fasor U coincide con el origen, y la dirección es la del eje Q .

Por otra parte el fasor E_g tiene el origen coincidente con el origen de U y el extremo de la flecha llega al punto $(P; Q)$.

Ahora se tiene ubicado el diagrama de fasores insertado en la curva de capacidad.



La ecuación (12.7) indica que la máxima potencia se consigue cuando $\delta = 90^\circ$, es decir, que si se supera este valor, la potencia eléctrica que se entrega a la red es menor que la que está entregando la máquina motriz, y el generador sale de sincronismo.

Se alcanza entonces el límite de estabilidad para $\delta = 90^\circ$, y el mismo siempre pasa por el origen del fasor U .

Esto implica que, en el caso de cortocircuitos cercanos al generador, el límite se aproxima al eje P porque la tensión cae.

Si el generador en el momento del cortocircuito está trabajando con baja excitación, o sea, está tomando energía reactiva de la red, el punto de operación previa a la falla está en el cuadrante de $Q(MVAr) < 0$, y este punto puede rápidamente superar el límite de estabilidad estático, y la máquina saldría de sincronismo fácilmente.

Se dice entonces que la máquina está "blanda". Desde el punto de vista de la posibilidad de pérdida de sincronismo, siempre se prefiere trabajar con la máquina entregando potencia reactiva a la red, es decir, con $Q(MVAr) > 0$ para que esté más lejos del límite de estabilidad.

En este caso se dice que la máquina está "dura".

12.11.3 Pérdida de Excitación.

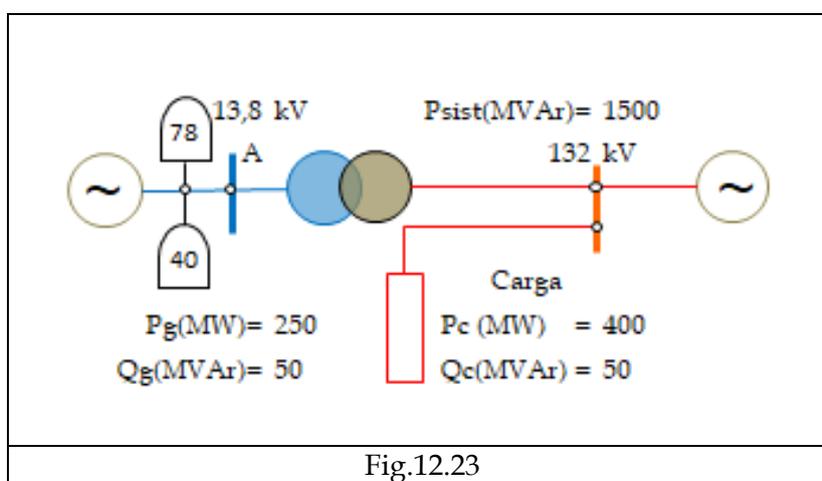
El código ANSI para pérdida de excitación es 40.

Las pérdidas de sincronismo en un generador pueden ser causadas por fallas externas, cortocircuitos cercanos, que pueden hacer perder el sincronismo por tener una máquina “blanda” o fallas que producen oscilaciones más largas, en la que intervienen otros generadores con sus reguladores de tensión y de frecuencia, tema que se trata en estudios especiales y se reconocen como estudios de estabilidad dinámica y que escapa al presente capítulo.

También, las pérdidas de sincronismo se pueden producir por fallas propias, por ejemplo, cortocircuitos en bornes del generador o fallas en el circuito de excitatriz, como apertura o cortocircuitos del sistema de excitación.

Las pérdidas de sincronismo pueden hacer actuar al generador como un generador asincrónico, lo que produce corrientes alternas y sobrecalentamiento en el rotor y en la jaula amortiguadora si la tuviera.

Cuando falla el circuito de excitación, la máquina puede tomar una importante potencia reactiva de la red.



La Fig.12.23 muestra que la protección de pérdida de sincronismo se conecta entre el generador y el transformador, y es alimentado por tensión y corriente.

A continuación, se mostrará cómo evoluciona el módulo y fase del fasor E_g para una pérdida de excitación en el generador.

Supóngase un generador que genera $P_g = 250 \text{ MW}$ y $Q_g = 50 \text{ MVar}$, y que la carga es de $P_c = 400 \text{ MW}$ y $Q_c = 50 \text{ MVar}$, conectado a una red que tiene una potencia $P_{sist} = 1500 \text{ MVA}$ de cortocircuito.

Se hace un Thevenin en la barra de 132 kV refiriendo las impedancias a $13,8 \text{ kV}$.

Las impedancias de carga en modelo de impedancias en paralelo son:

$$R_p = \frac{U^2}{P_c} = \frac{13,8^2}{400} = 0,4761(\Omega) \quad \text{Resistencia paralelo} \quad (12.15)$$

$$X_p = \frac{U^2}{Q_c} = \frac{13,8^2}{50} = 3,8088(\Omega) \quad \text{Reactancia paralelo} \quad (12.16)$$

Se calcula la reactancia equivalente del sistema X_{sist}

$$X_{sis} = \frac{U^2}{P_{sist}} = \frac{13,8^2}{1500} = 0,127(\Omega) \quad (12.17)$$

Se calcula el paralelo de X_p con X_{sist} .

$$X_{eq} = \frac{X_{sis} * X_p}{X_{sis} + X_p} = \frac{0,127 * 3,8088}{0,127 + 3,8088} = 0,123(\Omega) \quad (12.18)$$

A continuación, se calcula la impedancia serie equivalente:

$$R_s = \frac{R_p * X_{eq}^2}{R_p^2 + X_{eq}^2} = \frac{0,4761 * 0,123^2}{0,4761^2 + 0,123^2} = 0,0297(\Omega) \quad \text{Resistencia serie} \quad (12.19)$$

$$X_s = \frac{X_{eq} * R_p^2}{R_p^2 + X_{eq}^2} = \frac{0,123 * 0,4761^2}{0,4761^2 + 0,123^2} = 0,1152(\Omega) \quad \text{Reactancia serie} \quad (12.20)$$

Con estos valores, el esquema de la Fig.12.23 es equivalente al de la Fig.12.24.

Se suponen los siguientes datos para el transformador

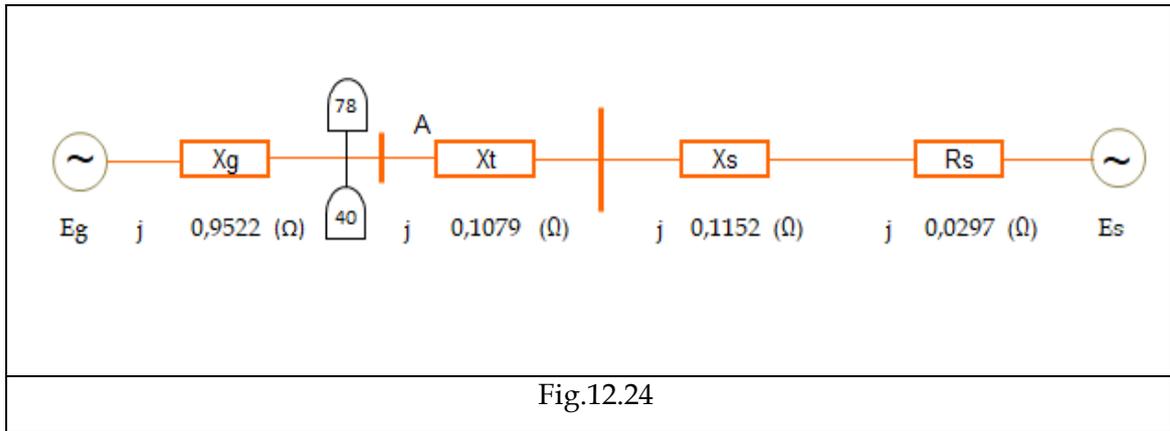
TRANSFORMADOR		
POT.NOM. (MVA)	U_k (%)	U_1/U_2
300	17	132/13.8

La reactancia del transformador referida a 13,8 kV es:

$$X_t = \frac{U_{k(\%)}^2}{100} * \frac{U^2}{Pot} = \frac{17}{100} * \frac{13,8^2}{300} = 0,1079(\Omega) \quad (12.21)$$

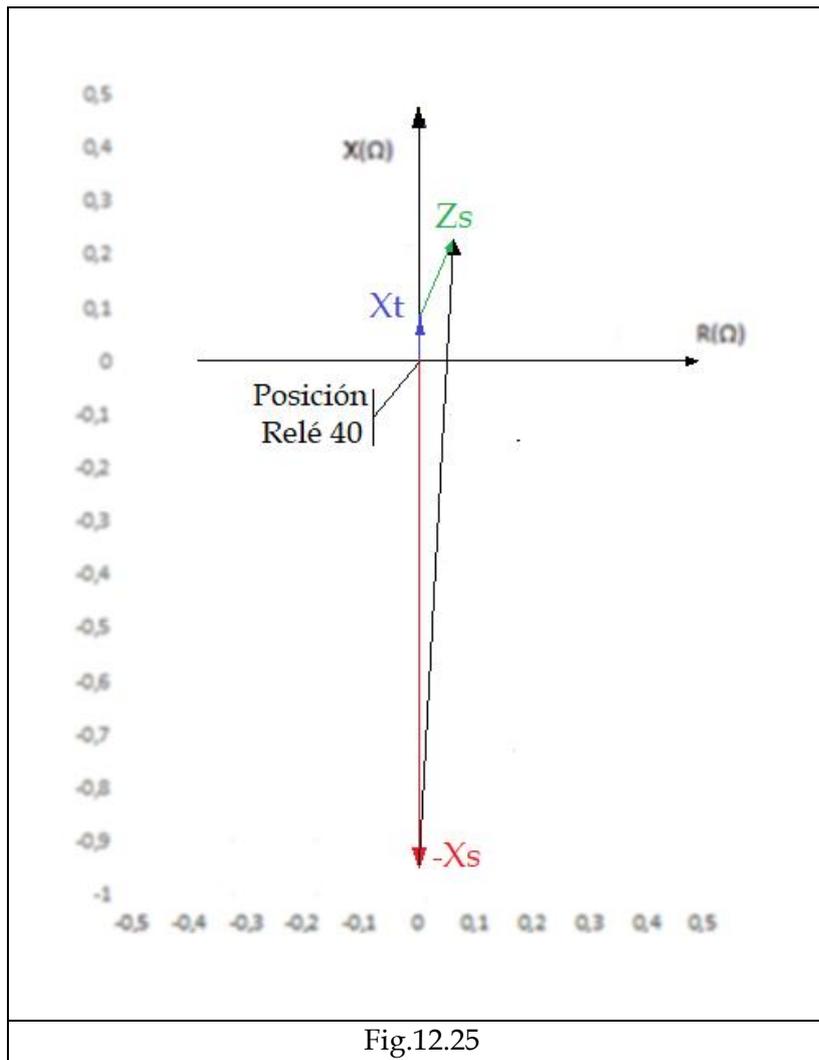
La reactancia del generador ya se calculó en la ecuación (12.10).

La Fig.12.24 muestra el esquema equivalente.



Ésta es la condición de servicio previa a la falla.

Se dibujan las impedancias en el plano correspondiente para un instante previo a la falla.



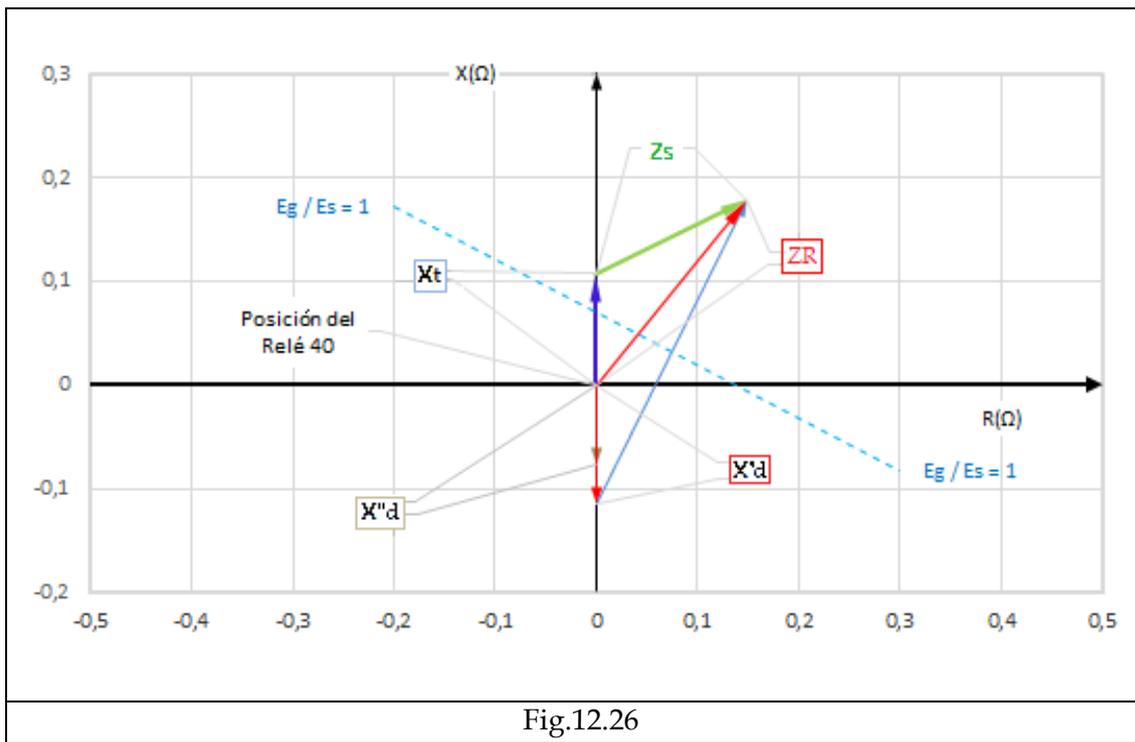
Desde la posición de la protección las impedancias “vistas” son tales, que el generador entrega la potencia especificada, y para ello es necesario que el módulo y la fase de la tensión en vacío E_g se adecuen en función de la tensión del sistema E_s .

Cuando se produce una perturbación de cualquier tipo, (cortocircuito en el sistema, falla en la excitatriz del generador, etc.) se produce necesariamente un cambio en la velocidad del generador respecto de la velocidad de sincronismo.

En estas condiciones de diferencia en las velocidades, se inducen corrientes en la jaula y en el arrollamiento de los polos, que están dentro del período subtransitorio y transitorio. Por ello, en este período las reactancias del generador que entran en juego son la subtransitoria, y pasados dos o tres ciclos la transitoria.

Consecuentemente en el plano de impedancias cambian todos los valores excepto la reactancia del transformador X_t .

El esquema de la Fig.12.25 se transforma en el siguiente de la Fig.12.26.



En las condiciones de falla, el valor que toma la impedancia vista desde la posición de la protección, es dependiente del sistema.

Se han dibujado en la Fig.12.26 valores posibles.

Se puede calcular el valor de la impedancia que el relé 40 mide o “ve” como una función y analizar su evolución.

Se tomará como referencia la reactancia transitoria del generador.

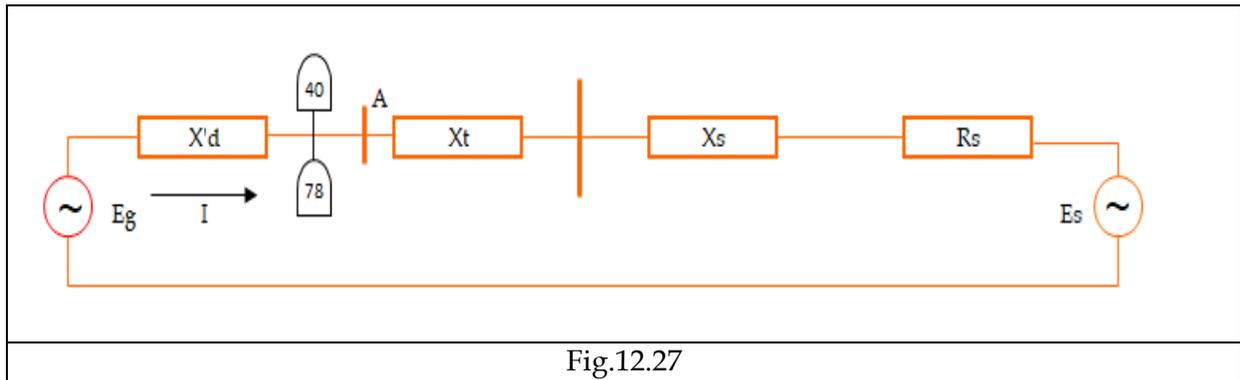


Fig.12.27

La corriente I es:

$$I = \frac{E_g - E_s}{j[X'd + X_t + X_s] + R_s} \quad (12.22)$$

$$Z_R = \frac{E_g}{I} = \frac{E_g}{E_g - E_s} * [j * (X_g + X_t + X_s) + R_s] - j * X_g \quad (12.23)$$

Se toma como parámetro la relación $\frac{E_g}{E_s} = n * e^{j\vartheta}$

Luego:

$$Z_R = \frac{n}{n - e^{j\vartheta}} * [j * (X_g + X_t + X_s) + R_s] - X_g \quad (12.24)$$

$$Z_R = \frac{n}{n - (\cos \vartheta + j * \sin \vartheta)} * [j * (X_g + X_t + X_s) + R_s] - j * X_g \quad (12.25)$$

$$Z_R = \frac{n}{(n - \cos \vartheta)^2 + (\sin \vartheta)^2} * [j * (X_g + X_t + X_s) + R_s] * [n - \cos \vartheta - j * \sin \vartheta] - j * X_g \quad (12.26)$$

El ángulo ϑ es la fase entre E_g y E_s .

La posibilidad de que este ángulo crezca hasta perder la sincronización del generador con el sistema, depende de las condiciones iniciales en que se produce la perturbación, y es un problema de estabilidad dinámica o transitoria.

La situación es más severa cuando la falla es cercana y el generador está poco excitado.

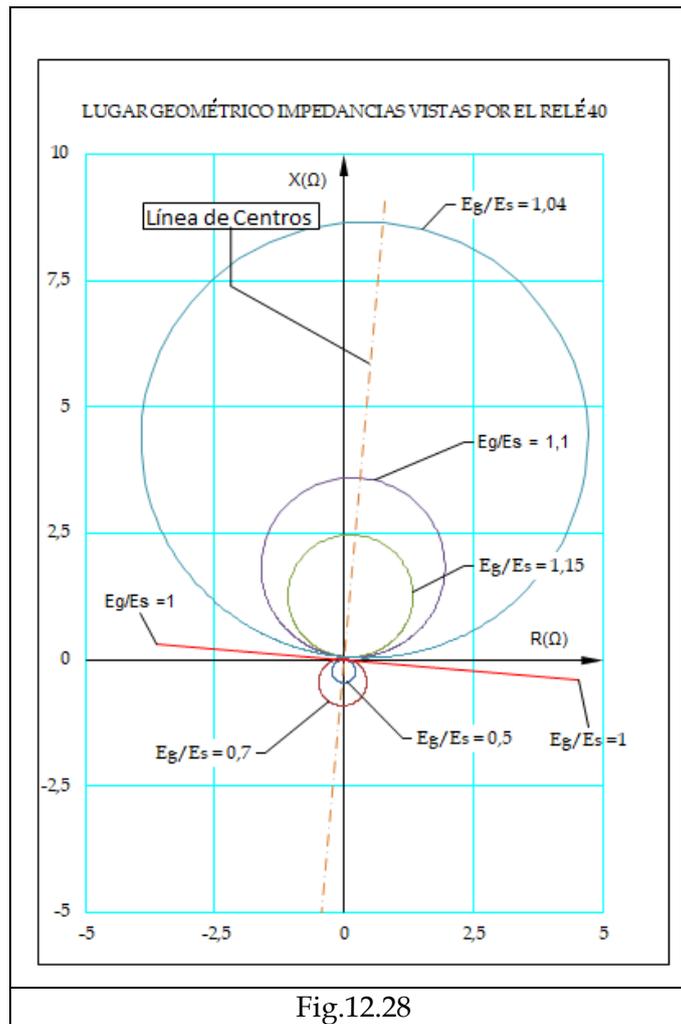
El lugar geométrico de la impedancia que la protección mide se muestra en la Fig.12.28.

La Fig.12.28 se logra con la parte real e imaginaria de la ecuación 12.26, y tomando como constante el cociente de los módulos entre E_g/E_s .

La fase entre E_g/E_s es el ángulo ϑ y se hace variar entre 0° y 360° para lograr los círculo.

El caso particular es cuando el cociente de módulos $\frac{E_g}{E_s} = 1$ con el que el círculo se transforma en una recta perpendicular a la de los centros.

Previa a una perturbación, la protección que está midiendo la impedancia directa define un punto en el plano de impedancia.



A partir de este punto, la impedancia directa migra a un nuevo valor dependiente del sistema y de la potencia activa y reactiva que el generador tenía.

Esta migración se produce por variación del cociente entre E_g/E_s y por el cambio del ángulo de fase entre ambos.

Como se dijo, las fallas pueden ser externas (cortocircuito) o propias del generador (falla en la excitatriz).

En el caso de perder la sincronización por un cortocircuito que puede producir un cambio en la topología de la red, la impedancia migra del semiplano derecho al izquierdo, y esta migración no es brusca, sino que demora un cierto tiempo. El paso del semiplano derecho al izquierdo sin retorno al derecho define que hay una pérdida de sincronismo.

Por otra parte, si la falla es en el sistema de excitación del generador, la f.e.m. E_g tiende a cero.

Esto se puede producir por un cortocircuito o apertura en el sistema de excitación.

En caso del cortocircuito en la excitación, la disminución del módulo de E_g es más lenta porque hay una corriente que circula por los polos, que disminuye más lentamente que cuando se produce una apertura en la que la corriente pasa de un valor determinado a cero bruscamente.

La Fig.12.29 muestra la trayectoria del extremo del fasor E_g para una falla en el sistema de excitación en la que se supone que E_g tiende a cero.

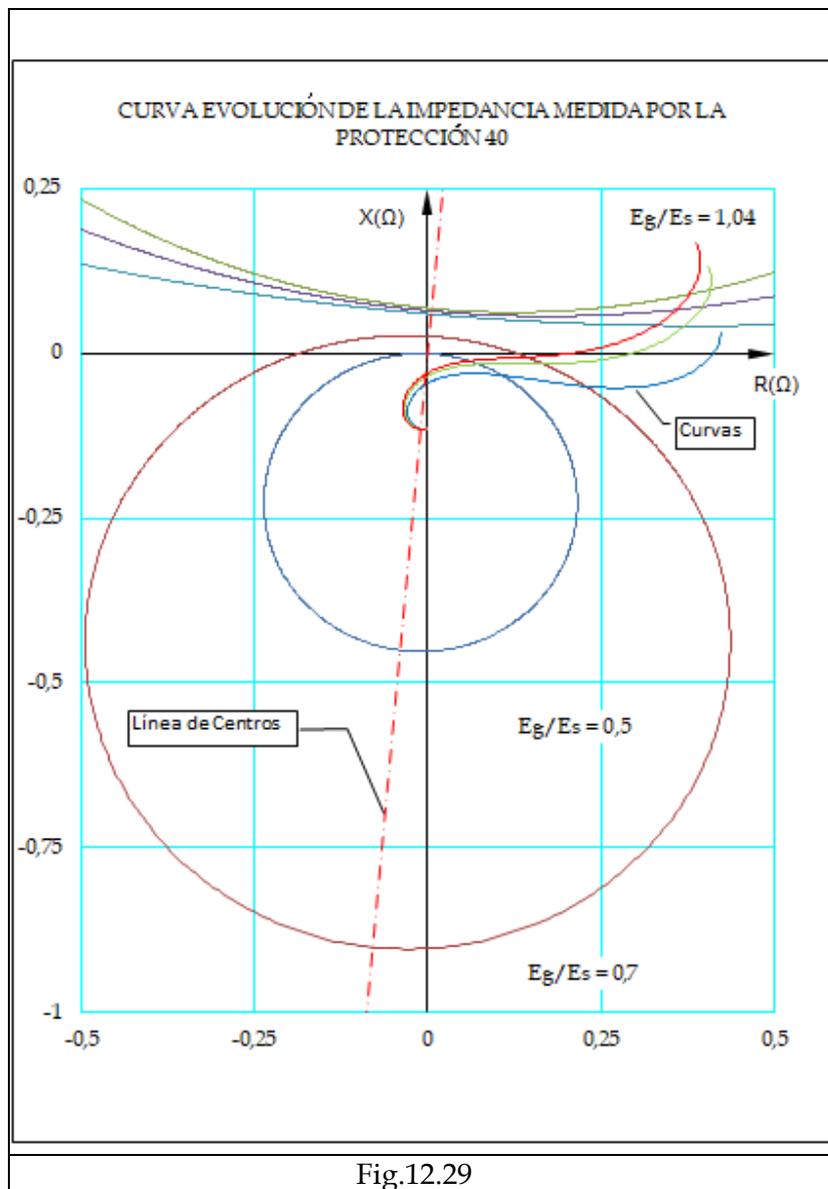


Fig.12.29

Para detectar la pérdida de excitatriz se recurre a una protección con característica de susceptancia.

Esta elección es por el siguiente motivo.

En la Fig.12.30 se ha dibujado la curva de capacidad del generador en el plano de admitancia.

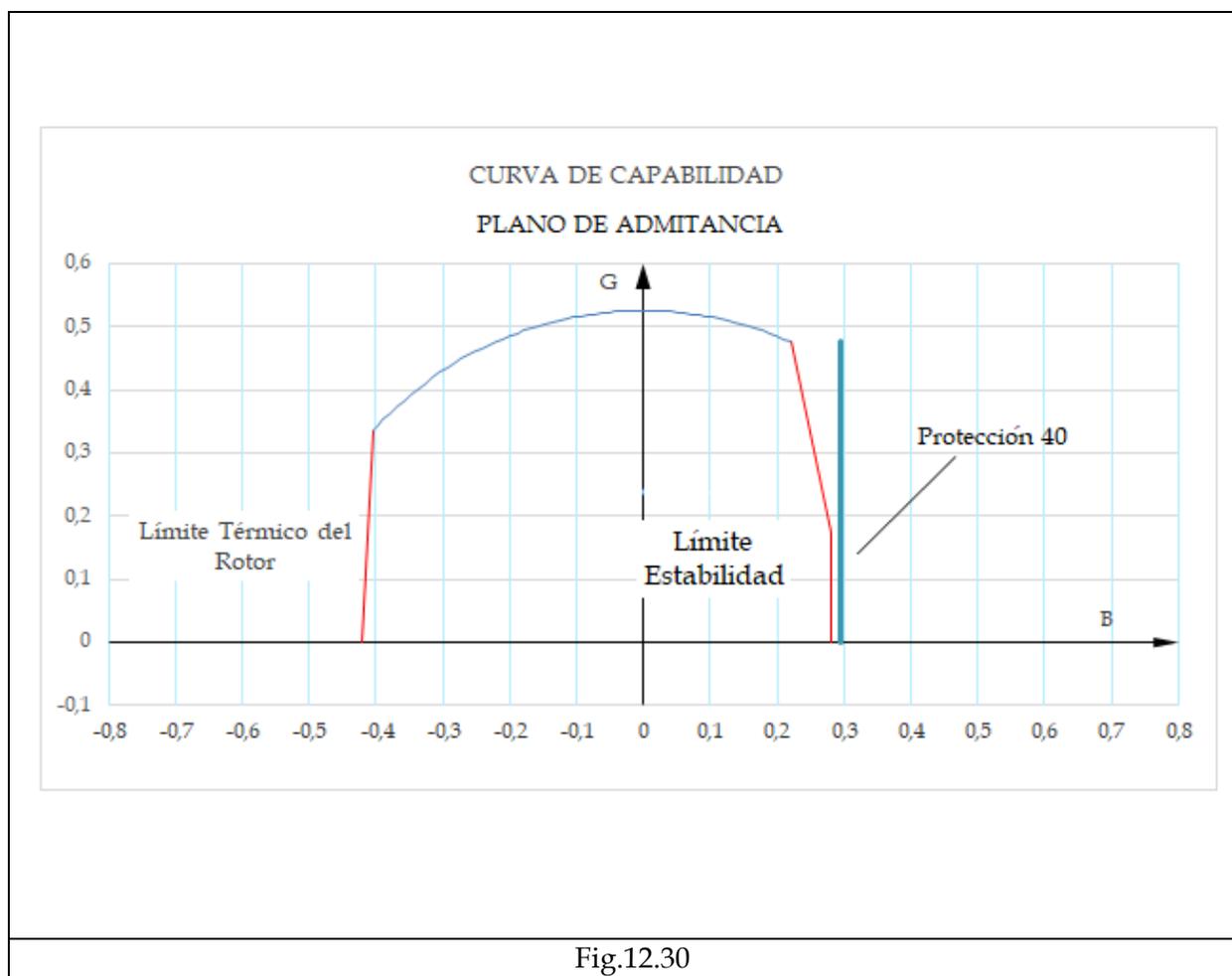


Fig.12.30

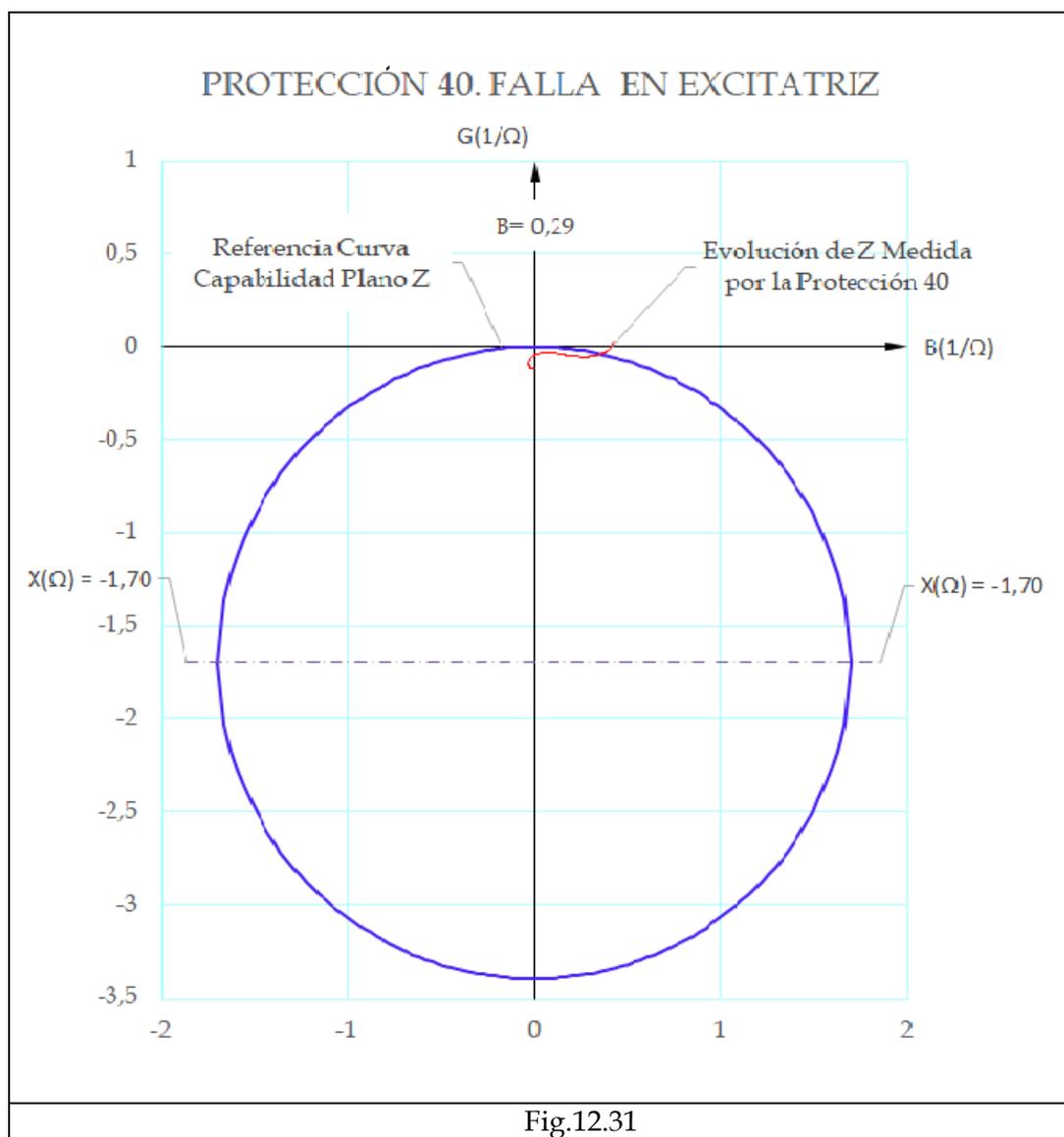
Si se supone que el generador genera con una tensión constante de 13,8 kV, el plano de potencias se puede transformar en un plano de admitancias que en sus ejes tiene valores que resultan de dividir las potencias en U^2 .

Como la potencia reactiva es negativa para el generador subexcitado, lo que implica que está tomando reactivo de la red, la reactancia que está midiendo es negativa y la susceptancia entonces es positiva. Para ser consecuente con esto es que se dibuja en forma especular la curva de capacidad para tener el eje positivo de la susceptancia como muestra la Fig.12.30.

En este caso se elige una susceptancia $B = 0,3$ que es la recta de la protección 40.

Cada vez que la susceptancia que mide el relé sea mayor, en este caso que el valor $B = 0,3$, el límite de estabilidad es superado y la protección actúa.

La protección de susceptancia en el plano de impedancia es un círculo (capítulo 11). Se prefiere representar la característica de la protección en el plano Z porque lo que se dispone como datos son las reactancias del generador.



Para pasar al plano Z se realiza la siguiente transformación.

$$B = \frac{-X}{R^2 + X^2} = 0,3 \quad (12.28)$$

Luego:

$$R^2 + X^2 + \frac{X}{0,3} = 0 \quad (12.29)$$

Finalmente se completa cuadrados y se tiene:

$$R^2 + \left[X + \frac{1}{0,6}\right]^2 = \left[\frac{1}{0,6}\right]^2 \quad (12.30)$$

Esta ecuación (12.30) es un círculo centrado en el eje X de radio $\frac{1}{0,6}$ que pasa por el origen como muestra la Fig.12.31

En la Fig.12.31 se nota que el alcance dado con esta regulación es demasiado grande puesto que, en todos los casos, el valor de la impedancia llega al eje vertical como se indica en la curva de evolución de Z , medida por la protección.

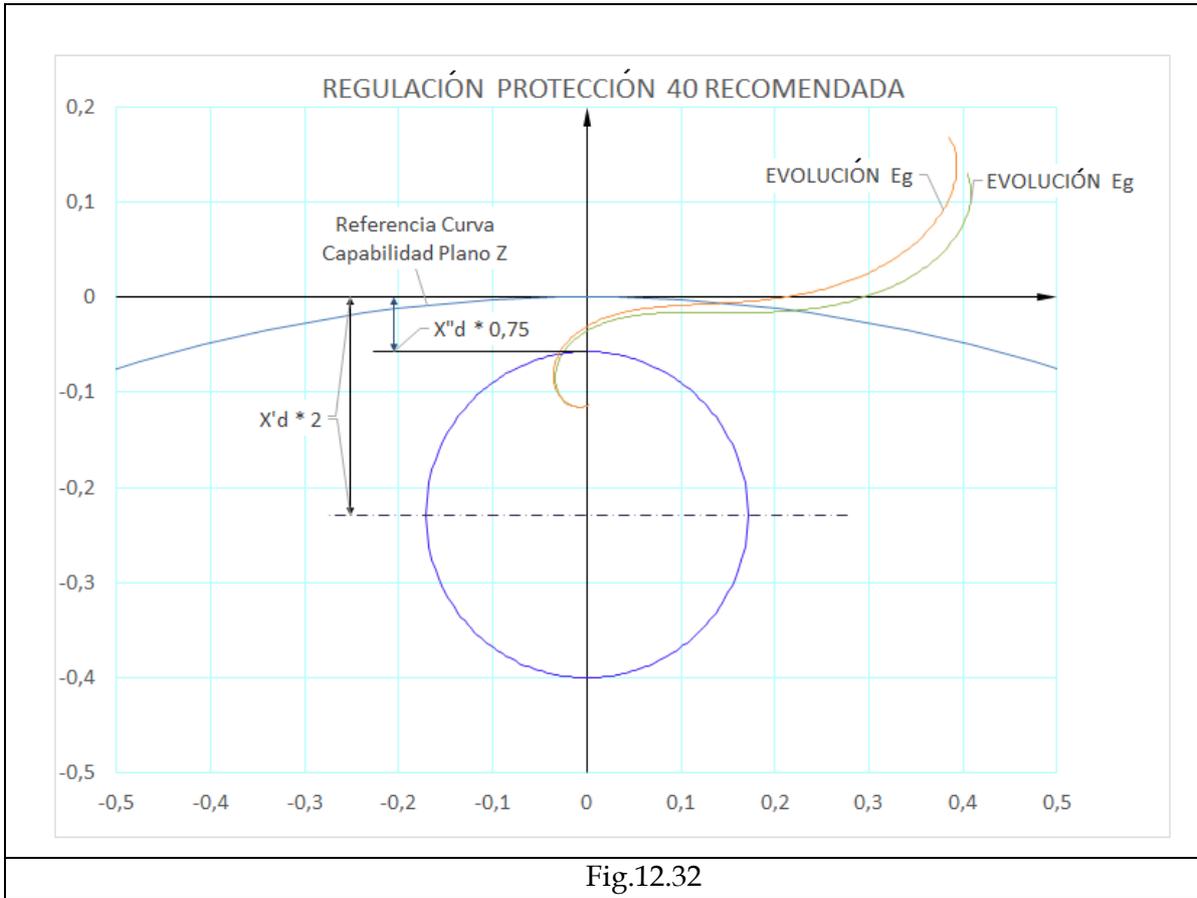


Fig.12.32

Por ello se recomienda disminuir el alcance en función de las reactancias X''_d y X'_d del generador como se muestra en la Fig.12.32.

12.11.4 Pérdida de Sincronismo

El código ANSI para pérdida de sincronización es 78.

Todo lo estudiado en el párrafo anterior es aplicable para detectar la pérdida de sincronismo del generador.

La diferencia es que, cuando se pierde la sincronización, el valor de la f.e.m. no tiende a cero, pero las condiciones de servicio son tales durante la falla, que se produce un aumento entre la fase del generador y el campo giratorio impuesto por el sistema que hace perder el sincronismo.

En el capítulo 7 de estabilidad se trató el tema.

Para la detección de la pérdida de sincronismo se recurre a una protección cuya característica en el plano Z es una recta con una cierta pendiente que se reconoce como característica "OHM".

La Fig.12.33 muestra características OHM1 y OHM2 que dividen al plano Z en tres partes A-B-C.

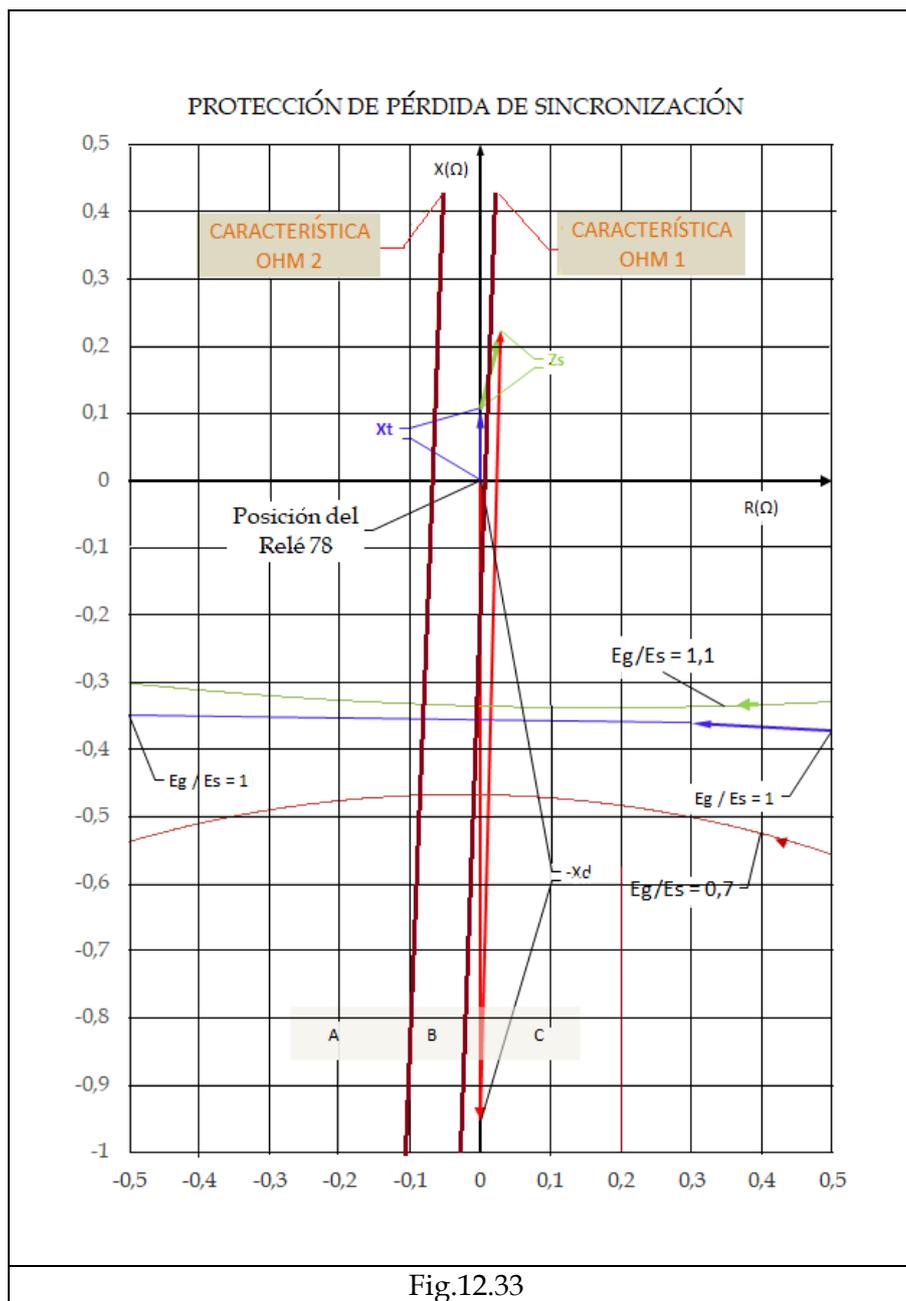


Fig.12.33

Se muestran además en la Fig.12.33, los caminos que eventualmente puede tomar el extremo del fasor de impedancia, que la protección controla en función de la relación de módulos entre las tensiones en el generador y el sistema.

Lógicamente, la relación entre módulos puede ir cambiando a lo largo de proceso, pero lo importante es que al ir aumentando el desfase entre las tensiones se pasa del lado C del plano al lado B. Si continua el fenómeno se pasa al lado A y la protección actúa sacando de servicio al generador.

Se debe tener en cuenta que, si por un cortocircuito actúan las dos protecciones simultáneamente, se entiende que no hay pérdida de sincronismo y la protección permanece inactiva.

Para que actúe la protección, debe arrancar primeramente el relé OHM 1 y un tiempo después el OHM 2. Se da una ventana de tiempo entre un mínimo y un máximo dentro de la que las dos protecciones deben actuar, como condición para el disparo de apertura del interruptor.

CAPÍTULO 13

PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES

13.1. Introducción.

Los transformadores son las máquinas que posibilitaron el desarrollo de los sistemas eléctricos, ya que gracias a ellos es posible transmitir grandes bloques de potencia a costos razonables, posibilitando el transporte y la distribución de la energía de manera sencilla.

Los tipos de transformadores son muy variados y sus potencias varían desde unos pocos VA hasta cientos de MVA, y el tipo de protecciones es dependiente básicamente de su potencia.

Es así que, para transformadores de distribución, la protección con fusibles de bajo costo es adecuada, pero para transformadores grandes, sistemas más complejos están justificados a pesar del costo.

Las corrientes de fallas en los transformadores, depende de la fuente y de las características propias de la máquina, es decir su potencia, tensión de cortocircuito, sistema de puesta tierra de los arrollamientos y de la posición de la falla en los arrollamientos.

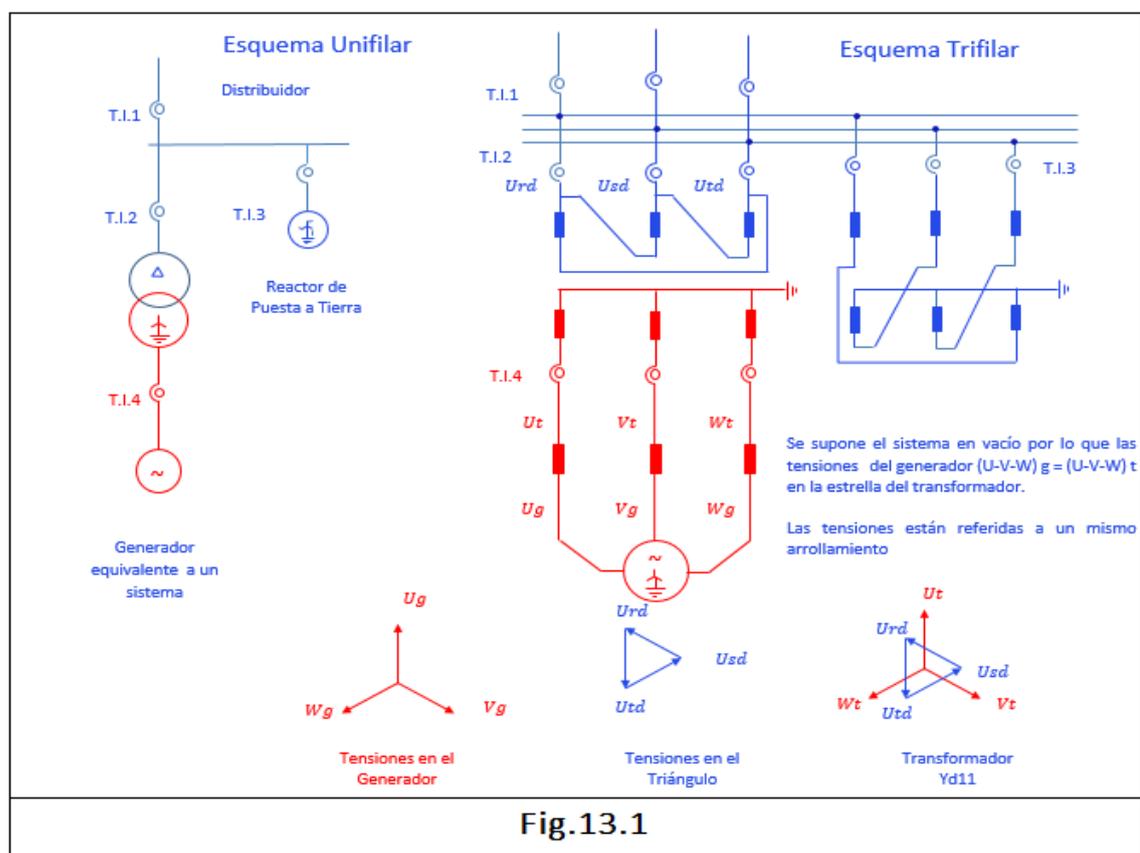
Se estudiará cómo se distribuyen las corrientes en fallas internas y las protecciones adecuadas para detectarlas.

13.2 Análisis de Fallas Internas.

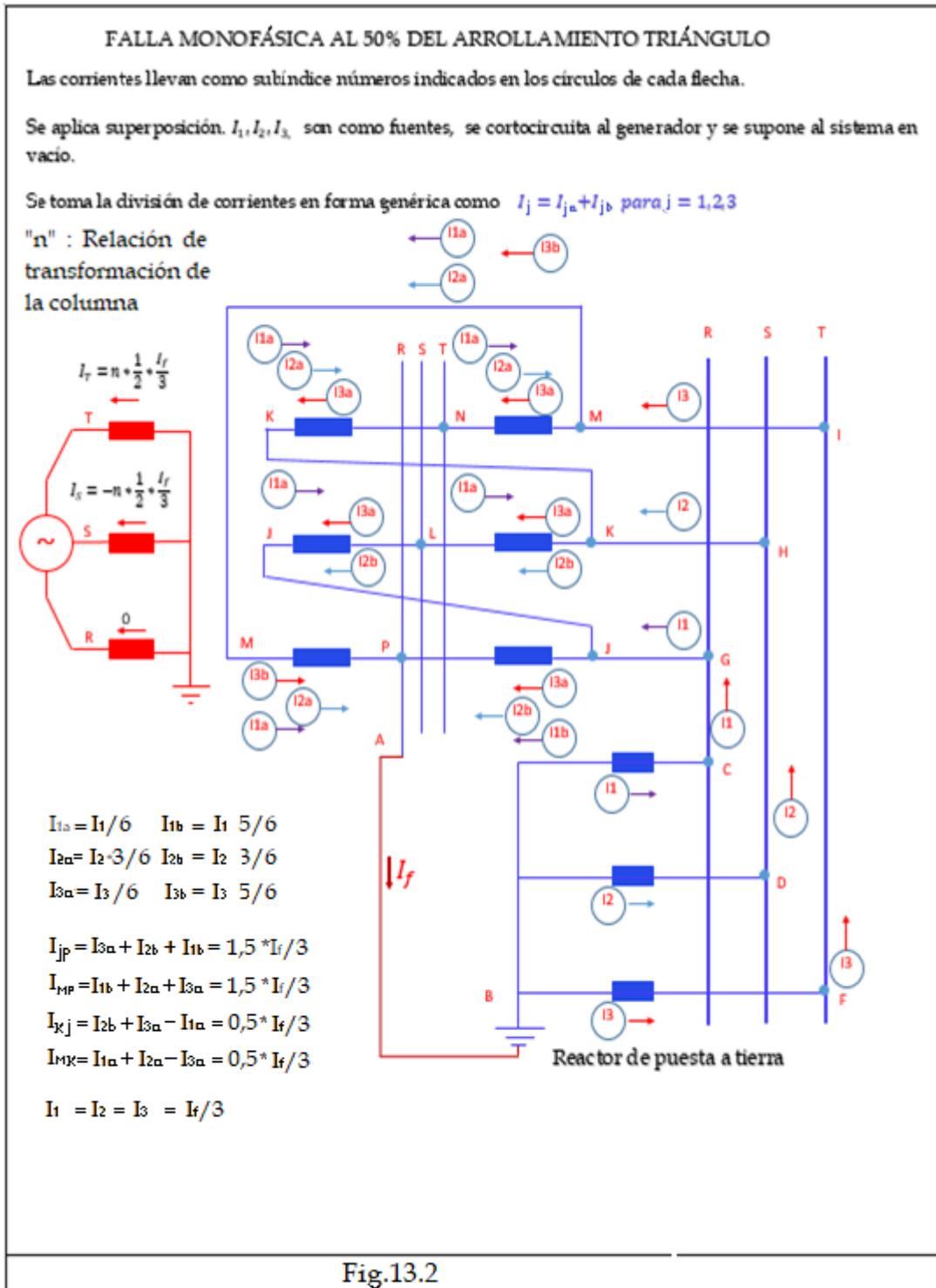
Se analizará, primeramente, en forma cualitativa, cómo es la circulación de las corrientes para fallas internas en los distintos arrollamientos.

13.2.1 Falla en el Arrollamiento Triángulo.

Se analiza el esquema de la Fig.13.1



Supóngase que existe una barra ficticia al 50% del arrollamiento triángulo donde se produce una falla como muestra la Fig.13.2.



En el análisis desarrollado en el esquema de la Fig. 13.2, se ha considerado que cada fase ha sido dividida en dos partes, que en dicha división se ubica la barra ficticia, y la técnica de análisis cualitativo de cortocircuitos es similar a la desarrollada en el capítulo 8.

Es notable que la corriente por la estrella del primario de la fase (R), que comparte la columna con la fase fallada en el triángulo, no circula corriente. Esto se debe a que la compensación de los Av se realiza en el mismo arrollamiento fallado, ya que las corrientes circulan desde sus extremos hacia la falla.

El problema ahora es determinar el valor de la corriente I_f , lo que obliga a modelar al transformador teniendo en cuenta la barra ficticia.

13.2.2 Modelado Transformador de Dos Arrollamientos Estrella Triángulo.

En el capítulo 4 se desarrolló un método de cálculo de la impedancia que presenta un transformador en función de su geometría.

Se tuvo en cuenta los siguientes conceptos.

Arrollamientos primario y secundario, se dimensionan preferentemente de la misma altura, concéntricos.

Por la dispersión que se produce en los extremos de los arrollamientos, se considera una altura un poco mayor que la real, corregida por un factor que se llama "factor de Rogowski": $k_R < 1$.

$$H_{equi} = \frac{H_{real}}{k_R} \quad (4.7)$$

Se recuerda que la inductancia de una bobina larga es:

$$L = \frac{\mu * N^2 * S}{H} (H)$$

Donde:

$$\mu = 4 * \pi * 10^{-7} (H/m)$$

$S_{(m^2)}$ = Área de la sección transversal de la bobina.

$H_{(m)}$ = Longitud de la bobina.

N = Número de espiras.

Es necesario conocer entonces, la superficie equivalente y la longitud equivalente en la que está el flujo de la “bobina”, que forman conjuntamente el primario y el secundario.

La superficie equivalente total es:

$$S_{equi} = \frac{1}{3} * \pi * D_{mAT} * a + \pi * D_{mEC} * b + \frac{1}{3} * \pi * D_{mBT} * c \quad (13.1)$$

Donde:

D_{mAT} = Diámetro medio del arrollamiento de alta tensión.

D_{mBT} = Diámetro medio del arrollamiento de baja tensión.

D_{mEC} = Diámetro medio de entrecara.

a = Espesor del arrollamiento de alta tensión.

b = Espesor de entrecara.

c = Espesor del arrollamiento de baja tensión.

El factor de Rogowski, k_R tomando de referencia la Fig.4.6 del capítulo 4 es:

$$k_R = 1 - \frac{a + b + c}{\pi * H_{real}}$$

Conocidos la superficie equivalente y la longitud o altura equivalente, se puede calcular la inductancia.

$$L = \frac{4 * \pi * 10^{-7} * S_{equi} * N^2}{H_{equi}} \quad (13.2)$$

$$z_{(\%)} = u_x(\%) = \frac{X_L}{Z_n} * 100 \quad (13.3)$$

Finalmente:

$$u_x(\%) = 2 * \pi * f * \frac{4 * \pi * 10^{-7} * S_{equi(m^2)} * N^2}{H_{equi(m)}} * \frac{P_{Ntrif(W)}}{3 * U_{Nfase(V)}^2} * 100 \quad (13.4)$$

La fórmula (13.2) que determina el valor de la inductancia, sólo tiene en cuenta la geometría del transformador, lo que demuestra que una barra ficticia ubicada en cualquier parte del arrollamiento triángulo que se cortocircuita, deja “ver” la misma impedancia desde el primario, que es la estrella.

Para aclarar el concepto se toma el caso de estudio.

Si se pusiera una barra real al 50% de cada fase del triángulo y se toma el servicio desde ese punto, en lugar de las barras normales, la única diferencia es que cambia la hora del grupo de conexiones y el valor de la tensión secundaria.

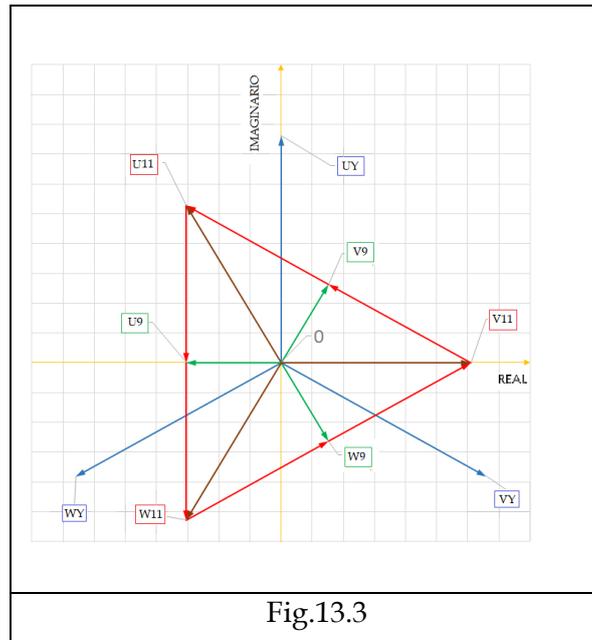


Fig.13.3

La Fig.13.3 muestra el diagrama clásico de un transformador Yd11. En él se puede apreciar que al mismo transformador se lo transforma en un grupo similar a Yd9, si a la barra del triángulo se conectara al 50% de cada fase, con una tensión también del 50% de la nominal del triángulo.

En realidad, no es un grupo Yd ni tampoco un grupo Yz, ya que el zig - zag se forma con la diferencia de tensiones de cada fase. En cambio, ahora la tensión resulta de la suma de tensiones de dos fases.

Para distinguirlo, se llamará en adelante el grupo Yv, y la hora será dependiente de la porción de tensión de cada fase que conforma la tensión final.

Como la inductancia no depende de esta conexión según lo muestra la ecuación (13.2), se puede calcular la impedancia con el $u_{k(\%)}$ de placa del mismo.

Es decir que los datos a tener en cuenta para calcular fallas bifásicas o trifásicas son:

- $u_{k(\%)}$: *tensión porcentual de cortocircuito*
- U_1 : *tensión nominal de la estrella*
- U_2 : *tensión nominal del triángulo dividida en 2 para falla al 50% del arrollamiento*
- Grupo de conexiones Yd9 (90°)
- P_n : *Potencia nominal*

Cuando la falla se presenta en cualquier otro porcentaje del arrollamiento, habrá que determinar la hora y la tensión que tendría la barra ficticia.

El problema ahora es calcular una falla monofásica, ya que en ella interviene el R.P.A.T., y para determinarla es necesario conocer la impedancia directa y homopolar entre la barra ficticia y la barra del triángulo.

La falta de este dato obliga a realizar algunas simplificaciones, aunque también, es conveniente ver la sensibilidad que se tiene con el dato faltante en el cálculo de la corriente de falla. (Se verá más adelante como puede ser estimado).

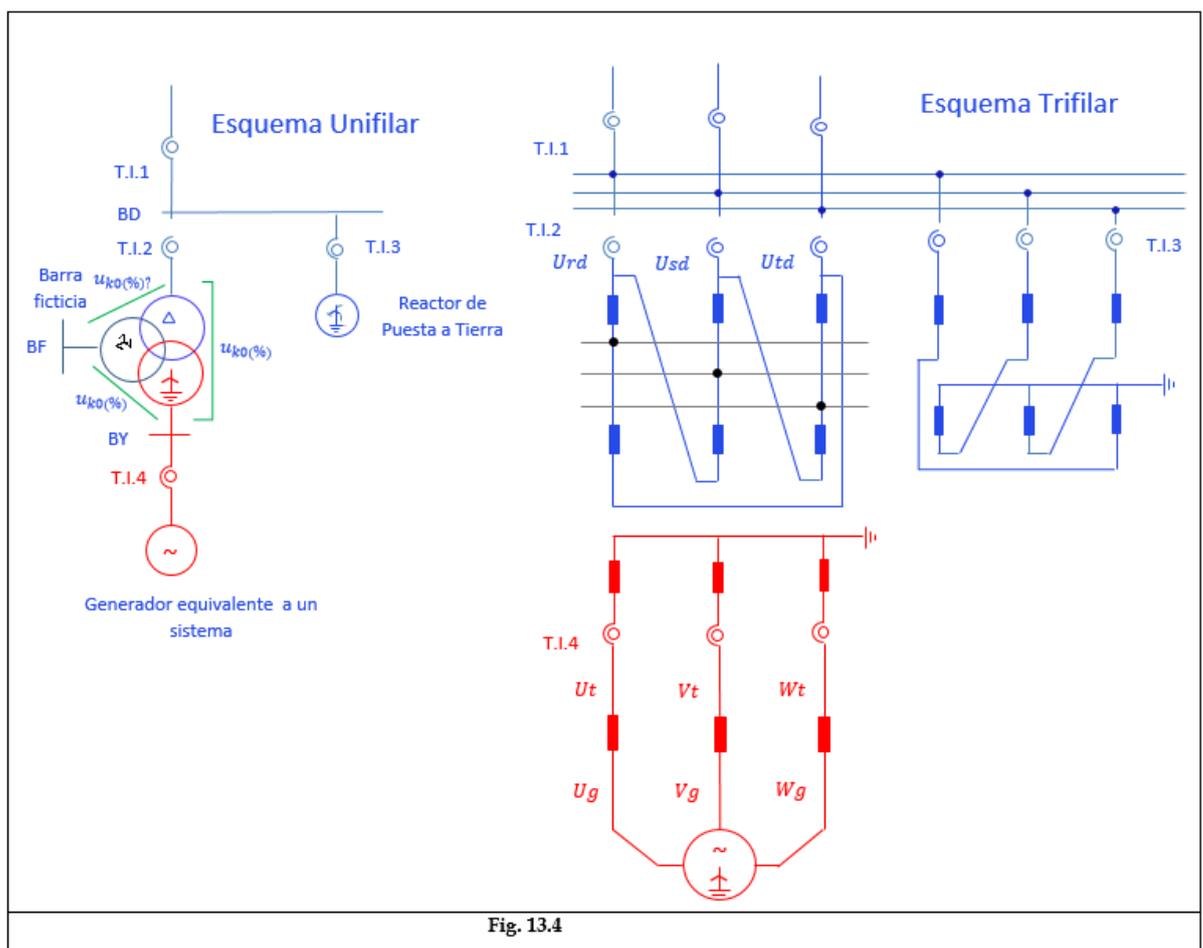
Para ello es necesario modelar al transformador en condiciones de la falla que se está estudiando.

13.3 Modelado.

Se supone que el transformador que es de dos arrollamientos, tiene tres barras trifásicas de salida.

- Barra en conexión estrella de alta tensión a la que está conectada la fuente.
- Barra de baja tensión en triángulo a la que se conecta la carga.
- Barra ficticia que es donde se produce la falla.

La Fig. 13.4 muestra en un esquema unifilar el tipo de transformador a modelar, en la que se toma el mismo valor de $u_k(\%)$, entre la barra ficticia BF y la barra estrella B, lo mismo, entre la barra triángulo BD y la estrella BY.

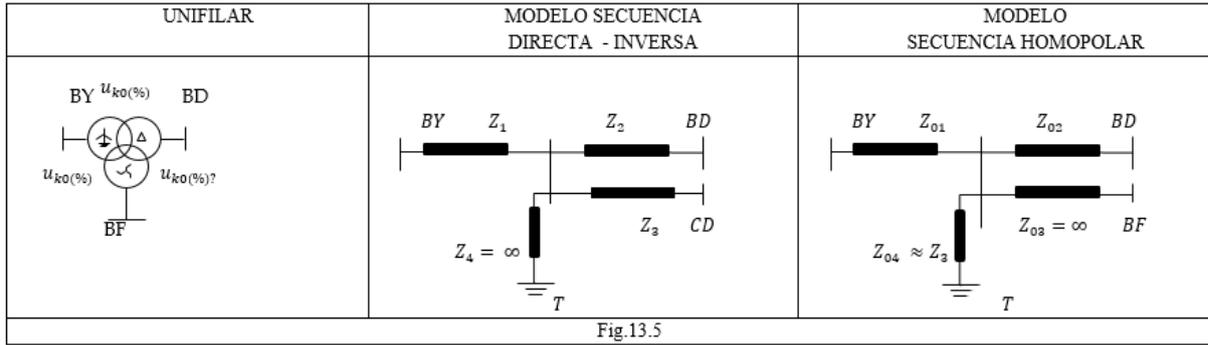


Cuando no se dispone del $u_{k0}(\%)$, se acepta como valor más probable que:

$$u_{k0}(\%) = (0,8 \text{ a } 1) * u_k(\%).$$

Se considerará para el estudio que $u_k(\%) = u_{k0}(\%)$

Se modela al transformador como si fuera uno de tres arrollamientos.



Las fórmulas (4.8) del capítulo 4, son las que permiten calcular los valores de las impedancias o los valores equivalentes de $u_k(\%)$.

$$Z_1 = \frac{1}{2} * (Z_{12} + Z_{13} - Z_{23}) \quad Z_2 = \frac{1}{2} * (Z_{12} + Z_{23} - Z_{13}) \quad Z_3 = \frac{1}{2} * (Z_{23} + Z_{13} - Z_{12}) \quad (4.8)$$

Adecuando las fórmulas se tiene:

$$Z_{13} = Z_{BY-BD} = \frac{u_k(\%)}{100} * \frac{U^2}{Pot} \quad (13.5)$$

$$Z_{12} = Z_{BY-BF} = \frac{u_k(\%)}{100} * \frac{U^2}{Pot} \quad (13.6)$$

$$Z_{23} = Z_{BD-BF} = \frac{?}{100} * \frac{U^2}{Pot} \quad (13.7)$$

De las ecuaciones (13.3) a (13.5) se deduce que:

$$Z_{BY-BD} = Z_{BY-BF} = Z_{cc} \quad (13.8)$$

$$Z_x = Z_{BD-BF} \quad (13.9)$$

$$Z_1 = \frac{1}{2} * (2 * Z_{cc} - Z_x) \quad Z_2 = \frac{1}{2} * Z_x \quad Z_3 = \frac{1}{2} * Z_x \quad (13.10)$$

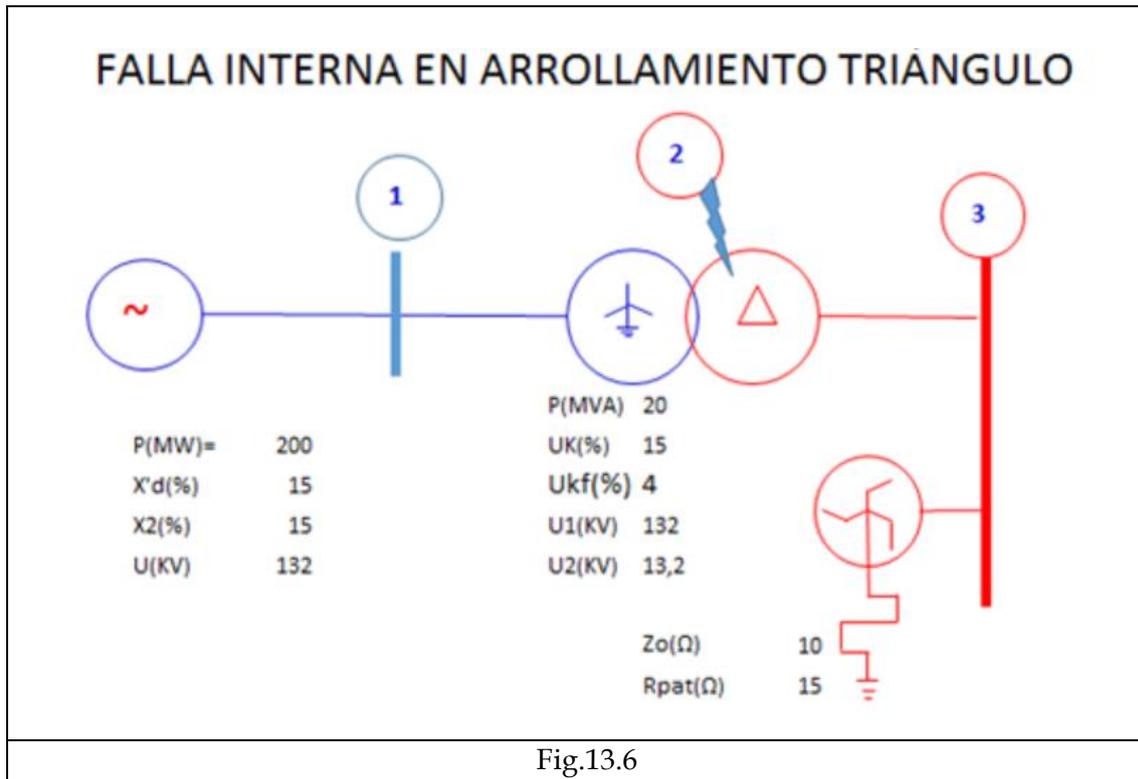
La tensión previa a la falla es la que hay entre el punto fallado y tierra, que es la tensión U_0 del diagrama de fasores de la Fig.13.3

Por tanto:

$$U_{prefalla} = \frac{1}{2} * U_{fase} * e^{j90} \quad (13.11)$$

Un cálculo aclarará los conceptos.

Sea el siguiente circuito:



En el esquema de la Fig.13.6 el generador representa a un sistema con una potencia de cortocircuito como se encuentra normalmente que es:

$$P_{CC} = \frac{P}{X'd} * 100 = \frac{200}{15} * 100 = 1333 \text{ MVA}$$

En la Fig.13.7 se muestra el modelado del circuito anterior.

Se calculan las impedancias del modelo.

$$x'_{d(\Omega)} = \frac{15 * 13.2^2}{100 * 200} = j 0,1307$$

$$Z_{13} = Z_{BY-BD} = \frac{u_k(\%)}{100} * \frac{U^2}{Pot} = \frac{15 * 13.2^2}{100 * 20} = j 1,307$$

$$Z_{12} = Z_{BY-BF} = \frac{u_k(\%)}{100} * \frac{U^2}{Pot} = Z_{13}$$

$$Z_{23} = Z_{BD-BF} = \frac{?}{100} * \frac{U^2}{Pot} = ?$$

Normalmente, no se conocen datos en transformadores que permitan calcular el valor de Z_{23} .

Más adelante, se hará una propuesta para tratar de evaluarlo.

Por ahora se adopta un valor y luego se verifica la sensibilidad del cálculo con esa variable.

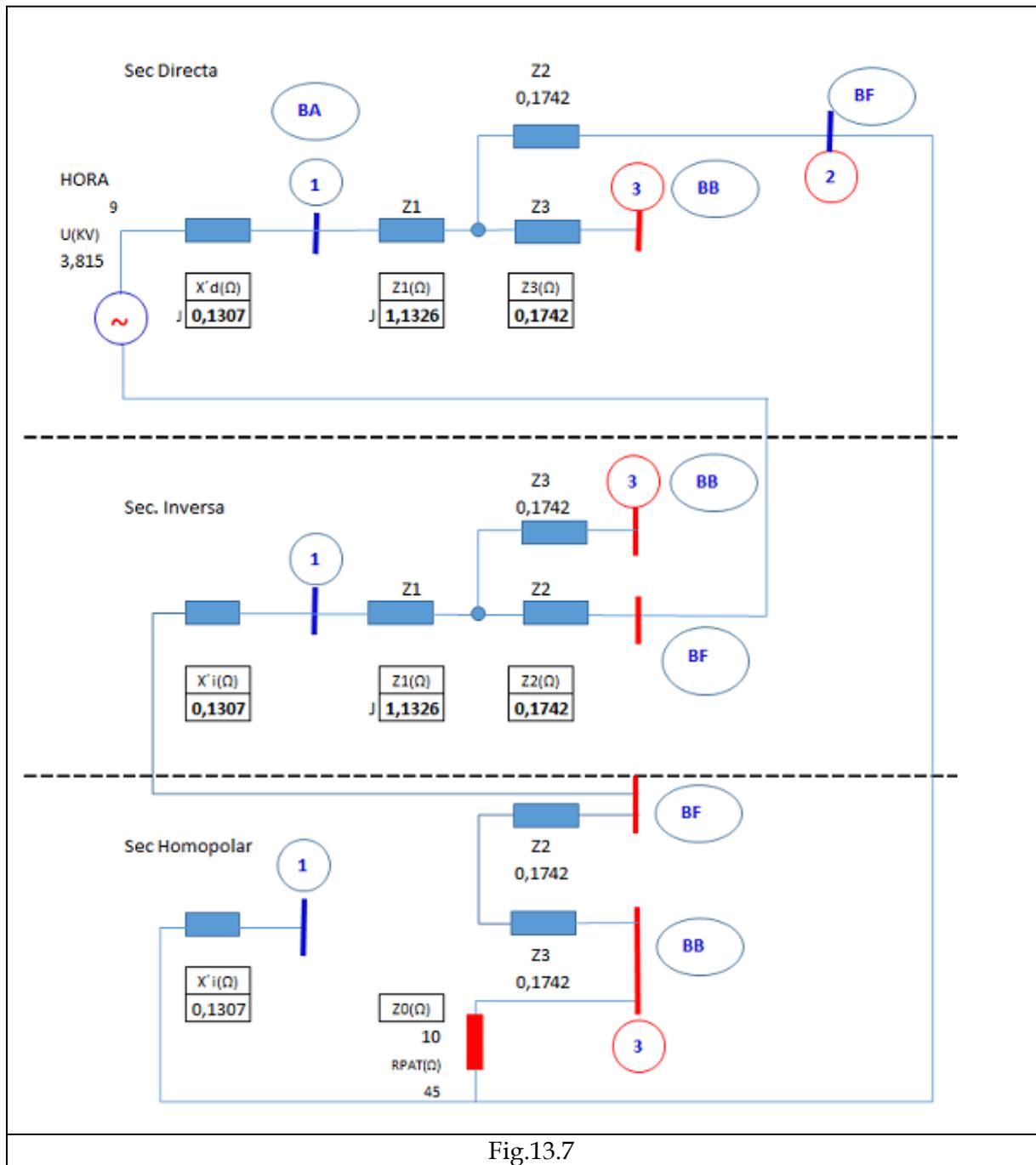


Fig.13.7

Para el ejemplo se adoptó:

$$U_{kx(\%)} = 4$$

Con este valor adoptado se calcula la impedancia Z_{23} .

$$Z_{23} = \frac{4 * 13,2^2}{100 * 20} = 0,3485$$

$$Z_1 = \frac{1}{2} * (Z_{13} + Z_{12} - Z_{23}) = \frac{1}{2} * (1,307 + 1,307 - 0,348) = 1,1326$$

$$Z_2 = \frac{1}{2} * (Z_{23} + Z_{12} - Z_{13}) = \frac{1}{2} * (0,348 + 1,307 - 1,307) = 0,1742$$

$$Z_3 = \frac{1}{2} * (Z_{13} + Z_{23} - Z_{12}) = \frac{1}{2} * (1,307 + 0,348 - 1,307) = 0,1742$$

Se calculan las impedancias totales de cada red de secuencia.

$$Z_{d\ total} = X'_d + Z_1 + Z_2 = j(0,1307 + 1,3126 + 0,1742) = j1,4375$$

$$Z_{i\ total} = Z_{d\ total}$$

$$Z_{0\ total} = 3 * R_{pat} + j(Z_0 + Z_3 + Z_2) = 45 + j(10 + 0,1742 + 0,1742) = j13,2234$$

Se calculan las corrientes de cada red de secuencia.

Si la falla es al 50% del arrollamiento, la tensión previa a la falla es:

$$U_{prefalla} = \frac{U_{fase\ a\ tierra}}{2} = \frac{13,2}{2 * \sqrt{3}} = 3,815(KV)$$

$$I_d = I_i = I_0 = \frac{U_{prefalla}}{Z_{d\ total} + Z_{i\ total} + Z_{0\ total}} = \frac{3,815 * 1000}{45 + j13,2234} = 78,04 + j22,932$$

La corriente de falla es:

$$I_{falla} = I_d + I_i + I_0 = 234,12 + j68,8$$

$$I_{falla\ módulo} = 244 (A)$$

Con este valor se puede ahora aplicar todo el análisis cualitativo.

13.4 Sensibilidad del Valor de la Corriente de Falla con la Variable $U_{kx}(\%)$.

Con un programa desarrollado a tal fin, se ha verificado el valor de la corriente de falla cambiando la variable entre valores extremos que van desde el 1(%) al 100(%) de la $Z_{nominal}$ del transformador.

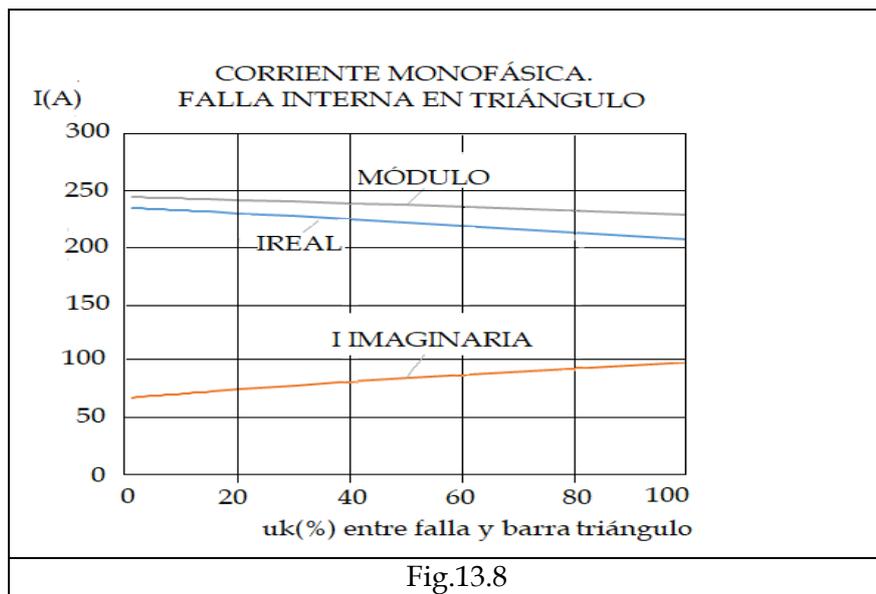


Fig.13.8

En el gráfico de la Fig.13.8 se detecta que el módulo de la corriente de falla es poco sensible respecto del valor de la reactancia desconocida $u_{kx}(\%)$.

Esto es así, porque la mayor impedancia que interviene en el circuito es la de la resistencia de puesta a tierra, situación que se da en la mayoría de los casos.

Hay una forma simple y aproximada de calcular la corriente de falla, que consiste en considerar nulas todas impedancias de secuencias directa e inversa, y tener en cuenta sólo la impedancia del R.P.A.T.

Con ello, la impedancia homopolar del R.P.A.T. es:

$$Z_{0\text{ RPAT}} = 3 * R_{pat} + jZ_0 = 3 * 15 + j10 = 45 + j10$$

Resulta así:

$$I_0 = \frac{U_{prefalla}}{Z_{0\text{ RPAT}}}$$

En este caso es:

$$I_f = 3 * I_0 = 3 * \frac{3.815}{45 + j10}$$

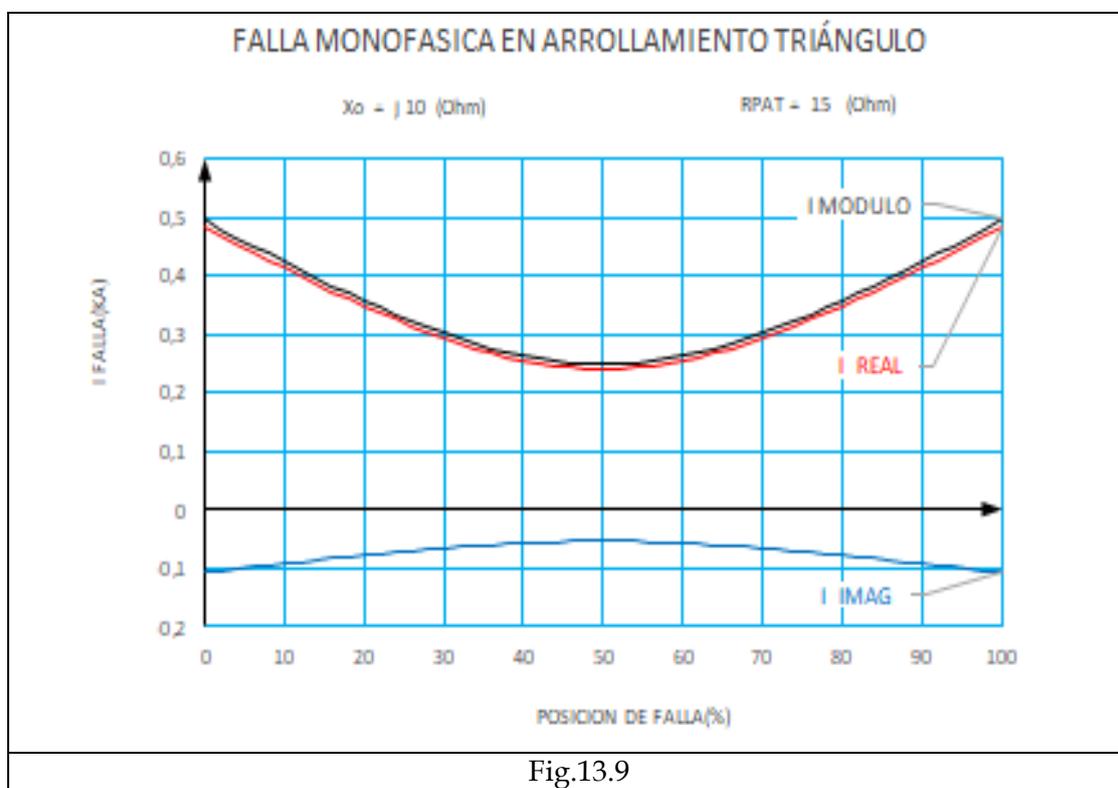
$$I_{f\text{real}} = 3 * \frac{3.815 * R}{\sqrt{R^2 + X^2}} = \frac{3 * 3.815 * 1000 * 45}{45^2 + 10^2} = \frac{429975}{2125} = 242(A)$$

Este valor es muy próximo al valor calculado anteriormente y se puede tomar como válido.

13.5 Sensibilidad del Valor de la Corriente de Falla en Función de su Posición.

Las impedancias no cambian, y por lo tanto el valor de la corriente de falla solamente depende de la tensión prefalla, la que varía entre U_{fase} y $U_{ase}/2$.

La Fig.13.9 muestra el valor de la corriente de falla en función de su posición.



13.6 Transformador de Dos Arrollamientos Estrella -Triángulo. Fallas en el Estrella.

En el caso de fallas en el triángulo, se ha tomado como variable no conocida la impedancia entre la posición de la falla y la barra externa del triángulo.

El análisis de las fallas en la estrella es un poco más complicado, porque ahora sí se requiere conocer esos parámetros no suministrados normalmente por el fabricante, como ser la tensión por espira, las dimensiones de los arrollamientos, (altura y diámetro), etc.

Para estimarlos, se hará un ejercicio de cálculo de un transformador que tenga características similares al transformador a estudiar.

Con ellos se podrá definir un modelo que, si bien no será una representación exacta del transformador, sí dará un marco de referencia del problema.

En el cálculo sólo se determinarán las medidas de los arrollamientos y hierro, sin otros detalles como refrigeración, esfuerzos, etc.

13.7 Cálculo Simplificado de un Transformador.

Se toman como datos de entrada del transformador a estudiar los siguientes.

DATOS DE PLACA				
Símbolo	Descripción	Valor	Unidad	Observaciones
P	Potencia	15	MVA	
U_1	Tensión primaria	132	kV	± 10 (%)
I_1	Corriente primaria	65,61	A	
U_2	Tensión secundaria	13,2	kV	
I_2	Corriente secundaria	656,08	A	
$u_k(\%)$	Tensión (%) de cortocircuito	15	%	
$u_r(\%)$	Tensión (%) de cortocircuito resistiva	1	%	
$u_x(\%)$	Tensión (%) de cortocircuito inductiva	14,5	%	
GC	Grupo de conexiones	Yd11		

Lo ideal es desarrollar un programa que permita verificar la sensibilidad de cada cálculo en función de los parámetros elegidos.

13.7.1 Cálculo de Dimensiones.

Una primera aproximación es adoptar el diámetro de las columnas de Fe en base a la siguiente fórmula:

$$D_{(cm)} = [0,75 \text{ a } 1]^4 \sqrt{P_{(VA)}}$$

Reemplazando por el valor de P es:

$$D_{(cm)} = [0,75 \text{ a } 1]^4 \sqrt{15.000.000_{(VA)}}$$

Tomando el factor 0,75 resulta aproximadamente:

$$D_{(cm)} = 46 \text{ (cm)}$$

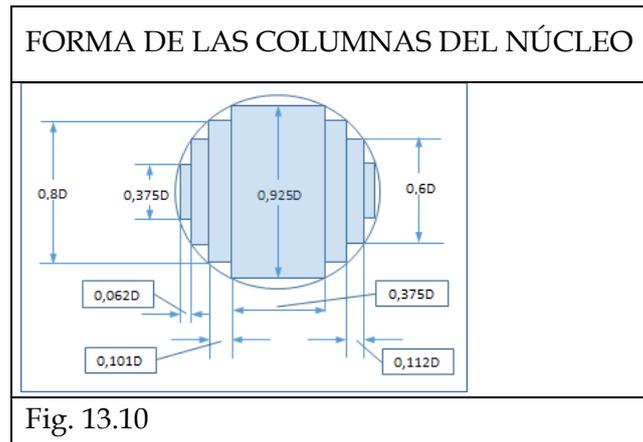
La tensión inducida es:

$$E_1 = 4.44 * f * B * S_{Fe} * N_1$$

Se adopta:

$$B_{(G)} = 15000$$

Además, se elige la siguiente forma de las columnas del núcleo.



Esta forma tiene un factor de llenado de:

$$F_{ll} = 0,882$$

Considerando que se utiliza chapa de 0.35 mm de espesor el factor de empaquetamiento es:

$$F_{emp} = 0,96$$

Por ello la sección del Fe es:

$$S_{Fe(cm^2)} = \frac{\pi * D^2}{4} * F_{ll} * F_{emp} = 1407$$

$$E_{(V)} = 76210 \quad y \quad f_{(Hz)} = 50$$

Reemplazando se calcula:

$$N_1 = 1627 \text{ espiras}$$

Se adopta:

$$N_1 = 1600 \text{ espiras}$$

Con este valor de N_1 es:

$$B = \frac{E_1(V)}{4,44 * f * S_{Fe} * N_1} \tag{13.11}$$

Donde:

$$E_{1(V)} = \frac{132000}{\sqrt{3}} = 76210 \quad (13.12)$$

$$S_{Fe(cm^2)} = 1407 \quad (13.13)$$

Para calcular el número de espiras del secundario, se debe tener en cuenta la caída de tensión en el transformador debido a la carga.

Se presupone cuál sería la carga más frecuente del mismo.

Se adoptan los siguientes valores.

$$\cos(\varphi) = 0,85 \quad \text{sen}(\varphi) = 0,53 \quad (13.14)$$

$$\Delta u_{\%} = u_r\% * \cos(\varphi) + u_x\% * \text{sen}(\varphi) = 8.49 \quad (13.15)$$

Así resulta:

$$U_{20(kV)} = U_2 * \left[1 + \frac{\Delta u_{\%}}{100} \right] = 14,2 \quad (13.16)$$

Se puede determinar ahora el número de espiras secundarias.

$$N_2 = \frac{N_1 * U_{20}}{U_1 / \sqrt{3}} = \frac{1600 * 14.45}{76210} = 301 \text{ espiras.} \quad \text{Se adoptan } N_2 = 300 \text{ espiras} \quad (13.17)$$

13.7.2 Arrollamiento de Alta Tensión.

Para definir el arrollamiento de alta tensión, se debe tener en cuenta el número de espiras primarias, la corriente nominal primaria y los porcentajes de conmutación solicitado.

El diámetro resulta de considerar el Fe, aislación, diámetro del arrollamiento de media tensión, la entrecara y que los arrollamientos son concéntricos.

El número de espiras primario adoptado de acuerdo con el cálculo es $N_1 = 1600$ espiras.

La corriente primaria es aproximadamente:

$$I_{1(A)} = 66$$

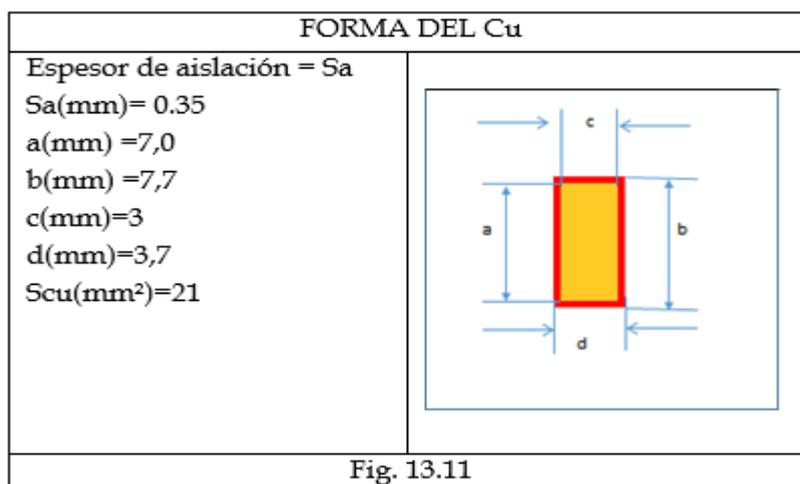
Se adopta una densidad de corriente de:

$$\delta [A/mm^2] = 3,5$$

La sección de Cu requerida es:

$$S_{Cu1(mm^2)} = I_1 / \delta = 18$$

Se elige la forma rectangular para el Cu para lograr un mejor factor de llenado.



Se adoptan:

Espiras por galleta	Cantidad de galletas	Cantidad de espiras	Observaciones
16	100	1600	parte principal
16	10	160	conmutación
totales	110	1760	

Con estos datos se puede calcular el alto del arrollamiento de alta tensión. El arrollamiento de baja tensión debe tener el mismo alto, para que las fuerzas axiales entre ellos sean pequeñas.

La separación entre galletas mínima debe ser de 4 a 6 mm para lograr que el aceite circule refrigerando las en las caras horizontales.

Se adopta la siguiente separación entre galletas:

$$dsg_{(mm)} = 8 \quad (13.18)$$

La altura del arrollamiento de alta tensión es:

$$H_{AT(mm)} = 1950 \quad (13.19)$$

El ancho del arrollamiento de alta tensión es entonces:

$$a_{AT(mm)} = Num_{conductores\ por\ galleta} * Ancho\ de\ la\ planchuela = 70,4 \quad (13.20)$$

13.7.3 Arrollamiento de Baja Tensión.

Se toman las mismas consideraciones que para el arrollamiento de alta tensión.

$$N_2 = 300 \text{ espiras}$$

La corriente primaria es:

$$I_{2(A)} = 656$$

Se adopta una densidad de corriente de:

$$\delta_{[A/mm^2]} = 3,5$$

La sección de Cu requerida es:

$$S_{Cu2(mm^2)} = I_2 / \delta = 187$$

En base a lo expuesto resulta:

ALTO TOTAL(mm)	1796	a (mm) =	24
Espiras por galleta	15	b (mm) =	25.40
Alto galleta	24,70	c (mm) =	4
Número de galletas	20	d (mm) =	5.40
Ancho arrollamiento.	70,50	Nº de capas=	2
Espacio total entre galletas (mm)	808,00	$S_{Cu1(mm^2)}$	96
Separación de galletas (mm)	20	Sa (mm) =	0.35

$$a_{BT(mm)} = \text{Ancho de la planchuela} * N^\circ \text{espiras por galleta} \quad (13.21)$$

$$a_{BT(mm)} = 15 * 5,4 = 81 \quad (13.22)$$

Espacio entre galletas:

$$eeg = 20 \quad (13.23)$$

13.7.4 Aislaciones.

Las capacidades de aislación del transformador se tomarán en base a los siguientes gradientes:

	gradiente	
Aceite libre	1	KV/mm
Fuga perpendicular a beta	0,8	KV/mm
Fuga paralela a beta	0,6	KV/mm
Fuga horizontal con barro	0,4	KV/mm
Perforación de cartón	10	KV/mm

El transformador debe resistir los ensayos de tensión aplicada y de tensión inducida.

La norma IRAM 2105 dice que:

Ensayo de tensión aplicada:

$$U_{pa} = 1,75 * U + 15 \text{ KV} \quad (13.24)$$

Para el presente transformador es:

$$U_{pa(KV)} = 1,75 * U + 15 = 246 \quad (13.25)$$

Ensayo de tensión inducida

$$U_{pi(KV)} = 2 * U = 264 \quad (13.26)$$

13.7.4.1 Aislación entre galletas de AT.

Para la prueba se considera el esquema de la siguiente de la Fig.13.12.

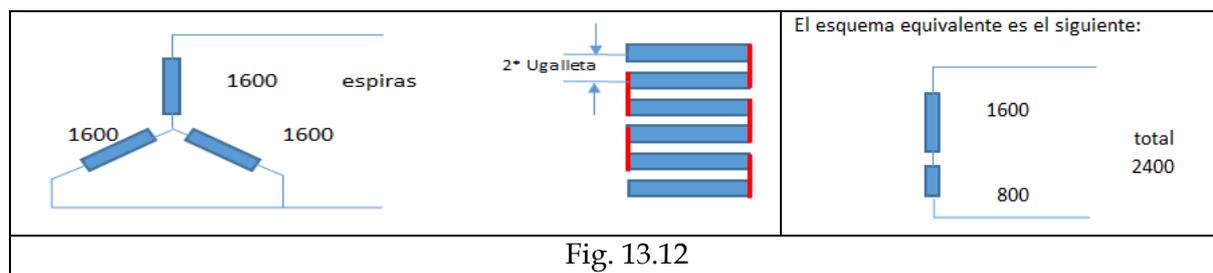


Fig. 13.12

Se supone un total de espiras $N_{1(esp)}$: 2400

Se trata de determinar la tensión inducida que cada galleta debe soportar.

La tensión a inducir por espira es:

$$U_{iesp(V)} = \frac{U_{pi}}{N_1 \cdot \sqrt{3}} = \frac{264000}{2400 \cdot \sqrt{3}} = 95 \quad (13.27)$$

La siguiente curva muestra el factor de inducción a utilizar para el cálculo de la sollicitación:

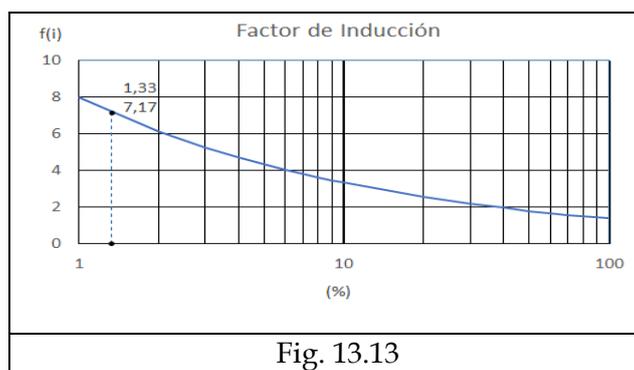


Fig. 13.13

El número de espiras por galleta es:

$$N_{espgallAT} = 16 \quad (13.28)$$

Por lo tanto, el (%) de espiras para dos galletas del total es:

$$N_{espgallAT} = \frac{16 \cdot 2}{2400} \cdot 100 = 1,33 \quad (13.29)$$

Con este valor se determina el factor de inducción:

$$f_i = 7.17 \quad (13.30)$$

La tensión de cálculo para tensión inducida es:

$$U_{cind(KV)} = \frac{U_{iesp} \cdot f_i \cdot 2 \cdot N_{espgalletaAT}}{1000} = \frac{95 \cdot 7.17 \cdot 2 \cdot 16}{1000} = 22 \quad (13.31)$$

La aislación entre dos galletas adyacentes debe soportar al menos esta tensión.

Los conductores tienen una aislación de:

$$\delta_c (mm) = 0,35 \quad (13.32)$$

La separación elegida entre galletas es de:

$$dsg (mm) = 6 \quad (13.33)$$

La capacidad dieléctrica del aceite y el aislante son:

$$\varepsilon_{aceite} = 2,5 \quad \varepsilon_{aislante} = 4 \quad (13.34)$$

El factor "k" que define la tensión admisible en cada uno de los aislantes es:

$$k = \frac{a_1}{\varepsilon_{aislante}} + \frac{a_2}{\varepsilon_{aceite}} + \frac{a_1}{\varepsilon_{aislante}} = \frac{2*a_1}{\varepsilon_{aislante}} + \frac{a_2}{\varepsilon_{aceite}} \quad (13.35)$$

Donde:

$a_1 = \text{espesor de la aislación}$

$a_2 = \text{separación entre galletas adyacentes}$

$$k = \frac{0.7}{4} + \frac{8}{2.5} + \frac{0.7}{4} = 3,55 \quad (13.36)$$

La sollicitación del aceite es:

$$E_{aceite} \left(\frac{KV}{mm} \right) = \frac{U_{cind(KV)}}{k * \varepsilon_{aceite}} = \frac{22}{3.55 * 2.5} = 2,48 \quad (13.37)$$

La sollicitación del aislante es:

$$E_{aislante} \left(\frac{KV}{mm} \right) = \frac{U_{cind(KV)}}{k * \varepsilon_{aislante}} = \frac{22}{3,55 * 4} = 1,55 \quad (13.38)$$

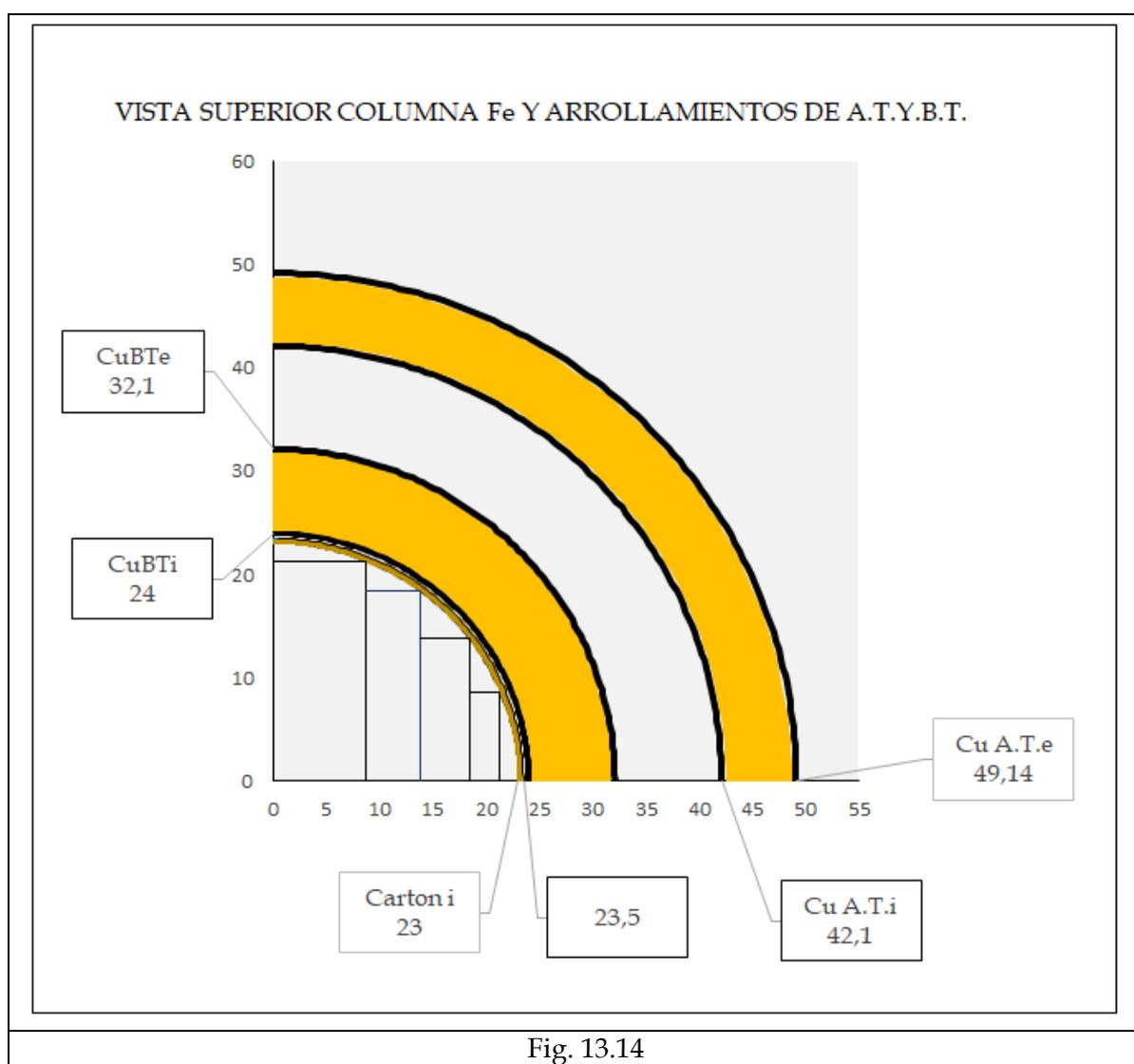
13.7.5 Cálculo de la Reactancia de Cortocircuito.

Para proteger la aislación del arrollamiento de baja tensión que va arrollado sobre el núcleo, se cubre al mismo con un cilindro de cartón de 5 mm cuyo diámetro interior es el del Fe.

El arrollamiento de baja tensión se separa del cartón 5 mm para permitir la refrigeración de la cara vertical interior del arrollamiento.

De acuerdo con esto, los diámetros de cada parte del transformador son los siguientes:

Diámetro interno del cartón (mm)	460
Espesor del cartón (mm)	5
Separación del arrollamiento de MT del cartón (mm)	5
Ancho del arrollamiento de media tensión (mm)=AMT	81
Entrecara (mm)=EC	100
Ancho del arrollamiento de alta tensión (mm)=AAT	70,4



Se determina una superficie equivalente para calcular el $u_x(\%)$. Se tiene en cuenta que se considera 1/3 de la superficie superior de los arrollamientos, sumada a la superficie superior de la entrecara.

El diámetro medio del arrollamiento de MT es:

$$D_{mMT(mm)} = 561 \quad (13.39)$$

El diámetro medio de la entrecara es:

$$D_{mEC(mm)} = 742 \quad (13.40)$$

El diámetro medio del arrollamiento de AT es:

$$D_{mAT(mm)} = 912,4 \quad (13.41)$$

La superficie equivalente es:

$$S_{eq(cm^2)} = \pi * D_{mMT(cm)} * \frac{AMT(cm)}{3} + \pi * D_{mEC(cm)} * EC(cm) + \pi * D_{mAT(cm)} * \frac{AAT(cm)}{3} = 3479 \quad (13.42)$$

El Factor de Rogowski es:

$$f_{Rogowski} = 1 - \frac{Ancho_{total}}{\pi * H_{AT}} = 0.9546 \quad (13.43)$$

La altura equivalente para compensar la dispersión de los extremos es:

$$H_{equi(mm)} = \frac{H}{f_{Rogowski}} = \frac{1796}{0.9546} = 1881 \quad (13.44)$$

El cálculo de $u_x(\%)$ se realiza teniendo en cuenta el valor de la inductancia de una bobina larga.

$$u_x(\%) = 2 * \pi * f * \frac{4 * \pi * 10^{-7} * S_{equi(m^2)} * N^2}{H_{equi(m)}} * \frac{P_{Ntrif(W)}}{3 * U_{Nfase(V)}^2} \quad (13.45)$$

Reemplazando valores es:

$$u_x(\%) = 16.09 \quad (13.46)$$

13.7.6 Cálculo del Volumen del Fe.

Las dimensiones del yugo se determinan sobre la base de las siguientes adopciones que tienen en cuenta las solicitaciones dieléctricas.

$$Distancia\ arrollamiento - Yugo \quad D_{ay(cm)} = 13 \quad (13.47)$$

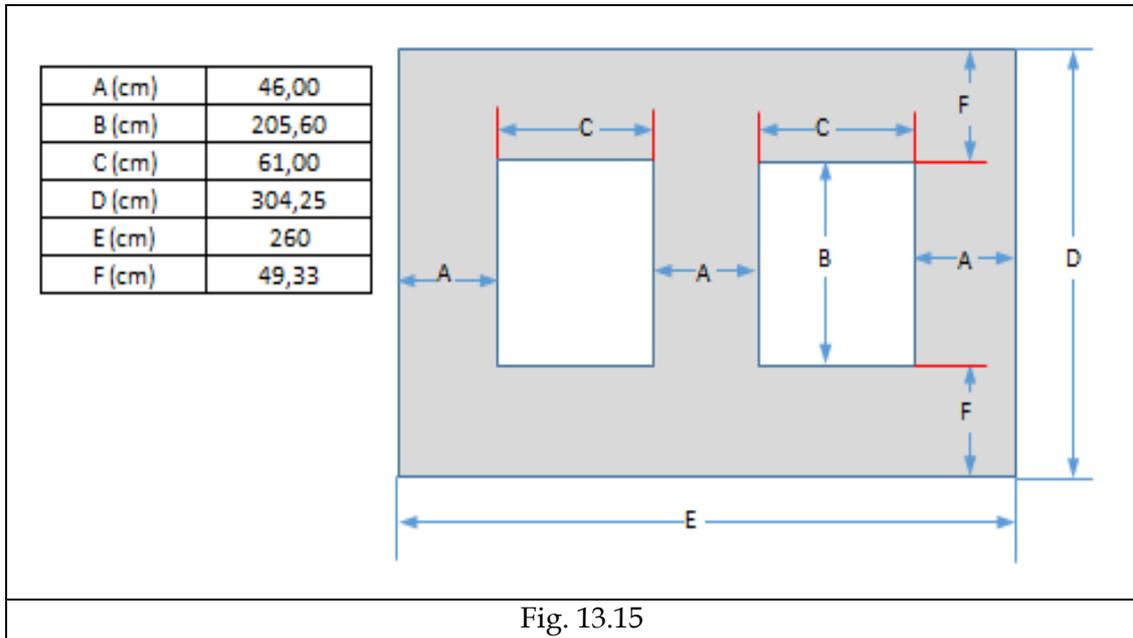
Separación arrollamientos de diferentes fases

$$S_{aef(cm)} = 15 \quad (13.48)$$

Aumento de sección del yugo

$$A_{sy(cm)} = 13 \quad (13.49)$$

Un dibujo simplificado del núcleo es el siguiente:



Se calcula el volumen del Fe.

$$V_{col} (dm^3) = Sup\ colum_{(cm^2)} * B_{(cm)} * 3 = \frac{1407 * 205,6 * 3}{1000} = 897 \quad (13.50)$$

$$V_{yugo}(dm^3) = Sup\ yugo_{(cm^2)} * E_{(cm)} * 2 = \frac{1618 * 260 * 2}{1000} = 703 \quad (13.51)$$

Para la estrella magnética es:

$$V_{e.m.}(dm^3) = Sup\ colum_{(cm^2)} * F * 2 = \frac{1407 * 49,33}{1000} = 138 \quad (13.52)$$

El peso específico del Fe es: $\gamma_{Kg/dm^3} = 7.8$

Por lo tanto, los pesos respectivos del Fe son:

Columnas (Kg) = 6762

Yugo (Kg) = 5483

Estrella Magnética (Kg) = 1076

13.7.7 Cálculo de Pérdidas del Fe.

De acuerdo con estudios realizados en la escuela francesa Savoisiene, las pérdidas totales se componen de la siguiente manera.

Para columnas flujos paralelos a la laminación el peso considerado es:

$$P_{Fe\ col.\ total\ flujo\ paralelo} (Kg) = P_{columnas} + 0,98 * P_{estrella\ magnética} = 6762 + 0,98 * 1076 = 7813$$

$$P_{Fe \text{ yugo total flujo paralelo}}(Kg) = P_{yugo} - 1,1 * P_{estrella \text{ magnética}} = 5483 - 1,1 * 1076 = 5481$$

$$P_{Fe \text{ yugo total flujo perpendicular}}(Kg) = 1,2 * P_{estrella \text{ magnética}} = 1,2 * 1076 = 1291$$

Las pérdidas en el Fe dependen de la inducción.

Se toma:

$P_{\text{éridas}}_{Fe(W/Kg)}$	Flujo paralelo	1,5	si B (Gauss)	17000
$P_{\text{éridas}}_{Fe(W/Kg)}$	Flujo paralelo	0,9	si B (Gauss)	15000
$P_{\text{éridas}}_{Fe(W/Kg)}$	Flujo perpendicular	3,1	si B (Gauss)	15000

Para flujo paralelo al sentido de laminación nuestro caso es:

$$PPa = P_{\text{éridas}}_{Fe(W/Kg)} = 0,9 \text{ para flujo paralelo}$$

$$PPe = P_{\text{éridas}}_{Fe(W/Kg)} = 3,1 \text{ para flujo perpendicular}$$

Las pérdidas totales del Fe son entonces:

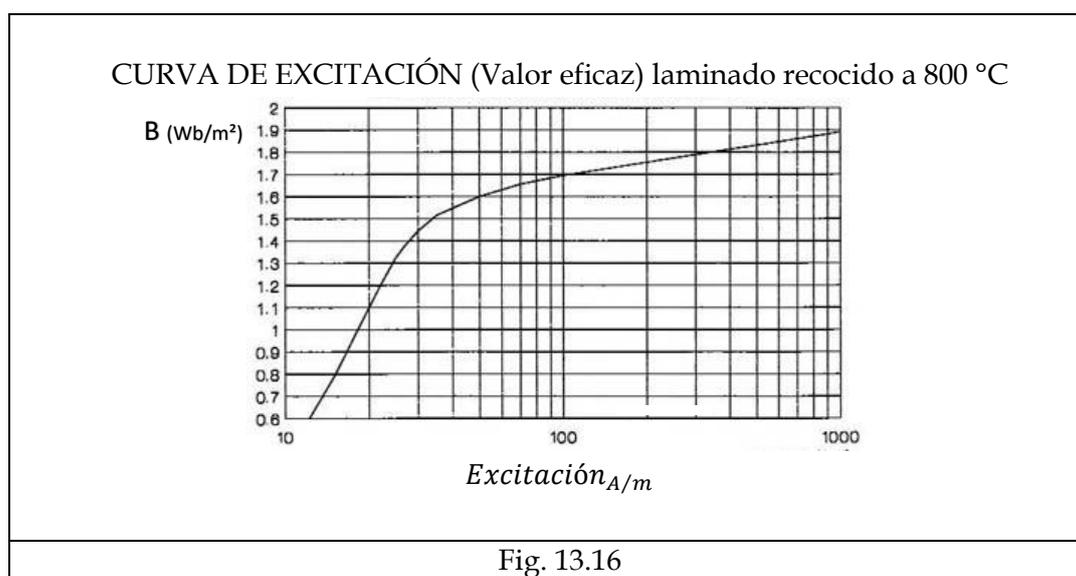
$$Pfe_{\text{totales}}(KW) = \frac{7816*0,9+5481*0,9+1291*3,1}{1000} = 15,97$$

$$Pfe_{\text{totales}}(\%) = \frac{Pfe_{\text{totales}}(KW)}{Pottrafo} * 100 = \frac{15,97}{15000} * 100 = 0,1$$

13.7.8 Cálculo de la Corriente Magnetizante.

Para el cálculo de la corriente magnetizante, se tendrá en cuenta la influencia de cada particularidad que presente el camino de las líneas de campo.

La curva de magnetización elegida según el tipo de Fe es la siguiente. (Esta curva es para 60Hz). Por ello se multiplican los A/m por 1,2



En el camino de las líneas de campo se presenta estos puntos particulares:

- a.- Entrehierros.
- b.- Hierro con flujos paralelos al sentido de laminación.
- c.- Hierro con sentido de laminación perpendicular al flujo.

a.- Influencia de Entrehierros.

La potencia magnetizante es:

$$P_{xa} = \frac{\pi}{\mu_0} * f * B^2 * S * l_a * 2$$

l_a = Longitud del entrehierro (μm) = 50

$$S_{Fe(m^2)} = 0,1407$$

$$B_{(Vs/m^2)} = 1,5$$

$$P_{xa(VAr)} = \frac{\pi}{\mu_0} * f * B^2 * S * l_a * 2 = \frac{\pi}{\mu_0} * 50 * 1,5^2 * 0,1407 * 50 * 2 = 1187$$

$$\mu_0 * \pi * 10^{-7} = 1,2566 * 10^{-6}$$

b.- Influencia de Yugos.

Para calcular la influencia de los yugos se tiene en cuenta lo siguiente:

Valor máximo de la fuerza magnetizante H_f

Valor máximo de la densidad de flujo magnético B

Longitud del camino del Fe perpendicular o paralelo al sentido de laminación l_f

Corriente magnetizante producida por el Fe I'_{xf}

Entonces como:

$$I'_{xf} = \frac{H_f * l_f}{\sqrt{2} * N_1}$$

$$E_1 = 4,44 * N_1 * S * B_{max} * f$$

La potencia magnetizante es:

$$P_{xj} = E_1 * I'_{xf} = \frac{H_f * l_f}{\sqrt{2} * N_1} * \frac{2 * \pi}{\sqrt{2}} * N_1 * S * B * f$$

Además, el volumen del yugo es:

$$V_{Fe \text{ yugo}(dm^3)} = 703$$

Luego:

$$P_{xj} = H_f * B * \pi * f * \frac{G_{Fe}}{\gamma}$$

Un valor de catálogo establece que:

$$H_{fef(Av/cm)} = 25 \quad \text{Para} \quad B = 13274$$

De la curva de la Fig.13.16 es:

$$H_f = \sqrt{2} * H_{fef} = 35,35 * 1,2 = 42,42$$

Por tanto, reemplazando valores resulta:

$$P_{xj(VAr)} = H_f * B * \pi * f * \frac{G_{Fe}}{\gamma} = \frac{42,42 * 13274 * 3,14 * 50 * 5483}{7,8 * 1000 * 10000} = 4215$$

c.- Influencia de Columnas.

Se determina la fuerza magneto motriz máxima.

$$H_{fef(Av/cm)} = 42 \quad \text{Para} \quad B = 15000 \quad H_f = \sqrt{2} * H_{fef} = 59,39$$

Por tanto, reemplazando valores resulta:

$$P_{xj(VAr)} = H_f * B * \pi * f * \frac{G_{Fe}}{\gamma} = \frac{59,39 * 13274 * 3,14 * 50 * 5483}{7,8 * 1000 * 10000} = 12131$$

d.- Influencia de Estrella Magnética.

Para calcular la influencia de la estrella magnética se considera en valor de $H_f = \sqrt{2} * H_{fef}$ en sentido perpendicular al de laminación.

El valor de inducción considerado es:

$$B_{(Gauss)} = 13274$$

En el sentido perpendicular la excitación necesaria para producir la misma inducción B es 10 veces mayor aproximadamente.

Por tanto:

$$H_f = \sqrt{2} * H_{fef} = 593,9$$

La potencia se calcula con la fórmula ya descripta siguiente:

$$P_{xj} = H_f * B * \pi * f * \frac{G_{Fe}}{\gamma} = \frac{593,9 * 13274 * 3,14 * 50 * 1076}{7,8 * 1000 * 10000} = 17082$$

Finalmente, la corriente magnetizante es la suma de las potencias divididas en la tensión.

$$I_{x(A)} = \frac{\sum P_{x_m}}{3 * U_1} = \frac{45298}{3 * 76210} = 0,198$$

Las pérdidas en el Fe son:

$$I_{v(A)} = \frac{P_{Fe}}{3 * U_1} = \frac{15970}{3 * 76210} = 0,07$$

La corriente total es:

$$I_{0(A)} = \sqrt{I_x^2 + I_v^2} = \sqrt{0,064^2 + 0,07} = 0,209$$

$$I_{0(\%)} = \frac{0,209 * 100}{65,61} = 0,31$$

13.7.9 Cálculo de Pérdidas del Cu de una Fase.

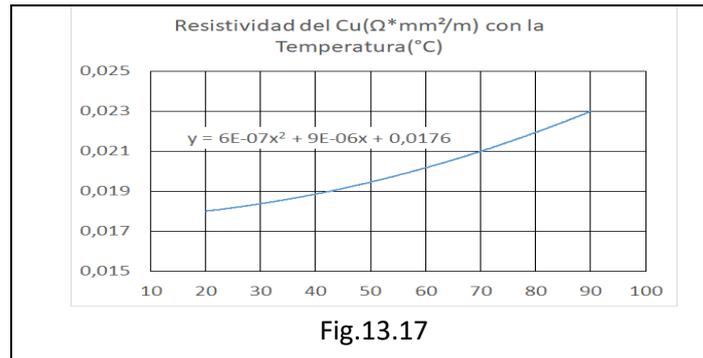
Las pérdidas se calculan con la corriente nominal.

Con las dimensiones definidas de los arrollamientos se pueden calcular las resistencias del Cu.

Se calcula la resistencia del Cu a 90 °C.

$$R_{Cu(\Omega)} = \rho_{90^{\circ}C(\Omega/m)} * \frac{l(m)}{S(m^2)}$$

La curva de resistividad del Cu en función de la temperatura es la siguiente.



Para alta tensión es:

$$l_{AT(m)} = N_1 * \pi * D_{medioAT} = 4586 \quad \text{porque:} \quad N_1 = 1600 \quad D_{medioAT(mm)} = 912,4$$

$$S_{AT(mm^2)} = 18$$

$$\rho_{AT(\Omega mm^2/m)} = 0,023$$

$$R_{CuAT(\Omega)} = \frac{0,023 * 4586}{18} = 5,86$$

$$P_{Cu1(MW)} = \frac{I_{AT(A)}^2 * R_{CuAT(\Omega)}}{1000000} = \frac{65,61^2 * 5,86}{1000000} = 0,02522$$

Para media tensión es:

$$l_{MT(m)} = N_1 * \pi * D_{medioMT} = 529 \quad \text{porque:} \quad N_2 = 301 \quad D_{medioMT(mm)} = 561$$

$$S_{MT(mm^2)} = 187$$

$$\rho_{MT(\Omega mm^2/m)} = 0,023$$

$$R_{CuMT(\Omega)} = \frac{0,023 * 529}{187} = 0,06$$

$$P_{Cu2(MW)} = \frac{I_{AT(A)}^2 * R_{CuAT(\Omega)}}{1000000} = \frac{656,8^2 * 0,06}{1000000} = 0,02582$$

$$P_{Ctotal trifásica(MW)} = 0,153$$

$$P_{Ctotal trifásica(\%)} = 1,02$$

3.7.10 Cálculo $u_r(\%)$.

Para calcular la caída de tensión se toma la resistencia de una fase de AT y la de una fase de BT referida a AT.

$$u_{r(V)} = \frac{P}{I} = \frac{0,153_{(MW)}}{65,61_{(A)}} * 1000000 = 2334,13$$

$$u_{r(\%)} = \frac{u_{r(V)} * 100}{U_{N1(V)}} = \frac{2334,13 * 100}{132000} = 1,76$$

Finalmente:

$$u_{k(\%)} = \sqrt{u_x^2 + u_r^2} = \sqrt{16,09^2 + 1,76^2} = 16,18$$

13.11 Dimensiones del Transformador

Las medidas calculadas son las siguientes.

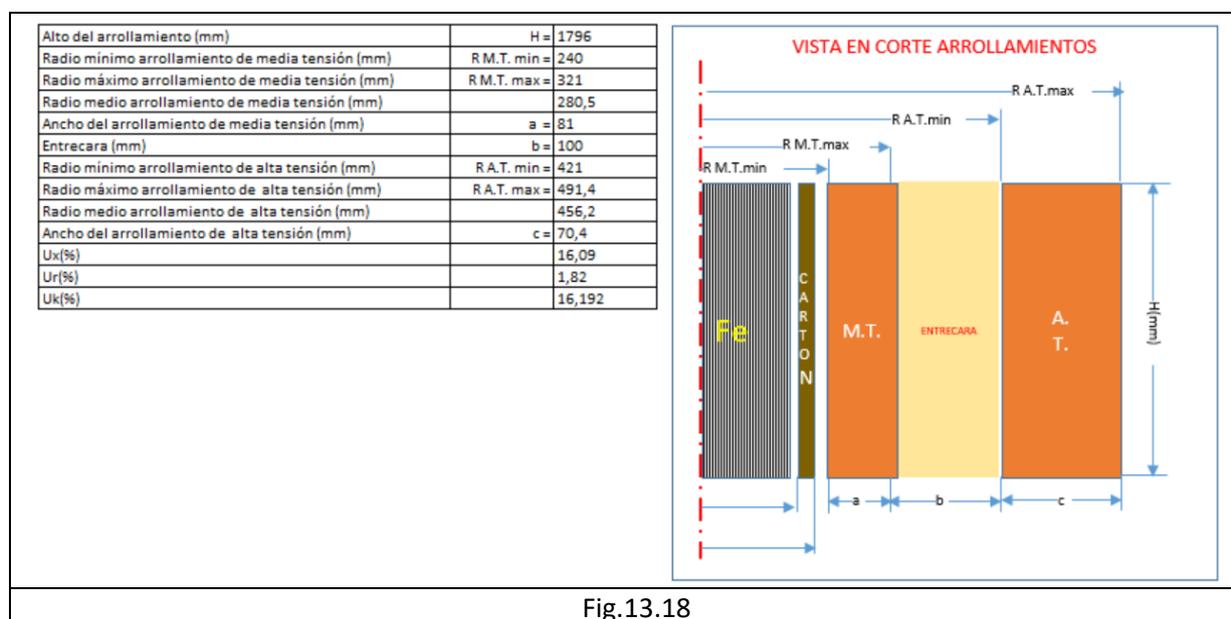


Fig.13.18

13.12 Falla Interna en el Arrollamiento Estrella de un Transformador Yd Alimentado desde el Triángulo.

Considérese un transformador de dos arrollamientos conectado según la Fig. 13.19 siguiente.

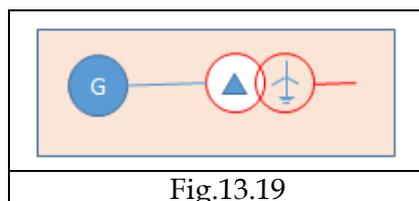
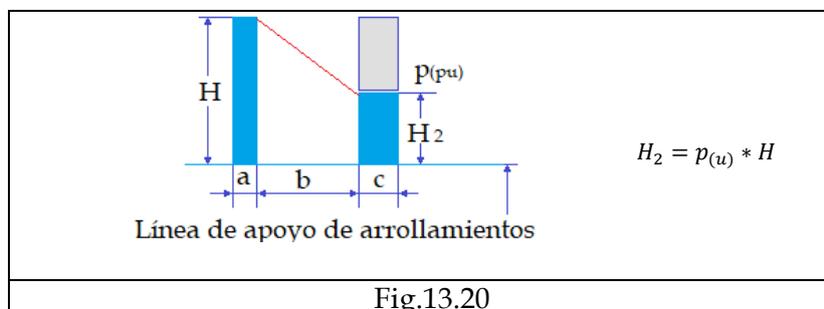


Fig.13.19

Se produce en el transformador una falla interna en la estrella, y el objetivo es calcular las corrientes que circulan por cada fase en ambos arrollamientos.

Consideraciones Previas.

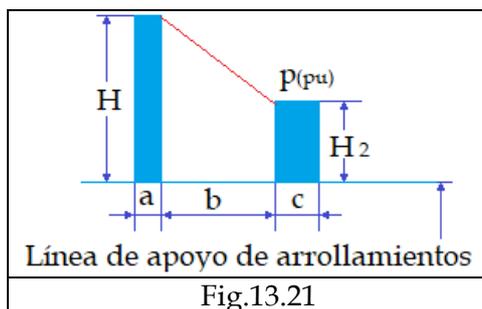
- Se considera que ambos arrollamientos tienen la misma altura.
- Como debe cumplirse el principio transformador que dice $N_1 * I_1 = N_2 * I_2$ sólo se considera una espira que lleva una corriente $N * I$
- Supóngase una falla en un porcentaje "p" del arrollamiento contado desde el centro de estrella



Alimentando desde el triángulo, en una parte del arrollamiento estrella no circula corriente.

Nuevamente, como se deben compensar los Δv , se puede considerar que hay una sola espira en la que circulan $N * I_{(A)}$.

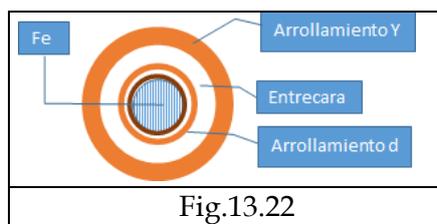
El tema es que ahora la parte superior de la entrecara no es horizontal y tiene una mayor longitud, como muestra la línea roja de la Fig. 13.21



Para ponderar como afecta a la dispersión la diferencia de altura de los arrollamientos, se realizan las siguientes consideraciones.

Previamente se recuerdan conceptos del transformador en condiciones normales.

Una vista de arriba de los arrollamientos es como la Fig. 13.22



Si se supone una sola espira, se puede pensar en la formación de una bobina con núcleo de aire como la que muestra la Fig.13.22.

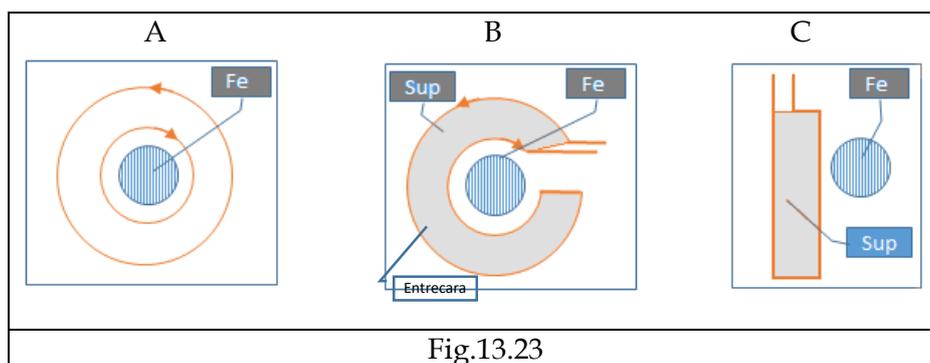


Fig.13.23

En la Fig.13.23 se puede calcular el área tomando el diámetro medio para sacar una longitud perimetral media y multiplicar por la entrecara.

Se puede calcular la inductancia como:

$$L = \frac{\mu * Sup}{H} * N^2$$

En esta fórmula se calcula el valor de la inductancia desde el lado triángulo si N es el número de espiras de este arrollamiento y viceversa.

Se supone ahora que el número de espiras del arrollamiento estrella hasta la falla es igual al número de espiras del triángulo, por la compensación de los $N * I$.

La idea es dividir longitudinalmente al arrollamiento en n partes, calcular la inductancia de cada parte y luego sumirlas.

Cuando se divide el arrollamiento se forman bobinas como muestra la Fig. 13.24.

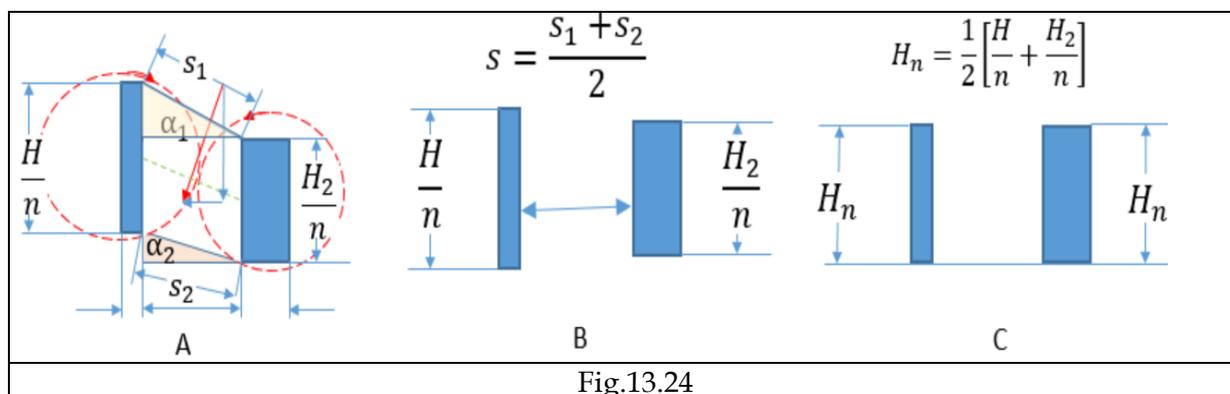


Fig.13.24

Se hacen las siguientes simplificaciones entendiendo que, si el número de divisiones n tiende a infinito, las alturas resultan iguales y se podría calcular la inductancia de esta fracción de la bobina.

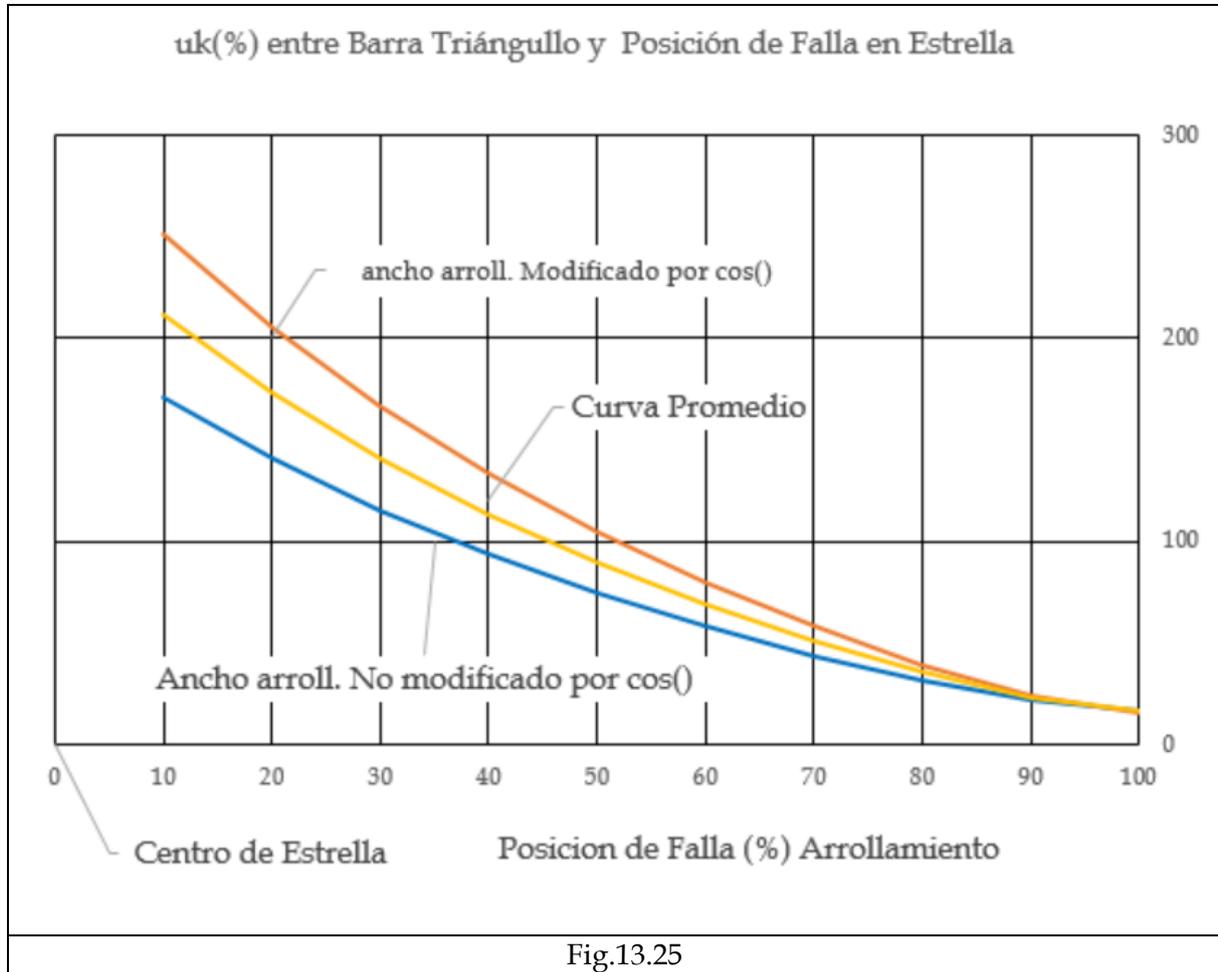
Así es:

$$u_{x(\%)} = 0,395 * \frac{P_{Ntrif(MW)}}{U_n^2(kV)} * \left\{ \sum_1^n \frac{Sup_{n(m^2)}}{H_{n(m)}} * \frac{N^2}{n^2} \right\} * 100$$

Lógicamente, si $H_2 = H$ el valor calculado de la suma debe ser $u_{x(\%)}$

Se define para la Fig.13.24 la entrecara media, que es la semisuma de las entrecaras superior e inferior calculadas en función del ángulo α_i .

Se han realizado estos cálculos con un programa desarrollado a tal fin, y se han dibujado tres curvas como muestra la Fig.13.25



Se observa en la Fig.13.25 lo siguiente.

- La curva roja considera el corte del arrollamiento con el ángulo bobina α_i .
- La curva azul se calcula con el ancho de cada arrollamiento.
- La curva amarilla es promedio de ambas y es la que se utilizaría para los cálculos.

El grupo de conexiones es el mismo para cualquier posición de falla y el análisis cualitativo es el mismo.

La relación de transformación se adecua a la posición de la falla a los efectos del cálculo, y las corrientes se transforman según aquella.

Es como si se tratara de un transformador de nueva relación al que se le calcula una falla en sus bornes.

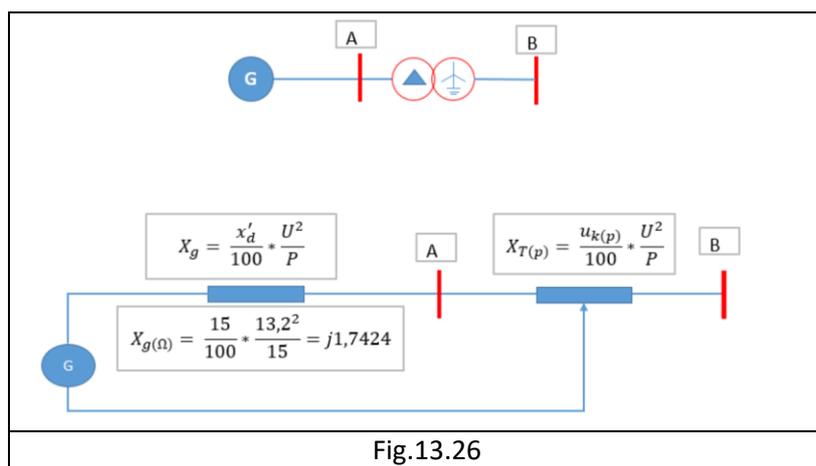
13.13 Ejemplo de cálculo.

Calcular para el esquema de la Fig.13.18 y el transformador diseñado, la variación de la corriente para falla trifásica en función de la posición respecto del centro de estrella. Utilizar las curvas CHRG de la Fig.13.24

DATOS DE PLACA TRANSFORMADOR				
Símbolo	Descripción	Valor	Unidad	Observaciones
P	Potencia	15	MVA	
U_1	Tensión primaria	132	kV	± 10 (%)
I_1	Corriente primaria	65,61	A	
U_2	Tensión secundaria	13,2	kV	
I_2	Corriente secundaria	656,08	A	
$u_k(\%)$	Tensión (%) de cortocircuito	15	%	
$u_r(\%)$	Tensión (%) de cortocircuito resistiva	1	%	
$u_x(\%)$	Tensión (%) de cortocircuito inductiva	14,5	%	
GC	Grupo de conexiones	Yd11		

DATOS DE PLACA GENERADOR				
Símbolo	Descripción	Valor	Unidad	Observaciones
P	Potencia	15	MVA	
U_G	Tensión primaria	13,2	kV	
I_1	Corriente primaria	656,1	A	
x'_d	Reactancia transitoria (%)	15	%	
GC	Grupo de conexiones	Y		

13.13.1 Modelado.



La corriente de cortocircuito trifásico:

$$I_{cc3(A)} = \frac{1,1 * U_{fase(V)}}{x_g + x_{T(p)}}$$

Se calculan las reactancias del transformador para cada posición de falla y luego la corriente.

La curva resultante es la siguiente de la Fig.13.27

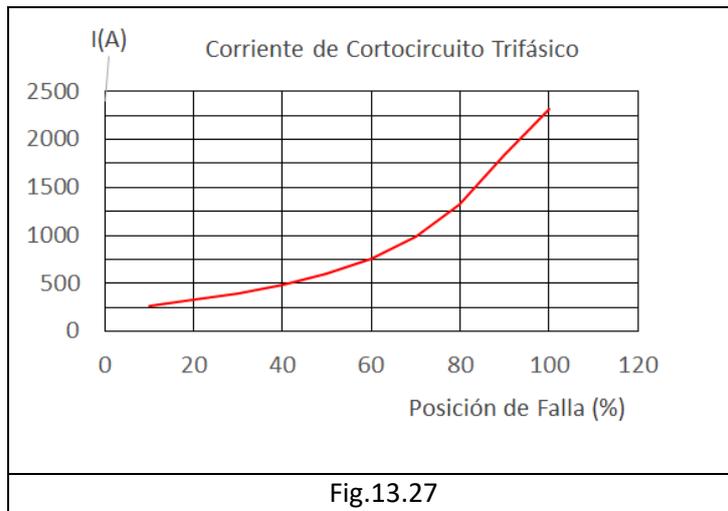
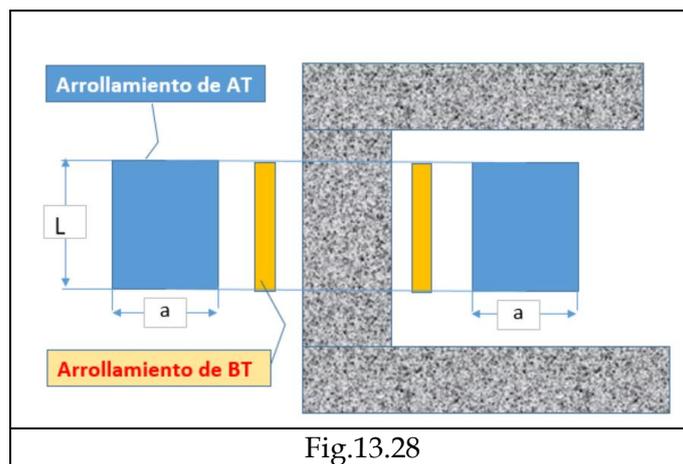


Fig.13.27

13.14 Falla Interna en el Arrollamiento Estrella de un Transformador Yd Alimentado desde la Estrella.

Cuando la alimentación del transformador es desde la estrella y se produce una falla en ella, el triángulo interviene sólo en caso de falla monofásica y de manera limitada, y por tanto, la compensación de los A_v se produce prácticamente en el mismo arrollamiento.

Esto significa que la corriente que se aporta desde el sistema no es la misma que la circulante entre el centro de estrella y la fase.



Supóngase un transformador como el de la Fig.13.28.

El valor de corriente de cada parte es inversamente proporcional al número de espiras que queda entre la falla y el centro de estrella, y entre la falla y la fuente.

El problema es determinar qué impedancia presenta el transformador ante la fuente en función de la posición de la falla.

Para aproximarse a una solución es necesario realizar las siguientes consideraciones.

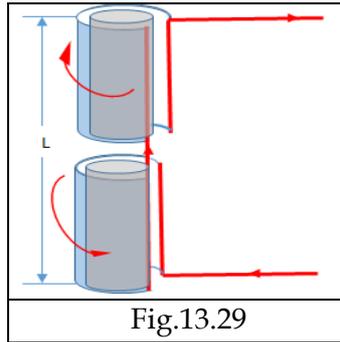


Fig.13.29

Supóngase que el arrollamiento se divide en dos partes entre la falla y el centro de estrella y la falla y la fuente.

Debe cumplirse la compensación de los Av .

Se supone que ambas partes tienen una sola espira por la que circula una corriente $N * I$

De acuerdo con esto se puede dibujar lo siguiente.

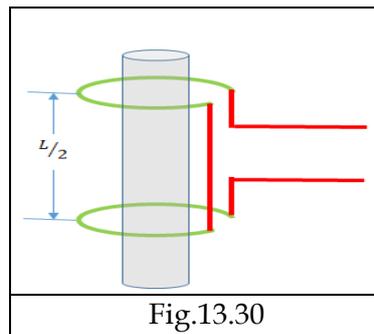


Fig.13.30

Si se considera a la espira ubicada en el centro de cada lado respecto del largo del arrollamiento, la separación siempre será $L/2$ independientemente de la posición de la falla.

El flujo del Fe no varía por ser impuesto por la fuente según Faraday, por lo que sólo se debe prestar atención a la dispersión que se produce como si el Fe no existiera.

A esta bobina hipotética así planteada se la puede ver de la siguiente forma.

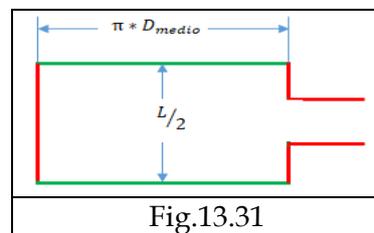


Fig.13.31

Se puede entonces calcular la superficie que la bobina abarca.

Cuando se calcula el $u_k(\%)$ del transformador, se toma la tercera parte del ancho del arrollamiento y la entrecara.

En este caso se aplica el mismo criterio.

Esto es así, porque el radio de cada conductor en una galleta es diferente y el campo que atraviesa a los conductores de menor diámetro que son los más cercanos al núcleo, es mayor que a los más alejados.

En este caso particular la entrecara no existe, y sólo se considera el ancho de la bobina que es en realidad el alto del arrollamiento.

Por lo tanto, el área a considerar para el cálculo de la inductancia debe dividirse en tres.

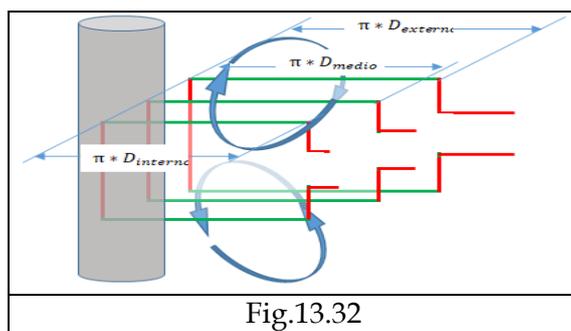


Fig.13.32

El dibujo de la Fig.13.32, muestra que por cada capa del arrollamiento se tienen diámetros diferentes. Por ello, se toma el diámetro promedio para calcular el área de la hipotética bobina.

$$Sup_{qui}(m^2) = \pi * D_{medio(m)} * \frac{L(m)}{2} * \frac{1}{3}$$

La longitud de la bobina es entonces el ancho del arrollamiento (a). Se muestra en la Fig.13.28.

En el caso del cálculo de $u_k(\%)$ se toma como fórmula la de una inductancia de bobina larga.

En este caso eso no se cumple por lo que la fórmula a aplicar será la de bobina corta.

Hay varias fórmulas para calcular la inductancia de una bobina corta.

Se elige la siguiente:

$$L = \frac{\mu * S * N^2}{l + 0,45 * d}$$

Se tienen las siguientes consideraciones.

- El diámetro equivalente es aquel que contiene una superficie circular igual a la calculada según las dimensiones del arrollamiento.
- El número de espiras a considerar es el que hay entre la alimentación y la posición de falla.

Con esto se puede calcular una impedancia que es la que se presenta cuando ocurre una falla.

$$\omega L = 2 * \pi * f * 4 * \pi * 10^{-7} * \frac{\pi * D_{medioAT(m)} * \frac{l}{2} * \frac{1}{3}}{a + 0.45 * \sqrt{\frac{4 * \pi * D_{medio(m)} * \frac{l(m)}{2} * \frac{1}{3}}{\pi}}} * n^2$$

Donde:

$$n = \frac{p_{(\%)} * N_1}{100} \quad p_{(\%)} = \text{Posición de la falla respecto de la fuente}$$

$l(m)$ = alto del arrollamiento

$$\omega L = 2 * \pi * f * 4 * \pi * 10^{-7} * \frac{\pi * D_{medioAT(m)} * \frac{l}{2} * \frac{1}{3}}{\alpha + 0.45 * \sqrt{\frac{4 * \pi * D_{medio(m)} * \frac{l(m)}{2} * \frac{1}{3}}{\pi}}} * \frac{p_{(\%)}^2 * N_1^2}{100^2}$$

A continuación se muestra la curva de $\omega L = f(p_{(\%)})$ para el transformador diseñado.

Los datos de arrollamiento son los siguientes.

$$\text{altura } l(m) = 1,881 \quad D_{medio(m)} = 0,912 \quad \text{Ancho } a(m) = 0,0704$$

Para calcular el $u_{k(\%)}$ se divide ωL en la impedancia de carga nominal del transformador, y se multiplica por 100.

El número de espiras considerado hasta la falla se lo cuenta desde bornes del transformador.

Esto debe ser tenido en cuenta, porque para elegir los valores de las tensiones porcentuales de cortocircuito se debe tener la misma referencia. La Fig.13.33 muestra la misma curva con referencias distintas respecto a porcentajes.

$$\text{La impedancia nominal de carga es: } Z_n = \frac{U_n^2}{P} = \frac{132^2}{15}$$

Con estos valores se reemplaza en la ecuación y se tiene la curva de la Fig.13.33.

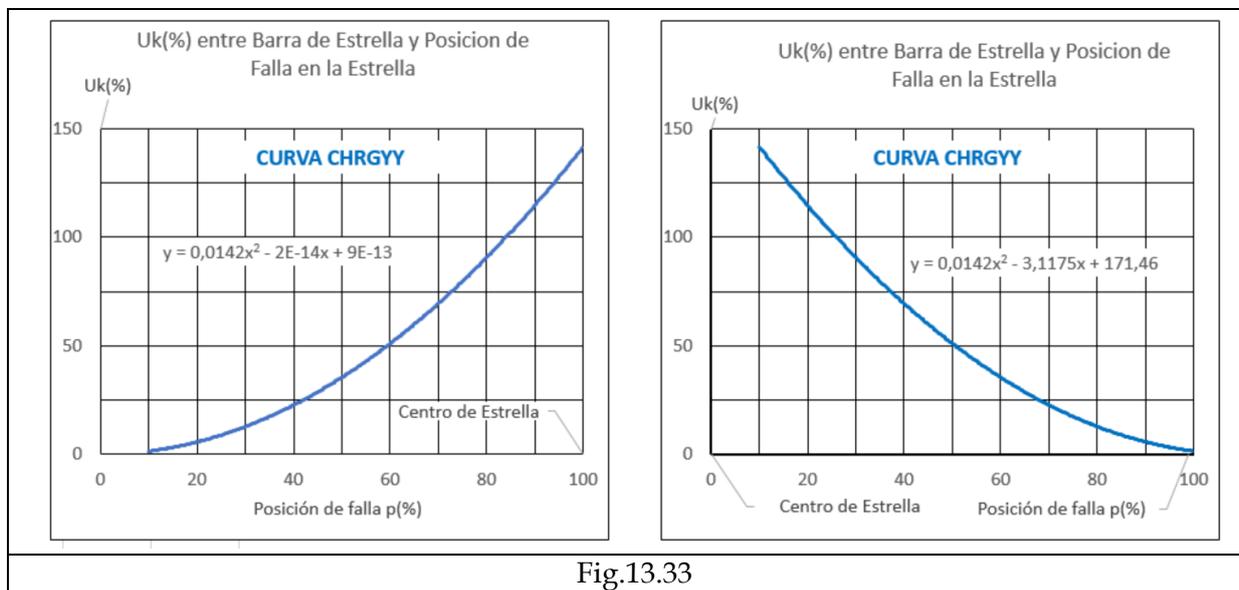


Fig.13.33

13.15 Falla Interna en el Arrollamiento Triángulo de un Transformador Yd Alimentado desde el Triángulo.

El análisis de este caso es similar al del punto anterior, pero tiene algunas particularidades que lo distinguen.

Por ejemplo, el grupo de conexiones.

Se ha definido anteriormente el grupo Yv. En este caso se define el grupo Dv, en el que el desfase entre tensiones es dependiente nuevamente de la posición de la falla.

Supóngase un esquema como el de la Fig.13.34

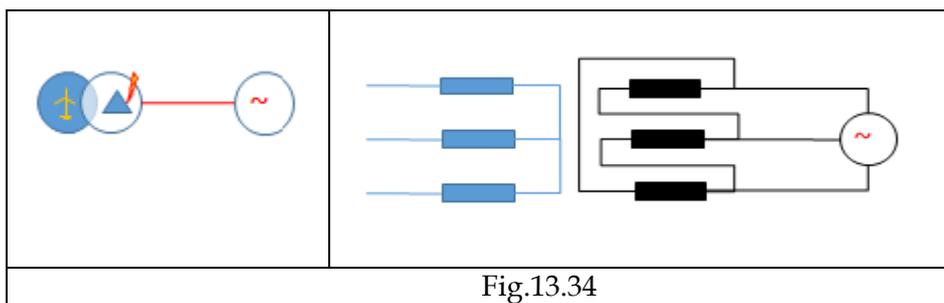


Fig.13.34

Se considera una falla interna en el triángulo Fig.13.35

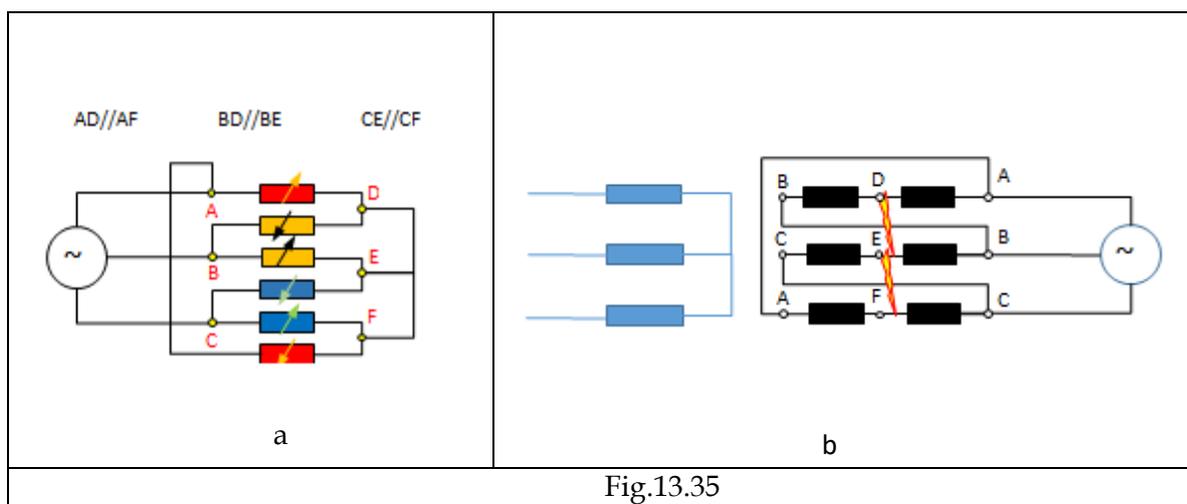


Fig.13.35

En la Fig.13.35 se ha considerado que la falla se produce en los puntos D, E, F.

El esquema de la Fig.13.35.a, es el mismo que el de la Fig.13.35.b.

Las impedancias del mismo color están en paralelo, y el valor de cada una de ellas es dependiente de la posición de la falla, por lo que cuando se alcanza el valor del 50% de la posición ambas son iguales, y a partir de allí la que crecía disminuye y viceversa.

Por ello, el valor de impedancia entre ABC y DEF alcanza su máximo valor para una posición de falla ubicada en el 50% de la fase, y los valores complementarios son iguales, es decir:

$$Z(40) = Z(60), \quad Z(20) = Z(80), \text{ etc.}$$

Los números entre paréntesis indican la posición de la falla a lo largo del arrollamiento.

El procedimiento de cálculo de la tensión porcentual de cortocircuito es similar como se dijo, al del caso anterior.

La ecuación que se aplica es la siguiente:

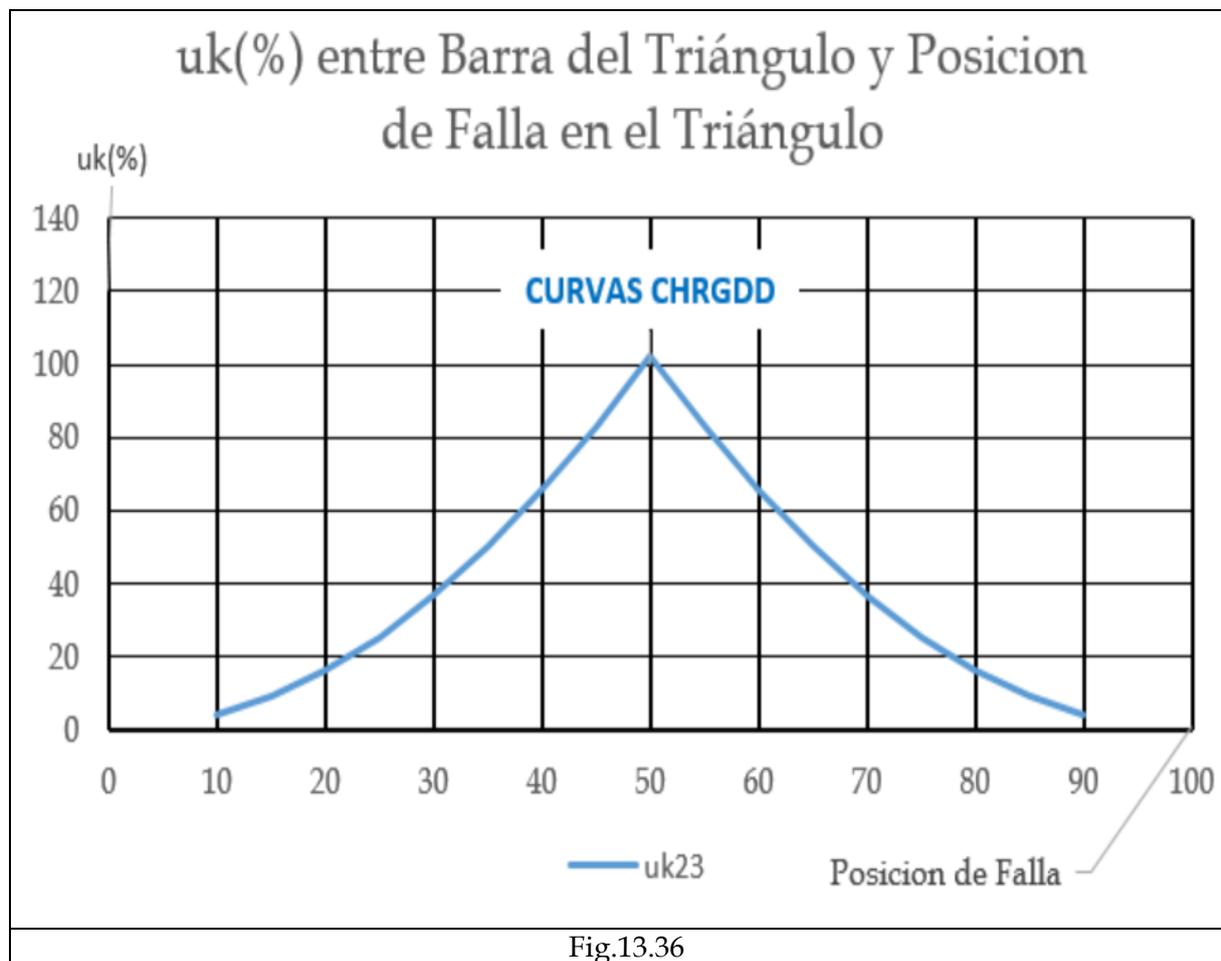
$$\omega L = 2 * \pi * f * 4 * \pi * 10^{-7} * \frac{\pi * D_{medioAT(m)} * \frac{l}{2} * \frac{1}{3}}{a + 0.45 * \sqrt{\frac{4 * \pi * D_{medio(m)} * \frac{l(m)}{2} * \frac{1}{3}}{\pi}}} * \frac{p_{(\%)}^2 * N_1^2}{100^2}$$

Los datos de arrollamiento son los siguientes.

$$\text{altura } l_{(m)} = 1,881 \quad D_{medio(m)} = 0,561 \quad \text{Ancho } a_{(m)} = 0,0254$$

Para calcular el $u_{k(\%)}$ se divide ωL en la impedancia de carga nominal del transformador y se multiplica por 100.

El número de espiras considerado hasta la falla se lo cuenta desde bornes del transformador.



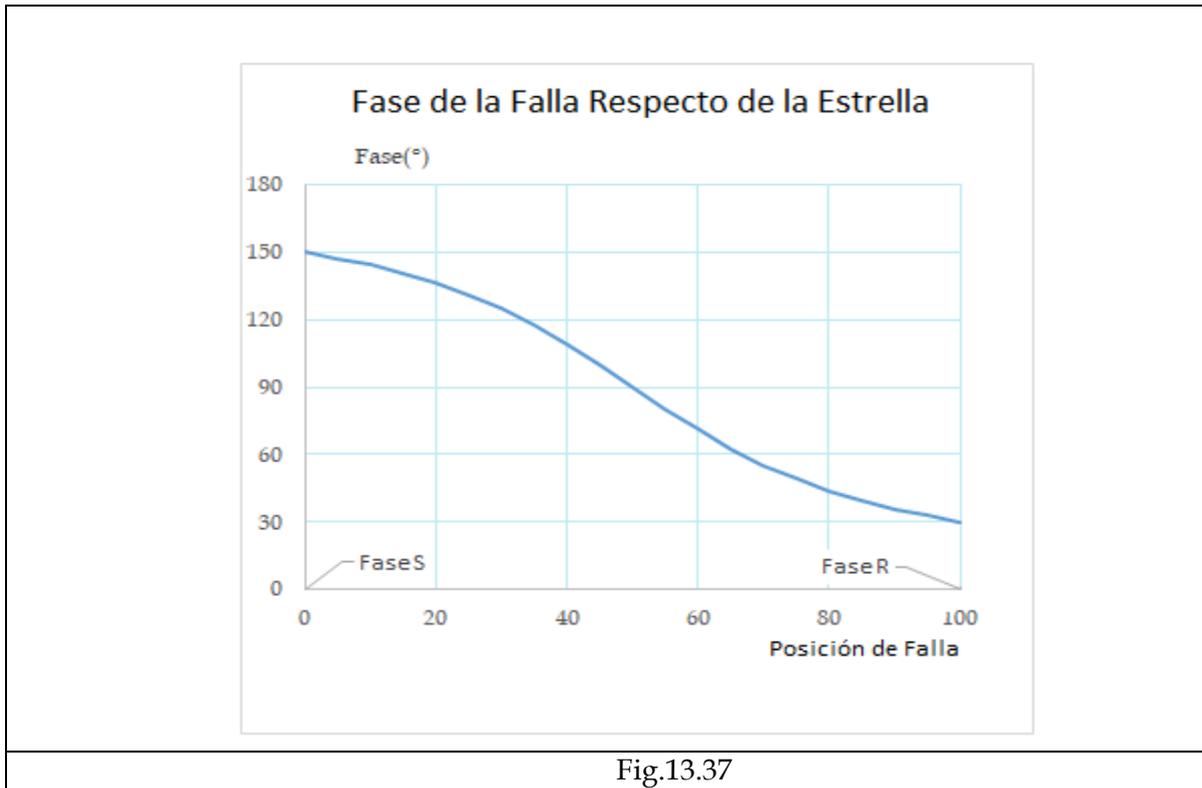


Fig.13.37

El transformador es Yd11, por ello la fase R del triángulo está a 30°.

Se debe recordar que estos valores son determinados en base a observaciones y simplificaciones y en un marco estrictamente teórico, pero que sirve para entender lo que pasa con los transformadores cuando hay una falla en alguno de sus arrollamientos.

Seguramente deben existir factores de corrección de tipo práctico similares al factor de Rogowski que sólo pueden ser determinados con ensayos que están más allá del alcance del presente capítulo.

13.15.1 Resumen.

Las curvas CHRG, dan los valores de la tensión de cortocircuito de las barras reales del transformador, respecto de una barra ficticia ubicada en algún punto de alguno de los arrollamientos que permiten modelar al transformador y, por lo tanto, determinar las corrientes de cortocircuito para fallas internas.

Lo importante es determinar los valores de corrientes que circulan por los transformadores de intensidad que llevan la información a las protecciones.

Esto permite regularlas adecuadamente y verificar que la selectividad se cumpla.

Estas curvas son:

- uk (%) entre estrella y falla en estrella CHRGYY
- uk (%) entre estrella y falla en triángulo CHRGYD
- uk (%) entre triángulo y falla en triángulo CHRGDD
- uk (%) entre triángulo y falla en estrella CHRGDY

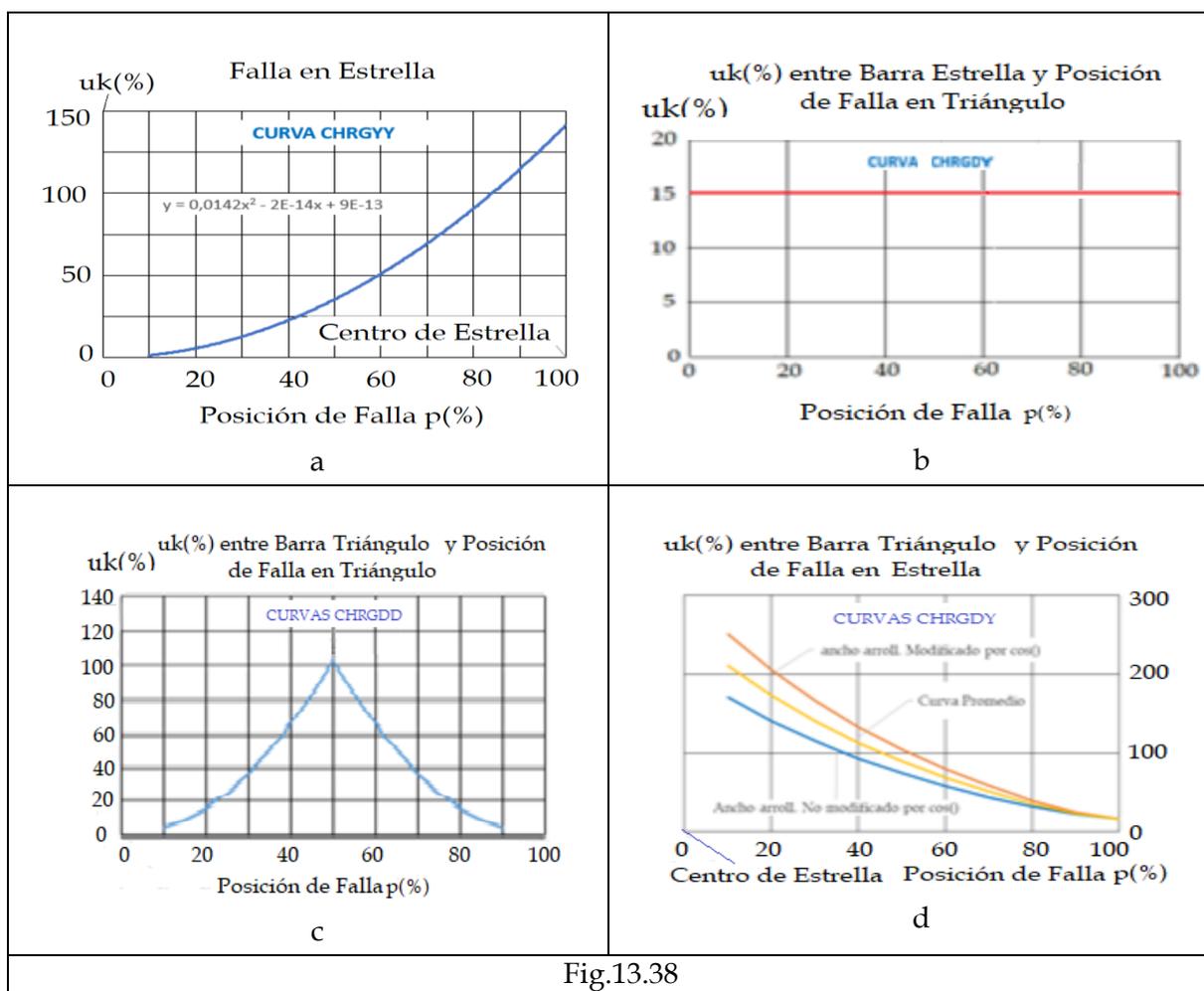


Fig.13.38

Para fallas en la estrella se utilizan las curvas CHRG "a" y "b" de la Fig.13.38, y el $uk(\%)$ como dato de placa.

Para fallas en el triángulo se utilizan las curvas CHRG "c" y "d" de la Fig.13.38, y el $uk(\%)$ como dato de placa.

13.16 Casos Particulares.

Se presentan dos casos particulares que son los más comunes dentro de lo que son en Argentina los sistemas de distribución y transporte.

13.16.1 Transformador Alimentado desde el Triángulo con Estrella Puesta a Tierra a través de una Resistencia.

Este es un esquema que normalmente está presente en la distribución 400 (V), en el que la resistencia de puesta a tierra tiene unos pocos Ohms.

Sin embargo, comparada con la impedancia del transformador es un valor importante.

Un transformador de distribución puede tener las características siguientes.

$$P = 630 \text{ kVA} \quad uk(\%) = 5 \quad 13,2/0,4 \text{ kV}$$

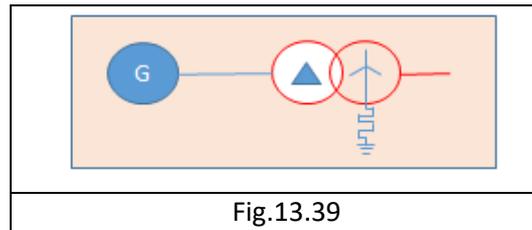
Esos valores representan una impedancia del transformador de:

$$Z_{cc} = \frac{u_k(\%)}{100} * \frac{U^2}{P} = \frac{5}{100} * \frac{0.4^2}{0.63} = 0,012(\Omega)$$

Una resistencia de puesta a tierra de $1(\Omega)$ puede ser considerada como muy grande.

En este caso, la corriente de cortocircuito es simplemente la tensión de la falla dividida en la resistencia de tierra.

La curva de la Fig.13.38, muestra cómo varía la corriente de falla por la estrella en función de la posición de la falla en la estrella.



En la Fig.13.39, el generador representa un sistema mucho más potente que el transformador y se puede despreciar su impedancia, y se supone que $R = 1(\Omega)$.

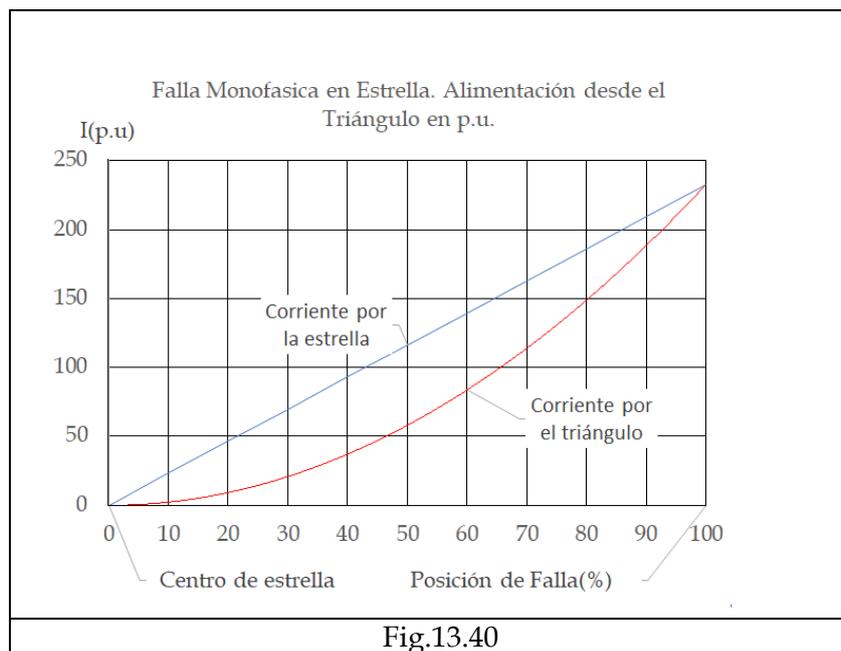
Una falla monofásica dentro del transformador genera una corriente de tierra que se calcula directamente como:

$$I_{tierra} = \frac{n(\%) * U_{fase}}{R * 100}$$

$n(\%)$ = Posición de la falla dentro del transformador.

Se puede calcular la corriente por unidades de la corriente nominal.

En ese caso, la curva que se obtiene es la de la Fig.13.40 y la pendiente depende de R.



13.8916.2 Transformador Alimentado desde el Triángulo con Estrella Puesta a Tierra Rígida.

Un transformador puesto rígidamente a tierra y alimentado desde el triángulo, es el caso típico de una central importante.

La estrella normalmente es de alta tensión (132 kV o más), y la impedancia que presenta el transformador a este nivel de tensión es de algunas decenas de Ohms.

Por ejemplo:

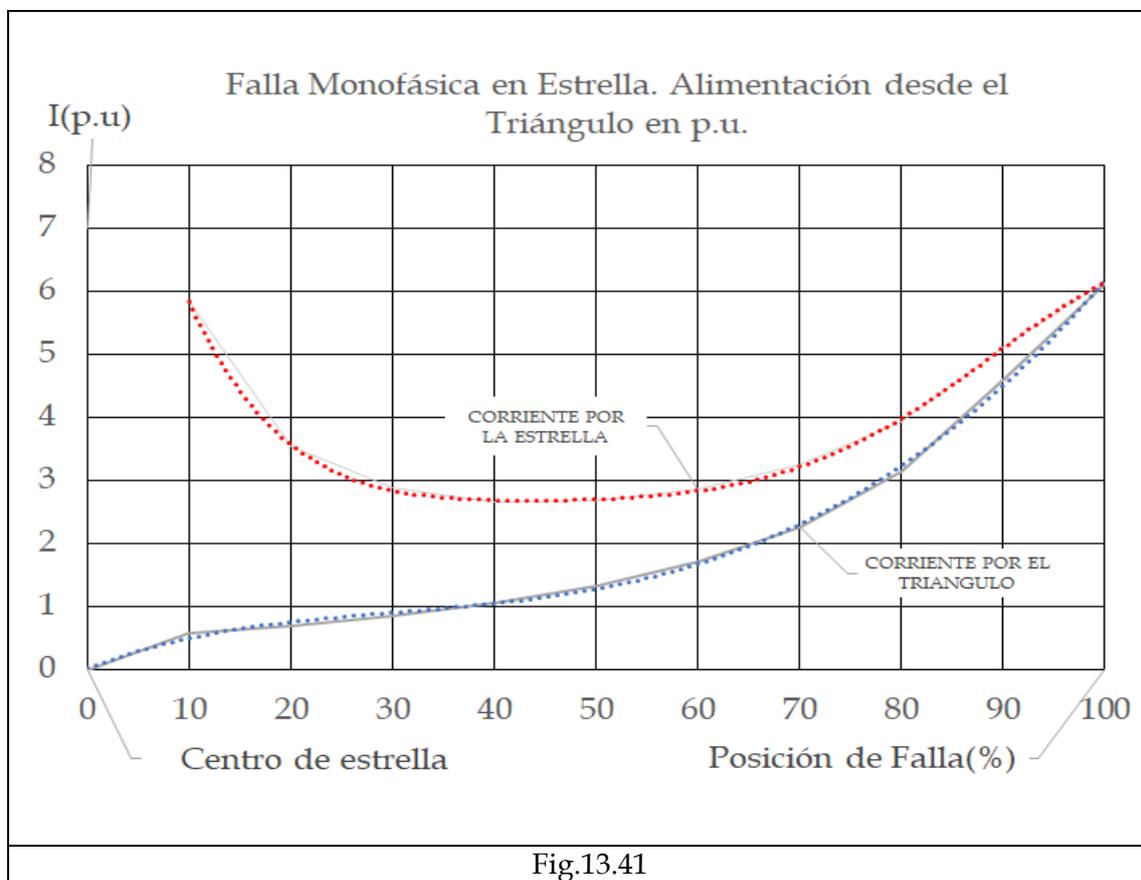
$$P=200 \text{ MVA} \quad u_k (\%) = 15 \quad 132/13,2 \text{ kV}$$

$$Z_{cc} = \frac{u_k(\%)}{100} * \frac{U^2}{P} = \frac{15}{100} * \frac{132^2}{200} = 13(\Omega)$$

La resistencia de puesta a tierra de las estaciones transformadoras son normalmente menores de 1(Ω), por lo que se puede considerar que lo importante es la reactancia del transformador.

Se ha calculado la corriente de cortocircuito monofásico en por unidad, para el transformador cuyos datos fueron utilizados para determinar la curva CHRGDY (Fig.13.38.b), tomando como valores de $u_k(\%)$ a los de la curva promedio, considerando que el generador conectado en el triángulo es de potencia infinita.

La curva de la Fig.13.41 muestra los resultados obtenidos.



13.17 Corriente de Conexión de un Transformador. Inrush.

La conexión de un transformador a la red, genera en el primario, corrientes transitorias que tienen la particularidad de no ser senoidales y de constante de tiempo de varios segundos.

Esta no es una condición de falla, y las protecciones no deben actuar, sino por el contrario, deben permanecer en reposo y deben distinguir este fenómeno de una condición de falla.

La corriente de conexión o Inrush, es un transitorio que circula sólo por el arrollamiento primario, estando el secundario en vacío, por lo que no hay compensación de Av . Toda la corriente es magnetizante, y dado que la relación L/R es alta, la constante de tiempo es alta.

Es un fenómeno alineal porque en el transitorio, el núcleo se satura generando el cambio de inductancia que transforma al fenómeno en no lineal.

La corriente de inrush entonces tiene las siguientes características.

- Sobresolicitaciones mecánicas por las fuerzas que aparecen por el transitorio.
- Calentamiento del arrollamiento primario.
- En algunos casos sobretensiones por fenómenos de resonancia.

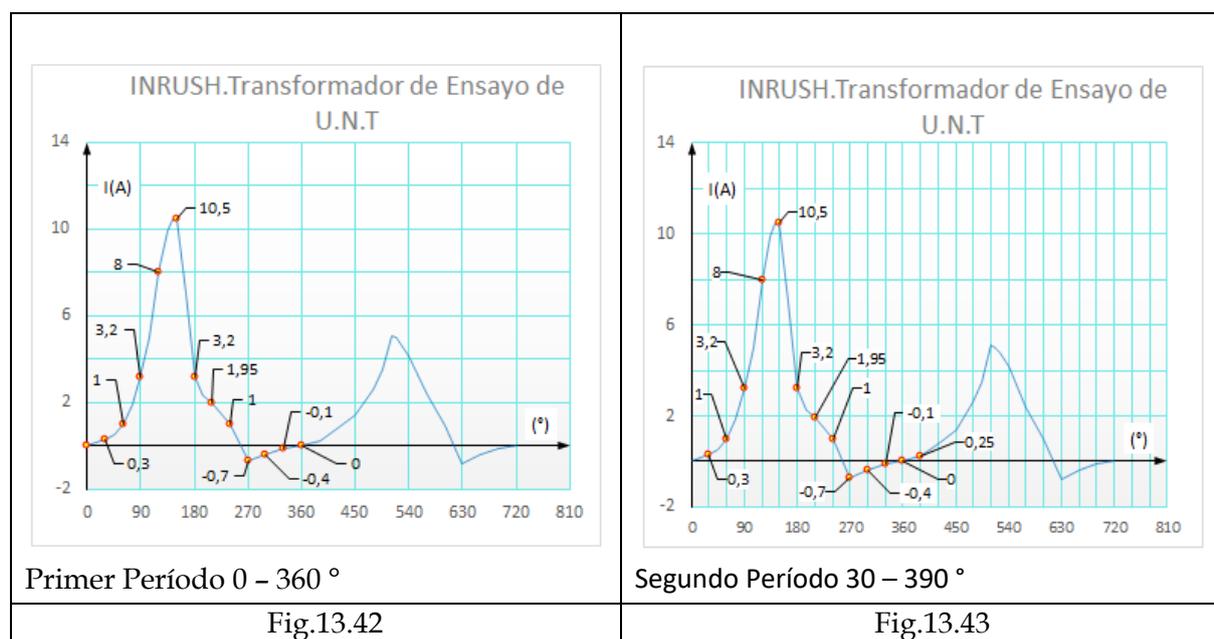
El ciclo de histéresis del hierro, hace normalmente que un transformador al ser desconectado quede con magnetismo remanente, que es distinto para cada fase.

La reconexión del transformador genera un transitorio que depende de esta remanencia y del valor de la tensión en el instante en que se conecta.

Las formas de ondas que se encuentran son variadas, pero tienen la particularidad de que tienen un componente armónico que se utiliza para distinguir una condición de falla de una conexión.

En un ensayo realizado en el laboratorio de máquinas de la U.N.T., se midió la corriente de magnetización en una de las fases de un transformador (Fig.13.41), que se toma como indicativa de la conformación armónica que puede llegar a tener el transitorio.

Se analizará este transitorio en particular que permitirá definir algunos conceptos.



En las Fig.13.42 y Fig.13.43 se muestra el mismo transitorio, con los puntos marcados como datos para realizar el análisis de armónicas que contienen.

Se utiliza la serie discreta de Fourier.

Se analizará cómo evoluciona el contenido armónico, cuando se toman diferentes períodos, desplazando $30(^{\circ})$ a cada uno respecto del anterior, y tomando siempre $360(^{\circ})$ por ciclo.

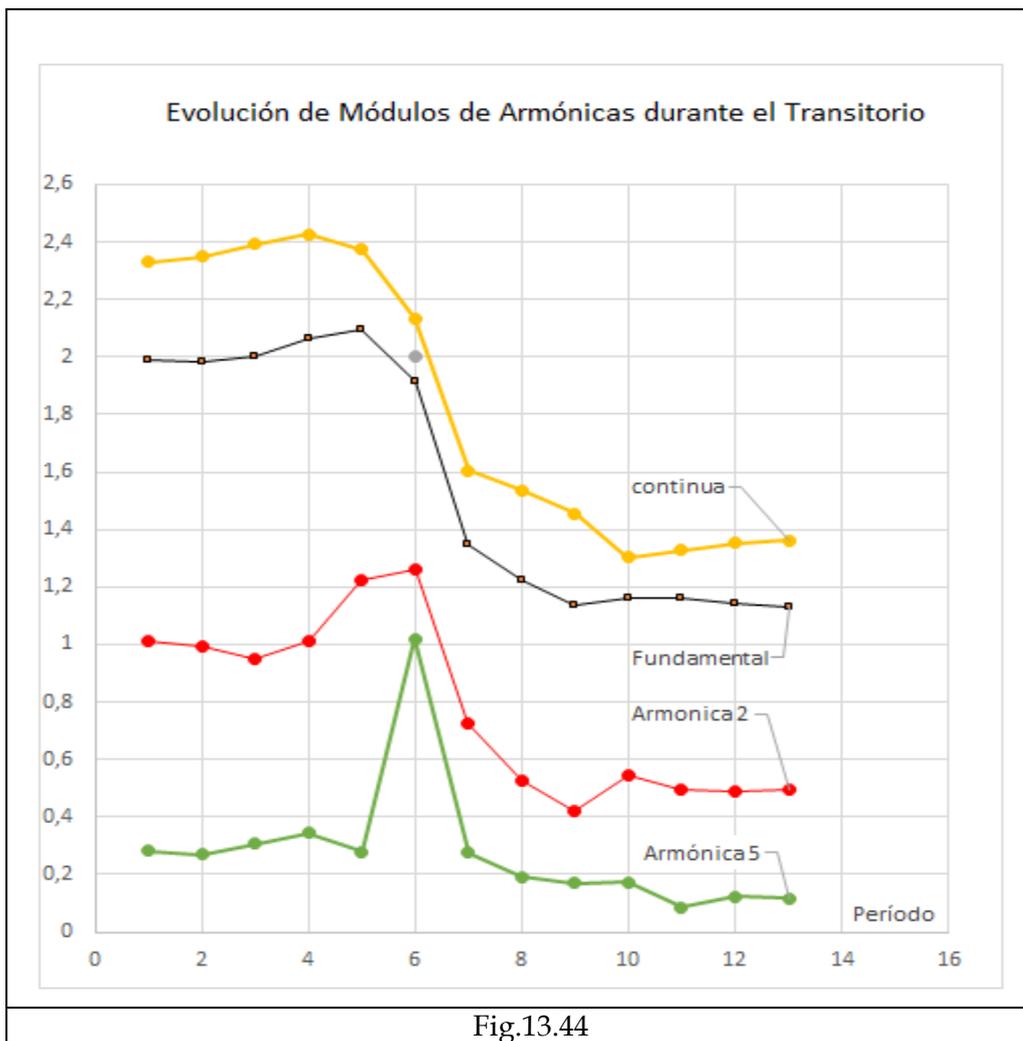
La ecuación Fourier que permite calcular el contenido armónico es la siguiente.

$$a_k = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x(n) * e^{-j \frac{2\pi n}{N} * k} \quad (13.53)$$

$$a_k = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x(n) * \cos\left(\frac{2\pi n}{N} * k\right) - j \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x(n) * \sen\left(\frac{2\pi n}{N} * k\right) \quad (13.54)$$

Donde:

- N = Número de muestras
- k = Armónica
- $x(n)$ = Valor de la muestra



Cada armónica tiene una componente real y una imaginaria, y tiene la siguiente forma:

$$a_k = a_{kr} * \cos(x) + ja_{ki} \text{sen}(x) \quad (13.55)$$

El módulo es:

$$\text{módulo}_k = \sqrt{a_{kr}^2 + a_{ki}^2} \quad (13.56)$$

La fase es:

$$\text{arctg}_k = \frac{a_{ki}}{a_{kr}} \quad (13.57)$$

Éstas son las consideraciones a tener en cuenta para el requerimiento de las protecciones diferenciales de los transformadores.

13.18 Protecciones de Transformadores.

Son múltiples las protecciones de transformadores desarrolladas, que cumplen funciones complementarias, capaces de detectar las fallas muy incipientes, como por ejemplo la protección de Buchholz, o aquellas que detectan funcionamientos que solicitan a la máquina por arriba de sus capacidades, como sobrecorriente, térmica o sobreflujo.

En esta oportunidad, se tratarán sólo las protecciones diferenciales y tierra restrictiva, que son las que se relacionan más con el análisis de fallas primarias, es decir, las fallas que se producen en alta o media tensión.

Las funciones de protección, control y medición, separadas en un principio, eran cubiertas por las protecciones electromecánicas, por instrumentos clásicos, como amperímetros, etc. y se mantuvo así hasta cuando se desarrollaron las protecciones electrónicas analógicas.

Hoy, con la llegada de las protecciones digitales, cada una de estas funciones es asumida por un único equipo, que recibe la información que necesita de corrientes, tensiones, posición de interruptores, y todo lo que necesite, para tomar decisiones inteligentes, con una enorme simplificación en el cableado de las estaciones transformadoras y centrales.

Además, la comunicación entre diferentes equipos en una estación transformadora, permite diseñar sistemas de protección que aceleran las decisiones con el consecuente beneficio que implica la disminución de la detección y despeje de la falla.

13.19 Protección Diferencial de Transformadores.

La protección diferencial en general, es una protección que controla que la potencia o corriente que genera o transporta una máquina tenga a la salida el mismo valor que a la entrada.

El control se hace comparando las corrientes, las que en el caso del transformador son diferentes en magnitud y fase para cada arrollamiento, pero tienen una correspondencia para un servicio normal.

Para ello, es menester definir perfectamente cuáles son los valores en módulo y fase de las corrientes de salida en función de las corrientes de entrada, y verificar que las mediciones de salida estén dentro los valores teóricos esperados.

Los transformadores en general presentan algunos problemas que se mencionan a continuación.

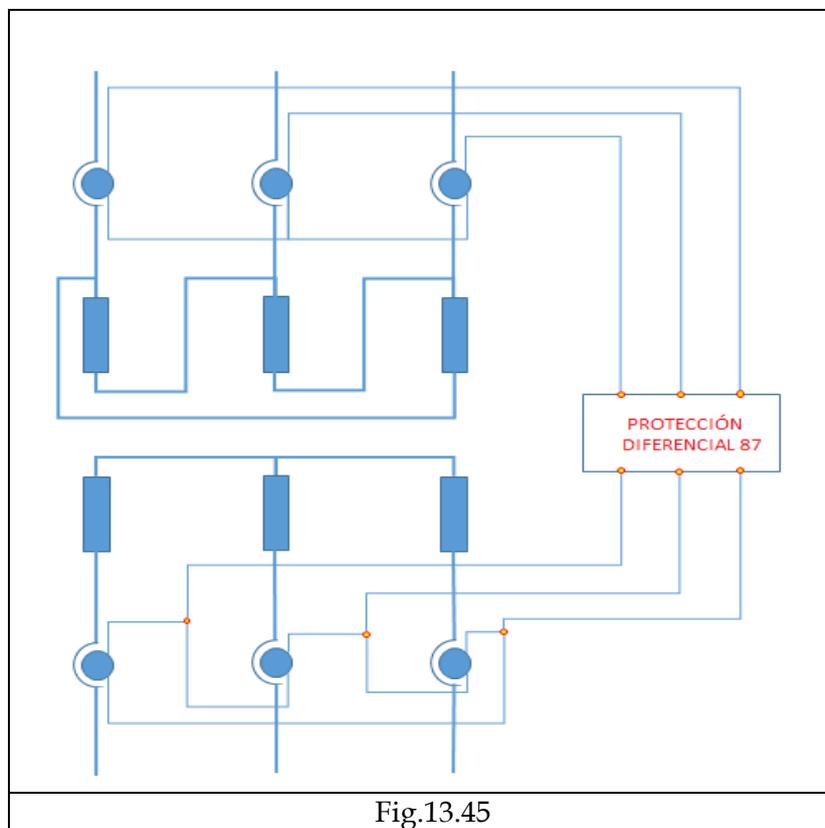
Estos son:

- Fase diferente entre corrientes homónimas de un arrollamiento respecto del otro, dependiendo del grupo de conexiones.
- Módulos dependientes de la relación de transformación que es en general variable con la carga y según las necesidades de servicio.
- Corriente de conexionado no lineal.

En las protecciones electromecánicas el desfase era compensado por el conexionado, y los módulos compensados por los transformadores de corriente, de manera que en el secundario entreguen la misma corriente en módulo y fase, en condiciones normales.

Todo esto ha sido superado con las protecciones digitales a las que sólo se informa la tensión de cada arrollamiento, la relación de transformación de los transformadores de medición de tensión, la relación de transformación de los transformadores de intensidad y el grupo de conexiones.

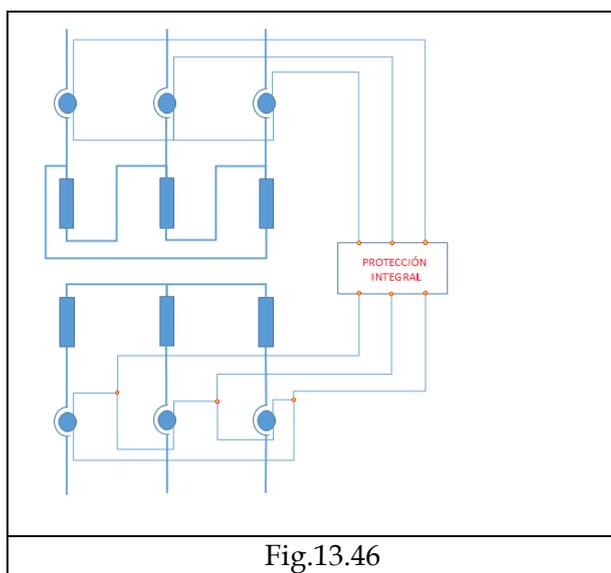
La protección hace la selección de las corrientes y los cálculos necesarios para verificar el correcto funcionamiento del transformador.



En la Fig.13.45 se muestra un esquema de conexiones, compensado en fase y módulo por el conexionado del secundario de los transformadores de intensidad.

Si los transformadores de intensidad del lado del triángulo son de corriente nominal secundaria de 5 A, los del lado de la estrella deben ser en el secundario de $5/\sqrt{3}$ y la conexión debe compensar el desfase dado por el grupo de conexionado del transformador.

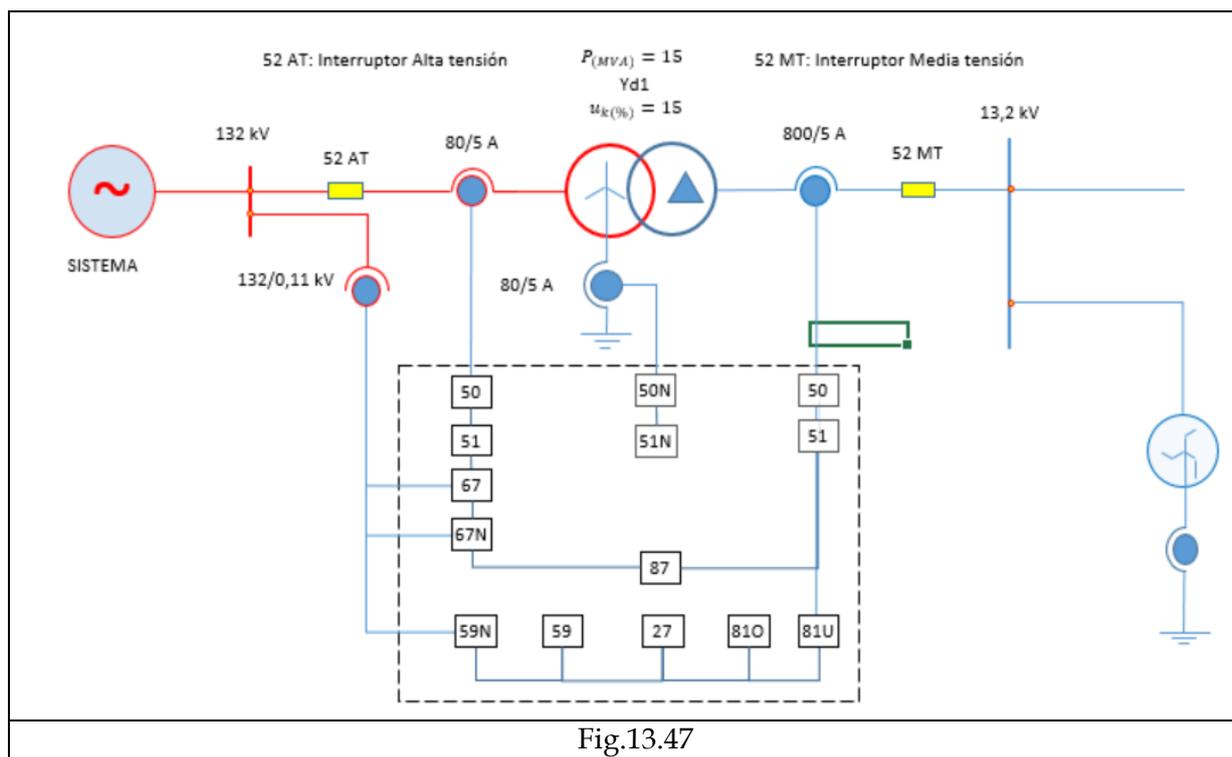
La corriente primaria de cada grupo de T.I. debe ser tal, que corresponda a la relación de transformación del transformador.



La protección integral del transformador no necesita la compensación por cableado.

Simplemente el software es el encargado de hacer los cálculos correctamente.

El esquema unifilar de la Fig.13.47, muestra la conexión de una protección integral.



Las funciones son:

50	Sobrecorriente instantánea
50N	Sobrecorriente instantánea de tierra
51	Sobrecorriente temporizada
51N	Sobrecorriente temporizada de tierra
67	Direccional
67N	Direccional de tierra
59	Sobretensión
59N	Sobretensión de neutro
27	Mínima tensión C.A.
81 O	Sobrefrecuencia
81 U	Subfrecuencia
87	Diferencial

Un ejemplo clarificará como actúa una protección diferencial.

Se analiza el transformador cuyos datos son de la siguiente tabla.

DATOS DE PLACA TRANSFORMADOR				
Símbolo	Descripción	Valor	Unidad	Observaciones
P	Potencia	15	MVA	
U_1	Tensión primaria	132	kV	± 10 (%)
I_1	Corriente primaria	65,61	A	
U_2	Tensión secundaria	13,2	kV	
I_2	Corriente secundaria	656,08	A	
$u_k(\%)$	Tensión (%) de cortocircuito	15	%	
$u_r(\%)$	Tensión (%) de cortocircuito resistiva	1	%	
$u_x(\%)$	Tensión (%) de cortocircuito inductiva	14,5	%	
GC	Grupo de conexiones	Yd11		

El esquema de la Fig.13.48 representa el caso.

En base a los datos se seleccionan los transformadores de intensidad siguientes.

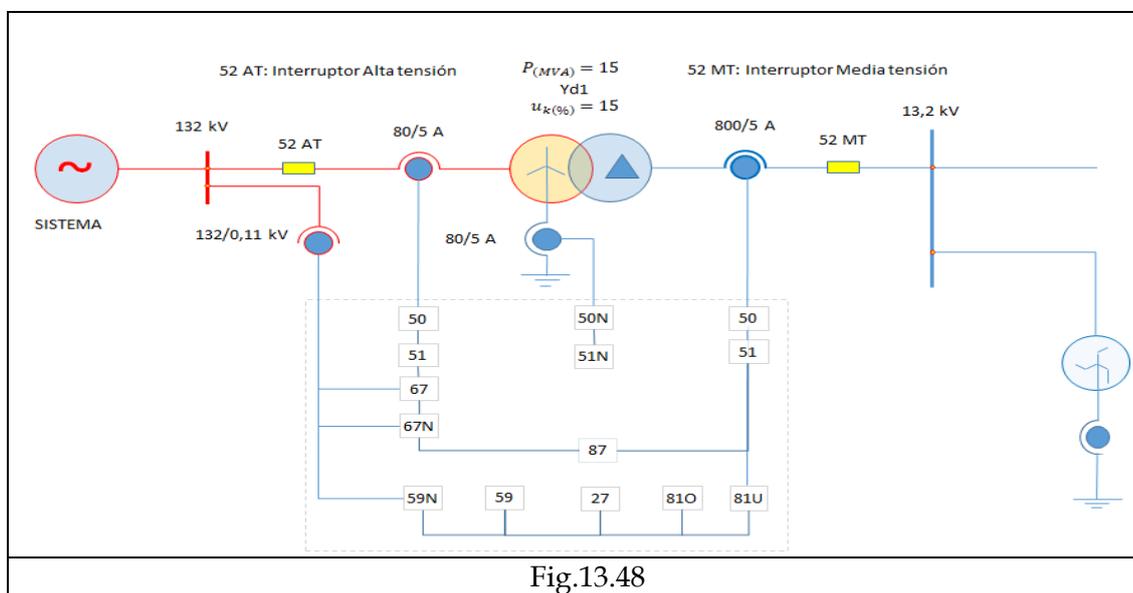


Fig.13.48

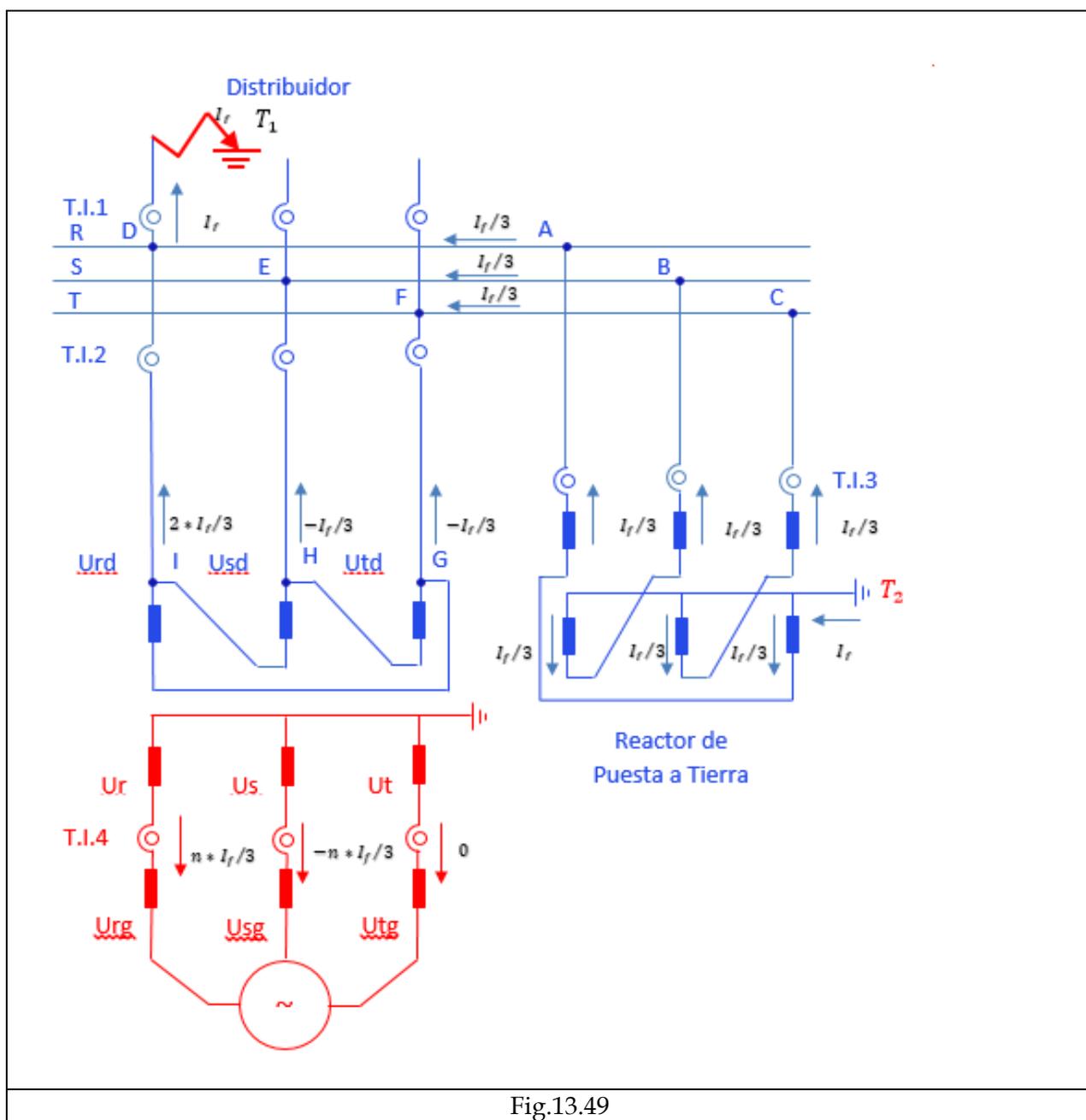


Fig.13.49

FALLA MONOFÁSICA EN DISTRIBUIDOR EXTERNA AL TRANSFORMADOR					
Grupo T.I.	Fase R	Fase S	Fase T	Neutro	OBSERVACIONES
T.I.1	I_f	0	0	I_f	Distribuidor
T.I.2	$2 \cdot I_f/3$	$-I_f/3$	$-I_f/3$	0	Transformador lado triángulo
T.I.3	$I_f/3$	$I_f/3$	$I_f/3$	I_f	R.P.A.T.
T.I.4	$n \cdot I_f/3$	$-n \cdot I_f/3$	0	0	Transformador lado estrella

En la tabla anterior es:

$$n = \frac{13,2}{132/\sqrt{3}} = 0,173 \quad \text{Relación de transformación de la columna} \quad (13.58)$$

De la Fig.13.49 se deduce que:

CORRIENTES SECUNDARIAS EN LOS T.I.				
Falla Monofásica Externa	Fase R	Fase S	Fase T	$I_N = I_R + I_S + I_T$
Estrella Grupo T.I.4	$0,173 * \frac{5}{80} * \frac{I_f}{3}$	$-0,173 * \frac{5}{80} * \frac{I_f}{3}$	0	0
Triángulo Grupo T.I.2	$2 * \frac{I_f}{3} * \frac{5}{800}$	$-\frac{I_f}{3} * \frac{5}{800}$	$-\frac{I_f}{3} * \frac{5}{800}$	0

La protección diferencial, debe verificar que las corrientes del secundario de los transformadores de intensidad que la alimentan, son de una falla externa, y permanece en reposo, sin importar el tipo de falla.

Las fallas externas al transformador tienen la característica de que, independientemente del tipo de falla, la corriente directa en el lado de alta tensión está relacionada con la de media tensión por la relación de transformación, y desfasada un ángulo que depende del grupo de conexiones.

Lo que se hace es calcular la corriente directa del lado de alta y de media tensión, desfasarla el ángulo correspondiente y compararlas.

Seguramente, a una de ellas se deberá corregir también en módulo en función de la relación de los transformadores de intensidad de cada lado.

Para realizar esta tarea, la protección toma un cierto número de muestras por ciclo de las corrientes de las tres fases de cada lado, y calcula la fundamental con un algoritmo aplicando la teoría de la serie discreta de Fourier (ecuación (13.57)).

Se recuerda del capítulo 2 el cálculo de las componentes simétricas.

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Para alta tensión la componente directa secundaria es:

$$I_{1AT} = I_{RAT} + a * I_{SAT} + a^2 * I_{TAT} = \frac{\sqrt{3}}{10} * \frac{I_f}{3} * \frac{5}{80} \{1 - e^{j120}\} = I_f * \frac{5}{800} * e^{-j30} \quad (13.59)$$

Para media tensión la componente directa secundaria es:

$$I_{1MT} = I_{RMT} + a * I_{SMT} + a^2 * I_{TMT} = \frac{I_f}{3} * \frac{5}{800} \{2 - a - a^2\} = I_f * \frac{5}{800} \quad (13.60)$$

Como se aprecia en las ecuaciones (13.59) y (13.60), el módulo de las corrientes directas calculado es el mismo, y sólo se debe comparar el valor instantáneo de la corriente de media tensión con el de alta tensión retrasado 30° en este caso debido al grupo de conexiones.

El desfase lo adopta la protección en función del grupo de conexiones dado como dato.

13.19.1 Otras Consideraciones.

En el cálculo anterior se ha considerado que el transformador está con la relación de transformación nominal. Es decir 132/13,2 (kV).

En distribución es normal alterar esta relación en función de las necesidades de servicio, que obliga a tener un perfil de tensiones variable dentro de ciertos rangos.

Por esto, la relación de transformación es pocas veces la nominal. En función de ella, las corrientes para fallas externas no tienen la relación nominal, y los transformadores de intensidad tienen en sus secundarios módulos de corrientes que son diferentes, dado que su relación de transformación es fija.

Por lo tanto, se debe desensibilizar a la protección diferencial, lo que sea necesario para que acepte como normal una diferencia de módulos adecuada a la conmutación de la máquina.

En el caso del ejemplo, la conmutación puede variar entre $\pm 10(\%)$ por lo que el módulo de la corriente de alta tensión puede variar entre los siguientes valores.

$$\Delta I_{1AT} = I_f * \frac{5}{800} * [0,9 \leftrightarrow 1,1] e^{-j30} \quad (13.61)$$

La diferencia sería:

$$I_{1AT} - I_{1MT} = \pm 0,1 * I_f * \frac{5}{800}$$

Además, los transformadores de medición de corriente tienen un error propio característico del tipo y de la clase con que se fabricaron.

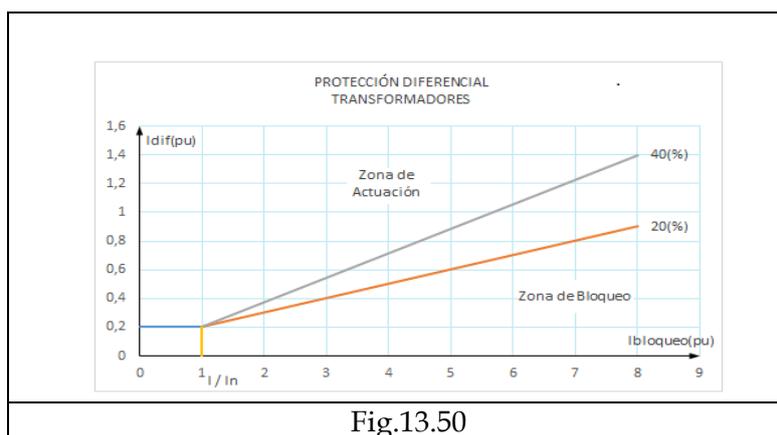
Se puede suponer como normal que el error está dentro del 1(%). Son seis transformadores los que envían información, por lo que se estima que es conveniente desensibilizar a la protección un 10(%) más.

En valores absolutos los errores son mayores cuando mayor es la corriente, lo que sucede precisamente cuando hay cortocircuitos.

La protección diferencial porcentual contempla este problema y es la que se utiliza normalmente.

Esta protección porcentual exige mayor diferencia de corriente cuando estas son mayores.

La Fig.13.50 muestra la característica de una protección diferencial porcentual.



La corriente de bloqueo se calcula como:

$$I_{\text{bloqueo}} = \frac{I_{1AT} + I_{1MT}}{2} \quad (13.63)$$

La protección diferencial puede no detectar fallas a monofásicas cercanas al centro de estrella por la insensibilidad que es necesario darle, o fallas monofásicas en el triángulo, cuyo valor depende de la impedancia homopolar del reactor de puesta a tierra.

Una protección complementaria es la protección de cuba que es muy sensible y efectiva para fallas a tierra, aunque tiene el inconveniente para transformadores que tienen refrigeración forzada de aceite y/o aire, de que una falla a tierra de los motores de refrigeración saca al transformador de servicio, lo que muchas veces es no deseado.

Respecto de la corriente de inrush, de la misma forma que se calcula la componente directa se puede calcular la segunda armónica, la que se utiliza para bloquear a la protección cuando supera valores que deben ser dados como dato.

Los cortocircuitos entre espiras de una misma fase tampoco son detectables a menos que el mismo supere en porcentaje el valor de regulación de la protección.

13.20 Protección de Fallas a Tierra en Transformadores.

La protección diferencial de transformadores puede detectar algunas fallas a tierra, pero para dar una protección más completa es conveniente complementarla con otras protecciones que son de funcionamiento sencillo y de bajo costo.

Se verán a continuación cuáles son esas protecciones.

13.20.1 Protección de Falla a Tierra en el Arrollamiento Triángulo.

Una falla a tierra en el triángulo de un transformador es detectable por corrientes sólo si existe una conexión a tierra en algún otro elemento, como un reactor de puesta a tierra o un generador.

En el capítulo 8, análisis cualitativo de cortocircuitos, apartado 8.2.3, en la Fig.8.6 está descrita la circulación de corriente para una falla en el arrollamiento triángulo de un transformador.

El valor de la corriente de falla depende de la posición de la falla que puede ser externa, en bornes por una descarga en un aislador o interna por una falla en la aislación.

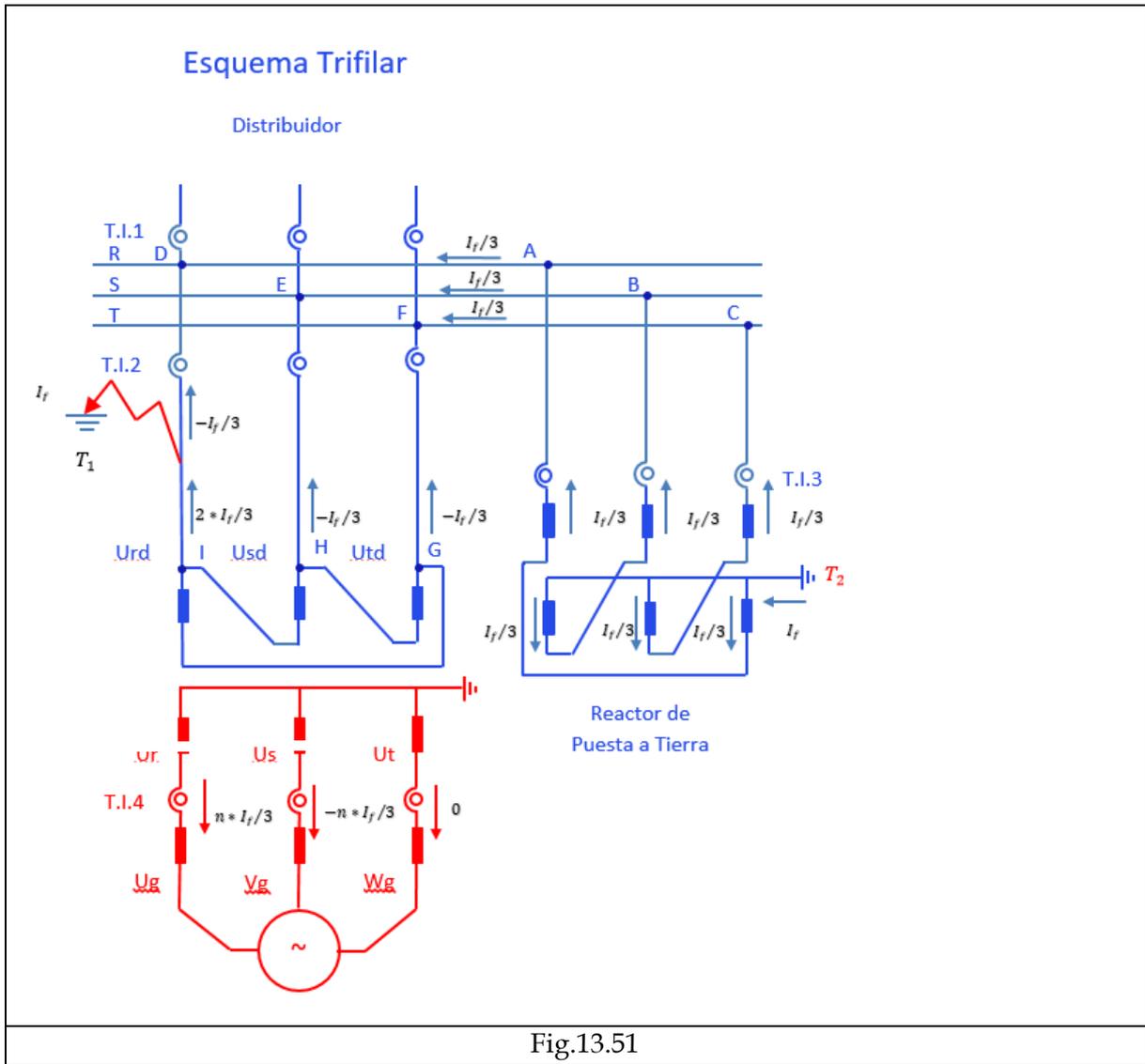
La Fig.13.9, muestra cómo varía el módulo de la corriente en función fundamentalmente del valor de la impedancia de puesta a tierra y de la posición de la falla.

Además, se analizó en el capítulo 8 que sólo para fallas propias en el triángulo del transformador hay una corriente homopolar que circula por los T.I. asociados.

El cuadro siguiente presenta las corrientes por cada grupo de T.I. (Fig.13.51)

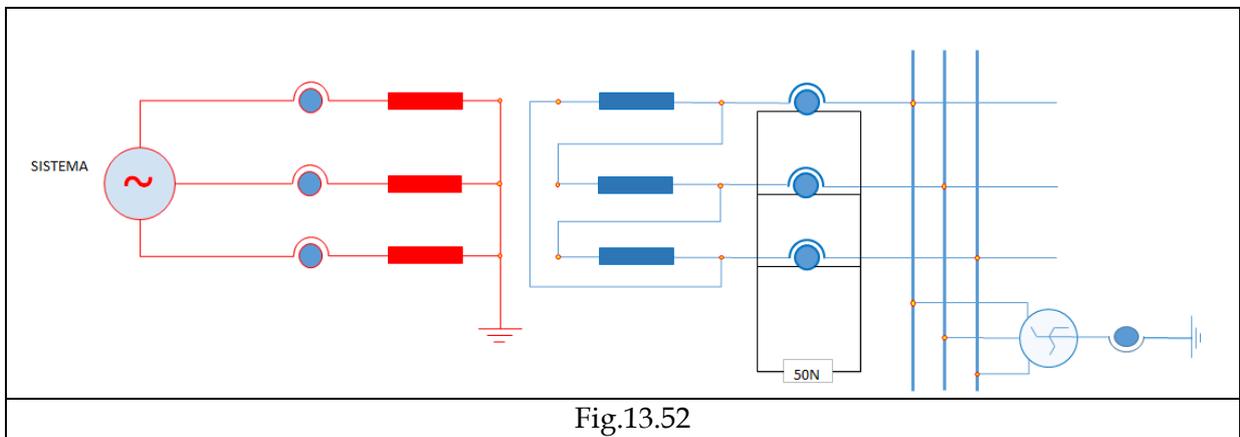
FALLA MONOFÁSICA EN EL TRANSFORMADOR. LADO TRIÁNGULO					
Grupo T.I.	Fase R	Fase S	Fase T	Neutro	OBSERVACIONES
T.I.1	0	0	0	0	Distribuidor
T.I.2	$-I_f/3$	$-I_f/3$	$-I_f/3$	0	Transformador lado triángulo
T.I.3	$I_f/3$	$I_f/3$	$I_f/3$	I_f	R.P.A.T.
T.I.4	$n * I_f/3$	$-n * I_f/3$	0	0	Transformador lado estrella

n: Relación de transformación de columna.



Se utiliza una protección de sobrecorriente instantánea de tierra, que se regula de manera tal que resulte insensible a la tercera armónica que pudiera existir, y por debajo del mínimo valor esperado para una falla que sería en el 50% del arrollamiento del triángulo.

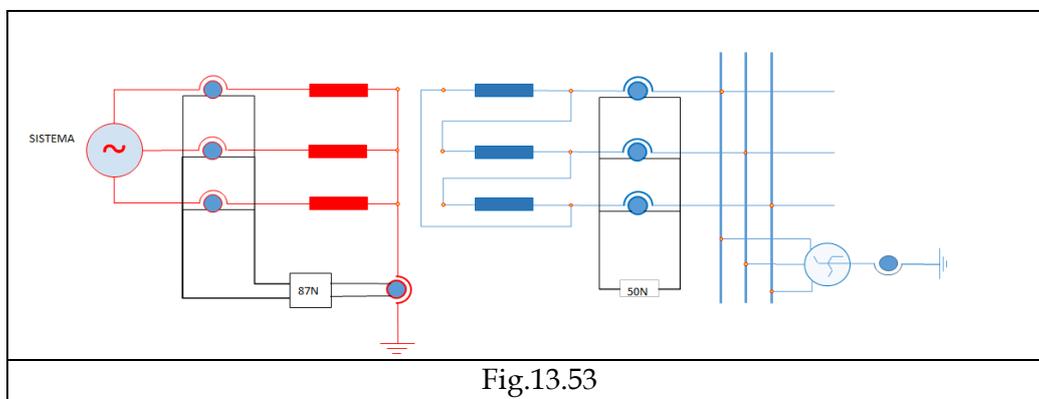
El esquema de la Fig.13.52 muestra el conexionado.



13.20.2 Protección de Falla a Tierra en el Arrollamiento Estrella

La protección para fallas a tierra en la estrella de un transformador se utiliza generalmente en máquinas grandes, y es en realidad una protección diferencial de corriente de neutro.

El esquema de la Fig.13.53 muestra el conexionado.



A esta protección se la reconoce como “tierra restringida”.

La protección compara la corriente de neutro del secundario de los T.I. de las fases con la corriente medida directamente en el neutro de la máquina.

Sólo hay una diferencia cuando la falla está en la estrella del transformador.

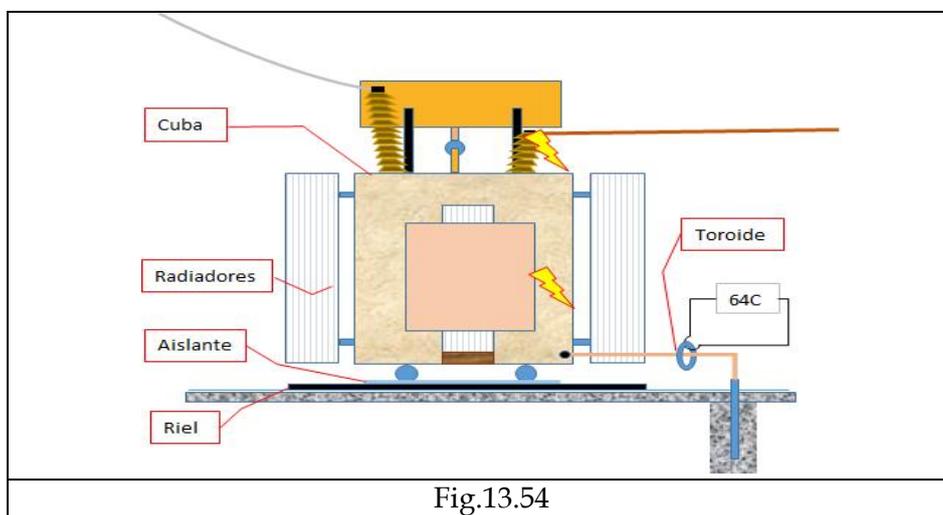
Debido a que, para fallas externas, las solicitaciones de los T.I. de las fases pueden ser muy diferentes a la del T.I. conectado en el neutro, es que se recomienda muchas veces utilizar una protección diferencial de alta impedancia, que mide la diferencia tensión en los T.I.

13.20.3 Protección de Cuba.

La protección de cuba es una protección de sobrecorriente instantánea que detecta cualquier descarga que se produzca a la cuba.

La cuba debe estar aislada de tierra, lo que se logra con un aislante en el que apoyan las ruedas, o aislando las ruedas de la cuba.

La aislación no es necesaria que sea muy grande. Se consideran valores adecuados a los que superen los 500 Ω .



Se debe tener especial cuidado con los servicios auxiliares que comandan a la conmutación bajo carga, y a los ventiladores o bombas que pudiera tener el transformador, porque una falla en ellos que descargue a la cuba saca al transformador de servicio.

La Fig.13.54 muestra la conexión a tierra que debe ser el único camino posible de la descarga.

Es una protección efectiva que en transformadores pequeños puede reemplazar a la de tierra restringida en incluso a la diferencial, lógicamente con la pérdida correspondiente es la calidad del sistema de protecciones.

13.21 Protección de Reactores de Puesta a Tierra.

En el capítulo 8 se ha demostrado que en el reactor de puesta a tierra sólo circula la corriente homopolar, que se presenta para fallas monofásicas o bifásicas a tierra.

Desde el punto de vista de la detección de la falla, lo que importa es determinar cuáles son las corrientes que circulan por los T.I. del reactor.

La Fig.13.55 muestra el conexionado normal de un reactor de puesta a tierra, en la que se observa que, para una falla en el reactor, las corrientes que pasan por los T.I. de fases del reactor son:

$$I_R = 2 * \frac{I_f}{3} \quad I_S = \frac{I_f}{3} \quad I_T = \frac{I_f}{3} \quad (13.63)$$

La corriente que llega al secundario de los T.I. es:

$$I_{reles50} = n * \left[2 * \frac{I_f}{3} + \frac{I_f}{3} \right] = n * I_f \quad (13.64)$$

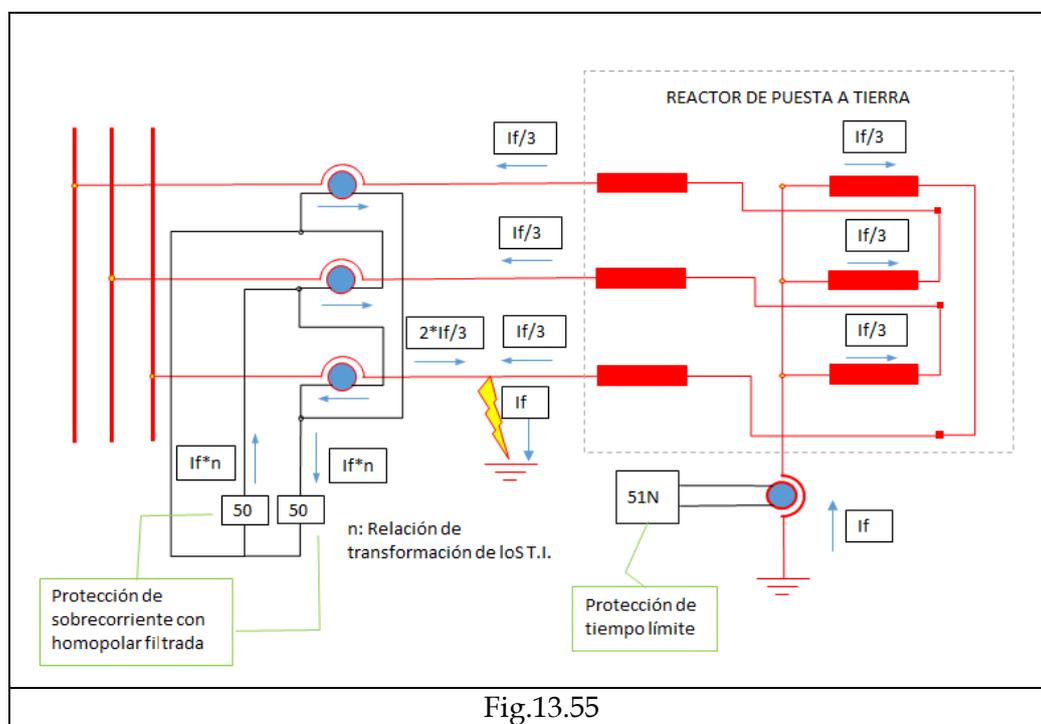
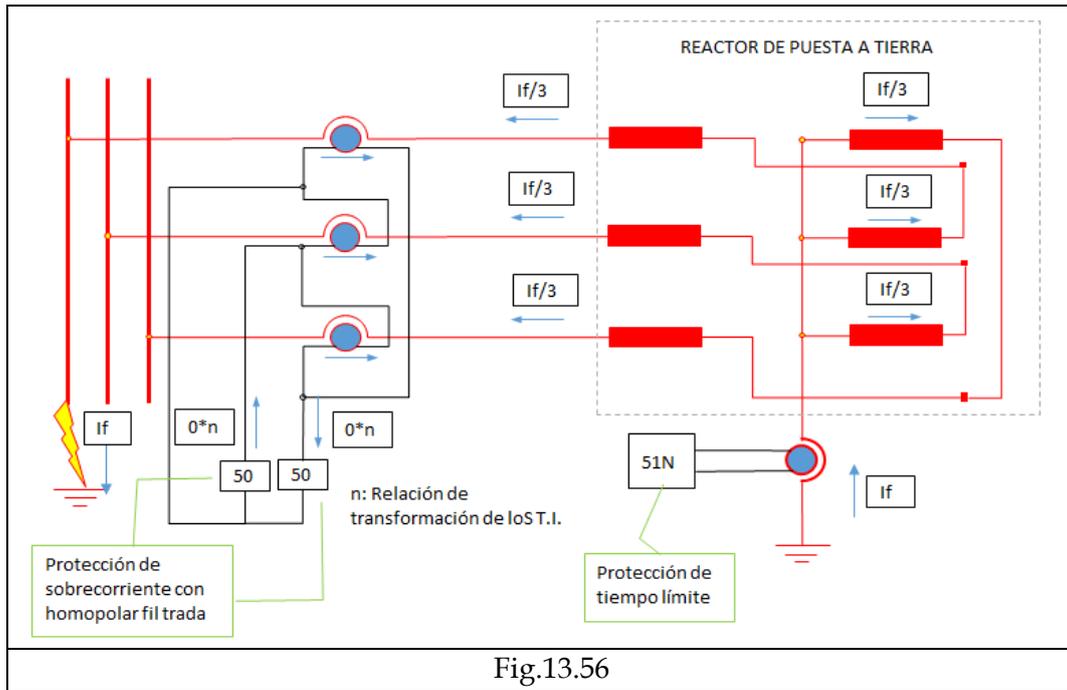


Fig.13.55



Las protecciones de sobrecorriente (50), deben actuar sobre los interruptores de los transformadores que están alimentando la barra, además del propio. Por otra parte, en la Fig.13.56 se observa que, para fallas externas, la corriente que pasa por la protección 50 es nula, porque por los T.I. de las tres fases pasa el mismo valor de corriente.

La protección conectada en el neutro del reactor es de reserva, se regula con tiempos relativamente altos, (hasta 3 ó 4 seg.), y sólo actúa para cuando algún interruptor no abrió por cualquier motivo ante la presencia de una falla.

Se llama protección de “tiempo límite”, y debe actuar sobre los interruptores de los transformadores que alimentan a la barra a la que está conectado el reactor.

CAPÍTULO 14

PROTECCIONES DE LÍNEAS

14.1 Generalidades.

Las líneas eléctricas, que permiten llegar con el producto *KWh* a los usuarios, se identifican con la tensión en que trabajan.

Se distinguen normalmente en:

- Líneas de baja tensión. Menos de 1000 V
- Líneas de media tensión. Menos de 66 kV
- Líneas de alta tensión. Más de 66 kV

Los equipos de protecciones, aumentan su complejidad en función de la importancia de la línea en el sistema, y también de la tensión.

Las líneas de baja tensión se protegen normalmente con fusibles en distribución urbana.

Las líneas de media tensión se equipan con protecciones secundarias de sobrecorriente.

Algunos años atrás, se protegían con relés primarios que consistían en una bobina conectada en serie con la línea que abría un interruptor cada vez que se superaba el valor al que se regulaba, y que no necesitan de una fuente auxiliar.

Tenían un mecanismo de retardo de la apertura, que también era regulable.

No eran muy precisos ni muy exactos, y eran robustos para poder soportar los esfuerzos por las corrientes de cortocircuito.

El conjunto interruptor – protección se puede decir, aunque no exactamente, que hoy fue reemplazado por los reconectores.

En la actualidad, protecciones primarias han sido reemplazadas por las protecciones secundarias que necesitan de T.I. que las alimentan, y además de una fuente auxiliar de corriente continua que acciona al interruptor.

Las líneas de alta tensión, se protegen con protecciones de distancia o de impedancia cuyo nombre depende de su característica que puede ser:

- Impedancia
- Reactancia
- Lenticular
- Cuadrilateral etc.

Dentro de los tipos de líneas, cuyas características requieren tratamientos especiales, están los cables subterráneos, las líneas aéreas de muy poca longitud que requieren equipamiento con protecciones diferenciales, y las que son mixtas.

Uno de los problemas que se presentan para la elección del equipo de protecciones, es la dependencia de las corrientes de cortocircuito que varían con la posición, tipo de falla, estado de generación y topología.

Se verá a continuación las protecciones de líneas de media y alta tensión.

No se tratará el tema de fusibles utilizados normalmente en baja tensión.

14.2 Protecciones de Líneas de Media Tensión.

Las protecciones de líneas de media tensión deben fundamentalmente detectar y eliminar las fallas siguientes.

- Fallas paralelas. Cortocircuitos trifásicos.
- Fallas paralelas Cortocircuitos bifásicos.
- Fallas paralelas Cortocircuitos bifásicos a tierra
- Fallas paralelas Cortocircuitos monofásicos
- Fallas serie. Conductor cortado.
- Fallas múltiples simultáneas. Conductor cortado y a tierra del lado de la carga. (Falla de alta impedancia)
- Fallas múltiples simultáneas. Conductor cortado y a tierra del lado de la fuente.
- Doble puesta a tierra (simultaneidad de puesta a tierra de dos fases diferentes en distintos lugares)

14.2.1 Protección de Sobrecorriente.

Los relés de sobrecorriente son de tiempo independiente / tiempo definido o de tiempo inverso.

En la protección de sobrecorriente de tiempo definido, el tiempo de operación es independiente del valor de la corriente de cortocircuito.

Es decir, que cuando la corriente de falla supera el valor de la corriente de arranque I_a , la protección actúa en el tiempo regulado.

Los relés constan del elemento de arranque, regulable, que actúa con la corriente de falla, y un reloj (temporizador) que cierra un contacto y produce la apertura de un interruptor, cada vez que la corriente dura el tiempo al que está regulado.

En el capítulo 11 se vieron las características de las protecciones de corriente con tiempo de actuación dependiente de la corriente.

Cada una de estas características es representada por la ecuación siguiente.

$$t = \frac{k}{\left[\frac{I}{I_r}\right]^n - 1} * TMS \quad t = \infty \text{ si } I < I_r \quad I_r: \text{Corriente regulada} - TMS: \text{Curva seleccionada} \quad (14.1)$$

En la ecuación (14.1), las constantes **k** y **n** definen la familia de curvas, y TMS la curva elegida dentro de la familia.

Las constantes **k** y **n** tienen los valores siguientes para cada tipo de curva según IEC.

NOMBRE		k	n
Normal inversa	<i>Normally inverse</i>	0,14	0,02
Muy inversa	<i>Very inverse</i>	13,5	1
Extremadamente inversa	<i>Extremely inverse</i>	80	2
Inversa retardada	<i>Long – time inverse</i>	120	1

En el caso de líneas con alimentación de ambos extremos, se combina la protección de sobrecorriente con una protección direccional de fase y de tierra.

Se verá a continuación las diferentes posibilidades de las protecciones direccionales de fase y tierra.

14.2.2 Protección Direccional de Fase.

Como se dijo, las redes malladas o alimentadas de ambos extremos requieren de la detección de la dirección de la falla.

El código es 67.

En el capítulo 11, Fig.11.15 se muestra una característica direccional con la zona de pares máximos, que se aplica a los relés electromecánicos. Para las protecciones electrónicas se dice que es la zona donde se desea la mayor sensibilidad o error mínimo.

Si bien hay relés direccionales trifásicos, es conveniente instalar uno en cada fase, y para fallas a tierra, un relé de tierra direccional.

El problema de las protecciones direccionales es que la sensibilidad depende también de la tensión, que puede ser muy baja para cortocircuitos cercanos.

Como lo que interesa es medir fase, se puede tomar de referencia la tensión que resulte menos afectada por la falla.

El ángulo de fase entre tensiones y corrientes es dependiente del tipo de falla, de la impedancia de la línea, de la distancia entre relé y falla, de la resistencia de falla y de la corriente de falla aportada desde el extremo opuesto al de la posición del relé.

Si se supone que este ángulo puede variar entre 45 y 70 grados, se pretende entonces que la zona de mayor sensibilidad esté cercana a esos valores.

Se realiza un análisis simple, suponiendo que las tensiones de fases sanas no cambian demasiado.

Las polarizaciones posibles para una falla en la fase R, por ejemplo, y el ángulo de máxima sensibilidad deseado son las que se muestran a continuación.

Corriente	Tensión	Observaciones	Ángulo Máxima Sensibilidad Aproximado
I_R	$V_R - V_S$	Fase variable entre (45+30) y (70+30) grados	90°
I_R	$V_R - V_T$	Fase variable entre (45-30) y (70-30) grados	30°
I_R	$V_S - V_T$	Fase variable entre (45-90) y (70-90) grados	-30°
I_R	$-V_T$	Fase variable entre (45-60) y (70-60) grados	-15°
$I_R - I_S$	$V_R - V_T$	Fase variable entre (45+30) y (70+30) grados	0°

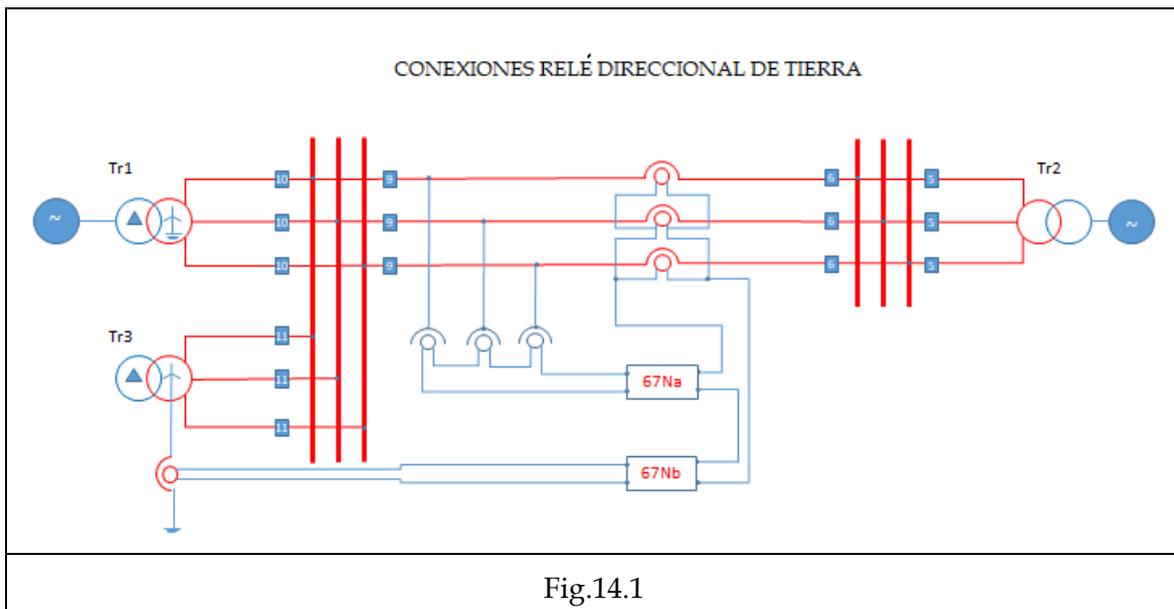
En conclusión, cuando se desea analizar la respuesta de una protección direccional ante una falla, se debe determinar la fase entre la corriente y la tensión que la alimentan, ver cuál es el ángulo de máxima sensibilidad y verificar que el módulo de la tensión sea el necesario para que actúe.

14.2.3 Protección Direccional de Tierra.

La protección direccional de tierra se utiliza para determinar la dirección de fallas a tierra. Tiene la ventaja que solamente actúa en la ocurrencia de fallas a tierra de cualquier tipo, y lo que hace es comparar la fase entre la corriente de neutro y la tensión de neutro que se producen durante la falla.

El código es 67N.

En la Fig.14.1 se muestra un esquema de conexionado con dos relés direccionales.



Como se puede apreciar, la corriente de neutro se obtiene sumando las corrientes secundarias de los T.I., y la tensión de neutro es la suma de las tensiones de las tres fases que se obtiene con una conexión que se conoce como triángulo abierto.

La protección $67N_a$ que compara tensión y corriente presenta un problema cuando la tensión homopolar es muy baja.

Esto puede ocurrir cuando cercana a la protección está conectado un transformador muy potente con baja impedancia homopolar.

En este caso se recurre a la protección $67N_b$ que compara la dirección de la corriente de neutro del transformador T_{r3} con la de los secundarios de los T.I. de la línea.

En algunos casos se recurre a ambas, lo que prevé la posibilidad de que el T_{r3} esté fuera de servicio.

Las protecciones descritas hasta aquí pueden detectar cortocircuitos de cualquier tipo, pero no son hábiles para detectar las fallas series de una o dos fases abiertas ni tampoco fallas de conductor a tierra del lado de la carga.

Hoy las protecciones digitales provén la posibilidad de detectar estas fallas.

14.2.4 Protección Fallas Series y Múltiples.

En el capítulo 10 se analizaron fallas series y fallas múltiples.

Es diferente la situación para el caso de puesta a tierra en ambos extremos de la línea, como es en líneas de transmisión, de líneas de distribución cuya referencia de tierra está solo del lado de la fuente.

Se demostró, que las fallas de fase abierta sólo se manifiestan como consecuencia de la carga, que es alimentada con un sistema de tensiones desequilibrado, cuando se produce el corte de un conductor o el no cierre de alguno de los polos de un seccionador o interruptor de la línea.

Esta situación genera una corriente de secuencia inversa que puede ser utilizada para la detección de la falla.

El problema mayor se produce cuando un conductor cortado, de una línea de distribución, con sólo una referencia de tierra del lado de la fuente, cae a tierra del lado de la carga, porque además en la zona de la falla se pueden producir tensiones de paso peligrosas.

La corriente de secuencia inversa se debe calcular con la carga mínima de la línea, y la regulación debe ser, en lo posible, menor que ella, y es recomendable hacer una lógica que además verifique que en alguna de las fases la corriente sea cero.

El tiempo de actuación de la protección debe ser mayor que el mayor tiempo regulado para las protecciones de sobrecorriente.

La saturación de los T.I. no tiene importancia porque el tiempo de regulación es mayor que el de los relés de sobrecorriente, y los T.I. sólo pueden llegar a saturar en caso de cortocircuitos.

Lo que debe tenerse en cuenta, para el análisis de una falla en la que actúe la protección de secuencia inversa, es que puede actuar por corte o desconexión de algún cable que conecta los secundarios de los T.I., es decir, que además puede detectar este tipo de fallas en circuitos secundarios de corriente.

14.3 Protección Líneas de Alta Tensión.

Para lograr una selectividad adecuada con los relés de sobrecorriente, se debe necesariamente aumentar el tiempo de cada relé que funcione como respaldo de otro.

Además, las corrientes de cortocircuito son variables por muchos motivos (tipo de falla, posición, resistencia de falla, topología de la red, etc.), y como es imprescindible mantener bajos los tiempos de duración de las fallas, se recurre a medir con la protección, permanentemente, desde su ubicación la impedancia directa, parámetro que se mantiene acotado sobre todo para las protecciones que tienen la primera responsabilidad de despejarlas.

Por ello, generalmente la impedancia directa de la línea, se utiliza como referencia para distinguir la condición de falla de la de funcionamiento normal.

Las protecciones de líneas de alta tensión llamadas protecciones de impedancia o de distancia o según la característica (código ANSI 21), son un equipo que cumple la función de protección principal y de reserva.

Lógicamente, para poder hacer la medición, se alimenta a la protección con las corrientes y tensiones correspondientes.

Entonces, para una correcta elección de la regulación de una protección de impedancia de una línea, se deben tener en cuenta una serie de factores que se enunciarán a continuación.

14.3.1 Alcance de la Protección Líneas de Alta Tensión.

El alcance es el valor máximo de impedancia que puede distinguir como condición de falla, y está limitado por distintos motivos que se comentarán.

Sea un esquema como el de la Fig.14.2.

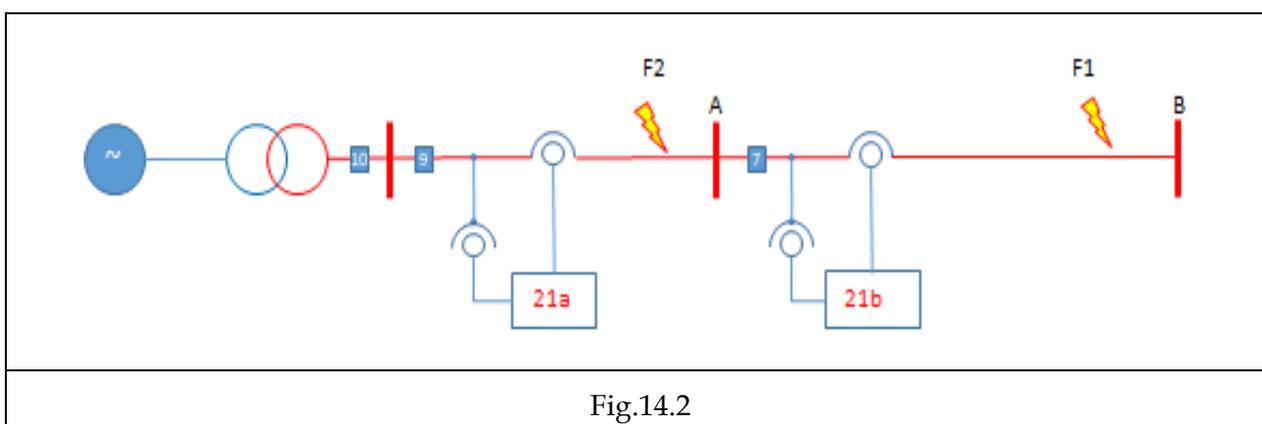


Fig.14.2

La falla $F1$ de la Fig.14.2 debe ser detectada por las dos protecciones $21a$ y $21b$, pero en primera instancia es despejada por la protección $21b$, quedando como respaldo o reserva la protección $21a$.

Se dice entonces, que ambas protecciones “arrancan”, pero solamente “mide y dispara” la protección $21b$.

Esto en el caso de que todo funcione correctamente.

Si por algún motivo, el interruptor comandado por $21b$ no abre, debe actuar el $21a$. Lógicamente, el tiempo de actuación de ésta última es mayor (para $F1$) y se distinguen los tiempos como “escalones”. En otras palabras, la protección $21b$ debería actuar en “primer escalón” y la $21a$ en “segundo escalón”.

Para la falla $F2$ la única protección que “arranca, mide y dispara” es la $21a$, dado que desde la barra “B” no hay fuente.

La primera responsabilidad para la protección $21a$ es despejar la falla $F2$ en primer escalón, pero el alcance supera a la barra “A” y debe llegar a priori a la barra “B” para asegurar el respaldo.

El respaldo necesario puede realizarse localmente, por ejemplo, con un sistema de protecciones doble, independiente, que se utiliza en redes muy importantes desde 220 a 500 kV, o puede ser remoto como el que se plantea en este esquema y no son excluyentes.

En redes extensas el sistema de protecciones debe respaldar hasta el quinto escalón en algunos casos, pero, lo normal es exigir en lo posible que el respaldo llegue al tercer escalón por lo menos.

14.3.1.1 Limitación del Alcance por Carga.

Uno de los factores a tener en cuenta es la impedancia directa de servicio normal. Se calcula esta impedancia considerando la corriente máxima que se espera circule por la línea. Los transformadores de intensidad dan una idea.

Se supone que la carga es equilibrada y se calcula de la siguiente manera.

$$Z_{carga} = \frac{U_{fase}}{I_{línea}} \quad (14.1)$$

Debido a errores que pueden tener los transformadores de tensión y corriente, es que se toma un resguardo y se adopta como máxima impedancia a regular más o menos un valor del 80 % del valor calculado.

La impedancia en condiciones normales, puede estar en cualquiera de los cuatro cuadrantes en el plano de impedancia, dependiendo del sentido de transferencia de potencia activa y reactiva. En el plano de impedancia el límite es un círculo centrado en el origen.

El círculo centrado en el origen como característica de la protección es no direccional, y la protección detecta fallas hacia "adelante" o hacia "atrás". Esto no tiene mayor importancia, a menos que se desee dotar de una direccionalidad al "arranque" de la misma.

En algunos casos, si la protección pudiera ser regulada de forma que cubra hasta un cuarto o quinto escalón, se prefiere que actúe sin direccionalidad, dado que en esas instancias seguramente se está en una situación de emergencia.

La Fig.14.3 muestra la zona límite de carga normal. Una impedancia menor es condición de falla.

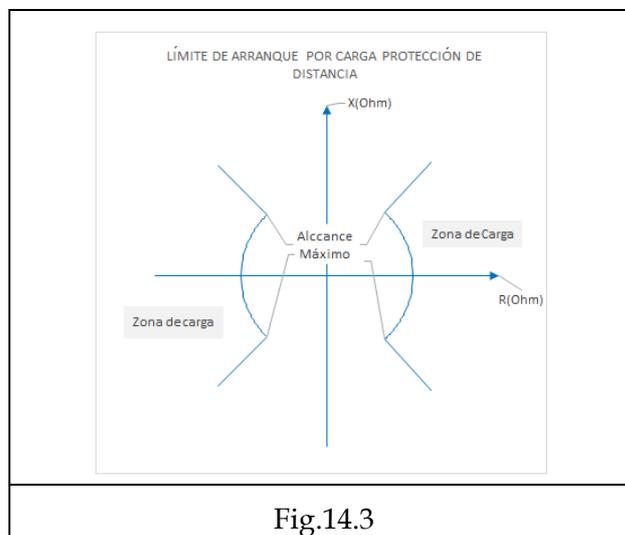


Fig.14.3

14.3.1.2 Limitación por Estabilidad.

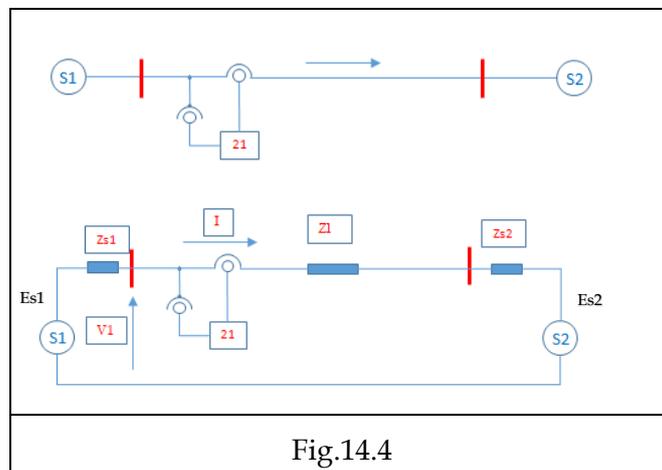
Otro tema a tener en cuenta es la estabilidad del sistema de potencia.

En el capítulo 12, (Protecciones de Generadores, título 12.11.3 Pérdida de Excitación) se analizó la pérdida de estabilidad como consecuencia de una falla en el circuito de excitación de generador.

En un sistema eléctrico de potencia, las oscilaciones pueden presentarse aún sin fallas previas, y tienen la característica de ser relativamente lentas comparadas con la frecuencia del sistema. Estas oscilaciones pueden llevar a la pérdida de sincronización en algunos casos.

El análisis se puede encarar de manera similar al punto del capítulo 12.

Se realizan las equivalencias Thevenin de los sistemas S_1 y S_2 conectados por una línea determinada, como muestra el esquema de la Fig.14.4.



La corriente I es:

$$I = \frac{E_{s1} - E_{s2}}{Z_{s1} + Z_l + Z_{s2}} \quad (14.2)$$

La impedancia que mide el relé es:

$$Z_R = \frac{V_1}{I} = \frac{V_1}{E_{s1} - E_{s2}} * [(Z_{s1} + Z_l + Z_{s2})] \quad (14.3)$$

$$V_1 = E_{s1} - I * Z_{s1} \quad (14.4)$$

Se hace:

$$n * e^{j\theta} = \frac{E_{s1}}{E_{s2}}$$

$$Z_R = \frac{1}{1-n} * [Z_{s1} + Z_l + Z_{s2}] - Z_{s1} \quad (14.5)$$

$$Z_R = \frac{1}{1-n} * [n * Z_{s1} + Z_l + Z_{s2}] \quad (14.6)$$

Se suma y resta $+n * e^{j\vartheta} * Z_l - n * e^{j\vartheta} * Z_l$

$$Z_R = \frac{1}{1-n} * [n * e^{j\vartheta} * Z_{s1} + Z_l + Z_{s2} + n * e^{j\vartheta} * Z_l - n * e^{j\vartheta} * Z_l] \tag{14.7}$$

Finalmente:

$$Z_R = Z_l + \frac{Z_{s2} + n * e^{j\vartheta} * (Z_{s1} + Z_l)}{1 - n * e^{j\vartheta}} \tag{14.8}$$

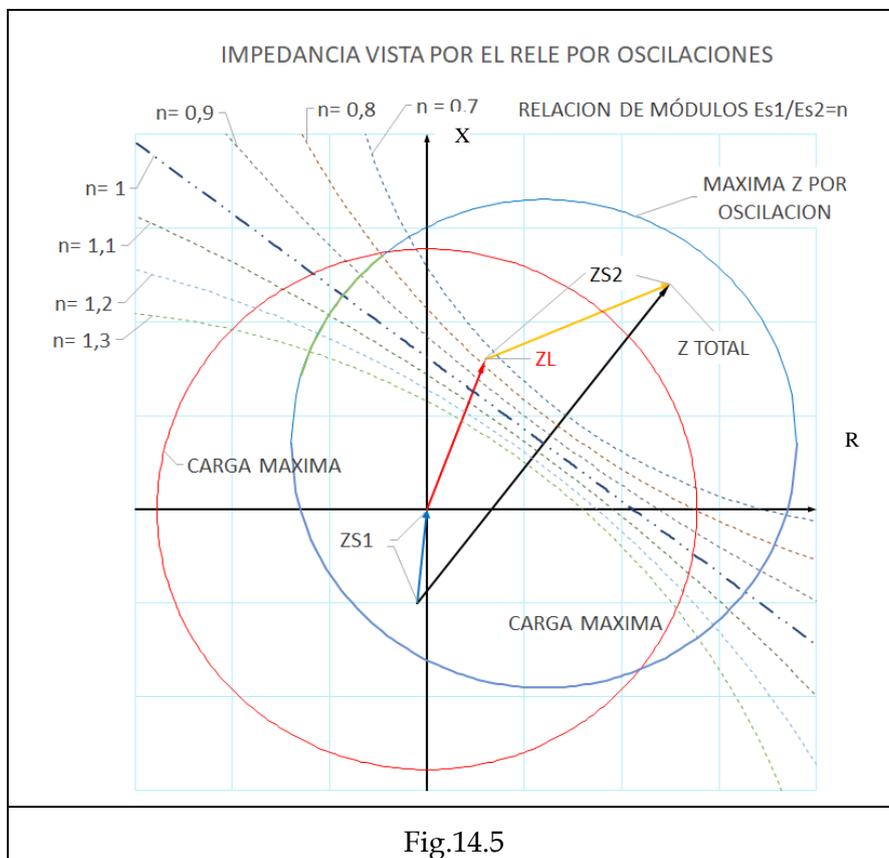
En la Fig.14.5 se ha representado la impedancia Z_R que mide la protección, considerando constante la relación de módulos entre las tensiones E_{s1} y E_{s2} y variando la fase ϑ entre ellas.

El círculo correspondiente a las oscilaciones se señala en la Fig.14.15, y está centrado en el punto medio de la impedancia Z_{TOTAL} . Para determinar el diámetro del círculo, se hace un cálculo de estabilidad dinámica para el caso de oscilaciones con ausencia de fallas, y transitoria para el caso de presencia de fallas.

Se puede hacer una aproximación para estabilidad transitoria, determinando la constante de inercia $H_{equivalente}$ del sistema S_1 como se muestra en el capítulo 7, y estimando el ángulo máximo a que puede llegar el generador equivalente respecto de un generador de potencia infinita.

En caso, de que el diámetro limite el alcance necesario, será necesario proveer a la protección de un sistema de detección de oscilaciones.

La zona intersección de ambos círculos es la zona que se supone contempla las dos limitaciones.



Para calcular la impedancia de fases sanas, se realizan cálculos de cortocircuitos considerando la carga previa, que resulta de un cálculo de flujo de potencias realizado con la topología más probable, y para las horas de carga máxima, mínima y media.

Para concluir, es necesario puntualizar que en la mayoría de los casos se utiliza recierre monofásico para fallas en primer escalón. Las fallas polifásicas siempre producen apertura tripolar de los interruptores, lo mismo que cuando se despejan fallas de escalones superiores.

En algunos casos, cuando la interconexión entre dos estaciones transformadoras es con doble línea o doble terna, puede ser posible realizar recierre tripolar.

14.3.2 Unidad de Medida de la Protección Líneas de Alta Tensión.

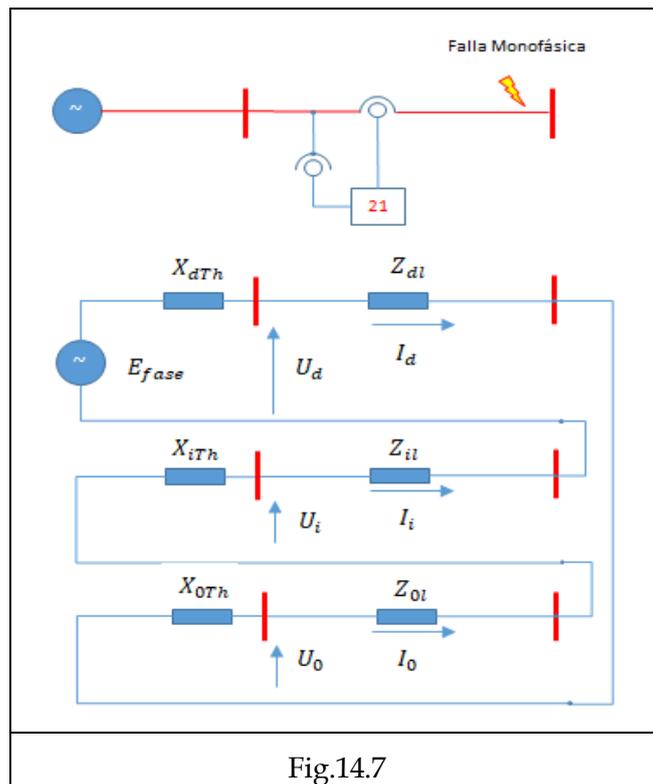
Las protecciones de impedancia o distancia se componen de unidades de arranque, que incluso en algunos casos son sólo de sobrecorriente, y de unidades de medición que actúan en los tiempos correspondientes a cada escalón, y que deben ser alimentadas con las corrientes y tensiones adecuadas al tipo de falla.

En algunas protecciones hay sólo una unidad de medición alimentada por lógicas de las unidades de arranque con las corrientes y tensiones correspondientes a las fallas.

Para líneas de mayor tensión, se requiere que la protección esté provista con unidades de mediciones independientes para cada fase y separadas para fallas monofásicas de las polifásicas.

14.3.2.1 Alimentación a la Unidad de Medida para Fallas Monofásicas.

Supóngase una falla en la fase R en el esquema de la Fig.14.7



Para fallas monofásicas los esquemas de secuencia se conectan en serie.

El objetivo es determinar el valor de Z_{dl} con las tensiones reales U_R, U_S, U_T y las corrientes reales I_R, I_S, I_T que alimentan a la protección.

Del esquema se deduce:

$$U_d + U_i + U_0 = I_d * Z_{dl} + I_i * Z_{il} + I_0 * Z_0 \quad (14.9)$$

$$U_d + U_i + U_0 = U_R \quad (14.10)$$

Luego:

$$U_R = I_d * Z_{dl} + I_i * Z_{il} + I_0 * Z_0 \quad (14.11)$$

Se suma y resta $I_0 * Z_{dl} - I_0 * Z_{dl}$

$$U_R = I_d * Z_{dl} + I_i * Z_{il} + I_0 * Z_0 + I_0 * Z_{dl} - I_0 * Z_{dl} \quad (14.12)$$

En una línea $Z_{dl} = Z_{il}$ Por lo tanto:

$$U_R = Z_{dl} * (I_d + I_i + I_0) + Z_{dl} * I_0 * \left[\frac{Z_{0l}}{Z_{dl}} - 1 \right] \quad (14.13)$$

$$I_d + I_i + I_0 = I_R \quad \text{y también} \quad I_0 = \frac{I_N}{3}$$

Por lo tanto:

$$Z_{dl} = \frac{U_R}{I_R + I_N * \frac{1}{3} * \left[\frac{Z_{0l}}{Z_{dl}} - 1 \right]} \quad (14.14)$$

La ecuación (14.14) debe ser interpretada de la siguiente manera.

El cociente Z_{0l}/Z_{dl} es constante para cada tramo de la línea (1er escalón).

La relación Z_{0l}/Z_{dl} es propia de cada escalón.

Como lo más importante es que la protección actúe correctamente para el primer escalón, se toma el cociente para ese tramo.

El factor que multiplica a la corriente de neutro se reconoce como k_0 y es:

$$k_0 = \frac{1}{3} * \left[\frac{Z_{0l}}{Z_{dl}} - 1 \right] \quad (14.15)$$

Entonces se debe interpretar que la impedancia directa Z_{dlx} medida hasta la falla es:

$$Z_{dlx} = \frac{U_R}{I_R + I_N * k_0} \quad (14.16)$$

Lógicamente, para fallas en las otras fases se mide con las corrientes y tensiones correspondientes.

14.3.2.2 Alimentación a la Unidad de Medida para Fallas Bifásicas y Trifásicas.

El análisis es similar al del párrafo anterior.

Supóngase una falla entre las fases S y T en el esquema de la Fig.14.8

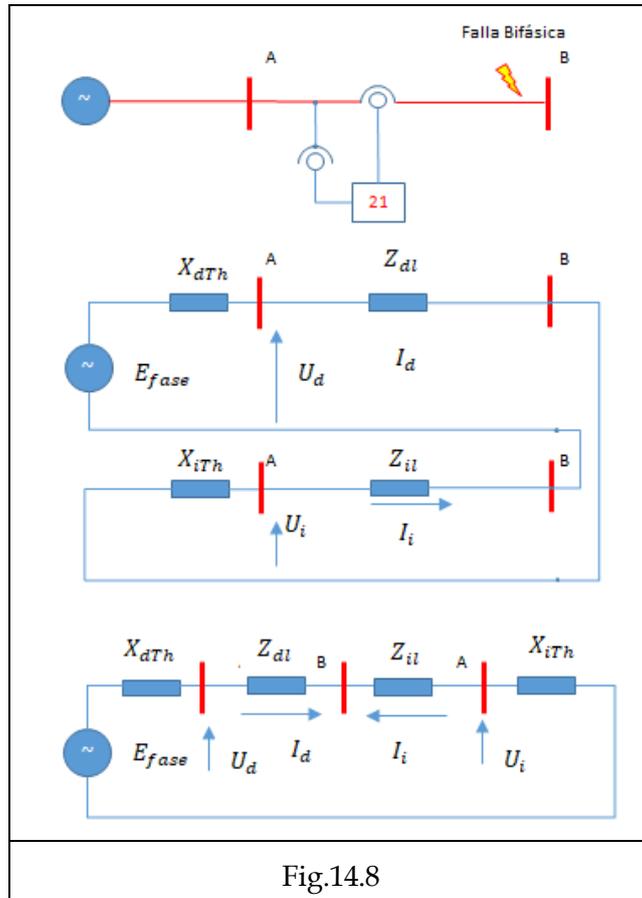


Fig.14.8

Del esquema de la Fig.14.8 se deduce:

$$U_d - U_i = I_d * Z_{dl} - I_i * Z_{il} \tag{14.17}$$

Como $Z_{dl} = Z_{il}$ es:

$$Z_{dl} = \frac{U_d - U_i}{I_d - I_i} \tag{14.18}$$

Se recuerda que:

$$\begin{bmatrix} U_R \\ U_S \\ U_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} U_0 \\ U_d \\ U_i \end{bmatrix} \tag{14.19}$$

$$\begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_0 \\ I_d \\ I_i \end{bmatrix} \tag{14.20}$$

Por tanto:

$$U_S - U_T = a^2 * U_d + a * U_i - a^2 * U_i - a * U_d \quad (14.21)$$

$$U_S - U_T = [a^2 - a] * U_d - [a^2 - a] * U_i \quad (14.22)$$

$$U_d - U_i = \frac{[U_S - U_T]}{[a^2 - a]} \quad (14.23)$$

Análogamente:

$$I_S - I_T = a^2 * I_d + a * I_i - a^2 * I_i - a * I_d \quad (14.24)$$

$$I_S - I_T = [a^2 - a] * I_d - [a^2 - a] * I_i \quad (14.25)$$

$$I_d - I_i = \frac{[I_S - I_T]}{[a^2 - a]} \quad (14.26)$$

Se reemplaza en la ecuación (14.18)

$$Z_{dl} = \frac{U_d - U_i}{I_d - I_i} = \frac{U_S - U_T}{I_S - I_T} \quad (14.27)$$

Para fallas trifásicas equilibradas, el único esquema a tener en cuenta es el de secuencia directa.

La impedancia directa es:

$$Z_{dl} = \frac{U_d}{I_d} \quad (14.28)$$

Por lo tanto:

$$U_R = U_d \quad U_S = a^2 * U_d \quad U_T = a * U_d \quad (14.29)$$

$$I_R = I_d \quad I_S = a^2 * I_d \quad I_T = a * I_d \quad (14.30)$$

$$Z_{dl} = \frac{U_d}{I_d} = \frac{U_R}{I_R} = \frac{U_S}{I_S} = \frac{U_T}{I_T} = \frac{U_R - U_S}{I_R - I_S} = \frac{U_S - U_T}{I_S - I_T} = \frac{U_T - U_R}{I_T - I_R} \quad (14.31)$$

Es decir, que la medición para fallas bifásicas y trifásicas se realiza de la misma forma.

14.3.2.3 Impedancia de Lazo.

La impedancia de lazo es un concepto que se utiliza para la regulación de algunas protecciones de distancia. Para definirla se toma de referencia el esquema de la Fig.14.7 y las ecuaciones siguientes.

$$U_d + U_i + U_0 = I_d * Z_{dl} + I_i * Z_{il} + I_0 * Z_0 \tag{14.9}$$

$$U_R = I_d * Z_{dl} + I_i * Z_{il} + I_0 * Z_0 \tag{14.11}$$

Se supone que:

$$I_d = I_i = I_0 \quad \text{y que} \quad Z_{dl} = Z_{il}$$

Luego se puede escribir lo siguiente.

$$U_R = \frac{3}{3} * I_d * [2 * Z_d + Z_0] \tag{14.32}$$

$$U_R = I_R * [2 * Z_d + Z_0] * \frac{1}{3} \tag{14.33}$$

Finalmente es:

$$U_R = I_R * [2 * Z_d + Z_0] * \frac{1}{3} \tag{14.34}$$

$$Z_{lazo} = \frac{2 * Z_d}{3} + \frac{Z_0}{3} \tag{14.35}$$

Relacionando con las fórmulas desarrolladas en el capítulo 2, lo siguiente es:

$$Z_0 = Z + 2 * Z_{Mf} + 3 * Z_N - 6 * Z_{ME} \tag{2.41}$$

$$Z_1 = Z_2 = Z - Z_{Mf} \tag{2.42}$$

$$Z_{lazo} = Z - 2 * Z_{me} + Z_N \tag{14.36}$$

14.3.3 Selectividad con Protecciones de Distancia.

Supóngase un esquema como el de la Fig.14.9

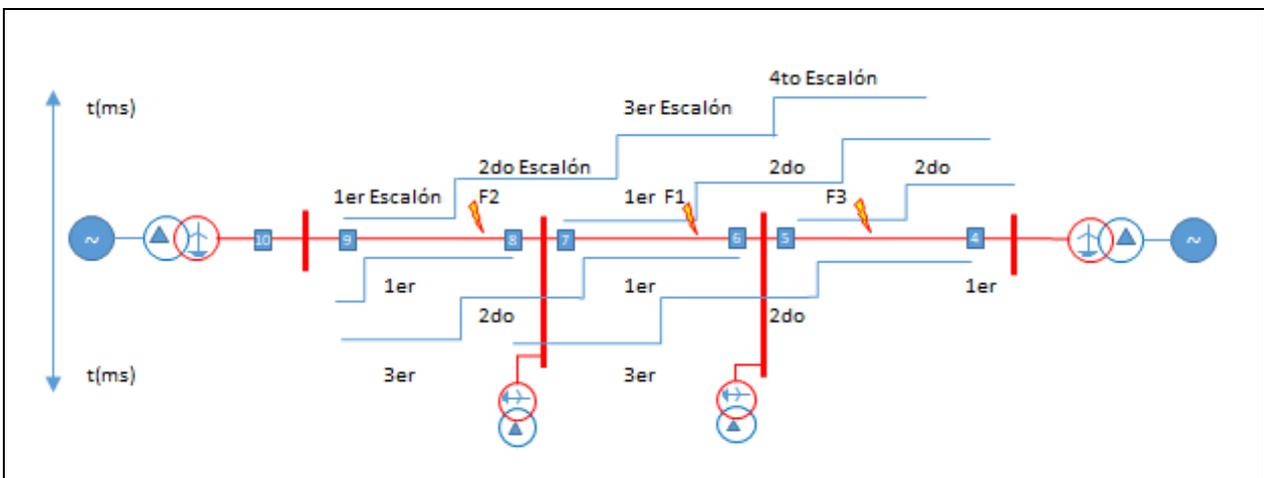


Fig.14.9

Se han marcado en él los alcances respectivos y los escalonamientos en tiempo necesarios para asegurar la selectividad.

En este esquema, una de las cosas más importantes es que cada protección debe actuar en una sola dirección. Por ejemplo, la protección del interruptor 6 debe actuar en primer escalón o zona para fallas F_1 , en segundo escalón para fallas F_2 y no debe actuar para fallas F_3 , dejando la responsabilidad en este caso a la protección de los interruptores 5 para primera zona y 7 para segunda zona.

Esto implica que se exige para las protecciones de distancia, además del cálculo del valor de la impedancia directa hasta la falla, una característica direccional, que distinga las fallas hacia "adelante" o hacia "atrás".

Las regulaciones siempre se calculan con valores primarios, y una vez definidas se pasan a valores secundarios que dependen de la relación de transformación de los transformadores de instrumentación que alimentan a la protección.

La relación de impedancia es el cociente entre la relación de tensión y la relación de corriente correspondientes.

14.3.4 Criterios de Regulaciones con Protecciones de Distancia.

En general, para definir las regulaciones de las protecciones más allá de las impedancias de las líneas, se deben tener en cuenta otras variables que son propias del sistema.

Se detallarán a continuación.

14.3.4.1 Resistencia de Falla.

La resistencia de falla tiene dos componentes.

Una de ellas para fallas a tierra, es la resistencia de la puesta a tierra en la estación transformadora donde está montada la protección, pero es relativamente pequeña y muchas veces no se tiene en cuenta.

Además, si la descarga en la falla se produce al cable de guardia conectado a tierra en cada estructura, por cada una de ellas drena parte de la corriente de falla, por lo tanto también puede ser considerada pequeña dependiendo del terreno donde está construida la línea.

Cuando la descarga es directamente a tierra, ya no se puede saber el valor de la resistencia de tierra en el lugar de la falla, y se recurre a experiencias previas.

De todas maneras, es aconsejable estimar el valor mayor que no comprometa la estabilidad de la protección por causas antes vistas.

La otra componente de la resistencia de falla es la del arco propiamente dicho, que interviene siempre para cualquier tipo de falla.

En el libro “*Protective Relays*” de A. R. Warrington está la fórmula (14.37) que evalúa la resistencia de un arco en función de la corriente de falla.

$$R_{arco} = \frac{8750*[S+3*v*t]}{I^{1.4}} \quad (14.37)$$

Donde:

S = Distancia entre conductores para fallas entre fases.

Longitud del aislador para descargas a la estructura o cable de guarda.

Distancia a tierra para descargas a tierra.

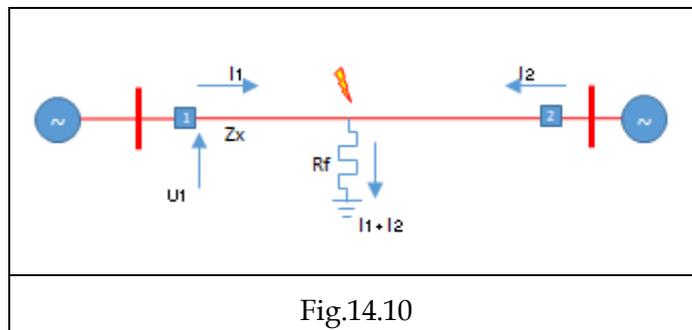
v = Velocidad del viento en sentido transversal en millas/hora

t = Tiempo de duración de falla expresado en (s)

I = Corriente en (A)

14.3.4.2 Modificación de Resistencia de Falla por el Aporte desde el otro Extremo.

Cuando la línea está alimentada desde los dos extremos, la resistencia de falla que se “ve” desde un extremo, es modificada en un valor que depende de la corriente que aporta el otro extremo.



En el esquema de la Fig.14.10 la impedancia que se mide desde la posición del interruptor 1 es:

$$Z = \frac{U_1}{I_1} = Z_x + \frac{I_1+I_2}{I_1} * R_f \quad (14.38)$$

$$Z = Z_x + A_{ev} * R_f \quad (14.39)$$

El factor A_{ev} en la ecuación (14.40) que multiplica a R_f se reconoce como aporte eventual.

El aporte eventual A_{ev} tiene mayor incidencia en las resistencias de puestas a tierra, que no dependen del valor de la corriente de falla.

El valor de la resistencia del arco, no debe olvidarse, que depende de la inversa de la corriente de falla ($I_f^{-1.4}$ ecuación 14.38) y, por lo tanto, la influencia es mucho menor.

Esto debe ser tenido en cuenta para fallas entre fases, en las que sólo interviene la resistencia de arco.

Está claro que el factor A_{ev} es una cantidad compleja que depende de la diferencia de fase que haya entre I_1 e I_2 , y entonces la resistencia $R_f * A_{ev}$ se ve como una impedancia que tiene una parte imaginaria, que suma o resta a la reactancia de la línea y que produce un error en el cálculo que la protección realiza.

Este es uno de los motivos, por el que al primer escalón no se regula al 100% de la longitud de la línea.

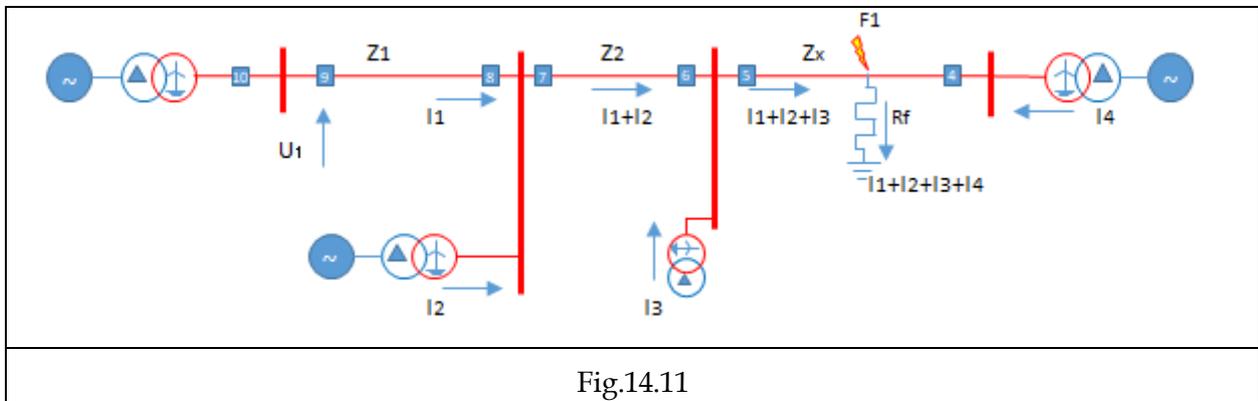
14.3.4.3 Aportes Eventuales.

Se denominan aportes eventuales a las corrientes que van hacia la falla y que no pasan por la protección que se está regulando.

Los aportes eventuales son dependientes de muchos factores en un sistema.

Entre ellos, el tipo y hora de falla, máxima, media o mínima carga, estación, topología.

Se recomienda regular a la protección en el estado que está presente la mayor cantidad de horas durante el día y verificar para el resto.



Supóngase el estudio para regular la protección del interruptor 9 en el esquema de la Fig.14.11

La impedancia hasta la falla es:

$$Z = \frac{U_1}{I_1} = Z_1 + \frac{I_1+I_2}{I_1} * Z_2 + \frac{I_1+I_2+I_3}{I_1} * Z_x + \frac{I_1+I_2+I_3+I_4}{I_1} * R_f \quad (14.40)$$

$$Z = Z = Z_1 + A_{ev1} * Z_2 + A_{ev2} * Z_x + A_{ev3} * R_f \quad (14.41)$$

Para el esquema de la Fig.14.11 la corriente I_3 existe si las fallas son a tierra. Caso contrario es nula.

Dado que en realidad las impedancias de las líneas no cambian, lo que sucede es que el escalón modifica su alcance en función del aporte eventual.

Los alcances afectados por el aporte corresponden a los escalones superiores de la protección, y puede suceder que en algunos casos se produzcan solapamientos por situaciones que no se tuvieron en cuenta.

Algunas veces se adoptan diferentes regulaciones para diferentes topologías, cuando éstas se modifican por mantenimientos programados, o emergencias ocasionadas por fallas permanentes.

Una regulación normal es la que considera los siguientes alcances.

Escalón	Regulación Recomendada
Arranque	Limitado por alguna de las razones expuesta en los párrafos 14.3.1
1	$Z_{reg1} = (0,8 \text{ a } 0,85) * Z_1$
2	$Z_{reg2} = 0,85 * [Z_1 + 0,85 * Z_2]$
3	$Z_{reg3} = 0,85 * [Z_1 + 0,85 * (Z_2 + 0,85 * Z_3)]$

14.3.5 Teleprotección.

Para la regulación del primer escalón, se toma el 85(%) de la impedancia de la línea.

El motivo es evitar sobrealcances por los errores de medición, ocasionados por los transformadores de instrumentación, por la propia protección, o el aporte eventual sobre la resistencia de falla.

El inconveniente es que las fallas producidas dentro del 15 % restante, se “ven” como fallas de segundo escalón.

Se debe tener en cuenta que la falla se extingue sólo si la fase fallada es desconectada de ambos extremos.

Además, la reconexión automática de la línea demora más o menos 1 segundo, “tiempo muerto” necesario para lograr la deionización del medio donde se produjo el arco, y si uno de los extremos desconecta en segundo escalón, este “tiempo muerto” no es suficiente para lograr un recierre efectivo.

La solución a este problema es comunicar a las protecciones de ambos extremos de la línea, de manera que complementándose accionen en tiempos semejantes.

Las señales emitidas por equipos de “onda portadora”, utilizan la propia línea en dos de sus fases como medio de transmisión, ya que una falla en una fase por la que se transmite, puede ocasionar interferencias que limiten la eficacia de la misma.

Son de frecuencia mucho mayor que la del sistema, moduladas en frecuencia, y necesitan de una bobina conectada en serie con la línea, y un divisor capacitivo conectado entre la línea y tierra, que se montan en ambos extremos de la línea, y que se reconocen como “trampa de ondas”.

Las señales transmitidas pueden ser de bloqueo o habilitación de apertura.

Los equipos de onda portadora tienen los siguientes requerimientos.

- Tiempo de transmisión lo menor posible.
- Seguridad de transmisión
- Ancho de banda lo más estrecho posible.

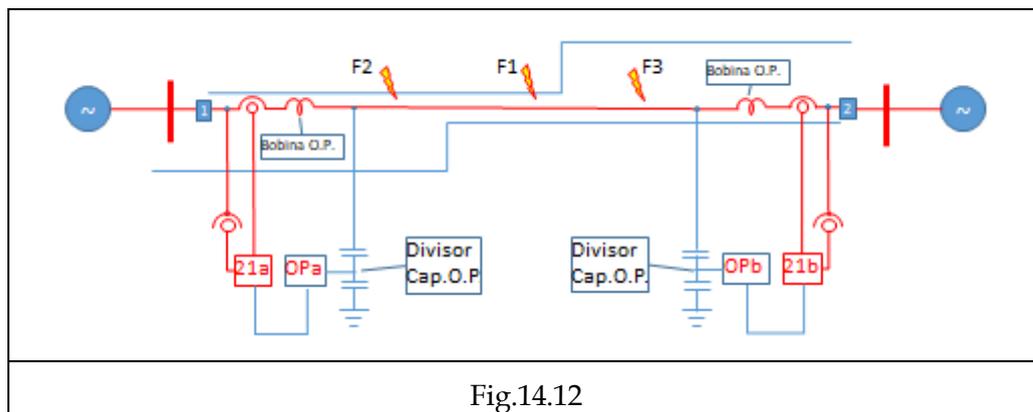
Otro medio de comunicación puede ser el de microondas. Con frecuencias de transmisión de más de 300 MHz.

Hay diferentes esquemas lógicos que se pueden utilizar, que se mencionan a continuación.

14.3.5.1 Método de Subbalance Permisivo.

Se supone un esquema como el de la Fig.14.12.

Los equipos de onda portadora son transreceptores, con capacidad para comunicarse entre ellos en forma indistinta. Es decir, cualquiera de ellos puede transmitir y recibir señales.



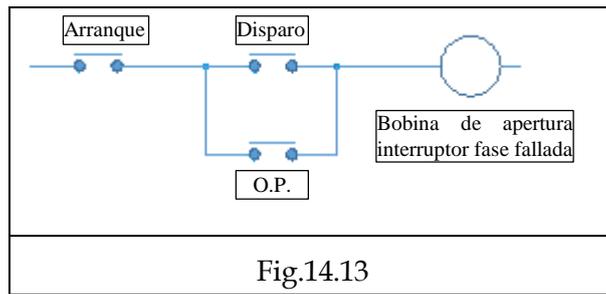
La lógica de funcionamiento es la siguiente:

Para la falla F_1 las protecciones 21a y 21b arrancan, miden y disparan con independencia del sistema de comunicación.

Para la falla F_2 el equipo 21a arranca mide, dispara y emite una señal al equipo OPa para que éste envíe una señal al equipo OPb .

La protección 21b arranca con la falla, y mide una impedancia mayor que la correspondiente al primer escalón, pero también recibe una señal del equipo OPb , que se acciona por la recepción de la señal enviada por el equipo OPa , que habilita para abrir al interruptor 2.

La lógica de disparo es entonces la siguiente.



El arranque de la protección puede ser por subimpedancia, mínima tensión, o sobrecorriente.

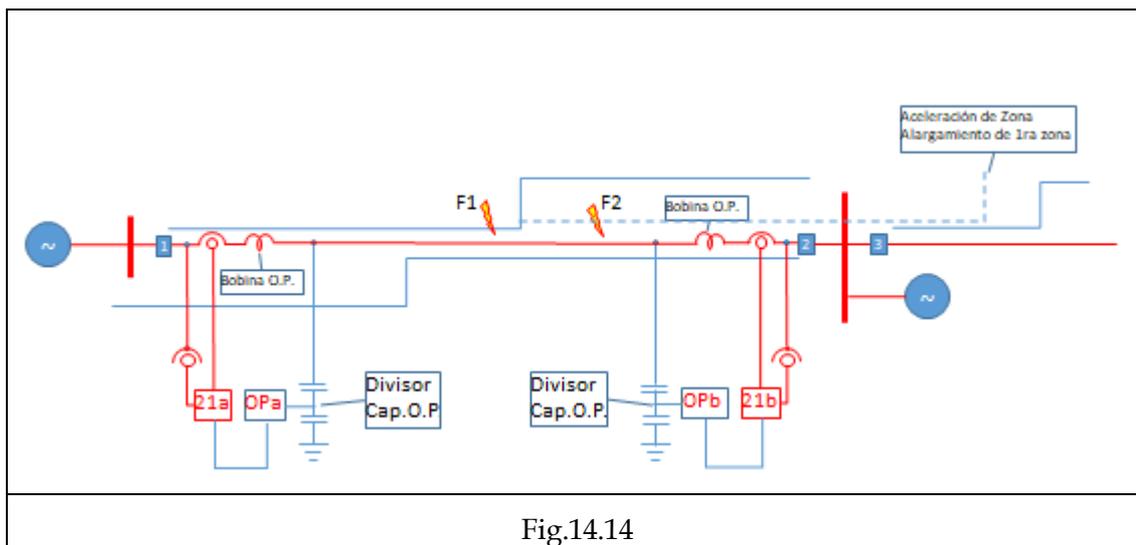
La protección de mínima tensión, también es reconocida como fuente débil, porque cuando tiene a su espalda una potencia de cortocircuito pequeña, la tensión en la barra puede caer tanto durante la falla, que puede no ser suficiente para que sea efectiva la detección por subimpedancia.

Este esquema tiene una variante que es la transferencia de disparo directo. Se debe tener en cuenta que las señales transmitidas deben distinguir la fase a la que se transfiere el disparo, para los casos en que sea necesario utilizar el disparo monofásico.

14.3.5.2 Método de Aceleración de Zona.

Este método se reconoce como alargamiento de alcance de primera zona, o aceleración de zona.

Como en el caso anterior para la falla F_1 , ambas protecciones actúan con prescindencia del equipo de comunicación.



Cuando se utiliza este método, cada protección tiene una segunda regulación que se reconoce como Z_{1B} , regulada de manera tal que el alcance supera la barra opuesta en el 20 % más o menos, que se activa cuando recibe la señal de O.P. del otro extremo.

La línea de trazos muestra la variación del alcance en la Fig.14.14

También en algunos casos se acelera la actuación de la segunda zona del relé 21a.

La orden de apertura para el interruptor 1 se demora el tiempo que lleva la transmisión, recepción, acción de la O.P.

14.3.5.3 Método de Sobrealcance con Transmisión de Disparo Permitido.

Este esquema de sobrealcance se utiliza generalmente en líneas cortas, porque permite aumentar el valor de la resistencia de falla admisible, que puede ser crítica en relés con característica de admitancia.

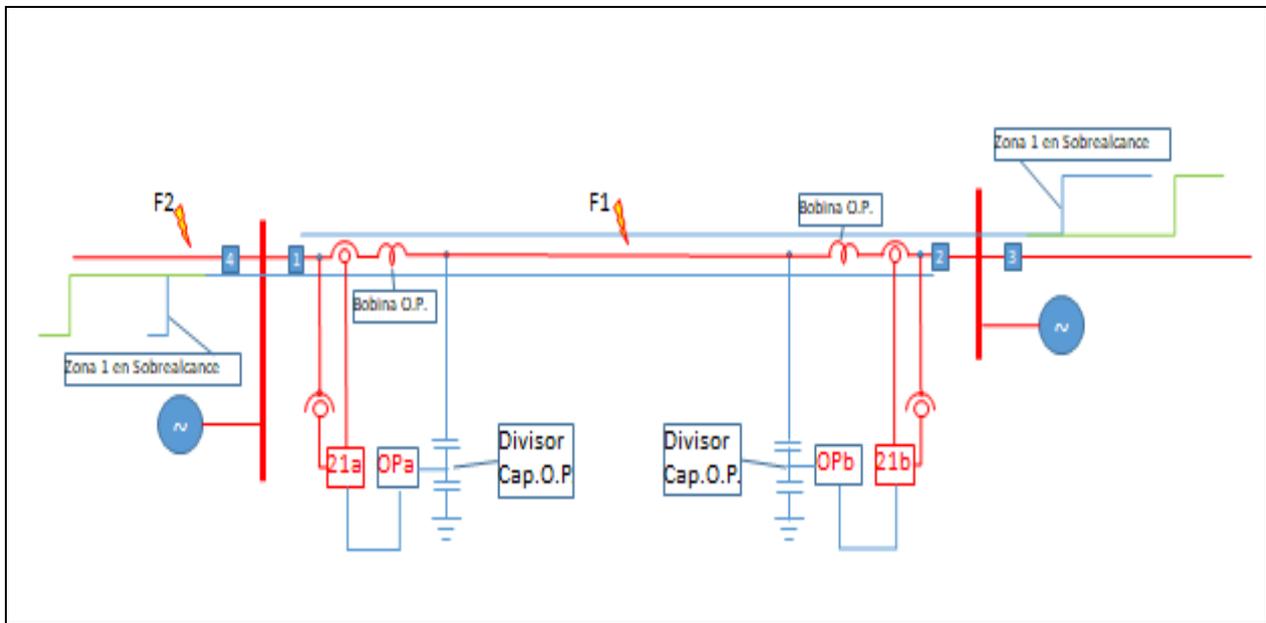


Fig.14.15

Para la falla F_1 la protección debe medir Zona 1, pero sólo dispara si recibe señal del otro extremo que también mide Zona 1.

Esto exige que ambas protecciones arranquen y midan, y el disparo es dependiente del equipo de comunicación.

Por este motivo, el equipo de comunicación tiene que ser controlado permanentemente.

Otro inconveniente es que, si alguna de las protecciones tiene a su espalda una fuente "débil", puede no medir correctamente y el esquema puede no funcionar.

Para la falla F_2 la protección 21a no envía la señal de disparo permitido, y entonces la protección 21b actúa en segundo escalón si es necesario.

14.3.5.4 Método de Sobrealcance con Transmisión de Bloqueo.

El esquema es el mismo que el caso anterior de la Fig.14.15

Se regula cada protección en sobrealcance, pero cada relé de distancia debe tener un elemento capaz de detectar fallas a espalda.

Este elemento es el que envía la señal de bloqueo, y tiene la ventaja de que la señal viaja por una línea sin fallas.

Se debe retardar el disparo de primer escalón con un tiempo tal que asegure la recepción de la señal de bloqueo, que puede tardar hasta 10 ms en llegar.

Si la señal no llega, la protección dispara en tiempo regulado para la primera zona.

14.3.5.5 Método de Sobrealcance con Transmisión de Desbloqueo.

En este método de protección se emite permanentemente una señal testigo que está bloqueando la actuación de la protección.

Cuando ocurre una falla en primer escalón se cambia la señal de bloqueo a una de habilitación.

Además, si la señal testigo desaparece, la protección queda habilitada para disparar con sobrealcance, pero un tiempo limitado (hasta 200 ms).

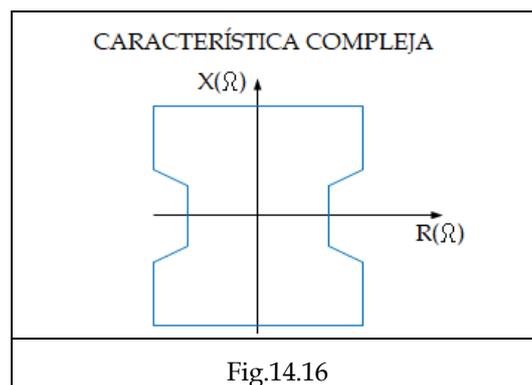
Si la señal testigo desaparece la protección automáticamente debe quedar regulada en subalcance.

14.3.5.6 Características de Protecciones de Distancia.

En el capítulo 11 se definió como característica de una protección a una línea cerrada o abierta, representada en un plano cuyos ejes cartesianos representan dos cantidades eléctricas, o el tiempo de actuación en función de una cantidad eléctrica.

En las protecciones de distancia, la característica se refiere en general a la unidad de medida .

Las unidades de arranque pueden tener característica de subimpedancia (Círculo centrado en el origen en plano Z), o mínima tensión (Fuente débil), o formas particulares como la de la Fig.14.16.



Se encuentran en el mercado protecciones con las características siguientes.

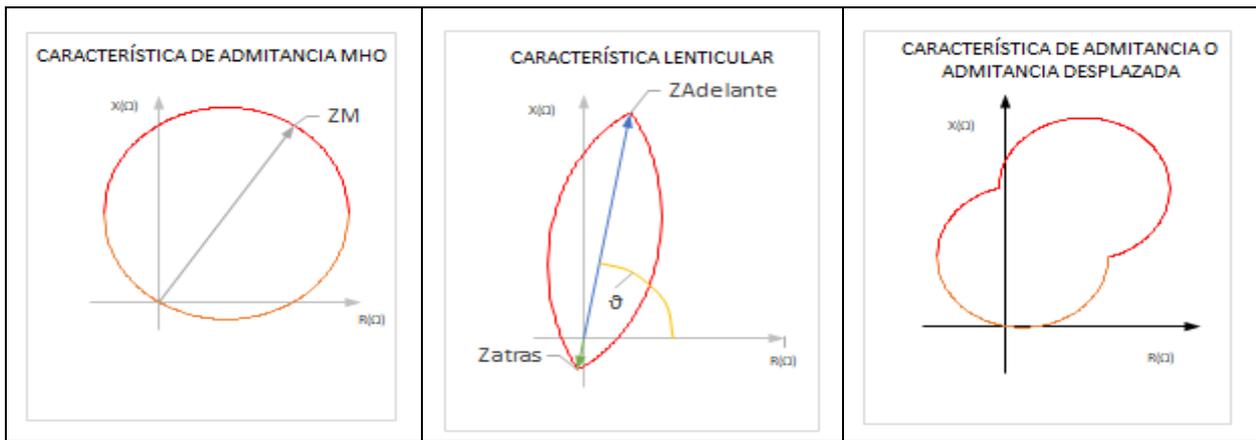


Fig.14.17

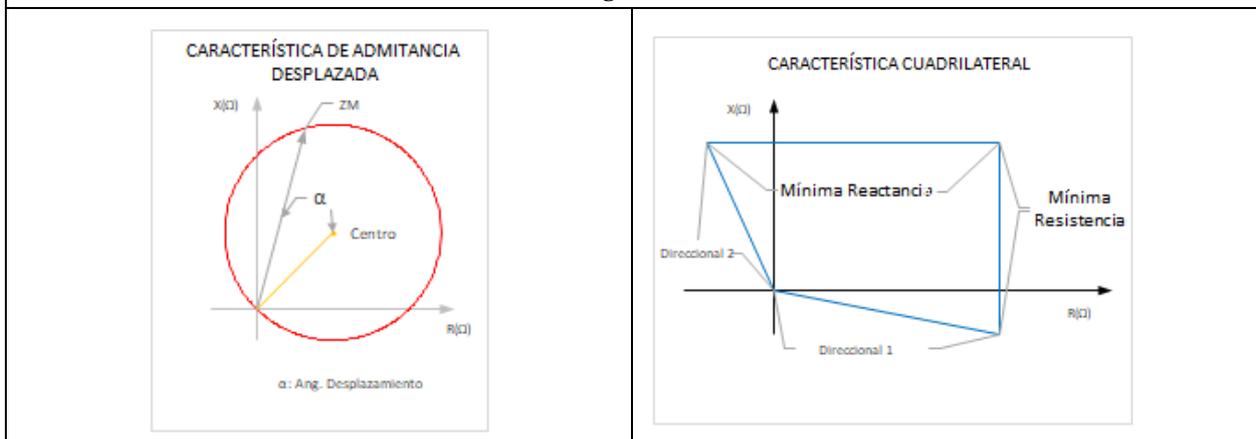


Fig.14.18

En algunos casos la responsabilidad de arranque es direccional y es asignada al último escalón.

14.3.6 Recierre.

El automatismo de recierre, es utilizado en media y alta tensión. Debe tenerse en cuenta que la acción de recierre se produce después de la ocurrencia de una falla. Los requerimientos son tales, que se asegure de no producir daños mayores para cuando el recierre se efectúa.

Por ello se deben tener en cuenta los siguientes puntos.

- Es útil sólo para fallas fugitivas.
- El interruptor debe estar habilitado para al menos un ciclo de abrir-cerrar-abrir, ya que la falla puede ser permanente.
- Se debe bloquear si el interruptor entra en falla por algún motivo propio.
- No se utiliza en cables subterráneos porque en ellos no hay fallas fugitivas.

- Cuando hay una línea conectada a un cable, se debe discriminar si la falla está en el cable o en la línea.
- Debe tener la posibilidad de anularlo, necesario para cuando se hacen mantenimientos programados de la línea.
- Puede ser trifásico o monofásico.
- Debe bloquearse automáticamente cuando se conecta la línea al servicio, porque si se conecta y hay una falla en la línea ésta es permanente.
- La permanencia de la orden de cierre, debe ser tan larga como para asegurar que el mismo es efectivo, pero debe desaparecer cuando el interruptor cierra, por si hay una falla permanente y la protección actúa nuevamente.
- Se realizan tantos intentos de recierre como sean programados y luego del último intento, si la falla persiste, se produce la apertura definitiva.
- El tiempo muerto debe ser regulable de manera tal que se ajuste las condiciones del sistema, respecto de sobrecargas, estabilidad, etc.

20-03-2019
21-05-2019

Bibliografía

- Análisis Moderno de Sistemas Eléctricos de Potencia.
Enriquez Harper
- Protective Relays. Application Guide
GEC – ALSTHOM
- Sistemas de Protección en Grandes Redes Eléctricas. Tomos I y II
M. V. Gonzalez Sábado
- Transformer Engineering.
L. F. Blume – A. Boyajian – G. Camilli – T. C. Lennox – S. Minneci – V. M. Montsinger
- Electromagnetismo.
John D. Kraus – Daniel A. Fleisch
- Electric Energy System Theory.
Olie Elgered
- Estaciones de Transformación y Distribución. Protección de Sistemas
Enciclopedia CEAC
- Circuitos de Ingeniería Eléctrica
Hugh Gildreth Skilling
- Escuela del Técnico Electricista
Melchor Stocel – Franz Moeller – TH. Werr
- Teoría de Máquinas Eléctricas
Ernesto Francisco Garat
- Fundamentos de Protección de Sistemas Eléctricos
Enriquez Harper
- Introducción al Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia
Enriquez Harper
- Power System Analysis Design
J. Duncan Glover – Mulukutla Sarma
- Sistemas Eléctricos de Potencia
Carranza – Martin

- La Máquina Sincrónica
Ernesto Francisco Garat
- Manual de Aplicación de Fusibles de Alta Capacidad de Ruptura
Juan Carlos Gomez
- La Máquina Sincrónica
Ernesto Francisco Garat
- Corrientes de Cortocircuitos en Redes Trifásicas
Richard Roeper

Schwab, Hugo Gerardo
Sistemas eléctricos de potencia / Hugo Gerardo Schwab. - 1a edición para el alumno -
Ciudad Autónoma de Buenos Aires : Grupo de Escritores Argentinos, 2019.
450 p. ; 28 x 20 cm.

ISBN 978-987-757-075-5

1. Ingeniería de Sistemas. I. Título.
CDD 621.3



PROINGENIERIA S.A

Estaciones Transformadoras
Protecciones Eléctricas
Mediciones Eléctricas

Análisis de fallas eléctricas

Ing. Hugo G. Schwab