

870117

2
30)

Universidad Autónoma de Guadalajara

INCORPORADA A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
ESCUELA DE INGENIERIA



ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LINEAS DE 230 Y 115 KV. Y BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES DE LA ZONA NORTE DE SONORA.

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A :

RAMON GUILLERMO BONILLAS FIERROS

GUADALAJARA, JALISCO: 1996.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



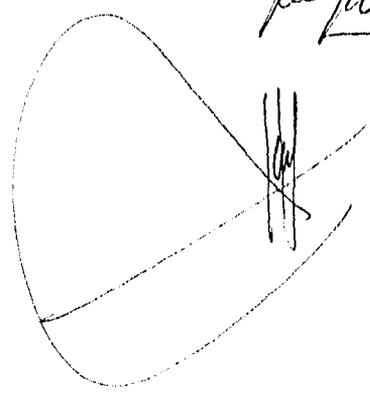
UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Geo. Wojewoza





Universidad Autónoma de Guadalajara
ESCUELA DE INGENIERIA

Guadalajara, Jal., Noviembre 7 de 1977.

Al Pasante de
Ingeniero Mecánico Electricista
Area Sistemas Eléctricos y Electrónicos
Sr. Ramón Guillermo Bonillas Fierres
P r e s e n t e .

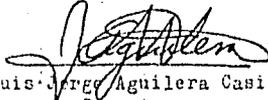
En contestación a su solicitud de fecha Octubre 31 del presente año, me es grato informarle que la Comisión de Tesis -- que me honro en presidir, aprobó como tema que usted deberá desarrollar para su examen de Ingeniero Mecánico Electricista, el que a continuación transcribo:

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LINEAS DE 230 Y 115 KV. Y BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES DE LA ZONA NORTE DE SONORA"

- I.- INTRODUCCION.
- II.- DESCRIPCION DEL SISTEMA
- III.- DESCRIPCION DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION.
- IV.- CALCULO DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO.
- V.- COORDINACION.
- VI.- CONCLUSIONES.

Ruego a usted tomar nota que la copia fotografiada del presente oficio, deberá ser incluida en los preliminares de todo ejemplar de su tesis.

Atentamente,
"CIENCIA Y LIBERTAD"


Ing. Luis Jerez Aguilera Casillas
Director

*** A MIS PADRES Y HERMANOS
POR HACER DE MI LO QUE SOY.**

*** A MI FAMILIA
POR SU APOYO Y COMPRENSIÓN**

*** A MIS COMPAÑEROS Y AMIGOS
POR SU ESTIMULO Y AYUDA DESINTERESADA**

*** A COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
MI SEGUNDA ALMA MATER**

**ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES DE
LINEAS DE 230 Y 115 KV Y
BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES
EN LA ZONA NORTE DE SONORA**

INDICE

I.- INTRODUCCION.

II.- DESCRIPCION DEL SISTEMA.

III.-DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION.

IV.-CALCULO DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO.

V.-COORDINACION.

VI.- CONCLUSIONES.

I.- INTRODUCCION.

EN TODOS LOS SISTEMAS DE POTENCIA POR COMPLICADOS O SENCILLOS QUE ESTOS SEAN , NOS ENCONTRAMOS DEPARTAMENTOS TALES COMO GENERACION, TRANSMISION Y TRANSFORMACION, DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION, Y EL AREA DE CONTROL DE ENERGIA, SIN OLVIDAR EL EQUIPO ADMINISTRATIVO.

EN EL ASPECTO TECNICO, QUE LO REPRESENTAN LOS TRES PRIMEROS, SE INVOLUCRAN DISPOSITIVOS ELECTRICOS, MECANICOS, TERMICOS, HIDRAULICOS, ELECTRONICOS ETC., LOS CUALES SE UNEN PARA ASI FORMAR UN TODO QUE LOGRE CON EXITO LA FINALIDAD PARA QUE FUE CREADO, LLEVAR LA ENERGIA DESDE SUS CENTROS DE PRODUCCION, A TRAVES DE UN MEDIO DE TRANSMISION, HASTA SU DISTRIBUCION Y UTILIZACION EN LOS CENTROS DE CONSUMO.

ESTO REPRESENTARA PROGRESO Y COMODIDAD PARA CUALQUIER PAIS O REGION.

EN ESTOS SISTEMAS OPERADOS Y DIRIGIDOS POR INGENIEROS Y TECNICOS, SE USAN METODOS ADECUADOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO PARA EL BUEN FUNCIONAMIENTO DEL EQUIPO Y DISPOSITIVOS AUXILIARES, CON LO CUAL SE OBTIENE COMO RESULTADO LA CONTINUIDAD Y CALIDAD EN EL SERVICIO O SUMINISTRO DE LA ENERGIA ELÉCTRICA.

SIN EMBARGO DICHOS SISTEMAS NO QUEDAN EXENTOS A QUE SE PRESENTEN O PRODUZCAN FALLAS DEBIDAS TANTO A FACTORES TÉCNICOS COMO HUMANOS, ASÍ COMO ATMOSFÉRICOS Y DE OTROS TIPOS QUE EN MAS DE UNA OCASIÓN PUEDAN DAR PERMANENTEMENTE LAS INSTALACIONES.

SE HACE NECESARIO ENTONCES USAR DISPOSITIVOS Y ESQUEMAS DE PROTECCION, QUE PRESENTEN CARACTERÍSTICAS PROPIAS CUYA FINALIDAD SEA AISLAR UNICAMENTE EL O LOS EQUIPOS FALLADOS EN EL MENOR TIEMPO POSIBLE.

TENEMOS ENTONCES QUE UN DISPOSITIVO DE PROTECCION DEBERA TENER LAS SIGUIENTES CARACTERÍSTICAS: SELECTIVIDAD, SENSIBILIDAD, RAPIDEZ, CONFIABILIDAD, SENCILLEZ Y BAJO COSTO.

NORMALMENTE NUNCA SE ALCANZAN TODAS LAS CARACTERÍSTICAS EN GRADO SUMO, POR LO TANTO ES CUANDO INTERVIENE EL FACTOR HUMANO A ESCOGER Y DECIDIR CUAL ES LA PROTECCION MAS ADECUADA PARA TAL O CUAL EQUIPO, HASTA LA FECHA, NO SE HA ESTABLECIDO UN CRITERIO GENERAL EN ESTE ASPECTO, SINO QUE SE BASA EN EXPERIENCIAS ANTERIORES Y PRÁCTICAS DE OPERACION.

EN EL PRESENTE TRABAJO TRATARÁ DE ANALIZAR UNA DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCION LA SELECTIVIDAD.

POR SELECTIVIDAD PODEMOS ENTENDER LO SIGUIENTE:

MÁXIMA CONTINUIDAD EN EL SERVICIO CON UN MÍNIMO DE DESCONEXIONES EN EL SISTEMA; O SEA LA COORDINACIÓN EXISTENTE ENTRE LA OPERACIÓN DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN SITUADOS EN EXTREMOS OPUESTOS Y/O ADYACENTES DE UNA TERMINAL EN UN SISTEMA DE POTENCIA.

HE TOMADO PARA ESTE EJEMPLO LA RED DE TRANSMISIÓN QUE ALIMENTA AL NORTE DEL ESTADO DE SONORA, QUE DEBIDO AL AUMENTO DE CARGA, PRESENTA PROBLEMAS TÉCNICOS Y DE CALIDAD DEL PRODUCTO. POR LO TANTO SE HA DECIDIDO MODIFICAR LA ACTUAL CONFIGURACIÓN, CON LA CREACIÓN DE NUEVAS SUB-ESTACIONES Y LÍNEAS, LA INSTALACIÓN DE UNA PLANTA GENERADORA, CON LO QUE LA ACTUAL SELECTIVIDAD QUEDARÁ OBSOLETA Y ES LA FINALIDAD DE ESTE TRABAJO CALCULAR LA NUEVA COORDINACIÓN.

II.- DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.

LA REGIÓN QUE SE VA ANALIZAR ESTA SITUADA EN SU TOTALIDAD EN EL NORTE DEL ESTADO, FORMANDO PARTE DE LA DIVISIÓN NOROESTE DE COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD.

ESTA REGIÓN TIENE UNA SUB-ESTACIÓN "PIVOTE" SITUADA EN LA CIUDAD DE SANTA ANA, LA CUAL RECIBE ENERGÍA DESDE LA SUB-ESTACIÓN HERMOSILLO III, POR MEDIO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ENERGIZADA A 230 KV Y OTRA DE SUB-TRANSMISIÓN ENERGIZADA A 115 KV.

LA ENERGÍA RECIBIDA POR ÉSTAS SUB-ESTACIONES PROVIENE PRINCIPALMENTE DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA "EL NOVILLO" Y LA CENTRAL TERMoeLECTRICA GUAYMAS II, CON CAPACIDAD DE 135 Y 480 MW RESPECTIVAMENTE Y LA NUEVA CENTRAL GENERADORA DE CABORCA.

LA SUB-ESTACIÓN SANTA ANA (STA) ALIMENTA A SU VEZ EN FORMA RADIAL LAS SUBESTACIONES DE: OCUCA, BLANCO, CABORCA, BIZANI, DESEO Y ANTIMONIO.

LA MODIFICACIÓN CONSISTE EN CONSTRUIR UNA SUB-ESTACIÓN SIMILAR A LA DE SANTA ANA, EN LA REGIÓN DE ANTIMONIO Y ENLAZAR ÉSTAS (STA Y SSA) CON UNA LÍNEA ENERGIZADA A 230 KV Y CERRAR UN ANILLO CON UN AUTOTRANSFORMADOR DE RELACIÓN 230/115 KV, Y CON UNA LÍNEA QUE UNA ESTÁ NUEVA SUBESTACIÓN CON LA S.E. BIZANI (BZI); ADEMÁS DE LA INSTALACIÓN DE UN GENERADOR MÓVIL TIPO TURBO JET CON CAPACIDAD DE 18 MW Y OTROS DOS CON CAPACIDAD DE 30 MW Y VOLTAJE DE GENERACIÓN 13.8 KV EN LA SUB-ESTACIÓN CABORCA (CCA); ASÍ COMO UNA NUEVA RADIAL CON ORIGEN EN S.E. 6 DE ABRIL (SSA) HACIA PUERTO PENASCO (PPN).

ESTO DARÁ COMO RESULTADO, UNA MEJORA EN LA REGULARIZACIÓN DE VOLTAJE Y DE FRECUENCIA EN LA REGIÓN, CON LO CUAL SE VERÁN FAVORECIDAS LAS INDUSTRIAS MINERAS (CNN) PESQUERA (PPN); LAS MAQUILADORAS (NGS); EL SECTOR AGRÍCOLA Y GANADERO DEL VALLE DE CABORCA ASÍ COMO LAS RECIENTE INSTALADAS PLANTAS DE PROCESAMIENTO DE UVA Y PRINCIPALMENTE EL USUARIO DOMÉSTICO.

EL RAMAL QUE PRESENTA MÁS PROBLEMAS ES EL CORRESPONDIENTE A LAS SUBESTACIONES DE OCUCA (OCU), LLANO BLANCO (LLB), CABORCA (CCA), BIZANI (BZI), ANTIMONIO (ANT) Y DESEO (DSO), POR ESTAR EN LA COLA DEL SISTEMA, DADO QUE NO CONTABA CON APOYO DE GENERACIÓN Y SERÁ POR LO TANTO EL QUE MÁS BENEFICIO OBTENDRÁ.

SE ANEXAN DATOS DE LOS PARÁMETROS Y DISPOSICIÓN DE LAS LÍNEAS INVOLUCRADAS ASÍ COMO LOS DATOS DEL EQUIPO DE TRANSFORMACIÓN DE LAS SUB-ESTACIONES CORRESPONDIENTES A LA ZONA.

AL REFERIRNOS AL EQUIPO PRIMARIO DE SUB-ESTACION TAL COMO INTERRUPTORES, CUCHILLAS, ETC. SE USARA EL SISTEMA DE NOMENCLATURA ALFANUMERICA SEGUIDO POR EL AREA DEPARTAMENTO DE CONTROL DE ENERGIA DE LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD. ESTE CONSISTE EN NOMBRAR EL EQUIPO CON UN NUMERO DE CINCO DIGITOS EN DONDE EL PRIMERO NOS INDICA EL VOLTAGE DE OPERACION DEL EQUIPO EN CUESTION, EL SEGUNDO NOS DA EL TIPO DE EQUIPO QUE CORRESPONDA, EL TERCERO Y CUARTO NOS DICE EL NUMERO CONSECUTIVO DEL EQUIPO Y EL QUINTO NOS DICE EL TIPO DEL EQUIPO AL QUE NOS ESTAMOS REFIRIENDO

SE DA A CONTINUACION UNA LISTA PARA EL PRIMERO, SEGUNDO Y QUINTO DIGITOS, ASI MISMO UNOS EJEMPLOS ILUSTRATIVOS

1ER. DIGITO

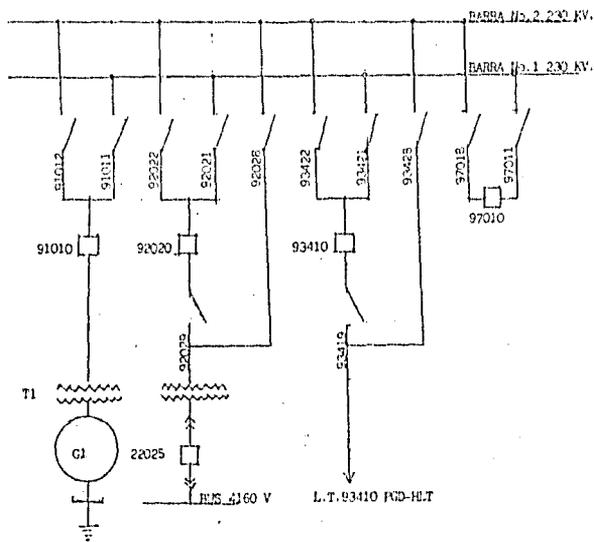
- 1 - 0 A 2.4 KV
- 2 - 2.5 A 4.16 KV.
- 3 - 4.2 A 6.9 KV.
- 4 - 7.0 A 16.5 KV.
- 5 - 16.6 A 44.0 KV.
- 6 - 44.1 A 69.0 KV
- 7 - 69.1 A 115.0 KV
- 8 - 115.1 A 161.0 KV
- 9 - 161.1 A 230.0 KV
- A - 230.1 A 400.0 KV

2DO. DIGITO

- 1- GRUPO GENERADOR-TRANSFORMADOR.
(UNIDADES GENERADORAS)
- 2- TRANSFORMADORES O AUTOTRANSFORMADORES.
- 3- LINEAS O ALIMENTADORES.
- 4- REACTORES.
- 5- CAPACITORES (SERIE O PARALELO).
- 6- EQUIPO ESPECIAL.
- 7- ESQUEMA DE INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA O COMODIN.
- 8- ESQUEMA DE INTERRUPTOR Y MEDIO.
- 9- ESQUEMA DE INTERRUPTOR DE AMARRE DE BARRAS.
- 0- ESQUEMA DE DOBLE INTERRUPTOR LADO BARRA NUMERO 2.

STO. DIGHO

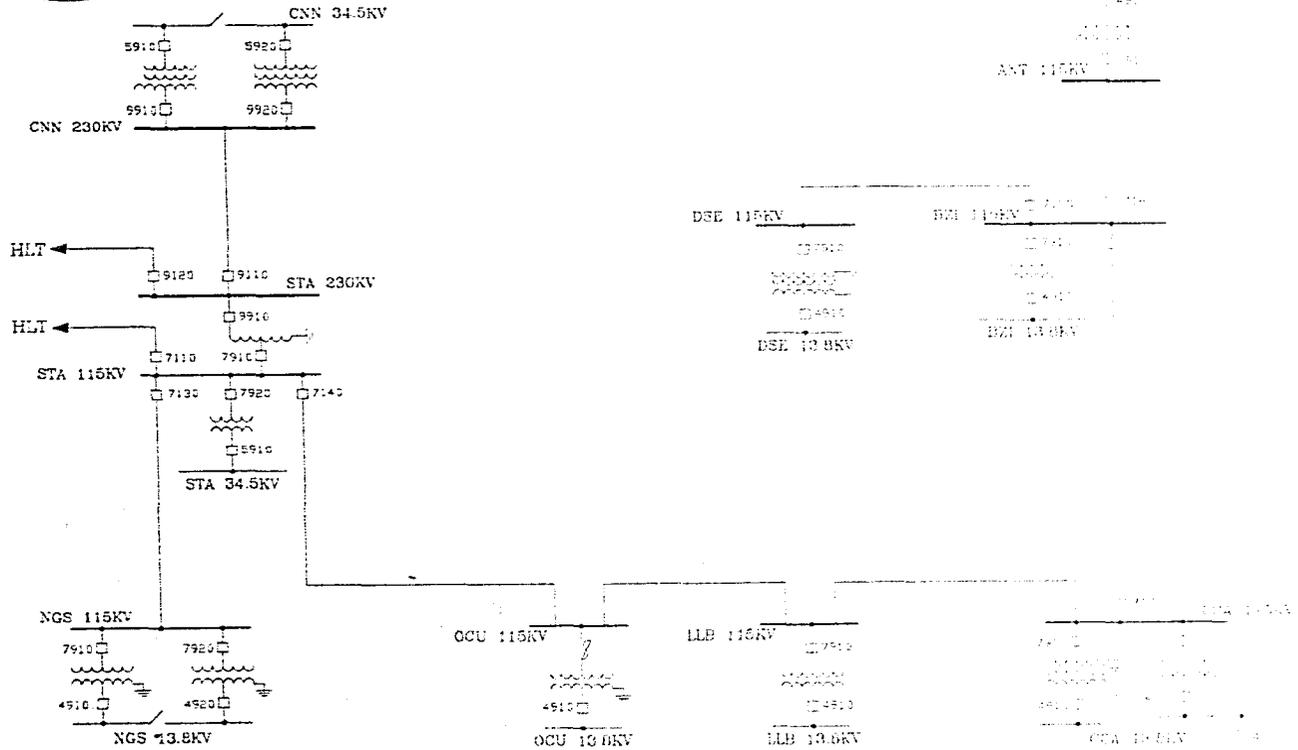
- 0 - INT. EN ACEITE
- 1 - CUCHILLA A BUS 1
- 2 - CUCHILLA A BUS 2
- 3 - CUCHILLAS ADICIONALES
- 4 - CUCHILLA FUSIBLE
- 5 - INT. EN AIRE
- 6 - CUCHILLAS DE ENLACE ENTRE ALIMENTADORES Y BUSES
- 7 - CUCHILLAS DE PUESTA EN TIERRA
- 8 - CUCHILLAS DE TRANSFERENCIA.
- 9 - CUCHILLAS LADO EQUIPO (LINEA, TRANSFORMADOR, GENERADOR.)





AREA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION NOROESTE
DEPARTAMENTO DE PROTECCIONES
SUBAREA NORTE

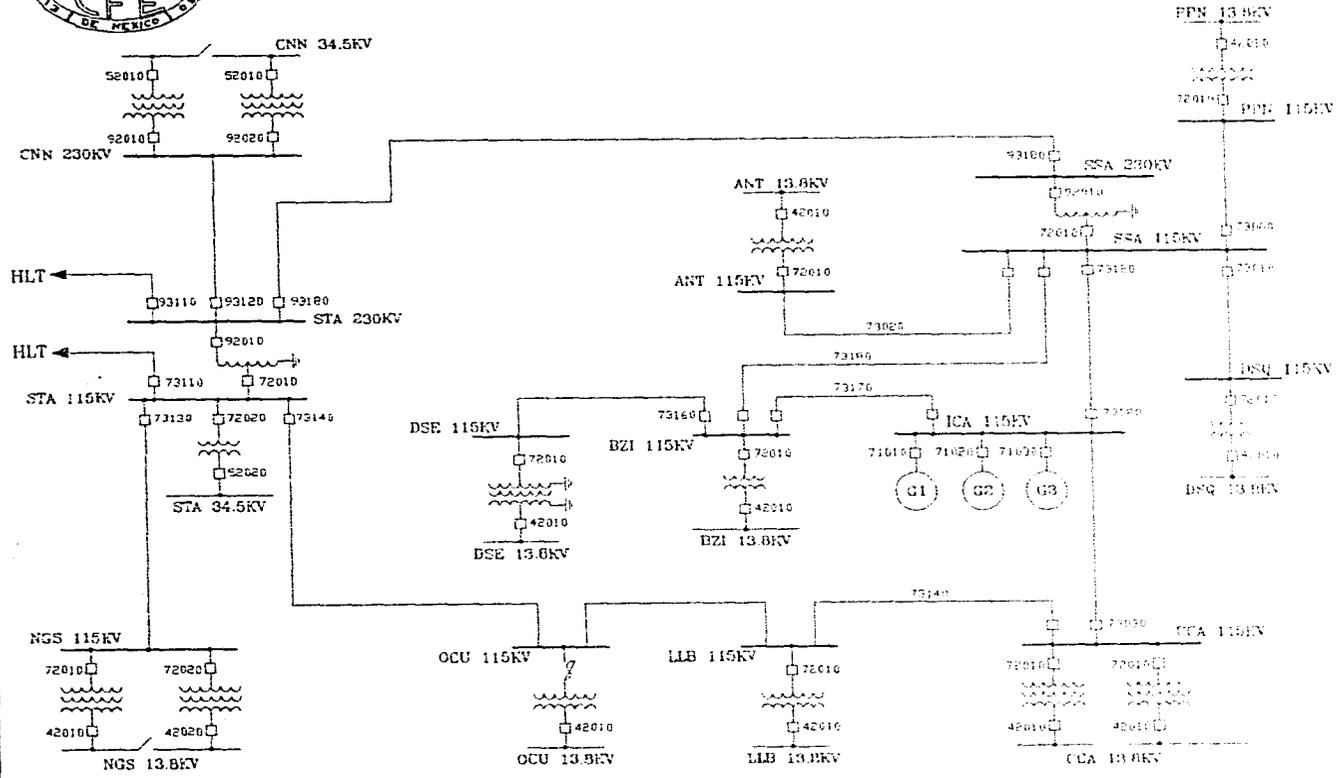
ANT 115KV



HOJA NUM. 5



AREA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION NOROESTE
DEPARTAMENTO DE PROTECCIONES
SUBAREA NORTE



Hoja Num. 6



AREA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION NOROESTE

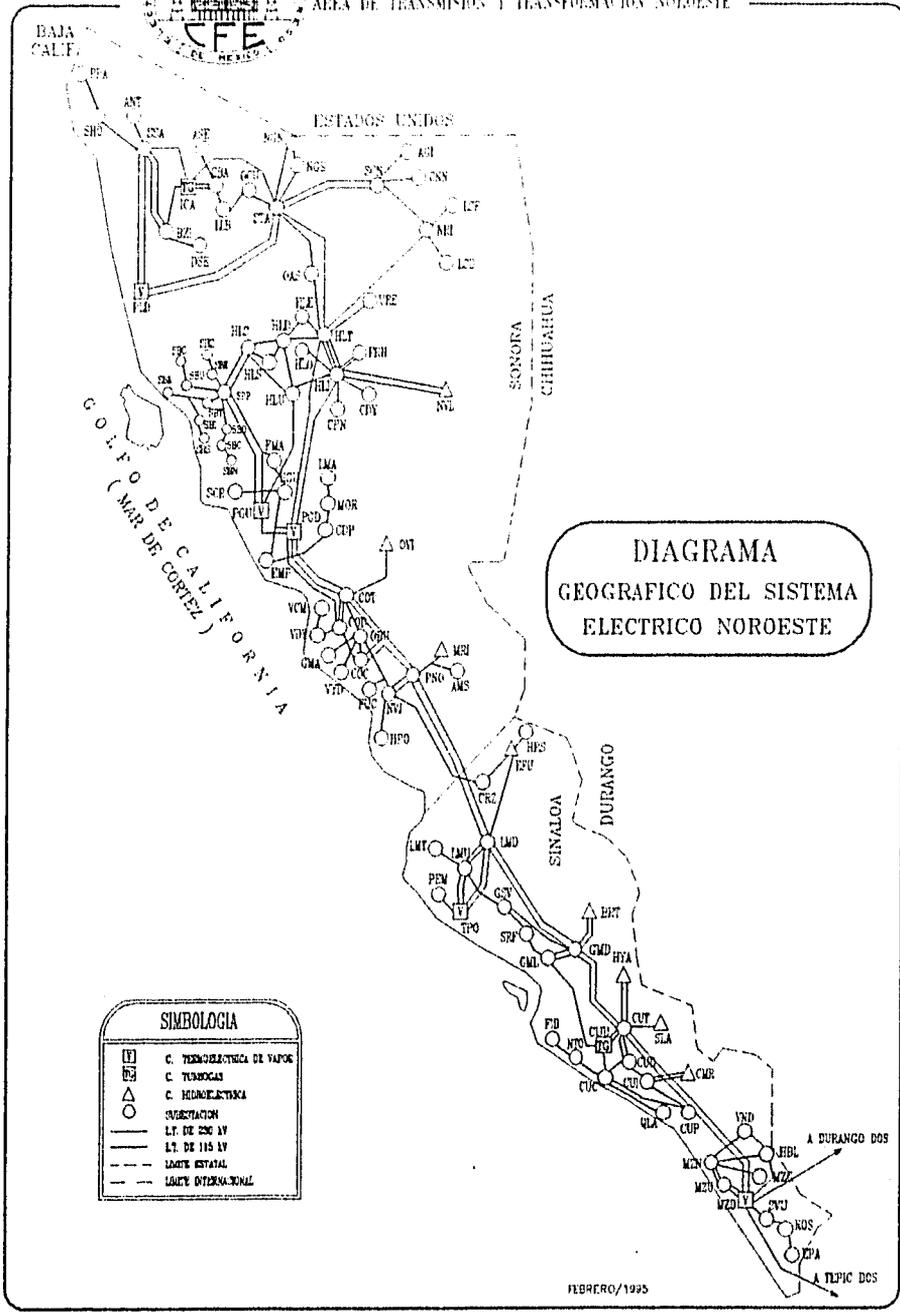


DIAGRAMA GEOGRAFICO DEL SISTEMA ELECTRICO NOROESTE

SIMBOLOGIA	
☐	C. TERMOELECTRICA DE VAPOR
⊞	C. TERMICAS
△	C. HIDROELECTRICA
○	SUBESTACION
—	L.T. DE 230 KV
---	L.T. DE 115 KV
- - -	LMITE ESTADAL
- - -	LMITE INTERNACIONAL

FEBRERO/1995

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

AREA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION NOROESTE

DEPARTAMENTO REGIONAL DE PROTECCIONES

DATOS DE BUSES

INFORMACION Y NOMENCLATURA

APROBO : J. L. V.		AREA : 4 NOROESTE		REV. AL : 06 / 95			
REV. : T.G.AL./P.A.V.I.		ZONA : I NORTE		REALIZO : A.G.B.			
# BUS	NOM. BUS	SIGNIFICADO	VOLTAJE	# BUS	NOM. BUS	SIGNIFICADO	VOLTAJE
100	SSA-230	S.E. SEIS DE ABRIL	230.0 kv	123	STA-FIC1	ATR-1 FICTICIO	1.0 pu
101	SSA-115	S.E. SEIS DE ABRIL	115.0 kv	124	STA-TER1	ATR-1 TERCARIO	13.8 kv
102	SSA-FIC1	ATR-1 FICTICIO	1.0 pu	125	STA-FIC2	ATR-2 FICTICIO	1.0 pu
103	SSA-TER1	ATR-1 TERCARIO	13.8 kv	126	STA-TER2	ATR-2 TERCARIO	13.8 kv
104	SSA-FIC2	ATR-2 FICTICIO	1.0 pu	127	STAC-COM	TR-SVC SECUNDARIO	12.3 kv
105	SSA-TER2	ATR-2 TERCARIO	13.8 kv	128	STAC-FIC	TR-SVC FICTICIO	1.0 pu
106	ANT-115	S.E. ANTIMONIO	115.0 kv	129	STAC-TER	TR-SVC TERCARIO	6.6 kv
107	SHO-115	S.E. SAHUARO	115.0 kv	130	OCU-115	S.E. OCUCA	115.0 kv
108	PPA-115	S.E. PTO. PEÑASCO	115.0 kv	131	LLB-115	S.E. LLANO BLANCO	115.0 kv
109	SNY-115	S.E. SONOITA	115.0 kv	132	HGN-115	S.E. NOGALES NORTE	115.0 kv
110	ICA-230	S.E. IND. CABORCA	230.0 kv	133	NGS-115	S.E. NOGALES	115.0 kv
111	ICA-115	S.E. IND. CABORCA	115.0 kv	134	NGT-115	S.E. NOGALES TRES	115.0 kv
112	ICA-FIC1	ATR-1 FICTICIO	1.0 pu	135	MNA-115	S.E. MAGDALENA	115.0 kv
113	ICA-TER1	ATR-1 TERCARIO	13.8 kv	136	TAP-OCU	TAP S.E. OCUCA	115.0 kv
114	TG-JCA1	GAS U1 IND. CABORCA	13.8 kv	137	SCN-230	S.E. CANANEA	230.0 kv
115	TG-JCA2	GAS U2 IND. CABORCA	13.8 kv	138	SCN-115	S.E. CANANEA	115.0 kv
116	TG-JCA3	GAS U3 IND. CABORCA	13.8 kv	139	SCN-FIC1	ATR-1 FICTICIO	1.0 pu
117	BZI-115	S.E. BIZANI	115.0 kv	140	SCN-TER1	ATR-1 TERCARIO	13.8 kv
118	DSE-115	S.E. DESEO	115.0 kv	141	SCNC-COM	TR-SVC SECUNDARIO	8.7 kv
119	CBA-115	S.E. CABORCA	115.0 kv	142	SCNC-FIC	TR-SVC FICTICIO	1.0 pu
120	ASE-115	S.E. ARROYD SECO	115.0 kv	143	SCNC-TER	TR-SVC TERCARIO	0.561 kv
121	STA-230	S.E. SANTA ANA	230.0 kv	144	CHN-230	S.E. CANANEA (PART)	230.0 kv
122	STA-115	S.E. SANTA ANA	115.0 kv	145	AGI-115	S.E. AGUA PRIETA	115.0 kv

** NOTA: LA NUMERACION OFICIAL DEBERA SER PRECEDIDA POR EL NUMERO 4

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
AREA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION NOROESTE
DEPARTAMENTO REGIONAL DE PROTECCIONES
AREA DE SIMULACION Y ESTUDIOS

**** BASE DE DATOS PARA LINEAS DE TRANSMISION ****

ZONA: 1 NORTE

FECHA: JUNIO DE 1995

LINEID	CFE ID	FROM	TO	CKT	KV	PHASE	CONDUCTOR	GUARD CONDUCTOR	LONGITUD	TOWER	CTR-FROM	CTR-TO	PTR-FROM	PTR-TO
L101	93010	ICA	SSA	1C	230	1	X 900MCM ACSR	2 X 3/8 STEEL	48.70 KM	9H0B 128	600/5	600/5	DP-230/0.115	DP-230/0.115
L102	93050	PLD	STA	93070	230	1	X 900MCM ACSR	2 X 3/8 STEEL	171.60 KM	9V0A 487	600/5	600/5	DP-230/0.115	DP-230/0.115
L103	93070	PLD	STA	93050	230	1	X 900MCM ACSR	2 X 3/8 STEEL	171.60 KM	9V0A 487	600/5	600/5	DP-230/0.115	DP-230/0.115
L104	93080	PLD	SSA	93090	230	1	X 900MCM ACSR	2 X 3/8 STEEL	100.00 KM	9V0A 313	600/5	600/5	DP-230/0.115	DP-230/0.115
L105	93090	PLD	SSA	93080	230	1	X 900MCM ACSR	2 X 3/8 STEEL	100.00 KM	9V0A 313	600/5	600/5	DP-230/0.115	DP-230/0.115
L106	93110	HLT	STA	1C	230	1	X 900MCM ACSR	2 X 3/8 STEEL	156.00 KM	9H0B 390	600/5	600/5	DP-230/0.115	DP-230/0.115
L107	93120	SCN	STA	1C	230	1	X 900MCM ACSR	2 X 3/8 STEEL	107.90 KM	9H0B 293	400/5	600/5	DP-230/0.115	DP-320/0.115
L108	93140	SCN	STA	1C	230	1	X 900MCM ACSR	2 X 3/8 STEEL	107.80 KM	9H0H 304	400/5	400/5	DP-230/0.115	DP-230/0.115
L109	93160	SCN	CNN	1C	230	1	X 929MCM ACSR	2 X 3/8 STEEL	4.80 KM	9H0B 16	400/5	400/5	DP-230/0.115	DP-230/0.115
L110	93180	ICA	STA	1C	230	1	X 900MCM ACSR	2 X 3/8 STEEL	109.20 KM	9H0B 304	600/5	600/5	DP-230/0.115	DP-230/0.115
L111	93230	NRI	SCN	1C	230	1	X 900MCM ACSR	2 X 3/8 STEEL	102.60 KM	9H0B 277	400/5	400/5	DP-230/0.115	DP-230/0.115
		SSA	PPA	1C	115	1	X 477MCM ACSR	1 X 5/16 STEEL	116.70 KM	7T0C 296	400/5	200/5	TP-115/0.115	TP-115/0.115
L151	73010	SSA	SHO	1C	115	1	X 477MCM ACSR	1 X 5/16 STEEL	40.00 KM	7T0C 101	400/5		TP-115/0.115	
L152	73060	SHO	PPA	1C	115	1	X 477MCM ACSR	1 X 5/16 STEEL	76.70 KM	7T0C 195	200/5		TP-115/0.115	
L153	73070	PPA	SNY	1C	115	1	X 477MCM ACSR	2 X 5/16 STEEL	100.00 KM	7H0A 285	200/5		TP-115/0.115	
L154	73020	SSA	ANT	1C	115	1	X 477MCM ACSR	2 X 5/16 STEEL	22.00 KM	7H0B 94	400/5		TP-115/0.115	
L155	73030	CBA	ICA	73100	115	1	X 795MCM ACSR	2 X 3/8 STEEL	7.00 KM	7V0B 22	600/5	300/5	TP-115/0.115	TP-115/0.115
L156	73100	CBA	ICA	73030	115	1	X 795MCM ACSR	2 X 3/8 STEEL	7.00 KM	7V0B 22	400/5	600/5	TP-115/0.115	TP-115/0.115
L157	73040	STA	NGN	1C	115	1	X 900MCM ACSR	2 X 5/16 STEEL	106.00 KM	7T0D 303	300/5	300/5	TP-115/0.115	TP-115/0.115
L158	73120	NGN	NGS	1C	115	1	X 795MCM ACSR	2 X 5/16 STEEL	4.86 KM	7V0A 27	300/5	400/5	TP-115/0.115	TP-115/0.115
L159	73130	STA	NGS	1C	115	1	X 477MCM ACSR	2 X 5/16 STEEL	103.40 KM	7H0B 451	300/5	400/5	TP-115/0.115	TP-115/0.115
L160	73050	SCN	AGI	1C	115	1	X 477MCM ACSR	2 X 5/16 STEEL	81.10 KM	7H0A 231	400/5		TP-115/0.115	

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
AREA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION NOROESTE
DEPARTAMENTO REGIONAL DE PROTECCIONES
AREA DE SIMULACION Y ESTUDIOS

**** BASE DE DATOS PARA LINEAS DE TRANSMISION ****

ZONA: 1 NORTE

FECHA: JUNIO DE 1995

LINE ID	CFE ID	FROM	TO	CKT	KV	PHASE CONDUCTOR	GUARD CONDUCTOR	LONGITUD	TOWER	CTR-FROM	CTR-TO	PTR-FROM	PTR-TO
L161	73080	CBA	ASE	1C	115	1 X 477MCM ACSR	2 X 5/16 STEEL	40.00 KM	7H0A 115	400/5		TP-115/0.115	
		CBA	STA	1C	115	1 X 477MCM ACSR	2 X 5/16 STEEL	116.50 KM	7H0B 510	300/5	300/5	TP-115/0.115	TP-115/0.11
		CBA	STA	1C	115	1 X 477MCM ACSR	2 X 5/16 STEEL	44.70 KM	7H0B 125	300/5		TP-115/0.115	
L162	73140	CBA	LLB1	1C	115	1 X 477MCM ACSR	2 X 5/16 STEEL	22.08 KM	7H0B				
L162	73140	LLB	LLB1	2C	115	1 X 477MCM ACSR	2 X 5/16 STEEL	6.42 KM	7H0E 33	300/5		TP-115/0.115	
		LLB	LLB	1C	115	1 X 477MCM ACSR	2 X 5/16 STEEL	51.40 KM	7H0E 06				
L163	73140	LLB	LLB1	2C	115	1 X 477MCM ACSR	2 X 5/16 STEEL	6.42 KM	7H0E 33	300/5		TP-115/0.115	
L163	73140	OCU	LLB1	1C	115	1 X 477MCM ACSR	2 X 5/16 STEEL	50.98 KM	7H0B 251				
L164	73140	OCU	STA	1C	115	1 X 477MCM ACSR	2 X 5/16 STEEL	30.60 KM	7H0B 134		300/5		TP-115/0.11
L165	73160	BZI	OSE	1C	115	1 X 397MCM ACSR	2 X 5/16 STEEL	20.00 KM	7H0A 85	400/5		TP-115/0.115	
L166	73170	ICA	BZI	1C	115	1 X 477MCM ACSR	2 X 5/16 STEEL	26.00 KM	7H0B 117	300/5	400/5	TP-115/0.115	TP-115/0.11
L167	73180	SSA	BZI	1C	115	1 X 477MCM ACSR	2 X 5/16 STEEL	38.00 KM	7H0B 188	400/5	400/5	TP-115/0.115	TP-115/0.11
L168	73190	STA	OAS	1C	115	1 X 336MCM ACSR	2 X 5/16 STEEL	101.60 KM	7H0C 412	600/5	400/5	TP-115/0.115	TP-115/0.11
L169	73200	SSA	BZI	1C	115	1 X 795MCM ACSR	2 X 3/8 STEEL	38.00 KM	7H0D 109	400/5	400/5	TP-115/0.115	TP-115/0.11

CAPITULO III.-

1.- INTRODUCCION: DEFINICION Y FILOSOFIA

2.- CLASIFICACION: USO, MAGNITUD DE ARRANQUE, PRINCIPIO DE OPERACION.

3.- EQUIPO AUXILIAR: T.P'S, T.C'S, INTERRUPTORES.

EN ESTA PARTE DE TRABAJO SE DESCRIBIRÁN LAS CAUSAS PRINCIPALES DEL POR QUÉ SE HACE NECESARIO USAR ESQUEMAS DE PROTECCIÓN EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.

AUNQUE SOBRE ESTO SE HIZO MENCIÓN EN UN CAPITULO ANTERIOR, AQUÍ SE DETALLARÁ DE UNA MANERA MÁS EXPLICITA, LA FILOSOFIA DE LA PROTECCIÓN POR MEDIO DE RELEVADORES, SU DEFINICIÓN Y COMPONENTES DE LOS ESQUEMAS ASÍ COMO SU CLASIFICACIÓN ATENDIENDO A DIVERSOS ASPECTOS INHERENTES A LA MISMA.

LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LA ACTUALIDAD SE HACEN NECESARIOS DE UNA MANERA NOTABLE. MANTENIÉNDOSE EN SERVICIO DURANTE TODO EL DÍA Y LA NOCHE SUMINISTRANDO ENERGÍA SIN INTERRUPCIÓN. GENERALMENTE SE CONSIDERA UN SISTEMA DE ÉSTE TIPO EN FUNCIÓN DE SUS PARTES MÁS IMPORTANTES. LAS GRANDES ESTACIONES GENERADORAS, LOS TRANSFORMADORES, LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ETC., SIENDO ALGUNOS DE LOS ELEMENTOS BÁSICOS. EXISTIENDO ADEMÁS OTROS COMPONENTES QUE SIN SER DE LA MISMA MANERA IMPRESIONANTES, SON NECESARIOS DE UNA MANERA IGUAL.

ES AQUÍ DONDE PODEMOS SITUAR A LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN, LOS CUALES JUEGAN UNA PARTE IMPORTANTE ASEGURANDO LA CONTINUIDAD EN EL SERVICIO, MANTENIÉNDOSE SIEMPRE ALERTA Y REACCIONANDO DE UNA MANERA INSTANTÁNEA Y EN OTRAS OCASIONES DIFERIDAS PARA PROTEGER AL SISTEMA DE DAÑOS Y/O MINIMIZAR LAS INTERRUPCIONES AL SERVICIO.

PARA ASEGURAR EL MÁXIMO RENDIMIENTO DE LA GRAN INVERSIÓN QUE REPRESENTA EL EQUIPO NECESARIO PARA CONSTRUIR Y MANTENER UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA Y PARA TENER SATISFECHO AL USUARIO CON UN SERVICIO CONFIABLE, TODO EL SISTEMA DEBERÁ MANTENERSE EN OPERACIÓN CONTÍNUA.

EXISTEN VARIOS ASPECTOS DE FUNCIONAMIENTO EN UN SISTEMA DE POTENCIA, TALES COMO:

- 1.- FUNCIONAMIENTO NORMAL
- 2.- PREVISIÓN DE UNA FALLA
- 3.- REDUCCIÓN DE LOS EFECTOS DE LA MISMA.

POR FUNCIONAMIENTO NORMAL DEBEMOS ENTENDER QUE NO EXISTEN FALLAS EN EL EQUIPO, ERRORES DEL PERSONAL, NI HECHOS FORTUITOS QUE PUEDAN ALTERAR DE ALGUNA MANERA AL SISTEMA.

ES DECIR, AQUI SE INCLUYEN LOS REQUISITOS MINIMOS PARA LA ALIMENTACION DE LA CARGA EXISTENTE Y UNA DETERMINADA CANTIDAD FUTURA ANTICIPADA.

LAS MEDIDAS QUE SE TOMAN EN CONSIDERACION PARA UN FUNCIONAMIENTO NORMAL DEL SISTEMA IMPLICAN UN MAYOR COSTO DEL EQUIPO Y SU FUNCIONAMIENTO. DE AQUI QUE UN DISEÑO DE ESTE TIPO NO REUNA LAS CONDICIONES ECONÓMICAS NECESARIAS A LA INVERSION. YA QUE EN LA PRACTICA ES UN POCO MÁS O MENOS QUE IMPOSIBLE DE LOGRAR UN SISTEMA A PRUEBA DE FALLAS. POR LO TANTO SE DEBERAN TOMAR CONSIDERACIONES ADICIONALES QUE SATISFAGAN Y HAGAN RENTABLE LA OPERACION DEL SISTEMA.

LAS PRÁCTICAS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL EQUIPO FORMAN PARTE FUNDAMENTAL EN ESTE ASPECTO YA QUE UNA MALA OPERACIÓN Y DESCUIDO DEL MISMO PROVOCARÁN DAÑOS Y SALIDAS INTOLERABLES DE LO QUE EN DETERMINADO CASO PUDIERA SER UN COMPONENTE BASICO DEL SISTEMA.

DE AQUI QUE EN UN DISEÑO ADECUADO Y REALISTA DE LOS SISTEMAS SE INCLUYAN MEDIDAS PARA AISLAR Y REDUCIR LOS EFECTOS DE LA FALLA CUANDO ÉSTA SE PRESENTE.

PRESENTAMOS AHORA ALGUNAS DE LAS CAUSAS MÁS COMUNES QUE PROVOCAN LAS FALLAS O CORTO CIRCUITO ASÍ COMO TAMBIÉN ALGUNAS DE LAS MUCHAS FORMAS QUE SE USAN EN EL DISEÑO PARA PREVEERLAS Y/O CORREGIRLAS. COMO CAUSAS PODEMOS CITAR LAS SIGUIENTES:

1.- PERFORACIONES EN LOS AISLANTES DE MÁQUINAS Y CABLES PRODUCIDAS POR ENVEJECIMIENTO, CORROSIÓN O CALENTAMIENTO.

2.- DESCARGAS ATMOSFÉRICAS Y SOBRE TENSIONES INTERIORES.

3.- INFLUENCIA DE ANIMALES POR EJEMPLO: ROEDORES QUE CORROEN CABLES, GATOS QUE PRODUCEN CORTOS CIRCUITOS ENTRE BARRAS, PÁJAROS QUE PROVOCAN CORTOS EN LÍNEAS AÉREAS, ETC.

4.- DESTRUCCIONES MECÁNICAS PRODUCIDAS POR AGARROTAMIENTO DE MÁQUINAS, POR CAÍDA DE ÁRBOLES EN LÍNEAS AÉREAS, ETC.

5.- FACTORES HUMANOS TALES COMO APERTURA DE UN SECCIONADOR (CUCHILLA) BAJO CARGA, FALSAS MANIOBRAS EN LAS MÁQUINAS ETC.

6.- EXCESO DE CARGA CONECTADA EN LAS LÍNEAS Y QUE HAGAN TRABAJAR A GENERADORES Y TRANFORMADORES EN CONDICIONES CRÍTICAS.

MEIONAREMOS AHORA ALGUNAS DE LAS MEDIDAS USADAS PARA PREVEER Y REDUCIR LAS FALLAS Y SUS DEFECTOS

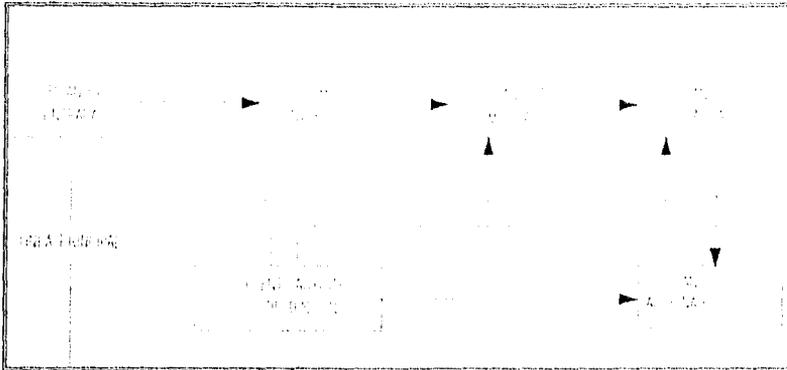
- 1 - PROVISION DE AISLAMIENTO ADECUADO
- 2 - COORDINACIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO CON LOS NIVELES DE VOLTAJE DE LOS APARTARRAYOS.
- 3 - USO DE HILOS DE GUARDA Y BAJA RESISTENCIA DE TIERRA EN LAS TORRES.
- 4.- RESISTENCIA MECÁNICA DE DISEÑO PARA REDUCIR LA EXPOSICIÓN Y DISMINUIR LA PROBABILIDAD DE LA FALLA PRODUCIDA POR ANIMALES, POLVO, GRANIZO, ETC.
- 5- LIMITACIÓN DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO
- 6.- EQUIPO DE DESCONEXIÓN RAPIDA DEL ELEMENTO DEFECTUOSO
- 7.- CAPACIDAD DE RESERVA GENERADORES Y TRANSFORMADORES.
- 8.- EQUIPOS QUE MANTENGAN LA TENSIÓN Y LA ESTABILIDAD AL PRESENTARSE LAS FALLAS.
- 9.- OSCILÓGRAFOS AUTOMÁTICOS CON OBSERVACIÓN HUMANA Y EFICIENTE Y REGISTROS DE DATOS.
- 10.- FUNCIONAMIENTO Y PRÁCTICAS DE MANTENIMIENTO APROPIADOS.

DE ACUERDO A LO ANTERIOR Y TOMANDO EN CUENTA QUE LA CONFIGURACIÓN DE LAS LÍNEAS Y LAS EXCESIVAS ELEVACIONES EN LAS TENSIONES Y LAS POTENCIAS DE CORTO CIRCUITO, QUE EXIGEN CADA VEZ TIEMPOS MAS CORTOS DE DESCONEXIÓN PARA LOS DISPOSITIVOS, DEFINIREMOS LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN Y SE DESCRIBIRÁN LAS CARACTERÍSTICAS INHERENTES QUE DEBAN DE POSEER PARA LOGRAR SU OBJETIVO DE DISEÑO.

SE PODRÍA DEFINIR ENTONCES A UN RELÉ DE PROTECCIÓN COMO UN DISPOSITIVO QUE SE USA PARA DETECTAR FALLAS U OTRAS CONDICIONES ANORMALES EN UN EQUIPO TAL COMO LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y OTROS APARATOS. PARA AISLARLO DE UNA MANERA SELECTIVA Y LO MÁS RAPIDAMENTE POSIBLE.

SE HARÁ AHORA UN ANÁLISIS DE LO QUE ES UN ESQUEMA DE PROTECCIÓN YA QUE ÉSTOS CONSTAN ADEMÁS DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN, DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y POTENCIAL, INTERRUPTORES O CORTACIRCUITOS. LA OPERACIÓN AISLADA DE ÉSTOS EQUIPOS NO SOLUCIONARÍA EL PROBLEMA AL TRATAR DE AISLAR LAS FALLAS EN UN SISTEMA.

PARA UNA MEJOR EXPLICACION Y COMPRESION DE LO ANTERIOR VEAMOS LA SIGUIENTE FIGURA:



DONDE TENEMOS LO SIGUIENTE:

EL ÓRGANO DE ENTRADA - ES AQUEL QUE DETECTA LAS SEÑALES PROVINIENTES DE UNA PERTURBACIÓN Y LAS CONVIERTE EN SEÑALES APTAS PARA SER RECOGIDAS POR EL RELÉ DE PROTECCIÓN. ES DECIR DE DÉBIL POTENCIA Y BAJA TENSIÓN.

ESTOS SON LOS TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO (DE CORRIENTE Y POTENCIAL) Y QUE A SU VEZ SIRVEN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO DENTRO LAS PARTES DE ALTA Y BAJA TENSIÓN DE LAS INSTALACIONES.

TENEMOS DESPUÉS LA UNIDAD DE CONVERSIÓN. ÉSTA TOMA LAS SEÑALES DEL ÓRGANO DE ENTRADA Y LAS CONVIERTE DE TAL FORMA QUE PUEDEN MEDIRSE POR EL SIGUIENTE ELEMENTO.

EN OCASIONES SE PRESCINDE DE ÉSTA UNIDAD Y LAS SEÑALES PASAN DIRECTAMENTE AL ORGANO DE MEDIDA.

ORGANO DE MEDIDA - ÉSTA ES LA PARTE MÁS IMPORTANTE DEL DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN YA QUE ES AQUÍ DONDE SE DECIDE DE ACUERDO LAS SEÑALES RECIBIDAS. CUANDO DEBE O NO FUNCIONAR EL DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN.

ORGANO DE SALIDA - ÉSTE ELEMENTO INTERMEDIARIO ENTRE EL DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN Y LOS ÓRGANOS ACCIONADOS. SON LOS CONTACTOS DE MANDO Y/O LOS ELEMENTOS LÓGICOS CORRESPONDIENTES A LOS DISPOSITIVOS DE AMPLIFICACIÓN EN RELÉS ELECTRÓNICOS.

ORGANO ACCIONADO - ÉSTO ES GENERALMENTE LA BOBINA DE DISPARO DE LOS INTERRUPTORES O CORTACIRCUITOS QUE PRODUCEN LA DESCONEXIÓN DE ÉSTOS, EN CASO DE PERTURBACIÓN.

DECÍAMOS TAMBIÉN QUE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN TIENE LA RESPONSABILIDAD DE AISLAR CUALQUIER FALLA DENTRO DE SU RANGO O ALCANCE DE OPERACIÓN. AUNQUE ESTO SERÍA RELATIVAMENTE SENCILLO SI SE LE COMPARA CON LA RESPONSABILIDAD DE NO AISLAR EL CIRCUITO. AUNQUE LA FALLA ESTÉ DENTRO DE SU RANGO DE OPERACIÓN.

ESTA ÚLTIMA CAUSA MUCHOS DOLORES DE CADEZA EN CUALQUIER DEPARTAMENTO DE PROTECCIÓN

DE ACUERDO A LO ANTERIOR UN RELEVADOR DE PROTECCIÓN IDEAL DEBERÁ COMPORTARSE DE LA SIGUIENTE MANERA.

A).- DEBERÁ AISLAR TODAS LAS FALLAS DENTRO DE SU ZONA DE PROTECCIÓN INDEPENDIEMENTE DE LOS CAMBIOS DE GENERACIÓN.

B).- DEBERÁ AISLARLOS A LA MAYOR RAPIDEZ O SEA. HACER DECISIONES DE DISPARO A UN TÉRMINO DE CENTÉSIMAS DE SEGUNDO.

C).- NO DEBERÁ AISLAR FALLAS FUERA DE SU ZONA DE PROTECCIÓN EXCEPTO EN ASISTENCIA O RESPALDO DE OTRO RELEVADOR QUE HAYA FALLADO.

POR LO TANTO PARA PODER CUMPLIR CON ÉSTOS REQUISITOS QUE HASTA PODRÍAMOS LLAMAR CINCO MANDAMIENTOS, EL RELÉ HABRÁ DE TENER CUALIDADES TALES COMO:

1.- **CONFIABILIDAD.**- O SEA LA HABILIDAD DEL ESQUEMA PARA OPERAR CORRECTAMENTE SIEMPRE QUE SE LE NECESITE Y EVITAR LA OPERACIÓN INECESARIA DE LA MISMA.

2.- **SENSIBILIDAD.**- DEBERÁN DETECTAR TODAS LAS FALLAS AÚN CUANDO LA CORRIENTE DE FALLA LLEGUE A SER MENOR QUE LA EXISTENTE EN CONDICIONES NORMALES.

3.- **RAPIDEZ.**- COMO LOS DAÑOS SON DIRECTAMENTE PROPORCIONALES A LA DURACIÓN DEL ARCO. ÉSTE DEBERÁ EXTINGUIRSE Y/O AISLARSE EN EL MENOR TIEMPO POSIBLE.

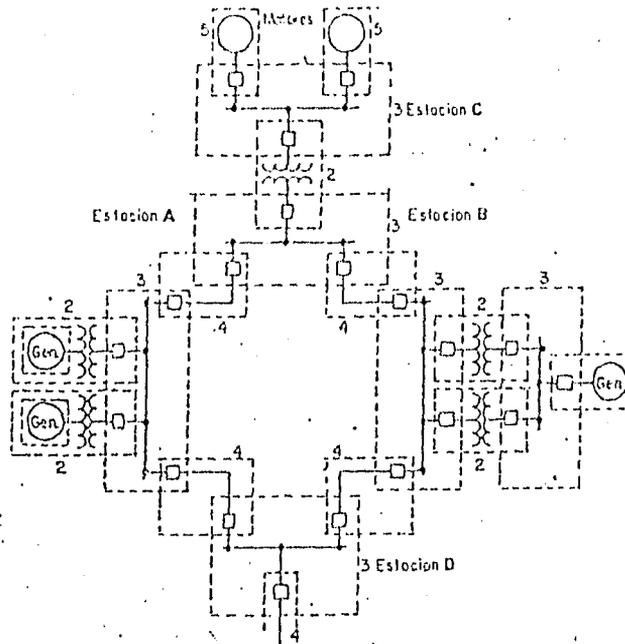
4.- **SELECTIVIDAD.**- AQUÍ TENEMOS QUE CONSIDERAR UN MÁXIMO EN LA CONTINUIDAD DE SERVICIO CON UN MÍNIMO DE DESCONEXIONES EN EL SISTEMA, O SEA. QUE DEBERÁ AISLAR ÚNICAMENTE LA SECCIÓN O EQUIPO FALLADO.

5.- **ECONOMÍA Y SENCILLEZ.**- AQUÍ UNA CARACTERÍSTICA LLEVA A LA OTRA Y VICEVERSA, POR LO TANTO DEBEMOS CONSIDERAR QUE CON EL MÍNIMO DE EQUIPO Y CIRCUITERÍA OBTENGAMOS LA MÁXIMA PROTECCIÓN A UN COSTO MÍNIMO.

TENEMOS ADEMÁS QUE LA FILOSOFÍA GENERAL DE LA APLICACIÓN DE RELES DE PROTECCIÓN, DIVIDE A LOS SISTEMAS EN VARIAS ZONAS DE PROTECCIÓN QUE PROPORCIONAN COBERTURA ADECUADA PARA TENER UN ESQUEMA SELECTIVO.

- 1.- GENERADORES
- 2.- TRANSFORMADORES
- 3.- BARRAS COLECTORAS
- 4.- LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN
- 5.- MOTORES.

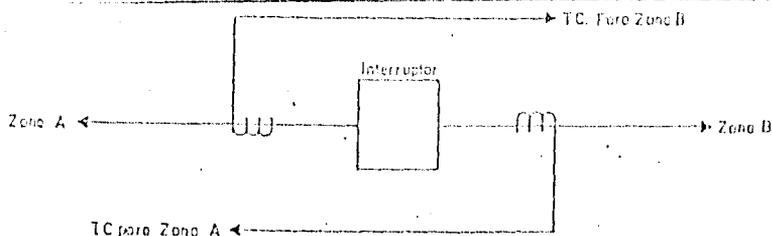
SE ANEXA LA SIGUIENTE FIGURA PARA UNA ILUSTRACIÓN GRÁFICA MÁS COMPRENSIBLE.



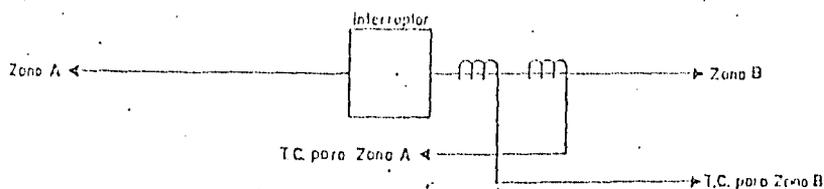
ZONAS DE PROTECCION Y SUS TRASLAPES

COMO PODEMOS OBSERVAR CADA ZONA DE PROTECCIÓN ESTÁ SUPERPUESTA O "TRASLAPADA" PARA EVITAR LA POSIBILIDAD DE AREAS DESPROTEGIDAS

ESTE "TRASLAPAE" SE LOGRA CONECTANDO LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE HACIA LOS RELES COMO SE MUESTRA EN LAS FIGURAS



INTERRUPTOR CON T.C. EN AMBOS LADOS



INTERRUPTOR CON T.C. EN UN SOLO LADO

PARA FINALIZAR ÉSTE CAPÍTULO SE HARÁ UNA CLASIFICACIÓN DE LOS RELEVADORES DE ACUERDO A DIFERENTES CRITERIOS Y SE DARÁN ALGUNAS DE LAS CLASIFICACIONES DE LOS TÉRMINOS MÁS COMUNES USADOS PARA EL FUNCIONAMIENTO DE LOS RELEVADORES.

ATENDIENDO SUS CARACTERÍSTICAS DE CONSTRUCCIÓN ÉSTOS PUEDEN SER:

ELECTROMAGNÉTICO.- EN ESTE TIPO, BASADO EN LA ATRACCIÓN MAGNÉTICA. LA ARMADURA ES ATRAÍDA DENTRO DE UNA BOBINA O HACIA LA CARA POLAR DE UN ELECTROIMÁN.

INDUCCIÓN.- CON LA DIFERENCIA DE QUE CONSTA DE UN DISCO METÁLICO YA SEA DE ALUMINIO O COBRE QUE GIRA ENTRE LAS CARAS POLARES DE UN ELECTROIMÁN. EL CUAL INDUCE CORRIENTE PARÁSITAS EN EL DISCO DE ACUERDO AL FLUJO PRODUCIDO POR EL MISMO Y OTRO PRODUCIDO POR BOBINAS DE SOMBRA MONTADAS SOBRE EL MISMO NÚCLEO.

ELECTRODINÁMICOS.- ESTOS RECURREN PARA SU FUNCIONAMIENTO A DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS TALES COMO VALVULAS, DIODOS, TIRISTORES, TRANSISTORES ETC. ESTOS RELES SE EMPLEAN EN LA TÉCNICA DE LA PROTECCION, HACE RELATIVAMENTE POCO TIEMPO Y YA ESTÁN CUBRIENDO CASI TODAS LAS POSIBILIDADES QUE LOS DISPOSITIVOS ELECTRONICOS PUEDEN PROPORCIONAR A LA PROTECCION DE MAQUINAS Y REDES.

TÉRMICOS.- SE EMPLEAN GENERALMENTE CONTRA SOBRE-CARGAS, CONSTAN DE UNA IMAGEN TERMICA DEL OBJETO QUE HAN DE PROTEGER, ESTO ES DE UN DISPOSITIVO CUYA LEY DE CALENTAMIENTO SEA ANALOGA A LA DEL OBJETO PROTEGIDO.

ELECTRONICOS Y MICROPROCESADOS - SON LOS QUE ESTAN FABRICADOS A BASE DE COMPONENTES ELECTRONICOS Y ADEMAS HACEN USO DE MICROPROCESADORES PARA OFRECER UNA GAMA MAS APLIA DE FUNCIONES.

POR LA MAGNITUD ELÉCTRICA QUE CONTROLAN O MIDEN SE CLASIFICAN DE LA SIGUIENTE MANERA:

- 1.- **INTENSIDAD.-** (AMPERES) PUEDEN SER SOBRE O BAJA CORRIENTE.
- 2.- **TENSIÓN.-** (VOLTIOS) AL IGUAL QUE LAS ANTERIORES PUEDEN SER DE SOBRE O BAJO VOLTAJE.
- 3.- **PRODUCTO.-** (WATTS) SE USAN PARA CONTROLAR POTENCIAS GENERALMENTE EN UNA DETERMINADA DIRECCION.
- 4.- **COCIENTE.-** (OHMS-IMPEDANCIA) EXISTEN ALGUNAS VARIANTES DE ESTAS, DE ACUERDO A SU USO "MIDEN" LA IMPEDANCIA APARENTE DEL OBJETO O DISPOSITIVO PROTEGIDO.
- 5.- **DIFERENCIALES.-** ESTOS COMO SU NOMBRE LO INDICA VEN DIFERENCIAS ENTRE DOS MAGNITUDES QUE COMPARAN; PUEDEN SER DE CORRIENTE O VOLTAJE.

POR SU TIEMPO DE FUNCIONAMIENTO TENEMOS:

- 1.- **INSTANTANEOS.-** SON AQUELLOS QUE NO TIENEN NINGUN RETRASO DE TIEMPO INTENCIONAL.
- 2.- **TEMPORIZADOS.-** ESTOS SON LOS QUE INCLUYEN ALGUN DISPOSITIVO QUE DE UNA FORMA U OTRA RETARDA LA OPERACION DE MANDO DEL RELE.

AQUI PODEMOS SUB-CLASIFICARLOS EN:

- A) **DE TIEMPO DEFINIDO O INDEPENDIENTE.-** ESTOS SON AQUELLOS QUE INDEPENDIENTEMENTE DE LA MAGNITUD DE LA FALLA OPERA EN UN TIEMPO CONSTANTE UNA VEZ ALCANZADO SU VALOR O AJUSTE DE OPERACION (PICK UP).
- B) **DE TIEMPO DEPENDIENTE O INVERSOS.-** SON AQUELLOS EN LOS CUALES EL TIEMPO DE OPERACION ES INVERSAMENTE PROPORCIONAL A LA MAGNITUD DE LA FALLA.

POR ULTIMO AUNQUE NO DE MENOR IMPORTANCIA TENEMOS A LA PROTECCION PRIMARIA Y LA PROTECCION DE RESPALDO.

LA PROTECCION PRIMARIA ES LO QUE PODRIAMOS LLAMAR LA PRIMERA LINEA DE DEFENSA Y PROVEE DE ACUERDO A LAS ZONAS DE PROTECCION LA DESCONEXION DE LOS INTERRUPTORES QUE PROTEGEN LA ZONA FALLADA UNICAMENTE

LA PROTECCION DE RESPALDO ACTUA COMO SOPORTE DE LA ANTERIOR EN CASO DE QUE POR ALGUN MOTIVO ESTA NO OPERE. PERO CON LA DIFERENCIA DE QUE DESCONECTA MAS PARTES DEL EQUIPO FALLADO. CON EL FIN DE EVITAR MAYORES DANOS.

ESTA SE USA NORMALMENTE PARA PROTECCION DEL EQUIPO EN CASO DE CORTO CIRCUITO. NO COMO LA PROTECCION PRIMARIA QUE PUEDE USARSE EN OTRAS VARIAS CIRCUNSTANCIAS.

COMO LOS TERMINOS MAS COMUNES USADOS EN EL LENGUAJE DE LA PROTECCION TENEMOS LO SIGUIENTE.

A) POR SUS CARACTERISTICAS DE CORRIENTE.

CORRIENTE NOMINAL: ES LA CORRIENTE PARA LA CUAL HA SIDO CALIBRADO EL RELE.

CORRIENTE DE FUNCIONAMIENTO: DENOMINADA TAMBIEN CORRIENTE DE DESBLOQUEO. ES EL LIMITE INFERIOR DEL VALOR DE CORRIENTE QUE PROVOCA EL FUNCIONAMIENTO DEL RELE.

CORRIENTE PERMANENTE ADMISIBLE: LLAMADA ALGUNAS VECES CORRIENTE DE CALENTAMIENTO. ES EL VALOR MAXIMO DE LA INTENSIDAD QUE PUEDE SOPORTAR PERMANENTEMENTE LA BOBINA DEL RELE. O LOS CONTACTOS DEL MISMO.

CORRIENTE MAXIMA ADMISIBLE: LLAMADA TAMBIEN VALOR DE SOBREENSIDAD. ES EL VALOR MAXIMO DE LA INTENSIDAD QUE PUEDE SOPORTAR LA BOBINA O LOS CONTACTOS DEL RELE EN UN TIEMPO ESPECIFICADO P.EJ. SI DECIMOS QUE LA CORRIENTE MAXIMA ADMISIBLE ES DE 100 VECES LA CORRIENTE NOMINAL DURANTE DOS SEGUNDOS. INDICAMOS CON ELLO QUE LA BOBINA O CONTACTOS PUEDE SOPORTAR ESTA CORRIENTE DURANTE ESTE TIEMPO.

CORRIENTE DE APERTURA: ES EL VALOR MAXIMO DE LA INTENSIDAD QUE PUEDEN CORTAR LOS CONTACTOS DEL RELE EN EL MOMENTO DE APERTURA DE LOS MISMOS. SE LE LLAMA TAMBIEN CORRIENTE DE CORTE.

CORRIENTE AL CIERRE: VALOR MAXIMO DE LA INTENSIDAD PARA QUE EL RELE VUELVA A SU POSICION DE REPOSO.

POR SUS CARACTERISTICAS DE TENSION (VOLTAJE) Y POTENCIA APLICAN TAMBIEN LAS DEFINICIONES ANTERIORES CAMBIANDO LA PALABRA CORRIENTE POR LA DE TENSION O POTENCIA SEGUN SEA EL CASO.

TENEMOS ALGUNOS OTROS TERMINOS COMO SON :

TIEMPO DE FUNCIONAMIENTO: ES EL INTERVALO DE TIEMPO COMPRENDIDO ENTRE EL INSTANTE DE EXCITACION Y EL ACCIONAMIENTO DE LOS CONTACTOS DEL RELE.

TEMPORIZACION: RETARDO INTRODUCIDO VOLUNTARIAMENTE EN EL TIEMPO DE FUNCIONAMIENTO DEL RELE.

CAPITULO IV

CALCULO DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

EL CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO SE EFECTUARA MEDIANTE LA CORRIDA DE UN PROGRAMA PROPIEDAD DE COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD LLAMADO "FAULT". EL CUAL DESCRIBIREMOS BREVEMENTE PARA COMPRESION DE LOS RESULTADOS QUE PLASMAMOS TANTO EN TABLAS COMO EN DIAGRAMAS UNIFILARES.

EL MENCIONADO PROGRAMA USA UN LENGUAJE FORTRAN Y ESTA BASADO EN EL DESARROLLO Y SOLUCION DE COMPONENTES SIMETRICAS. POR LO QUE ES NECESARIO DARLE COMO DATOS LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO Y POSITIVA DE LAS LINEAS Y TRANSFORMADORES; CONSIDERANDO QUE LAS CANTIDADES DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA SON DE IGUAL MAGNITUD; ASI COMO DE LAS FUENTES Y DE LAS CONEXIONES DE LOS DIFERENTES TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES EN RELACION A SUS DEVANADOS DELTA (Δ) Y ESTRELLA (Y); CONFORMANDO ASI DOS ARCHIVOS DE ENTRADA QUE POR DEFAULT LOS NOMBRA "HAWPOS" Y "HAWCER" REFIRIENDOSE A LAS REDES DE SECUENCIA Y SOLICITA TAMBIEN UN ARCHIVO DE SALIDA QUE TAMBIEN POR DEFAULT SE LLAMA "HAWSAL". LOS MENCIONADOS DATOS ESTARAN EN P.U. Y EN UNA BASE DE 100 MVA Y 230 KV.

UNA VEZ PROPORCIONADOS LOS DATOS, EL PROGRAMA SOLICITARA LOS BUSES DE INTERES. ASI COMO LOS ENLACES DONDE SE REQUIERA CONOCER LAS APORTACIONES DE LA FALLA.

LOS RESULTADOS DARAN PRIMERO LOS DATOS DE FALLA DEL BUS EN CUESTION EN EL SIGUIENTE ORDEN:

$$I_A \quad I_B \quad I_C \quad I_{A1} \quad I_{A2} \quad I_{A0} \quad V_A \quad V_B \quad V_C \quad V_{A1} \quad V_{A2} \quad V_{A0}$$

PROPORCIONANDO AL FINAL DE LA IMPEDANCIA EQ. DE THEVENIN EN EL BUS FALLADO TANTO SECUENCIA POSITIVA COMO DE SEC (0).

EJEMPLO: SEC (+) R=0.53920 E-01 JX= 0.32731 E+00
SEC (0) R=0.14783 E-01 JX= 0.11415 E+00

UNA VEZ DESCRITO ESTO OBTENDREMOS LOS RESULTADOS PARA VER EL COMPORTAMIENTO PRIMERO EN EL NEUTRO DE AUTOTRANSFORMADOR DE LA S.E. SSA. COLOCANDO FALLAS EN LOS SIGUIENTES PUNTOS: BUS PROPIO SSA230, 80% L.T. SSA-STA, BUS STA230, 80% L.T. STA-BZ115, S.E. ICA115, S.E. SHO115, S.E. PPA115, S.E. BZ115 Y S.E. ANT115. ESTOS CALCULOS SE EFECTUARAN TANTO PARA GENERACION MAXIMA COMO PARA GENERACION MINIMA, PARA GARANTIZAR LA COORDINACION Y OPERACION PARA AMBOS LADOS DEL AUTOTRANSFORMADOR.

LO MISMO SE EFECTUARA PARA EL ESTUDIO EN LA S E STA QUEDANDO LOS PUNTOS DE FALLA DE LA SIGUIENTE MANERA: S.E. STA230, 80% L.T. STA-SSA, 80% L.T. STA-HLT, 80% L.T. STA-SCN, S.E. SCN230, S.E. HLT230, S.E. SSA230, S.E. NGS115, 80% L.T. STA-NGS, S.E. OAS115, 80% L.T. STA-OAS, S.E. OCU115, S.E. LLB115, S.E. ICA115.

PARA EL CALCULO DE LA CORRIENTE EN AMPERES QUE CIRCULA POR EL NEUTRO DEL AUTOTRANSFORMADOR SE USARAN LOS SIGUIENTES FORMULAS:

FALLA LADO ALTA

$$I_n = 3 (I_{OH} - I_{OX})$$

FALLA LADO BAJA

$$I_n = 3 (I_{OX} - I_{OH})$$

SE INCLUYE ANEXO SOBRE COMPONENTES SIMETRICAS Y OTRO DOCUMENTO SOBRE LINEAMIENTOS Y CRITERIOS DE AJUSTE.

CALCULO DE CORTO CIRCUITO TRIFASICO

INTRODUCCIÓN

UNA DE LAS TAREAS DEL INGENIERO DE PROTECCIONES ES EL CALCULO DE CORTO CIRCUITO TRIFASICO PARA EL AJUSTE DE PROTECCIONES. ESTE PROGRAMA PERMITE REALIZAR DICHA TAREA EN FORMA SENCILLA

OBJETIVO

EL OBJETIVO PRINCIPAL ES OPTIMIZAR EL TRABAJO DEL INGENIERO DE PROTECCION. REDUCIENDO EL TIEMPO EMPLEADO EN CALCULOS MATEMÁTICOS QUE PUDIESEN DISTRAERLO DEL PROGRAMA PRINCIPAL.

ARCHIVOS SUMINISTRADOS:

HAWK11.EXE	PROGRAMA EJECUTABLE.
HAWK11.FOR	PROGRAMA FUENTE EN FORTRAN.
COMMON.H11	COMMON DEL PROGRAMA FUENTE (REQUERIDO SOLO PARA COMPILACIÓN).
HAWLIN	ARCHIVO MUESTRA DE ENTRADA DE SECUENCIA POSITIVA.
ZTHEVO	IMPEDANCIA EQUIVALENTE DE THEVENIN (PARA USARSE EN EL PROGRAMA HAWK12 DE CORTO CIRCUITO MONOFASICO).
HAWSAL	ARCHIVO MUESTRA DE SALIDA.
COMP.BAT	ARCHIVO DE COMANDOS PARA COMPILAR
READ_ME.H11	ARCHIVO DE INSTRUCCIONES DEL PROGRAMA

ESTRUCTURA FUNCIONAL

EL PROGRAMA DIGITAL HAWK11 CONSTA DE UN PROGRAMA PRINCIPAL Y VARIAS SUBROUTINAS REALIZANDO ASI LAS DIFERENTES FUNCIONES QUE A CONTINUACIÓN SE ENUNCIAN:

- 1) SOLICITUD DE LOS NOMBRES DE ARCHIVO DE ENTRADA Y SALIDA. CON LOS DEFAULTS RESPECTIVOS.
- 2) LECTURA DE LOS PARÁMETROS DE LAS REDES DE SECUENCIA POSITIVA (HAWKLIN).
- 3) FORMACIÓN DE ZBUZ POSITIVA.
- 4) CÁLCULOS DE APORTACIONES.
- 5) IMPRESIÓN DE RESULTADOS

FORMATOS DE ENTRADA

PARA CORRER EL PROGRAMA SE REQUIERE DE LA PREPARACION DE UN ARCHIVO DE DATOS DE SECUENCIA POSITIVA (HAWLIN) Y DE SALIDA (HAWSAL).

AL DAR ESTAS RESPUESTAS, EL PROGRAMA EMPIEZA A TRABAJAR DANDO EL MENSAJE DE TERMINACION AL FINALIZAR EL PROCESO SE RECOMIENDA TENER UN EDITOR DE PANTALLA PARA REVISION DE RESULTADOS ANTES DE IMPRIMIRLOS.

EL ARCHIVO DE ENTRADA TIENE EL SIGUIENTE FORMATO.

1.- DOS LINEAS DE COMENTARIOS COLUMNAS <1-72>

A PESAR DE SER UN FORMATO LIBRE, SE RECOMIENDA QUE EN LA PRIMERA LINEA SE HAGA ALUSION AL SISTEMA QUE ESTA TRABAJANDO (SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL, REGION DE TRANSMISION CENTRAL, ETC.) Y EN LA SEGUNDA LINEA LA CONDICIONES DEL ESTUDIO (GENERACION MAXIMA, GENERACION MINIMA, DEMANDA PROMEDIO, ETC.)

2.- UNA LINEA EN BLANCO.

3.- UNA LINEA CON LOS SIGUIENTES DATOS Y FORMATOS.

< 1 - 5 > 15 IG = INDICE PARA IGNORAR O TOMAR LA ADMITANCIA EN LAS LINEAS.
"0" PARA IGNORARLAS.
"1" PARA TOMARLAS EN CUENTA.

< 6 - 10 > 15 NEQB = NO USADA.

< 11 - 15 > 15 INIF = INDICE PARA IMPRIMIR LAS CORRIENTES DE RAMA.
"0" PARA TODAS LAS RAMAS.
"1" SOLO LAS RAMAS ADYACENTES.

< 16 - 20 > 15 NFILE = SI ES IGUAL A "1", SE ESCRIBE ZTHEVO, EN CASO DE SER IGUAL A "0", EL ARCHIVO SE ABRE, PERO NO ES ESCRITO. TIENE NA FINALIDAD DE ENCADENARSE AL HAWK12.

< 26 - 30 > 15 INDSEC = INDICE DE SECUENCIA DEL ARCHIVO: CORROBORA QUE EL ARCHIVO INDICADO EN EL DIALOGO INTERACTIVO CORRESPONDA AL TIPO DE CORRIDA. PARA ESTE CASO SIEMPRE SER "1".

4.- DATOS DE LINEAS (SECUENCIA POSITIVA) EN EL SIGUIENTE FORMATO

< 1-8>	A8	LOP = NODO DE ENVIO
< 9-10>	2X	
< 11-18>	A8	LOQ = NODO DE RECEPCION
< 19-20>	2X	
<21-30>	F10.5	R = RESISTENCIA DE LA LINEA.
<31-40>	F10.5	X = REACTANCIA DE LA LINEA.
<41-50>	F10.5	B2 = IMPEDANCIA DE LA LINEA ENTRE 2 (B/2).
<51-54>	5X	
<55-60>	15	NCRIR = NUMERO DE CIRCUITOS EN ESTA LINEA.

5.- LINEA EN BLANCO PARA TERMINAR LAS LINEAS.

6.- DATOS DE SHUNTS (SECUENCIA POSITIVA O CERO SEGÚN CORRESPONDA) CON EL SIGUIENTE FORMATO:

<1-8>	A8	LOP = FIJO A "FUENTE".
<9-10>	2X	
<11-18>	A8	LOQ = NODO DE CONEXIÓN
<19-20>	2X	
<21-30>	F10.5	R = RESISTENCIA DEL SHUNT.
<31-40>	F10.5	X = REACTANCIA DEL SHUNT.
<51-65>	15X	
<66-70>	15	NCIR = NUMERO DE CIRCUITOS EN ESTE SHUNT.

7.- LINEA EN BLANCO PARA TERMINAR LOS SHUNTS.

8.- UNA LINEA CON LA SIGUIENTE LEYENDA " FIN DE DATOS ", DEBER ESTAR EN MAYÚSCULAS Y CON UN ESPACIO AL PRINCIPIO.

A PARTIR DE LA SIGUIENTE LINEA NO SE LEE EL ARCHIVO. PUEDE OCUPARSE ESTE ESPACIO PARA INTRODUCIR MAS COMENTARIOS IDENTIFICANDO CAMBIOS, TIPO DE ARCHIVOS, ETC.

NOTAS:

LOS ARCHIVOS DE ENTRADA Y DE SALIDA PUEDEN TOMAR DIFERENTES NOMBRES DE LOS DEFAULTS PARA FACILIDAD DEL USUARIO. PERO DEBE CUIDARSE LA IDENTIFICACION DE ACUERDO A LOS TIPOS DE ARCHIVO (SECUENCIA POSITIVA) NÓFESE QUE EN ESTE CASO ALGUNAS DE LAS VARIABLES QUE ESCRIBE EL PROGRAMA REDUCTOR DE REDES NO SON TOMADAS EN CUENTA, AUNQUE SE ENCUENTREN PRESENTES.

AL DAR UN MISMO NOMBRE AL ARCHIVO DE SALIDA DE UNO EXISTENTE, AL ANTIGUO SE BORRARA Y CREA UNO NUEVO. DEBERÁ TENERSE CUIDADO CON ESTA OPCIÓN PARA NO REESCRIBIR ARCHIVOS QUE SE DESEAN CONSERVAR.

APÉNDICES

EJEMPLO HAWLIN (NO FUNCIONAL, SOLO EXPLICATIVO)

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL GENERACION MÍNIMA NORMAL SECUENCIA POSITIVA

MMT-400	MPD-400	0.00073	0.00879	1
MMT-400	MRO-115	2.34781	5.51114	1
MMT-400	JUD-230	0.27902	2.13479	1
MMT-400	JUI-400	0.00206	0.02833	1
MPD-400	JUD-230	1.85281	6.01340	1
MPD-400	MID-400	0.00147	0.01255	1
FUENTE	MMT-400	0.00100	0.17030	1
FUENTE	MPD-400	0.00002	0.03767	1
FUENTE	JUD-230	12.1355	61.0213	1
FUENTE	PBD-400	0.07039	0.12291	1
FUENTE	TCL-400	0.21561	2.31898	1
FUENTE	LAV-400	0.00000	0.04468	1
FUENTE	TEX-400	0.00636	0.11029	1

FIN DE DATOS

CALCULO DE CORTO CIRCUITO MONOFASICO

INTRODUCCIÓN

UNA DE LAS TAREAS DEL INGENIERO DE PROTECCIONES ES EL CALCULO DE CORTO CIRCUITO MONOFASICO PARA EL AJUSTE DE PROTECCIONES. ESTE PROGRAMA PERMITE REALIZAR DICHA TAREA EN FORMA SENCILLA

OBJETIVO

EL OBJETIVO PRINCIPAL ES OPTIMIZAR EL TRABAJO DEL INGENIERO DE PROTECCION, REDUCIENDO EL TIEMPO EMPLEADO EN CÁLCULOS MATEMÁTICOS QUE PUDIESEN DISTRAERLO DEL PROGRAMA PRINCIPAL.

ARCHIVOS SUMINISTRADOS:

HAWK12.EXE	PROGRAMA EJECUTABLE.
HAWK12.FOR	PROGRAMA FUENTE EN FORTRAN.
COMMON.H11	COMMON DEL PROGRAMA FUENTE (REQUERIDO SOLO PARA COMPILACIÓN).
HAWLIN	ARCHIVO MUESTRA DE ENTRADA DE SECUENCIA POSITIVA.
ZTHEV0	IMPEDANCIA EQUIVALENTE DE THEVENIN (PARA USARSE EN EL PROGRAMA HAWK12 DE CORTO CIRCUITO MONOFASICO).
HAWSAL	ARCHIVO MUESTRA DE SALIDA.
COMP.BAT	ARCHIVO DE COMANDOS PARA COMPILAR
READ_ME.H11	ARCHIVO DE INSTRUCCIONES DEL PROGRAMA

ESTRUCTURA FUNCIONAL

EL PROGRAMA DIGITAL HAWK12 CONSTA DE UN PROGRAMA PRINCIPAL Y VARIAS SUBROUTINAS REALIZANDO ASI LAS DIFERENTES FUNCIONES QUE A CONTINUACIÓN SE ENUNCIAN:

- 1) SOLICITUD DE LOS NOMBRES DE ARCHIVO DE ENTRADA Y SALIDA. CON LOS DEFAULTS RESPECTIVOS.
- 2) LECTURA DE LOS PARÁMETROS DE LAS REDES DE SECUENCIA POSITIVA (HAWKLIN0).
- 3) FORMACIÓN DE ZBUZ CERO.
- 4) CÁLCULOS DE APORTACIONES.
- 5) IMPRESIÓN DE RESULTADOS

FORMATOS DE ENTRADA

PARA CORRER EL PROGRAMA SE REQUIERE DE LA PREPARACION DE UN ARCHIVO DE DATOS DE SECUENCIA CERO AL INICIAR EL PROGRAMA PIDE LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS DE SECUENCIA CERO (HAWLIN0) Y DE SALIDA (HAWSAL0)

AL DAR ESTAS RESPUESTAS, EL PROGRAMA EMPIEZA A TRABAJAR DANDO EL MENSAJE DE TERMINACION AL FINALIZAR EL PROCESO. SE RECOMIENDA TENER UN EDITOR DE PANTALLA PARA REVISIÓN DE RESULTADOS ANTES DE IMPRIMIRLOS.

EL ARCHIVO DE ENTRADA TIENE EL SIGUIENTE FORMATO.

1.- DOS LINEAS DE COMENTARIOS COLUMNAS <1-72>

A PESAR DE SER UN FORMATO LIBRE, SE RECOMIENDA QUE EN LA PRIMERA LINEA SE HAGA ALUSIÓN AL SISTEMA QUE ESTA TRABAJANDO (SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL, REGIÓN DE TRANSMISIÓN CENTRAL, ETC.) Y EN LA SEGUNDA LINEA LA CONDICIONES DEL ESTUDIO (GENERACION MÁXIMA, GENERACION MÍNIMA, DEMANDA PROMEDIO, ETC.)

2.- UNA LINEA EN BLANCO.

3.- UNA LINEA CON LOS SIGUIENTES DATOS Y FORMATOS.

< 1- 5 >	15	IG =	ÍNDICE PARA IGNORAR O TOMAR LA ADMITANCIA EN LAS LINEAS: "0" PARA IGNORARLAS. "1" PARA TOMARLAS EN CUENTA.
< 6 - 10 >	15	NEQB =	NO USADA.
< 11-15 >	15	INIF =	ÍNDICE PARA IMPRIMIR LAS CORRIENTES DE RAMA. "0" PARA TODAS LAS RAMAS. "1" SOLO LAS RAMAS ADYACENTES.
< 16 - 20 >	15	NFILE =	SI ES IGUAL A "1", SE ESCRIBE ZTHEV0, EN CASO DE SER IGUAL A "0", EL ARCHIVO SE ABRE, PERO NO ES ESCRITO, TIENE NA FINALIDAD DE ENCADENARSE AL HAWK12.
< 21-25 >	15	NZI =	INDICA EL NUMERO MÁXIMO DE ELEMENTOS DE LA MATRIZ, SE USA EL NUMERO 20.
< 26 - 30 >	15	INDSEC=	ÍNDICE DE SECUENCIA DEL ARCHIVO: CORROBORA QUE EL ARCHIVO INDICADO EN EL DIALOGO INTERACTIVO CORRESPONDA AL TIPO DE CORRIDA, PARA ESTE CASO SIEMPRE SER "1".
< 31-35 >	15	INDMUT=	ÍNDICE PARA LEER O NO LAS INDUCTANCIAS MUTUAS Y TOMARLAS EN CUENTA EN EL CALCULO. "0" PARA NO TOMARLAS "1" PARA LEERLAS

4.- DATOS DE LINEAS (SECUENCIA CERO) EN EL SIGUIENTE FORMATO.

< 1-8>	A8	LOP = NODO DE ENVIO
< 9-10>	2X	
< 11-18>	A8	LOQ = NODO DE RECEPCIÓN
<19-20>	2X	
<21-30>	F10.5	R = RESISTENCIA DE LA LINEA.
<31-40>	F10.5	X = REACTANCIA DE LA LINEA.
<41-50>	F10.5	B2 = IMPEDANCIA DE LA LINEA ENTRE 2 (B/2).
<51-54>	5X	
<55-60>	15	NCIR = NUMERO DE CIRCUITOS EN ESTA LINEA.

5.- LINEA EN BLANCO PARA TERMINAR LAS LINEAS.

6.- DATOS DE SHUNTS (SECUENCIA CERO) CON EL SIGUIENTE FORMATO:

<1-8>	A8	LOP = FIJO A "FUENTE".
<9-10>	2X	
<11-18>	A8	LOQ = NODO DE CONEXIÓN.
<19-20>	2X	
<21-30>	F10.5	R = RESISTENCIA DEL SHUNT.
<31-40>	F10.5	X = REACTANCIA DEL SHUNT.
<51-65>	15X	
<66-70>	15	NCIR = NUMERO DE CIRCUITOS EN ESTE SHUNT.

7.- LINEA EN BLANCO PARA TERMINAR LOS SHUNTS.

7a.- EN CASO DE QUE INDMUT SEA IGUAL A "1" SE DARAN LOS DATOS DE LAS IMPEDANCIAS MUTUAS EN LOS SIGUIENTES FORMATOS:

<1-8>	A8	LOMPO = NOMBRE DEL BUS ORIGEN.
<9-10>	2X	
<11-18>	A8	LOMQO = NOMBRE DEL BUS DE TERMINO.
<19-20>	2X	
<21-23>	I3	LPINO = No. DE LINEA CON ACOPLAMIENTO MUTUO.
<24-25>	2X	
<26-33>	A8	LORO = NOMBRE DEL BUS DE ORIGEN DE LA LINEA.
<34-35>	2X	
<36-43>	A8	LOSO = NOMBRE DEL BUS DE TERMINO DE LA LINEAS CON LA CUAL ESTA ACOPLADA.
<44-45>	2X	
<46-48>	I3	LMNO = NUMERO PARA IDENTIFICAR EL ACOPLAMIENTO MUTUO QUE EXISTE CON LAS OTRAS MUTUAS.
<49-50>	2X	
<51-60>	F10.5	RM0 = RESISTENCIA MUTUA
<61-70>	F10.5	XM0 = REACTANCIA MUTUA

7b.- UNA LINEA EN BLANCO PARA TERMINAR LAS MUTUAS (NO ES NECESARIA SI IND ES "0").

7c.- EN CASO DE QUE NEQB SEA DIFERENTE DE CERO. AQUÍ SE COLOCARA LA LISTA DE BUSES EQUIVALENTES DESEADOS. EN CASO DE PEDIR TODAS LA CONTRIBUCIONES NO DEBERÁ USARSE ESTA OPCIÓN.

8.- UNA LINEA CON LA SIGUIENTE LEYENDA " FIN DE DATOS ", DEBER ESTAR EN MAYÚSCULAS Y CON UN ESPACIO AL PRINCIPIO.

A PARTIR DE LA SIGUIENTE LINEA NO SE LEE EL ARCHIVO. PUEDE OCUPARSE ESTE ESPACIO PARA INTRODUCIR MAS COMENTARIOS IDENTIFICANDO CAMBIOS, TIPO DE ARCHIVOS, ETC.

NOTAS:

LOS ARCHIVOS DE ENTRADA Y DE SALIDA PUEDEN TOMAR DIFERENTES NOMBRES DE LOS DEFAULTS PARA FACILIDAD DEL USUARIO. PERO DEBE CUIDARSE LA IDENTIFICACION DE ACUERDO A LOS TIPOS DE ARCHIVO (SECUENCIA CERO). NOTESE QUE EN ESTE CASO ALGUNAS DE LAS VARIABLES QUE ESCRIBE EL PROGRAMA REDUCTOR DE REDES NO SON TOMADAS EN CUENTA, AUNQUE SE ENCUENTREN PRESENTES

AL DAR UN MISMO NOMBRE AL ARCHIVO DE SALIDA DE UNO EXISTENTE, AL ANTIGUO SE BORRARA Y CREA UNO NUEVO. DEBERÁ TENERSE CUIDADO CON ESTA OPCIÓN PARA NO REESCRIBIR ARCHIVOS QUE SE DESEAN CONSERVAR.

APÉNDICES

EJEMPLO HAWLIN0 (NO FUNCIONAL, SOLO EXPLICATIVO)

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL GENERACION MÍNIMA NORMAL SECUENCIA CERO

MMT-400	MPD-400	0.00073	0.00879	I
MMT-400	MRO-115	2.34781	5.51114	I
MMT-400	JUD-230	0.27902	2.13479	I
MMT-400	JUL-400	0.00206	0.02833	I
MPD-400	JUD-230	1.85281	6.01340	I
MPD-400	MID-400	0.00147	0.01255	I
FUENTE	MMT-400	0.00100	0.17030	I
FUENTE	MPD-400	0.00002	0.03767	I
FUENTE	JUD-230	12.1355	61.0213	I
FUENTE	PBD-400	0.07039	0.12291	I
FUENTE	TCL-400	0.21561	2.31898	I
FUENTE	LAV-400	0.00000	0.04468	I
FUENTE	TEX-400	0.00636	0.11029	I

FIN DE DATOS

SECUENCIA CERO GENERACION MINIMA ZONA NORTE

	1	1	0		
PGD-230	PGU-115	0.00706	0.06188	.0	1 ** EQUIVALENTE DE SISTEMA
PGU-115	TAP-FMA	0.00946	0.03629	.0	1
STA-230	SSA-230	0.10519	0.42391	0.09861	1
STA-230	SCN-230	0.07188	0.28968	0.06738	1
STA-230	HLT-230	0.10389	0.41869	0.09740	1
SCN-230	CNN-230	0.00320	0.01290	0.00300	1
NR1-230	HLT-230	0.15328	0.50433	0.12134	1
HLT-230	HLI-230	0.01243	0.04957	0.01145	2
HLI-230	CDY-230	0.01126	0.03706	0.00891	1
HLI-230	PGD-230	0.08720	0.31779	0.08031	2
SSA-115	AMT-115	0.07162	0.24927	0.00362	1 LINEAS 115 KV
SSA-115	SHO-115	0.10944	0.47019	0.00535	1 ZONA 1 NORTE
SSA-115	BZI-115	0.12378	0.43079	0.00625	1
SHO-115	PPA-115	0.20986	0.91088	0.01025	1
BZI-115	ICA-115	0.08466	0.29464	0.00428	1
BZI-115	DSE-115	0.07124	0.22910	0.00338	1
ICA-115	CBA-115	0.01957	0.08095	0.00103	1
STA-115	NCS-115	0.33665	1.17167	0.01701	1
STA-115	OCU-115	0.09768	0.33997	0.00493	1
STA-115	OAS-115	0.37184	1.16585	0.01629	1
CBA-115	LLB-115	0.09120	0.31781	0.00474	1
LLB-115	OCU-215	0.23098	0.80730	0.01184	1
HLU-115	HLC-115	0.02635	0.08599	0.00111	1 ZONA 2 HERMOSILLO
HLU-115	HLI-115	0.03191	0.13152	0.00172	1
HLU-115	HLS-115	0.00975	0.02548	.0	1
HLU-115	HLO-115	0.01796	0.07400	0.00097	1
HLU-115	PGU-115	0.53388	1.61340	0.02290	1
HLD-115	HLT-115	0.03531	0.14550	0.00190	1
HLD-115	HLC-115	0.03956	0.13899	0.00163	1
HLD-115	HLS-115	0.01856	0.07316	0.00065	1
HLD-115	HLE-115	0.04779	0.19681	0.00258	1
HLT-115	OAS-115	0.22146	0.69436	0.00970	1
HLT-115	URE-115	0.20093	0.68200	0.01023	1
HLT-115	HLE-115	0.02969	0.12222	0.00160	1
HLT-115	HLI-115	0.05033	0.20741	0.00272	2
HLC-115	SPP-115	0.17434	0.64159	0.00723	1
HLC-115	SPP-115	0.19124	0.59959	0.00838	1
HLI-115	MVL-115	0.35889	1.47892	0.01938	1
HLI-115	MVL-115	0.35889	1.47892	0.01938	1
HLI-115	HLO-115	0.02189	0.09021	0.00118	1
HLI-115	FRH-115	0.03791	0.14539	0.00180	2
HLI-115	CPW-115	0.03393	0.14727	0.00166	1
SPP-115	PGU-115	0.37782	1.59799	0.01845	1
SPP-115	TAP-FMA	0.43197	1.51834	0.02185	1
SPP-115	SBU-115	0.12153	0.38104	0.00532	1
SPP-115	SBO-115	0.03514	0.11018	0.00154	1
SPP-115	SBT-115	0.05125	0.16068	0.00224	1
SPP-115	SBE-115	0.05307	0.18010	0.00219	1
SBU-115	SBO-115	0.07029	0.22037	0.00308	1
SBO-115	SBC-115	0.07506	0.23534	0.00329	1
SBT-115	TAP-SBI	0.01720	0.05715	0.00081	1
SBC-115	SBM-115	0.11275	0.34282	0.00499	1
SBI-115	TAP-SBI	0.04127	0.13715	0.00194	1
SBI-115	SBS-115	0.03784	0.12574	0.00178	1
SBM-115	TAP-SBI	0.14875	0.36652	0.00459	1
SBE-115	SBI-115	0.04892	0.17197	0.00247	1
SSA-230	SSA-P121	.00000	.05160	.0	1 ATR'S
SSA-115	SSA-P121	.00000	-.00277	.0	1

SSA-F121	SSA-F121	.00000	9999.9	.0	1
STA-230	STA-F121	.00000	.10500	.0	1
STA-115	STA-F121	.00000	-.05730	.0	1
STA-F121	STA-F121	.00000	9999.9	.0	1
HLT-230	HLT-F121	.00000	.04596	.0	1
HLT-115	HLT-F121	.00000	-.00601	.0	1
HLT-F121	HLT-F121	.00000	9999.9	.0	1
HLI-230	HLI-F121	.00000	.06157	.0	1
HLI-115	HLI-F121	.00000	-.00377	.0	1
HLI-F121	HLI-F121	.00000	9999.9	.0	1
HLI-230	HLI-F221	.00000	.05842	.0	1
HLI-115	HLI-F221	.00000	-.00114	.0	1
HLI-F221	HLI-F221	.00000	9999.9	.0	1
ICA-TG1	ICA-115	0.00000	9999.9	.0	0 TR'S MAQUINA
ICA-TG2	ICA-115	0.00000	9999.9	.0	0
ICA-TG3	ICA-115	0.00000	9999.9	.0	0
NVL-CH1	NVL-115	0.00000	9999.9	.0	1
NVL-CH2	NVL-115	0.00000	9999.9	.0	1
NVL-CH3	NVL-115	0.00000	9999.9	.0	1
FUENTE	PGD-230	-0.00001	0.03903		1 ** EQUIVALENTE DE SISTEMA
FUENTE	PGU-115	0.00836	0.07160		1
FUENTE	ICA-TG1	9999.9	0.33422		0 GENERADORES
FUENTE	ICA-TG2	9999.9	0.15106		0 Impd. sec. 0
FUENTE	ICA-TG3	9999.9	0.24534		0 (X0)
FUENTE	NVL-CH1	9999.9	0.32600		1
FUENTE	NVL-CH2	9999.9	0.32600		1
FUENTE	NVL-CH3	9999.9	0.30000		1
FUENTE	ICA-115	0.00000	0.59583		0 CONEX. TR' MAQ.
FUENTE	ICA-115	0.00000	0.29900		0
FUENTE	ICA-115	0.00000	0.19361		0
FUENTE	NVL-115	0.00000	0.17150		1
FUENTE	NVL-115	0.00000	0.12400		1
FUENTE	NVL-115	0.00000	0.17667		1
FUENTE	SSA-F121	0.0	0.09150		1 CONEX. ATR'S
FUENTE	STA-F121	0.0	0.38360		1
FUENTE	HLT-F121	0.0	0.08969		1
FUENTE	HLI-F121	0.0	0.10010		1
FUENTE	HLI-F221	0.0	0.09948		1

FIN DE DATOS

SECUENCIA CERO GENERACION MAXIMA ZONA NORTE

	1	1	0		
PGD-230	PGU-115	0.00839	0.06660	.0	1 ** EQUIVALENTE DE SISTEMA
PGU-115	TAP-PMA	0.00946	0.03629	.0	1
STA-230	SSA-230	0.10519	0.42391	0.09861	1
STA-230	SCM-230	0.07188	0.28968	0.06738	1
STA-230	HLT-230	0.10389	0.41869	0.09740	1
SCM-230	CMN-230	0.00320	0.01290	0.00300	1
NRI-230	HLT-230	0.15328	0.50433	0.12134	1
HLT-230	HLT-230	0.01243	0.04957	0.01145	2
HLI-230	COY-230	0.01126	0.03706	0.00891	1
HLI-230	PGD-230	0.08720	0.34779	0.08031	2
SSA-115	AMT-115	0.07162	0.24927	0.00362	1 LINEAS 115 KV
SSA-115	SHO-115	0.10944	0.47019	0.00535	1 ZONA 1 NORTE
SSA-115	BZI-115	0.12378	0.43079	0.00625	1
SHO-115	PPA-115	0.20986	0.91088	0.01025	1
BZI-115	ICA-115	0.08466	0.29464	0.00428	1
BZI-115	DSE-115	0.07124	0.22910	0.00338	1
ICA-115	CBA-115	0.01957	0.08095	0.00103	1
STA-115	MGS-115	0.33665	1.17167	0.01701	1
STA-115	OCU-115	0.09768	0.33997	0.00493	1
STA-115	OAS-115	0.37184	1.16585	0.01629	1
CBA-115	LLB-115	0.09120	0.31781	0.00474	1
LLB-115	OCU-115	0.23098	0.80730	0.01184	1
HLU-115	HLC-115	0.02635	0.08599	0.00111	1 ZONA 2 HERMOSILLO
HLU-115	HLI-115	0.03191	0.13152	0.00172	1
HLU-115	HLS-115	0.00975	0.02548	.0	1
HLU-115	HLO-115	0.01796	0.07400	0.00097	1
HLU-115	PGU-115	0.53388	1.61340	0.02290	1
HLD-115	HLT-115	0.03531	0.14550	0.00190	1
HLD-115	HLC-115	0.03956	0.13899	0.00163	1
HLD-115	HLS-115	0.01856	0.07316	0.00065	1
HLD-115	HLE-115	0.04779	0.19681	0.00258	1
HLT-115	OAS-115	0.22146	0.69436	0.00970	1
HLT-115	URE-115	0.20093	0.68200	0.01023	1
HLT-115	HLE-115	0.02969	0.12222	0.00160	1
HLT-115	HLI-115	0.05033	0.20741	0.00272	2
HLC-115	SPP-115	0.17434	0.64159	0.00723	1
HLC-115	SPP-115	0.19124	0.59959	0.00838	1
HLI-115	MVL-115	0.35889	1.47892	0.01938	1
HLI-115	MVL-115	0.35889	1.47892	0.01938	1
HLI-115	HLO-115	0.02189	0.09021	0.00118	1
HLI-115	FRH-115	0.03791	0.14539	0.00180	2
HLI-115	CPN-115	0.03393	0.14727	0.00166	1
SPP-115	PGU-115	0.37782	1.59799	0.01845	1
SPP-115	TAP-PMA	0.43197	1.51834	0.02185	1
SPP-115	SBU-115	0.12153	0.38104	0.00532	1
SPP-115	SBO-115	0.03514	0.11018	0.00154	1
SPP-115	SBT-115	0.05125	0.16068	0.00224	1
SPP-115	SEB-115	0.05307	0.18010	0.00219	1
SBU-115	SBO-115	0.07029	0.22037	0.00308	1
SBO-115	SBC-115	0.07506	0.23534	0.00329	1
SBT-115	TAP-SBI	0.01720	0.05715	0.00081	1
SBC-115	SEW-115	0.11275	0.34282	0.00499	1
SBI-115	TAP-SBI	0.04127	0.13715	0.00194	1
SBI-115	SBS-115	0.03784	0.12574	0.00178	1
SEW-115	TAP-SBI	0.14875	0.36652	0.00459	1
SBE-115	SBI-115	0.04892	0.17197	0.00247	1
SSA-230	SSA-F121	.00000	.05160	.0	1 ATR'S
SSA-115	SSA-F121	.00000	-.00277	.0	1

SSA-P121	SSA-P121	.00000	9999.9	.0	1	
STA-230	STA-P121	.00000	.10500	.0	1	
STA-115	STA-P121	.00000	-.05730	.0	1	
STA-P121	STA-P121	.00000	9999.9	.0	1	
HLT-230	HLT-P121	.00000	.04596	.0	1	
HLT-115	HLT-P121	.00000	-.00601	.0	1	
HLT-P121	HLT-P121	.00000	9999.9	.0	1	
HLI-230	HLI-P121	.00000	.06157	.0	1	
HLI-115	HLI-P121	.00000	-.00377	.0	1	
HLI-P121	HLI-P121	.00000	9999.9	.0	1	
HLI-230	HLI-P221	.00000	.05842	.0	1	
HLI-115	HLI-P221	.00000	-.00114	.0	1	
HLI-P221	HLI-P221	.00000	9999.9	.0	1	
ICA-TG1	ICA-115	0.00000	9999.9	.0	1	TR'S MAQUINA
ICA-TG2	ICA-115	0.00000	9999.9	.0	1	
ICA-TG3	ICA-115	0.00000	9999.9	.0	1	
NVL-CH1	NVL-115	0.00000	9999.9	.0	1	
NVL-CH2	NVL-115	0.00000	9999.9	.0	1	
NVL-CH3	NVL-115	0.00000	9999.9	.0	1	
FUENTE	PGD-230	-0.00009	0.02223		1	** EQUIVALENTE DE SISTEMA
FUENTE	PGU-115	0.00333	0.03798		1	
FUENTE	ICA-TG1	9999.9	0.33422		0	GENERADORES
FUENTE	ICA-TG2	9999.9	0.15106		0	Impd. sec. 0
FUENTE	ICA-TG3	9999.9	0.24534		0	{ X0 }
FUENTE	NVL-CH1	9999.9	0.32600		1	
FUENTE	NVL-CH2	9999.9	0.32600		1	
FUENTE	NVL-CH3	9999.9	0.30000		1	
FUENTE	ICA-115	0.00000	0.59583		1	CONEX. TR' MAQ.
FUENTE	ICA-115	0.00000	0.29900		1	
FUENTE	ICA-115	0.00000	0.19361		1	
FUENTE	NVL-115	0.00000	0.17150		1	
FUENTE	NVL-115	0.00000	0.12400		1	
FUENTE	NVL-115	0.00000	0.17667		1	
FUENTE	SSA-P121	0.0	0.09150		1	CONEX. ATR'S
FUENTE	STA-P121	0.0	0.38360		1	
FUENTE	HLT-P121	0.0	0.08969		1	
FUENTE	HLI-P121	0.0	0.10010		1	
FUENTE	HLI-P221	0.0	0.09948		1	

FIN DE DATOS

SISTEMA INTERCONECTADO AREA MORCESTE CASO 1995/96
 SECUENCIA CERO GENERACION MINIMA ZONA NORTE

	1	1	0			
PGD-230	PGU-115	0.00706	0.06188	.0	1	** EQUIVALENTE DE SISTEMA
PGU-115	TAP-PMA	0.00916	0.03629	.0	1	
STA-230	SSA-230	0.10519	0.42391	0.09861	1	
STA-230	SCN-230	0.07188	0.28968	0.06738	1	
STA-230	HLT-230	0.10389	0.41869	0.09710	1	
SCN-230	CMN-230	0.00370	0.01290	0.00300	1	
WRI-230	HLT-230	0.15328	0.50433	0.12134	1	
HLT-230	HLI-230	0.01243	0.04957	0.01145	2	
HLI-230	CDY-230	0.01126	0.03706	0.00891	1	
HLI-230	PGD-230	0.08720	0.34779	0.08031	2	
SSA-115	AMT-115	0.07162	0.24927	0.00362	1	LINEAS 115 KV
SSA-115	SHO-115	0.10944	0.47019	0.00535	1	ZONA 1 NORTE
SSA-115	BZI-115	0.12378	0.43079	0.00625	1	
SHO-115	PPA-115	0.20986	0.91088	0.01025	1	
BZI-115	ICA-115	0.08466	0.29464	0.00428	1	
BZI-115	DSE-115	0.07124	0.22910	0.00338	1	
ICA-115	CBA-115	0.01957	0.08095	0.00103	1	
STA-115	MCS-115	0.33665	1.17167	0.01701	1	
STA-115	OCU-115	0.09768	0.33997	0.00493	1	
STA-115	OAS-115	0.37184	1.16585	0.01629	1	
CBA-115	LLB-115	0.09120	0.31781	0.00474	1	
LLB-115	OCU-115	0.23098	0.80730	0.01184	1	
HLU-115	HLC-115	0.02635	0.08599	0.00111	1	ZONA 2 HERMOSILLO
HLU-115	HLI-115	0.03191	0.13152	0.00172	1	
HLU-115	HLS-115	0.00975	0.02518	.0	1	
HLU-115	HLO-115	0.01796	0.07400	0.00097	1	
HLU-115	PGU-115	0.53388	1.61340	0.02290	1	
HLD-115	HLT-115	0.03531	0.14550	0.00190	1	
HLD-115	HLC-115	0.03956	0.13899	0.00163	1	
HLD-115	HLS-115	0.01856	0.07316	0.00065	1	
HLD-115	HLE-115	0.04779	0.19681	0.00258	1	
HLT-115	OAS-115	0.22146	0.69436	0.00970	1	
HLT-115	URE-115	0.20093	0.68200	0.01023	1	
HLT-115	HLE-115	0.02969	0.12222	0.00160	1	
HLT-115	HLX-115	0.05033	0.20741	0.00272	2	
HLC-115	SPP-115	0.17434	0.64159	0.00723	1	
HLC-115	SPP-115	0.19124	0.59959	0.00838	1	
HLI-115	WVL-115	0.35889	1.47892	0.01938	1	
HLI-115	WVL-115	0.35889	1.47892	0.01938	1	
HLI-115	HLO-115	0.02189	0.09021	0.00118	1	
HLI-115	FRH-115	0.03791	0.14539	0.00180	2	
HLI-115	CPM-115	0.03393	0.14727	0.00166	1	
SPP-115	PGU-115	0.37781	1.59799	0.01845	1	
SPP-115	TAP-PMA	0.43197	1.51834	0.02185	1	
SPP-115	SDW-115	0.12153	0.38104	0.00532	1	
SPP-115	SDO-115	0.03514	0.11018	0.00154	1	
SPP-115	SDT-115	0.05125	0.18068	0.00224	1	
SPP-115	SBE-115	0.05307	0.18010	0.00219	1	
SDW-115	SDO-115	0.07029	0.22037	0.00308	1	
SDO-115	SBC-115	0.07506	0.23534	0.00329	1	
SDT-115	TAP-SBI	0.01720	0.05715	0.00081	1	
SBC-115	SDW-115	0.11275	0.34282	0.00499	1	
SBI-115	TAP-SBI	0.04127	0.13715	0.00194	1	
SBI-115	SBS-115	0.03784	0.12574	0.00178	1	
SDW-115	TAP-SBI	0.14075	0.36852	0.00459	1	
SBE-115	SBI-115	0.04892	0.17197	0.00247	1	
SSA-230	SSA-P121	.00000	.05160	.0	1	ATR'S
SSA-115	SSA-P121	.00000	-.00277	.0	1	

SSA-F121	SSA-F121	.00000	9999.9	.0	1	
STA-230	STA-F121	.00000	.10500	.0	1	
STA-115	STA-F121	.00000	-.05730	.0	1	
STA-T121	STA-F121	.00000	9999.9	.0	1	
HLT-230	HLT-F121	.00000	.04596	.0	1	
HLT-115	HLT-F121	.00000	-.00601	.0	1	
HLT-T121	HLT-F121	.00000	9999.9	.0	1	
HLI-230	HLI-F121	.00000	.06157	.0	1	
HLI-115	HLI-F121	.00000	-.00377	.0	1	
HLI-T121	HLI-F121	.00000	9999.9	.0	1	
HLI-230	HLI-F221	.00000	.05842	.0	1	
HLI-115	HLI-F221	.00000	-.00114	.0	1	
HLI-T221	HLI-F221	.00000	9999.9	.0	1	
ICA-TG1	ICA-115	0.00000	9999.9	.0	0	TR'S MAQUINA
ICA-TG2	ICA-115	0.00000	9999.9	.0	0	
ICA-TG3	ICA-115	0.00000	9999.9	.0	0	
NVL-CH1	NVL-115	0.00000	9999.9	.0	1	
NVL-CH2	NVL-115	0.00000	9999.9	.0	1	
NVL-CH3	NVL-115	0.00000	9999.9	.0	1	
FUENTE	PGD-230	-0.00001	0.03903		1	** EQUIVALENTE DE SISTEMA
FUENTE	PGU-115	0.00836	0.07160		1	
FUENTE	ICA-TG1	9999.9	0.33422		0	GENERADORES
FUENTE	ICA-TG2	9999.9	0.15106		0	Impd. sec. 0
FUENTE	ICA-TG3	9999.9	0.24534		0	{ X0 }
FUENTE	NVL-CH1	9999.9	0.32600		1	
FUENTE	NVL-CH2	9999.9	0.32600		1	
FUENTE	NVL-CH3	9999.9	0.30000		1	
FUENTE	ICA-115	0.00000	0.59583		0	CONEX. TR' MAQ.
FUENTE	ICA-115	0.00000	0.29900		0	
FUENTE	ICA-115	0.00000	0.19361		0	
FUENTE	NVL-115	0.00000	0.17150		1	
FUENTE	NVL-115	0.00000	0.12400		1	
FUENTE	NVL-115	0.00000	0.17667		1	
FUENTE	SSA-F121	0.0	0.09150		1	CONEX. ATR'S
FUENTE	STA-F121	0.0	0.38360		1	
FUENTE	HLT-F121	0.0	0.08969		1	
FUENTE	HLI-F121	0.0	0.10010		1	
FUENTE	HLI-F221	0.0	0.09918		1	

PIN DE DATOS

SISTEMA INTERCONECTADO AREA NOROESTE CASO 1995/96
 SECUENCIA POSITIVA GENERACION MINIMA ZONA NORTE

	1	1	1		
PGD-230	PGU-115	0.00128	0.04271	.0	1 ** EQUIVALENTE DE SISTEMA
PGU-115	YAP-FMA	0.00306	0.01015	.0	1
STA-230	SSA-230	0.02225	0.14944	.0	1
SYA-230	SCN-230	0.01521	0.10212	.0	1
STA-230	HLT-230	0.02198	0.14760	.0	1
SCN-230	CNN-230	0.00068	0.00455	.0	1
MRI-230	HLT-230	0.02759	0.18407	.0	1
HLT-230	HLI-230	0.00258	0.01709	.0	2
HLI-230	CDY-230	0.00203	0.01353	.0	1
HLI-230	PGD-230	0.01807	0.11992	.0	2
SSA-115	AMT-115	0.02241	0.08182	.0	1 LINEAS 115 KV
SSA-115	SHO-115	0.04068	0.14917	.0	1 ZONA 1 NORTE
SSA-115	BII-115	0.03874	0.14140	.0	1
SHO-115	PPA-115	0.07801	0.28604	.0	1
BII-115	ICA-115	0.02649	0.09671	.0	1
BII-115	DSE-115	0.02443	0.07377	.0	1
ICA-115	CBA-115	0.00457	0.02410	.0	1
STA-115	MCS-115	0.10536	0.38457	.0	1
STA-115	OCU-115	0.03057	0.11159	.0	1
STA-115	OAS-115	0.14645	0.38591	.0	1
CBA-115	LLB-115	0.02856	0.10429	.0	1
LLB-115	OCU-115	0.07253	0.26478	.0	1
HLU-115	HLC-115	0.01048	0.02645	.0	1 ZONA 2 HERMOSILLO
HLU-115	HLI-115	0.00723	0.03611	.0	1
HLU-115	HLS-115	0.00975	0.02548	.0	1 FUERA P96
HLU-115	HLO-115	0.00407	0.02032	.0	1
HLU-115	PGU-115	0.20536	0.54105	.0	1
HLD-115	HLT-115	0.00801	0.03995	.0	1
HLD-115	HLC-115	0.01619	0.04017	.0	1
HLD-115	HLS-115	0.00814	0.02161	.0	1
HLD-115	HLE-115	0.01082	0.05381	.0	1
HLT-115	OAS-115	0.08722	0.22984	.0	1
HLT-115	URE-115	0.06097	0.21750	.0	1
HLT-115	HLE-115	0.00671	0.03333	.0	1
HLT-115	HLI-115	0.01142	0.05695	.0	2
HLC-115	SPP-115	0.07684	0.19926	.0	1
HLC-115	SPP-115	0.07532	0.19847	.0	1
HLI-115	MVL-115	0.08140	0.40609	.0	1
HLI-115	MVL-115	0.08140	0.40609	.0	1
HLI-115	HLO-115	0.00497	0.02477	.0	1
HLI-115	FRH-115	0.01224	0.04066	.0	2
HLI-115	CPN-115	0.01261	0.04625	.0	1
SPP-115	PGU-115	0.13755	0.50327	.0	1
SPP-115	YAP-FMA	0.13587	0.49377	.0	1
SPP-115	SBU-115	0.04786	0.12613	.0	1
SPP-115	SBO-115	0.01384	0.03647	.0	1
SPP-115	SBT-115	0.02018	0.05319	.0	1
SPP-115	SBE-115	0.02136	0.05183	.0	1
SBU-115	SBO-115	0.02768	0.07295	.0	1
SBO-115	SBC-115	0.02956	0.07790	.0	1
SBT-115	YAP-SBI	0.00610	0.01876	.0	1
SBC-115	SEM-115	0.04300	0.11134	.0	1
SBI-115	YAP-SBI	0.01465	0.04502	.0	1
SBI-115	SBS-115	0.01343	0.04127	.0	1
SEM-115	YAP-SBI	0.08363	0.13134	.0	1
SBE-115	SBI-115	0.01539	0.05592	.0	1
SSA-230	SSA-F121	.00000	.05160	.0	1 ATR'S
SSA-115	SSA-F121	.00000	-.00777	.0	1
SSA-F121	SSA-F121	.00000	.09150	.0	1

STA-230	STA-F121	.00000	.10500	.0	1	
STA-115	STA-F121	.00000	-.05730	.0	1	
STA-T121	STA-F121	.00000	.38360	.0	1	
HLT-230	HLT-F121	.00000	.04596	.0	1	
HLT-115	HLT-F121	.00000	-.00601	.0	1	
HLT-T121	HLT-F121	.00000	.08969	.0	1	
HLI-230	HLI-F121	.00000	.06157	.0	1	
HLI-115	HLI-F121	.00000	-.00377	.0	1	
HLI-T121	HLI-F121	.00000	.10010	.0	1	
HLI-230	HLI-F221	.00000	.05842	.0	1	
HLI-115	HLI-F221	.00000	-.00114	.0	1	
HLI-T221	HLI-F221	.00000	.09948	.0	1	
ICA-TG1	ICA-115	0.00000	0.59583	.0	0	TR'S MAQUINA
ICA-TG2	ICA-115	0.00000	0.29900	.0	0	
ICA-TG3	ICA-115	0.00000	0.19361	.0	0	
NVL-CH1	NVL-115	0.00000	0.17150	.0	1	
NVL-CH2	NVL-115	0.00000	0.12400	.0	1	
NVL-CH3	NVL-115	0.00000	0.17667	.0	1	
FUENTE	PGD-230	0.00508	0.10617	.0	1	** EQUIVALENTE DE SISTEMA
FUENTE	PGU-115	0.01181	0.27039	.0	1	
FUENTE	ICA-TG1	0.0	0.99465		0	GENERADORES
FUENTE	ICA-TG2	0.0	0.72127		0	React.Trans.
FUENTE	ICA-TG3	0.0	0.39853		0	(X'd)
FUENTE	NVL-CH1	0.0	0.65000		1	
FUENTE	NVL-CH2	0.0	0.65000		1	
FUENTE	NVL-CH3	0.0	0.58000		1	
FUENTE	SSA-F121	9999.99	9999.99		1	CONEX. ATR'S
FUENTE	SSA-T121	9999.99	9999.99		1	
FUENTE	STA-F121	9999.99	9999.99		1	
FUENTE	STA-T121	9999.99	9999.99		1	
FUENTE	HLT-F121	9999.99	9999.99		1	
FUENTE	HLT-T121	9999.99	9999.99		1	
FUENTE	HLI-F121	9999.99	9999.99		1	
FUENTE	HLI-T121	9999.99	9999.99		1	
FUENTE	HLI-F221	9999.99	9999.99		1	
FUENTE	HLI-T221	9999.99	9999.99		1	

FIN DE DATOS

FALLA PARA CALCULO DE CORR. DE NEUTRO EN ATR DE SSA EN BUSES
 SSA-115, AMT-115, SHO-115, PPA-115, MEM-115 (80% DE SSA HACIA B11), B11-115

PAGINA 1

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 GERENCIA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

SISTEMA INTERCONECTADO AREA NOROESTE CASO 1995/96
 SECUENCIA POSITIVA GENERACION MAXIMA ZONA NORTE
 SECUENCIA CERO GENERACION MAXIMA ZONA NORTE

***** FALLA DE FASE "A" A TIERRA *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
P EN SSA-115	5.585	.000	.000	1.862	1.862	1.862	.000	.904	.874	.567	.433	.134
	-83.166	.000	.000	-83.166	-83.166	-83.166	.000	257.202	103.255	.530	179.307	184.486
DE SSA-230							.108	.918	.882	.618	.382	.129
							6.841	254.450	106.205	.979	178.418	183.685
A SSA-F121	2.3D1	.860	.860	1.053	1.053	.196	.011	.905	.874	.564	.436	.139
	-83.257	93.815	93.815	-84.054	-84.054	-74.682	185.774	257.103	103.362	.501	179.353	184.530
DE SSA-F121							.011	.905	.874	.564	.436	.139
							185.774	257.103	103.362	.501	179.353	184.530
A SSA-115	3.937	.595	.595	1.114	1.114	1.709	.000	.904	.874	.567	.433	.134
	-84.226	-84.273	-84.273	-84.218	-84.218	-84.237	.000	257.202	103.255	.530	179.307	184.486

Impedancia eq. de Thevenin en el bus SSA-115 : Sec.(+) R= .30482E-01 JX= .23072E+00
 Sec. (0) R= .29466E-02 JX= .71881E-01

PAGINA 2

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 GERENCIA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

SISTEMA INTERCONECTADO AREA NOROESTE CASO 1995/96
 SECUENCIA POSITIVA GENERACION MAXIMA ZONA NORTE
 SECUENCIA CERO GENERACION MAXIMA ZONA NORTE

***** FALLA DE FASE "A" A TIERRA *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
P EN AMT-115	3.113	.000	.000	1.038	1.038	1.038	.000	.989	1.024	.671	.329	.342
	-79.208	.000	.000	-79.208	-79.208	-79.208	.000	238.768	120.048	-5.81	181.184	177.721
DE SSA-230							.504	.938	.936	.787	.213	.072
							-3.098	247.547	112.485	-6.643	182.377	187.644
A SSA-F121	1.282	.479	.479	.587	.587	.110	.440	.926	.931	.757	.243	.077
	-79.298	97.774	97.774	-80.095	-80.095	-70.723	-5.155	248.871	111.012	-1.063	183.312	188.489
DE SSA-F121							.440	.926	.931	.757	.243	.077
							-5.155	248.871	111.012	-1.063	183.312	188.489
A SSA-115	2.194	.332	.332	.621	.621	.952	.446	.925	.930	.759	.241	.075
	-80.267	-80.315	-80.315	-80.259	-80.259	-80.278	-4.954	248.920	110.957	-1.039	183.266	188.445

HOJA NUM. 40

Impedancia eq. de Thevenin en el bus AMT-115 : Sec.(+) R= .52943E-01 JX= .31275E+00
 Sec. (0) R= .74567E-01 JX= .32115E+00

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
GERENCIA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

SISTEMA INTERCONECTADO AREA MOROESTE CASO 1995/96
SECUENCIA POSITIVA GENERACION MAXIMA ZONA MORTE
SECUENCIA CERO GENERACION MAXIMA ZONA MORTE

***** FALLA DE FASE "A" A TIERRA *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
P EN SHO-115	2.261	.000	.000	.754	.754	.754	.000	1.063	1.074	.709	.291	.417
	-78.947	.000	.000	-78.947	-78.947	-78.947	.000	233.921	125.626	-.194	180.472	179.340
DE SSA-230							.639	.953	.953	.845	.155	.052
							-1.919	245.374	114.629	-.483	182.638	187.905
A SSA-F121	.931	.348	.348	.426	.426	.080	.593	.943	.948	.824	.177	.056
	-79.037	98.035	98.035	-79.834	-79.834	-70.462	-2.954	246.293	113.587	-.766	183.573	188.749
DE SSA-F121							.593	.943	.948	.824	.177	.056
							-2.954	246.293	113.587	-.766	183.573	188.749
A SSA-115	1.594	.241	.241	.451	.451	.692	.597	.943	.947	.825	.175	.054
	-80.006	-80.054	-80.054	-79.998	-79.998	-80.017	-2.860	246.326	113.548	-.749	183.527	188.706

Impedancia eq. de Thevenin en el bus SHO-115 ; Sec.(+) R= .71010E-01 JX= .38014E+00
Sec. (0) R= .11239E+00 JX= .54107E+00

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
GERENCIA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

SISTEMA INTERCONECTADO AREA MOROESTE CASO 1995/96
SECUENCIA POSITIVA GENERACION MAXIMA ZONA MORTE
SECUENCIA CERO GENERACION MAXIMA ZONA MORTE

***** FALLA DE FASE "A" A TIERRA *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
P EN PPA-115	1.051	.000	.000	.350	.350	.350	.000	1.168	1.167	.761	.239	.522
	-77.445	.000	.000	-77.445	-77.445	-77.445	.000	227.928	132.116	.017	179.946	180.050
DE SSA-230							.833	.976	.978	.928	.072	.024
							-.988	242.399	117.534	-.321	184.139	189.406
A SSA-F121	.433	.162	.162	.198	.198	.037	.811	.971	.975	.918	.082	.026
	-77.536	99.536	99.536	-78.332	-78.332	-68.961	-1.355	242.792	117.068	-.453	185.074	190.251
DE SSA-F121							.811	.971	.975	.918	.082	.026
							-1.355	242.792	117.068	-.453	185.074	190.251
A SSA-115	.741	.112	.112	.210	.210	.322	.813	.971	.975	.919	.082	.025
	-78.505	-78.552	-78.552	-78.496	-78.496	-78.516	-1.323	242.806	117.050	-.446	185.029	190.207

Impedancia eq. de Thevenin en el bus PPA-115 ; Sec.(+) R= .14902E+00 JX= .66618E+00
Sec. (0) R= .32275E+00 JX= .14530E+01

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
GERENCIA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

SISTEMA INTERCONECTADO AREA MOROESTE CASO 1995/96
SECUENCIA POSITIVA GENERACION MAXIMA ZONA NORTE
SECUENCIA CERO GENERACION MAXIMA ZONA NORTE

***** FALLA DE FASE "A" A TIERRA *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
F EN MEM-115	4.365	.000	.000	1.455	1.455	1.455	.000	.972	1.029	.667	.333	.335
	-80.529	.000	.000	-80.529	-80.529	-80.529	.000	238.976	119.139	-.940	181.883	176.250
DE SSA-230							.470	.920	.928	.764	.237	.059
							-3.922	249.515	110.309	-.905	182.923	187.816
A SSA-F121	1.253	.506	.506	.586	.586	.081	.408	.908	.923	.734	.267	.063
	-79.260	98.843	98.843	-79.806	-79.806	-71.335	-6.222	250.954	108.719	-1.360	183.746	188.532
DE SSA-F121							.408	.908	.923	.734	.267	.063
							-6.222	250.954	108.719	-1.360	183.746	188.532
A SSA-115	2.009	.149	.149	.620	.620	.769	.413	.907	.923	.736	.265	.061
	-80.129	-82.263	-82.263	-79.959	-79.959	-80.405	-6.008	250.977	108.694	-1.334	183.705	188.495

Impedancia eq. de Thevenin en el bus MEM-115 : Sec.(+) R= .30235E-01 JX= .22696E+00
Sec. (0) R= .52621E-01 JX= .22398E+00

PAGINA 6

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
GERENCIA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

SISTEMA INTERCONECTADO AREA MOROESTE CASO 1995/96
SECUENCIA POSITIVA GENERACION MAXIMA ZONA NORTE
SECUENCIA CERO GENERACION MAXIMA ZONA NORTE

***** FALLA DE FASE "A" A TIERRA *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
F EN BII-115	4.477	.000	.000	1.492	1.492	1.492	.000	.974	1.032	.669	.332	.338
	-80.795	.000	.000	-80.795	-80.795	-80.795	.000	238.712	119.343	-.963	181.943	176.185
DE SSA-230							.499	.919	.930	.774	.227	.050
							-3.825	249.434	110.313	-.966	183.296	188.325
A SSA-F121	1.146	.477	.477	.541	.541	.065	.442	.907	.925	.746	.255	.053
	-78.966	99.457	99.457	-79.429	-79.429	-71.168	-5.791	250.781	108.815	-1.395	184.092	188.982
DE SSA-F121							.442	.907	.925	.746	.255	.053
							-5.791	250.781	108.815	-1.395	184.092	188.982
A SSA-115	1.787	.071	.071	.572	.572	.643	.447	.907	.925	.748	.253	.051
	-79.742	-83.693	-83.693	-79.578	-79.578	-80.034	-5.615	250.793	108.803	-1.370	184.052	188.947

Impedancia eq. de Thevenin en el bus BII-115 : Sec.(+) R= .28084E-01 JX= .22040E+00
Sec. (0) R= .51015E-01 JX= .22062E+00

HOJA NUM. 42

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
GERENCIA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

SISTEMA INTERCONECTADO AREA NOROESTE CASO 1995/96
SECUENCIA POSITIVA GENERACION MAXIMA ZONA NORTE
SECUENCIA CERO GENERACION MAXIMA ZONA NORTE

***** FALLA DE FASE "A" A TIERRA *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
F EN STA-230	6.570	.000	.000	2.190	2.190	2.190	.000	1.002	1.007	.670	.330	.339
	-81.923	.000	.000	-81.923	-81.923	-81.923	.000	239.458	120.343	-.098	180.199	179.613
DE STA-F121							.203	.987	.982	.723	.277	.245
							7.973	241.695	118.464	.821	177.856	178.249
A STA-230	1.938	.395	.395	.521	.521	.901	.000	1.002	1.007	.670	.330	.339
	-82.027	-98.761	-98.761	-77.855	-77.855	-86.853	.000	239.458	120.343	-.098	180.199	179.613
DE STA-115							.129	.978	.977	.694	.306	.260
							5.238	242.366	117.665	.339	179.233	179.221
A STA-F121	1.315	.252	.252	.522	.522	.271	.203	.987	.982	.723	.277	.245
	-77.357	99.223	99.223	-77.907	-77.907	-75.235	7.973	241.695	118.464	.821	177.856	178.249

Impedancia eq. de Thevenin en el bus STA-230 : Sec.(+) R= .20677E-01 JX= .14912E+00
Sec. (0) R= .22803E-01 JX= .15324E+00

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
GERENCIA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

SISTEMA INTERCONECTADO AREA NOROESTE CASO 1995/96
SECUENCIA POSITIVA GENERACION MAXIMA ZONA NORTE
SECUENCIA CERO GENERACION MAXIMA ZONA NORTE

***** FALLA DE FASE "A" A TIERRA *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
F EN MEM-230	5.128	.000	.000	1.709	1.709	1.709	.000	.958	.956	.636	.364	.271
	-82.342	.000	.000	-82.342	-82.342	-82.342	.000	244.862	115.192	.032	179.944	180.150
DE STA-F121							.526	.951	.937	.800	.200	.075
							.332	246.749	113.609	.250	178.999	183.002
A STA-230	.775	.021	.021	.253	.253	.270	.446	.951	.939	.774	.226	.103
	-81.121	246.854	246.854	-80.288	-80.288	-82.678	-1.224	246.618	113.700	-.073	180.250	184.188
DE STA-115							.494	.946	.934	.786	.214	.079
							-.416	247.269	113.024	.063	179.768	183.846
A STA-F121	.575	.174	.174	.249	.249	.077	.526	.951	.937	.800	.200	.075
	-78.377	97.147	97.147	-79.414	-79.414	-71.621	.332	246.749	113.609	.250	178.999	183.002

Impedancia eq. de Thevenin en el bus MEM-230 : Sec.(+) R= .28610E-01 JX= .21122E+00
Sec. (0) R= .20730E-01 JX= .15731E+00

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
GERENCIA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

SISTEMA INTERCONECTADO AREA NOROESTE CASO 1995/96
SECUENCIA POSITIVA GENERACION MAXIMA ZONA NORTE
SECUENCIA CERO GENERACION MAXIMA ZONA NORTE

***** FALLA DE FASE "A" A TIERRA *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
F EN FFF-230	3.489	.000	.000	1.163	1.163	1.163	.000	1.086	1.123	.729	.272	.457
	-80.219	.000	.000	-80.219	-80.219	-80.219	.000	230.847	127.609	-.628	181.686	177.998
DE STA-F121							.576	.992	.991	.853	.147	.130
							.236	240.882	119.176	.076	179.559	179.952
A STA-230	1.029	.210	.210	.277	.277	.479	.469	1.001	1.004	.825	.175	.180
	-80.324	-97.058	-97.058	-76.152	-76.152	-85.150	-1.926	239.713	120.190	-.404	181.902	181.316
DE STA-115							.537	.988	.988	.837	.163	.138
							-.804	241.222	118.754	-.182	180.936	180.924
A STA-F121	.698	.134	.134	.277	.277	.144	.576	.992	.991	.853	.147	.130
	-75.654	100.926	100.926	-76.203	-76.203	-73.532	.236	240.882	119.176	.076	179.559	179.952

Impedancia eq. de Thevenin en el bus FFF-230 : Sec.(+) R= .32884E-01 JX= .23121E+00
Sec. (0) R= .80303E-01 JX= .38498E+00

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
GERENCIA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

SISTEMA INTERCONECTADO AREA NOROESTE CASO 1995/96
SECUENCIA POSITIVA GENERACION MAXIMA ZONA NORTE
SECUENCIA CERO GENERACION MAXIMA ZONA NORTE

***** FALLA DE FASE "A" A TIERRA *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
F EN SCN-230	3.123	.000	.000	1.041	1.041	1.041	.000	1.098	1.138	.736	.265	.471
	-80.018	.000	.000	-80.018	-80.018	-80.018	.000	229.935	128.397	-.668	181.857	177.915
DE STA-F121							.620	.993	.992	.868	.132	.116
							.073	240.787	119.261	.036	179.761	180.153
A STA-230	.921	.188	.188	.248	.248	.428	.525	1.001	1.003	.843	.157	.161
	-80.122	-96.856	-96.856	-75.950	-75.950	-84.948	-1.724	239.743	120.171	-.392	182.104	181.518
DE STA-115							.586	.989	.990	.855	.145	.123
							-.803	241.090	118.881	-.194	181.138	181.126
A STA-F121	.625	.120	.120	.248	.248	.129	.620	.993	.992	.868	.132	.116
	-75.452	101.128	101.128	-76.002	-76.002	-73.330	.073	240.787	119.261	.036	179.761	180.153

Impedancia eq. de Thevenin en el bus SCN-230 : Sec.(+) R= .35924E-01 JX= .25163E+00
Sec. (0) R= .94683E-01 JX= .44292E+00

GERENCIA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

SISTEMA INTERCONECTADO AREA MOROESTE CASO 1995/96
 SECUENCIA POSITIVA GENERACION MAXIMA ZONA MORTE
 SECUENCIA CERO GENERACION MAXIMA ZONA MORTE

***** FALLA DE FASE "A" A TIERRA *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
F EN GGG-230	9.880	.000	.000	3.293	3.293	3.293	.000	1.002	1.039	.680	.320	.360
	-81.771	.000	.000	-81.771	-81.771	-81.771	.000	237.378	121.321	-.614	181.306	177.681
DE STA-F121							.426	.945	.944	.768	.232	.109
							-1.058	246.514	113.505	-.186	180.615	181.519
A STA-230	.864	.118	.118	.250	.250	.365	.337	.948	.950	.742	.258	.147
	-81.589	-97.684	-97.684	-79.085	-79.085	-85.030	-3.595	245.792	114.146	-.577	181.658	182.417
DE STA-115							.394	.940	.941	.753	.247	.113
							-2.126	247.020	112.937	-.393	181.202	182.154
A STA-F121	.585	.169	.169	.251	.251	.083	.426	.945	.944	.768	.232	.109
	-78.425	97.694	97.694	-79.295	-79.295	-73.144	-1.058	246.514	113.505	-.186	180.615	181.519

Impedancia eq. de Thevenin en el bus GGG-230 : Sec.(+) R= .11712E-01 JX= .96452E-01
 Sec. (0) R= .20037E-01 JX= .10761E+00

PAGINA 6

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 GERENCIA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

SISTEMA INTERCONECTADO AREA MOROESTE CASO 1995/96
 SECUENCIA POSITIVA GENERACION MAXIMA ZONA MORTE
 SECUENCIA CERO GENERACION MAXIMA ZONA MORTE

***** FALLA DE FASE "A" A TIERRA *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
F EN HLT-230	15.366	.000	.000	5.122	5.122	5.122	.000	.940	.927	.616	.384	.233
	-83.893	.000	.000	-83.893	-83.893	-83.893	.000	248.207	112.112	.216	179.654	181.142
DE STA-F121							.351	.917	.903	.710	.290	.069
							-1.084	252.312	107.969	.018	179.957	185.870
A STA-230	.551	.005	.005	.184	.184	.183	.293	.917	.902	.690	.310	.088
	-83.397	25.905	25.905	-83.932	-83.932	-82.319	-2.595	252.337	107.964	-.152	180.338	186.263
DE STA-115							.330	.913	.900	.699	.301	.069
							-1.603	252.920	107.323	-.074	180.173	186.143
A STA-F121	.371	.182	.182	.184	.184	.006	.351	.917	.903	.710	.290	.069
	-83.000	94.298	94.298	-83.890	-83.890	-15.217	-1.084	252.312	107.969	.018	179.957	185.870

Impedancia eq. de Thevenin en el bus HLT-230 : Sec.(+) R= .84179E-02 JX= .74429E-01
 Sec. (0) R= .39317E-02 JX= .45266E-01

HOJA NUM. 45

PAGINA 13

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 GERENCIA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

SISTEMA INTERCONECTADO AREA NOROESTE CASO 1995/96
 SECUENCIA POSITIVA GENERACION MAXIMA ZONA NORTE
 SECUENCIA CERO GENERACION MAXIMA ZONA NORTE

***** FALLA DE FASE "A" A TIERRA *****

	IA	IB	IC	IA1	IA2	IA0	VA	VB	VC	VA1	VA2	VA0
F EN SSA-230	5.380	.000	.000	1.793	1.793	1.793	.000	.937	.896	.600	.400	.200
	-83.195	.000	.000	-83.195	-83.195	-83.195	.000	251.327	109.558	.688	178.968	184.123
DE STA-F121							.541	.942	.920	.794	.206	.049
							.528	248.682	111.861	.408	178.424	187.485
A STA-230	.607	.047	.047	.218	.218	.171	.478	.940	.919	.772	.228	.067
	-79.638	94.593	94.593	-80.054	-80.054	-78.577	-.779	248.954	111.565	.126	179.573	188.548
DE STA-115							.513	.938	.917	.782	.218	.051
							.012	249.242	111.248	.273	179.023	188.240
A STA-F121	.490	.179	.179	.223	.223	.046	.541	.942	.920	.794	.206	.049
	-80.006	95.268	95.268	-81.269	-81.269	-67.567	.528	248.682	111.861	.408	178.424	187.485

Impedancia eq. de Thevenin en el bus SSA-230 : Sec. (+) R= .39422E-01 JX= .22102E+00
 Sec. (0) R= .51318E-02 JX= .11169E+00

COMPONENTES SIMÉTRICAS

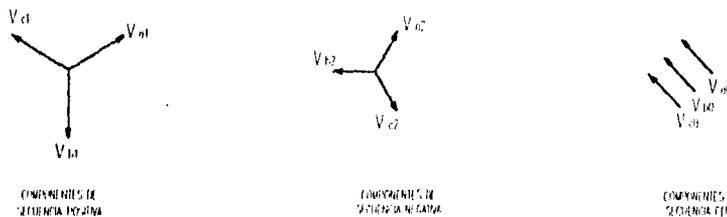
En el año de 1918, Fortescue presentó un trabajo en el que demuestra que un sistema desequilibrado de n vectores relacionados entre sí, pueden descomponerse en n sistemas de vectores equilibrados llamados *componentes simétricas* de los vectores originales. Los n vectores de cada conjunto son de igual longitud, siendo también iguales los ángulos formados por los vectores adyacentes. Este método es aplicable a cualquier sistema polifásico.

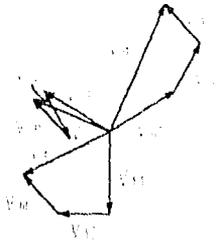
Tres vectores desequilibrados de un sistema trifásico pueden descomponerse en tres sistemas equilibrados de vectores. Los conjuntos equilibrados de componentes son:

- 1.- Componentes de secuencia positiva, formados por tres vectores de igual magnitud, con diferencia de fase de 120° y con la misma secuencia de fases que los vectores originales.
- 2.- Componentes de secuencia negativa, formados por tres vectores de igual magnitud, con diferencia de fase de 120° y con la secuencia de fases opuestas que los vectores originales.
- 3.- Componentes de secuencia cero, formados por tres vectores de igual módulo y con una diferencia de fase de 0° .

La secuencia de fases de las componentes de secuencia positiva de los vectores desequilibrados, es *abc* y la de las componentes de secuencia negativa es *acb*. Si nos referimos a tensiones, pueden designarse por V_a , V_b y V_c . Los tres conjuntos de componentes se designan con el subíndice 1 para las componentes de secuencia positiva, 2 para las componentes de secuencia negativa y 0 para las componentes de secuencia cero.

Fig. 1.- Los tres conjuntos de Vectores Equilibrados de un sistema trifásico desequilibrado.





Cada uno de los vectores desequilibrados originales es igual a la suma de sus componentes. En las siguientes formulas los vectores originales son expresados en función de sus componentes.

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0}$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0}$$

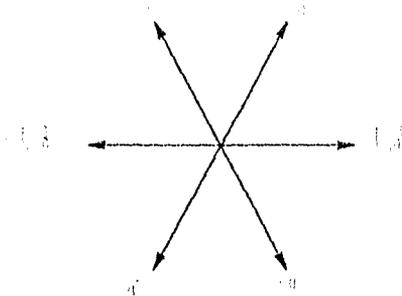
OPERADORES

Es conveniente, por los desplazamientos de fase de los componentes simétricos de las tensiones y las corrientes de un sistema trifásico, disponer de un método para indicar la rotación de un vector 120° . El resultado de la multiplicación de dos números complejos, es igual al producto de sus módulos y a la suma de sus ángulos. Si el número complejo, que representa a un vector, se multiplica por un número complejo de módulo unidad y ángulo θ , el número complejo resultante representa a un vector igual al original, pero desplazado un ángulo θ .

El número complejo de módulo unidad y ángulo θ es un operador que gira al vector a que se aplica un ángulo θ .

La letra a se utiliza normalmente para designar al operador que origina una rotación de 120° en sentido contrario de las manecillas del reloj. Tal operador es un número complejo de módulo unidad y argumento de 120° y se define de la manera siguiente:

$$a = 1 \angle 120^\circ = 1 e^{j2\pi/3} = -0.5 + j0.866$$



Si se aplica a un vector el operador a dos veces consecutivas, el vector girará 240° . Tres aplicaciones sucesivas de a , girarán al vector 360° . Por tanto,

$$a^2 = 1 \angle 240^\circ = -0.5 - j0.866$$

$$a^3 = 1 \angle 360^\circ = 1 \angle 0^\circ = 1$$

Existe una gran diferencia entre los usos de los operadores j y a . El operador j es de módulo unidad a 90° y $-j$ significa que el número complejo j se cambia en un ángulo de 180° para dar un módulo unidad a 270° . Por tanto,

$$j = 1 \angle 90^\circ \quad \text{y} \quad -j = 1 \angle 270^\circ = 1 \angle -90^\circ$$

Así que $+j$ indica un giro de $+90^\circ$ y $-j$, de -90° . Esta afirmación es correcta, pero no puede aplicarse al operador a , puesto que,

$$a = 1 \angle 120^\circ$$

$$-a = 1 \angle 120^\circ * 1 \angle 180^\circ = 1 \angle 300^\circ = 1 \angle -60^\circ$$

Funciones del operador a

$$a = 1 \angle 120^\circ = -0.5 + j0.866$$

$$a^2 = 1 \angle 240^\circ = -0.5 - j0.866$$

$$a^3 = 1 \angle 360^\circ = 1 + j0$$

$$a^4 = 1 \angle 120^\circ = -0.5 + j0.866 = a$$

$$1+a = 1 \angle 60^\circ = 0.5 + j0.866 = -a^2$$

$$1-a = \sqrt{3} \angle -30^\circ = 1.5 - j0.866$$

$$1+a^2 = 1 \angle -60^\circ = 0.5 - j0.866 = -a$$

$$1-a^2 = \sqrt{3} \angle 30^\circ = 1.5 + j0.866$$

$$a+a^2 = 1 \angle 180^\circ = -1$$

$$a-a^2 = \sqrt{3} \angle 90^\circ = 0 + j1.732$$

$$1+a+a^2 = 0$$

COMPONENTES SIMETRICOS DE VECTORES ASIMETRICOS

$$V_b1 = a^2 V_a1 \quad V_c1 = a V_a1$$

$$V_b2 = a V_a2 \quad V_c2 = a^2 V_a2$$

$$V_b0 = V_a0 \quad V_c0 = V_a0$$

Reescribiendo las ecuaciones de voltajes,

$$V_a = V_a1 + V_a2 + V_a0$$

$$V_b = a^2 V_a1 + a V_a2 + V_a0$$

$$V_c = a V_a1 + a^2 V_a2 + V_a0$$

o bien, en forma matricial

$$V_a = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a1 \\ V_a2 \\ V_a0 \end{bmatrix}$$

$$V_b = \begin{bmatrix} 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a1 \\ V_a2 \\ V_a0 \end{bmatrix}$$

$$V_c = \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a1 \\ V_a2 \\ V_a0 \end{bmatrix}$$

Se hace por conveniencia

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad \text{Entonces} \quad A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$

y se pueden conocer las componentes de secuencia a partir de componentes de fase,

$$\begin{aligned} V_{a0} &= \frac{1}{3} (V_a + V_b + V_c) \\ V_{a1} &= \frac{1}{3} (V_a + a V_b + a^2 V_c) \\ V_{a2} &= \frac{1}{3} (V_a + a^2 V_b + a V_c) \end{aligned}$$

o bien,

$$\begin{aligned} V_{a0} &= \frac{1}{3} (V_a + V_b + V_c) \\ V_{a1} &= \frac{1}{3} (V_a + a V_b + a^2 V_c) \\ V_{a2} &= \frac{1}{3} (V_a + a^2 V_b + a V_c) \end{aligned}$$

Las ec's anteriores demuestran que no hay componentes de secuencia cero si la suma de los vectores desequilibrados es cero. Como la suma de los vectores de tensión entre líneas en un sistema trifásico balanceado es siempre cero, las componentes de secuencia cero no existen en las tensiones de línea.

Las ec's anteriores también se pueden escribir para corrientes de un sistema trifásico, puesto que son un conjunto de vectores relacionados entre sí.

$$\begin{aligned}
 I_a &= I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \\
 I_b &= a^2 I_{a1} + a I_{a2} + I_{a0} \\
 I_c &= a I_{a1} + a^2 I_{a2} + I_{a0} \\
 I_{a0} &= \frac{1}{3} (I_a + I_b + I_c) \\
 I_{a1} &= \frac{1}{3} (I_a + a I_b + a^2 I_c) \\
 I_{a2} &= \frac{1}{3} (I_a + a^2 I_b + a I_c)
 \end{aligned}$$

En un sistema trifásico, la suma de las corrientes en las líneas, es igual a la corriente I_n . Por tanto,

$$I_a + I_b + I_c = I_n$$

De las ec's anteriores se puede decir que,

$$I_n = 3I_{a0}$$

Si no hay retorno por el neutro en un sistema trifásico, I_n es cero y las corrientes en las líneas no contienen componentes de secuencia cero. Una carga conectada en Δ no tiene retorno por el neutro, por tanto, las conexiones en Δ no aportan componentes de secuencia cero.

Las normas americanas para los transformadores en Φ - Δ , exigen que la caída de tensión de $H1$ al neutro esté adelantada 30° , respecto a la caída de tensión de $X1$ al neutro, independientemente de que el devanado Y o el Δ correspondan al lado de alta tensión. De igual forma, la tensión $H2$ va adelantada en 30° a la de $X2$ y la de $H3$, también adelanta 30° a $X3$. En la figura 5 se puede ver que V_{A1} adelanta 30° a V_{B1} , lo que nos permite determinar que la terminal a cuya fase está conectada b , debe designarse por $X1$.

Si se observan los diagramas vectoriales puede verse que V_{a1} va adelantado 90° respecto a V_{A1} .

Ya que la dirección especificada para I_A en la fig. 4 es hacia fuera del punto de enrollamiento, estas corrientes están 180° fuera de fase. El diagrama fasorial de corrientes de un transformador Φ - Δ puede verse en la fig. 5.

$$\begin{aligned}
 V_{a1} &= +jV_{A1} & I_{a1} &= +jI_{A1} \\
 V_{a2} &= -jV_{A2} & I_{a2} &= -jI_{A2}
 \end{aligned}$$

Fig. 5. - Método de cálculo de las tensiones de los conductores de una línea de transmisión de energía eléctrica.

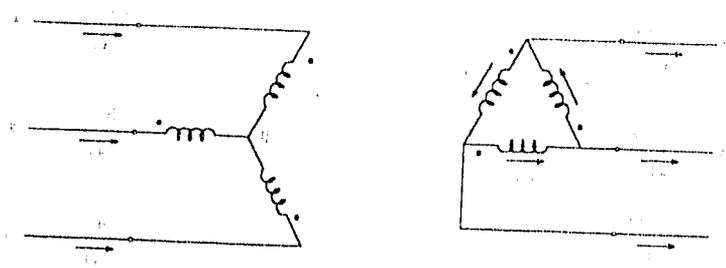
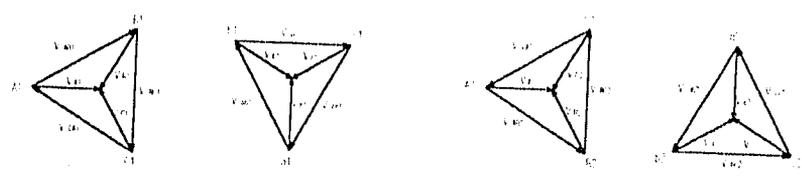


Fig. 5. - Método de cálculo de las tensiones.

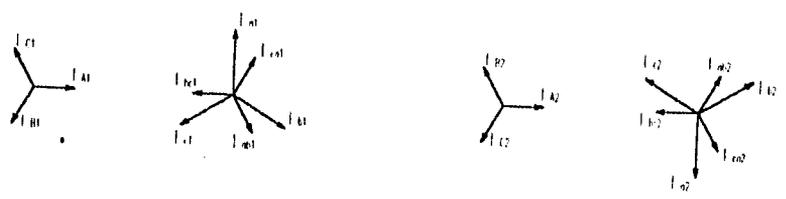


SECCION A

SECCION B

Fig. 5. - Método de cálculo de las tensiones.

Fig. 5. - Método de cálculo de las tensiones de los conductores de una línea de transmisión de energía eléctrica.



SECCION A

SECCION B

CANTIDADES POR UNIDAD

El valor por unidad de una magnitud cualquiera se define como la razón de su valor al valor base, expresado en forma decimal.

$$\text{Cantidad en pu} = \frac{\text{cantidad actual}}{\text{valor base}}$$

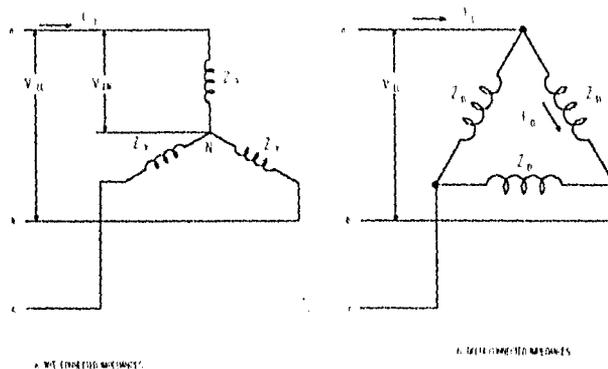
donde la cantidad actual es un escalar o un valor complejo de una cantidad expresada en sus propias unidades, tales como volts, amperes, ohms, o watts. El "valor base" se refiere a un número arbitrario o una referencia conveniente de la misma cantidad elegida, designada como base

VENTAJAS DE TRABAJAR EN PU

- + La representación de los resultados es más manejable y las magnitudes relativas de todas las cantidades de los circuitos similares pueden ser comparadas directamente
- + La impedancia equivalente en pu de cualquier transformador es la misma cuando se refiere al lado primario o lado secundario.
- + La impedancia en pu de un transformador en un sistema trifásico es la misma sin importar las conexiones de sus devanados (Y-Δ, Δ-Y, Y-Y, o Δ-Δ).
- + El método de pu es independiente de los cambios de voltaje y ángulos cuando se presentan transformadores donde los voltajes bases en los devanados son proporcionales al número de vueltas de sus devanados.

RELACION GENERAL ENTRE LAS CANTIDADES EN LOS CIRCUITOS

FIG. 8. - EQUIVALENCIAS ENTRE LOS MODELOS DE LOS TRANSFORMADORES



$$S_{3\phi} = \sqrt{3} V_{LL} I_L$$

$$V_{LL} = \sqrt{3} V_{LN} \angle 30^\circ$$

$$I_L = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} V_{LL}}$$

De esas tres ecuaciones el valor de la impedancia y la corriente en la delta se pueden determinar.

1.- Impedancia en la conexión estrella

$$Z_Y = \frac{V_{LN}}{I_L} = \frac{V_{LL} \angle -30^\circ}{\sqrt{3} \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} V_{LL}}} = \frac{V_{LL}^2 \angle -30^\circ}{S_{3\phi}}$$

2.- Impedancia en la conexión delta

$$I_D = \frac{I_L \angle +30^\circ}{\sqrt{3}}$$

$$Z_D = \frac{V_{LL}}{I_D} = \frac{\sqrt{3} V_{LL} \angle -30^\circ}{\frac{I_L \angle +30^\circ}{\sqrt{3}}} = \sqrt{3} V_{LL} \angle -30^\circ \frac{\sqrt{3} V_{LL}}{S_{3\phi}}$$

$$= \frac{3 V_{LL}^2 \angle -30^\circ}{S_{3\phi}}$$

$$I_D = \frac{V_{LL}}{Z_D} = \frac{S_{3\phi} \angle +30^\circ}{3 V_{LL}}$$

*S es la potencia aparente o potencia compleja en volt-ampere (VA, KVA, MVA), P es la potencia activa en watts (W, KW, MW), y Q es la potencia reactiva en vars (VAR, KVAR, MVAR). Entonces $S = P + jQ$.

$$S_B = \sqrt{3} V_B I_B \quad I_b = \frac{KVA_{base}}{\sqrt{3} KV_{base}} \quad Z_b = \frac{KV_{base}}{MVA_{base}}$$

$$Z_{pu} = \frac{Z_{ohm}}{Z_b} = \frac{MVA_b Z_{ohm}}{KV_b^2}$$

CAMBIO DE BASE PARA LOS VALORES POR UNIDAD

Algunas veces la impedancia por unidad de un componente de un sistema se expresa sobre una base distinta que la que ha seleccionado como base para la parte del sistema en la cual está situado dicho componente. Dado que todas las impedancias de cualquier parte del sistema tienen que ser expresadas respecto a la misma base, al hacer los cálculos, es necesario tener un medio para pasar las impedancias por unidad de una a otra base. La ecuación que se utiliza para pasar de una base a otra es,

$$Z_{nuevo} = Z_{dado} \frac{KV_{dado}^2}{KV_{nuevo}^2} \frac{MVA_{nuevo}}{MVA_{dado}}$$

$$\text{si } KV_{dado} = KV_{nuevo}$$

$$Z_{nuevo} = Z_{dado} \frac{MVA_{nuevo}}{MVA_{dado}}$$

VOLTAJES BASES EN AMBOS LADOS DEL TRANSFORMADOR

Cuando en un sistema de potencia nos encontramos a un transformador, nos vemos en la necesidad de tomar dos voltajes bases, uno para el lado de alta tensión y otro para el lado de baja tensión (lo mismo sucede con las corrientes). Por lo tanto un transformador en un sistema de potencia es un "separador" de voltajes bases y de corrientes bases.

$$KV_{alta} KV_{base\ baja} = KV_{baja} KV_{base\ alta}$$

$$KV_{base\ alta} = \frac{KV_{alta}}{KV_{baja}} KV_{base\ baja}$$

$$KV_{base\ baja} = \frac{KV_{baja}}{KV_{alta}} KV_{base\ alta}$$

Con estas fórmulas podemos calcular ambos voltajes bases en el transformador, por lo tanto, también sus corrientes bases.

LINEAMIENTOS Y CRITERIOS DE AJUSTE

RESUMEN

GENERALIDADES

DESARROLLO

CRITERIOS BASICOS PARA DETERMINAR LOS AJUSTES DE LOS RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONALES DE TIERRA (67N)

COMPROMISOS DEL ESQUEMA:

- 1.- DEBE OPERAR PARA FALLAS DENTRO DE LA PROPIA LÍNEA.
- 2.- RESPALDAR HASTA DONDE SEA POSIBLE. ESTO SERÁ INHERENTE AL CÁLCULO Y DEBERÁ QUEDAR DEFINIDO EN LAS CONCLUSIONES DEL PROPIO ESTUDIO.

I.- CÁLCULO DE PICK-UP.

SE CALCULAN FALLAS A TIERRA EN LOS EXTREMOS DE LAS LINEAS ADYACENTES AL BUS DELANTERO CON EL INTERRUPTOR ABIERTO EN EL BUS REMOTO. CON EL OBJETO DE CONOCER EN CADA CASO LA APORTACIÓN DE 3 I₀ QUE PASA POR EL RELEVADOR, Y ASÍ SELECCIONAR EL PICK-UP DE CORRIENTE QUE NOS GARANTICE UNA SENSIBILIDAD ADECUADA PARA LA DETECCIÓN DE FALLAS A RESPALDAR. EL VALOR DE AJUSTE DEL PICK-UP SERÁ A CRITERIO ENTRE EL 30% Y 50% DEL VALOR MINIMO ENCONTRADO EN EL CÁLCULO. EN ALGUNOS CASOS ESTO NO SERÁ POSIBLE POR LO QUE SE DEBERÁ MENCIONARSE EN EL ESTUDIO.

II.- CÁLCULO DE LA PALANCA.

SE CALCULA LA FALLA A TIERRA EN EL BUS ADYACENTE PARA SELECCIONAR EL AJUSTE DE PALANCA QUE NOS PROPORCIONE UN TIEMPO DE OPERACIÓN ENTRE 0.4-0.5 SEG. APROXIMADAMENTE, SUFICIENTE PARA COORDINAR CON EL RELEVADOR 67N DELANTERO QUE DEBERÁ OPERAR EN UN TIEMPO DE 0.1 A 0.2 SEG. PARA FALLA EN TERMINALES CON MÁXIMA APORTACIÓN, ASÍ COMO CON LA ZONA I DEL RELEVADOR DE DISTANCIA DE TIERRA.

EL CÁLCULO DEBERÁ EFECTUARSE PARA LA FALLA A LA SALIDA DE LAS LINEAS ADYACENTES CON INTERRUPTOR ABIERTO EN EL OTRO EXTREMO, CONSIDERANDO INCLUSIVE LA CONTINGENCIA MAS PROBABLE Y SELECCIONANDO LA MÁXIMA APORTACIÓN.

EN RELACIÓN A LA CURVA CARACTERÍSTICA, SE RECOMIENDA LA UTILIZACIÓN DE LA DE TIPO INVERSO O MUY INVERSO PARA LOGRAR EL MARGEN DE COORDINACIÓN ADECUADO.

EN EL CASO DE ANILLOS CON UNA SOLA FUENTE DEBERÁ SEGUIRSE EL CRITERIO DE COORDINACIÓN DE TIEMPOS Y CORRIENTES DE ARRANQUE ESCALONADOS.

III.- CÁLCULO DEL INSTANTÁNEO.

EL AJUSTE DE LA UNIDAD INSTANTÁNEA SE DETERMINA MULTIPLICANDO POR UN VALOR ENTRE 1.4 Y 1.6 DE LA CORRIENTE DE APORTACIÓN DE 310 PARA FALLA EN EL BUS DELANTERO (TODO CERRADO), TOMANDO EN CUENTA EL PRINCIPIO DE OPERACIÓN DEL ELEMENTO INSTANTÁNEO (ELECTRÓNICO O ELECTROMECÁNICO) PARA EVITAR QUE ESTE SOBREALCANSE.

SE HA OBSERVADO QUE LA UNIDAD INSTANTÁNEA ES GENERALMENTE APLICABLE EN LÍNEAS LARGAS Y SE RECOMIENDA QUE SU AJUSTE NO SOBREALCANSE FALLAS EN EL BUS DELANTERO CUBRIÉNDOSE UN MÁXIMO DE UN 70% DE LA LÍNEA PARA NO PERDER COORDINACIÓN. EN EL CASO EN QUE SE CUENTE CON CANAL DE COMUNICACIÓN SE RECOMIENDA LA IMPLEMENTACIÓN DE DISPARO TRANSFERIDO DIRECTO CON SU OPERACIÓN.

EN EL CASO DE LÍNEAS CORTAS SU APLICACIÓN SERÁ COMO ESQUEMA DE COMPARACIÓN DIRECCIONAL Y DE NO CONTARSE CON EL CANAL DE COMUNICACIÓN SE DEBERÁ BLOQUEAR DICHA UNIDAD INSTANTÁNEA.

CRITERIOS BASICOS PARA DETERMINAR LOS AJUSTES DE LOS RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE (51 N'S) DE BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES.

COMPROMISO DEL ESQUEMA:

I.- DEBE OPERAR COMO UN RESPALDO DE LAS PROTECCIONES DE LAS LÍNEAS ADYACENTES A SUS BARRAS DE ALTA Y BAJA TENSIÓN. ASI COMO DE LA DIFERENCIAS DE BARRAS Y TRANSFORMADOR.

I.- CÁLCULO DEL PICK-UP.

EL AJUSTE DE LA CORRIENTE DE PICK-UP SERÁ CUANDO MENOS DEL 50% DE LA MÍNIMA APORTACIÓN DE LA CORRIENTE DEL NEUTRO QUE SEA DETECTADA PARA UNA FALLA DE FASE A TIERRA.

ESTE VALOR SERÁ EL OBTENIDO DEL CÁLCULO EFECTUADO EN EL EXTREMO DE CADA UNA DE LAS LÍNEAS ADYACENTES AL BUS DE ALTA TENSIÓN, CON EL INTERRUPTOR DE ESE EXTREMO ABIERTO.

II.- CÁLCULO DE LA PALANCA.

PARA SELECCIONAR LA PALANCA, SE ANALIZAN LOS VALORES DE FALLA EN LA SECCIÓN DE BAJA TENSIÓN Y SE DETERMINA EL VALOR MÁXIMO DE APORTACIÓN POR EL NEUTRO. PARA ESTE VALOR EL TIEMPO DE OPERACIÓN DEL RELEVADOR DEBERÁ SER ENTRE 0.3 Y 0.5 SEG. CON RESPECTO AL TIEMPO DE OPERACIÓN DEL RELEVADOR 67N INSTALADO EN LAS LÍNEAS.

VERIFICANDO ADEMÁS QUE EXISTA EL MARGEN DE COORDINACIÓN ADECUADO CON LA ZONA 2 DE LOS ESQUEMAS DE DISTANCIA.

ES CONVENIENTE GRAFICAR TODOS LOS VALORES CALCULADOS DE CORRIENTE DE NEUTRO, Y ASI EVALUAR EN CUALQUIER MOMENTO EL COMPORTAMIENTO DE LA PROTECCIÓN EN CASO DE OPERACIÓN.

CUANDO SE TENGA IMPLEMENTADO EL ESQUEMA DE DISPARO Y RECIERRE MONOPOLAR EN LÍNEAS CERCANAS A LA SUBESTACIÓN EN ESTUDIO, ES NECESARIO EVALUAR LA CORRIENTE EN EL NEUTRO DEL BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES PARA ESTA CONDICIÓN, CON EL OBJETO DE SELECCIONAR UN AJUSTE ADECUADO DE PICK-UP DE CORRIENTE, Y ASI EVITAR DISPAROS INDESEABLES DEL BANCO.

CRITERIOS BASICOS PARA DETERMINAR LOS AJUSTES DE LOS RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE (SIN'S) DE BANCOS DE TRANSFORMADORES.

COMPROMISOS DEL ESQUEMA:

I.- DEBE OPERAR COMO UN RESPALDO DE LAS PROTECCIONES DE LAS LINEAS ADYACENTES A SUS BARRAS DE BAJA Y ALTA TENSION, ASI COMO DE LAS DIFERENCIAS DE BARRAS Y TRANSFORMADOR

I.- LOS CRITERIOS DE AJUSTE DE PICK-UP Y TIEMPO SEAN SIMILARES A LOS MENCIONADOS PARA LOS AUTOTRANSFORMADORES. SOLO EN EL CASO DE QUE SE TENGAN LOS TC'S DE NEUTRO EN PARALELO (MISMA RELACION).

POR OTRO LADO, CUANDO SE TENGA UN 5INT POR CADA NEUTRO, SE DEBERA VERIFICAR PARA CADA UNO DE ELLOS LA SENSIBILIDAD CON FALLAS EN LOS EXTREMOS DE CADA UNA DE LAS LINEAS ADYACENTES AL BUS DONDE ESTA CONECTADO.

EN CUANTO AL TIEMPO DE OPERACION ESTE DEBERA SEGUIR EL CRITERIO ANTES MENCIONADO.

CRITERIOS BASICOS PARA DETERMINAR LOS AJUSTES DE LOS RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE DE FASE (SI'S) DE BANCOS DE TRANSFORMACION.

COMPROMISOS DEL ESQUEMA:

I.- DEBE OPERAR COMO UN RESPALDO DE LAS PROTECCIONES PROPIAS DEL TRANSFORMADOR.

I.- CALCULO DEL PICK-UP.

SE RECOMIENDA QUE ESTE AJUSTE SEA DEL 200% DE LA CAPACIDAD OA DEL TRANSFORMADOR PARA EVITAR QUE DISPARE DURANTE CONDICIONES DE SOBRECARGA MOMENTANEA DURANTE DISTURBIOS EN EL SISTEMA.

II.- CALCULO DE PALANCA.

ESTA SE DEBERA SELECCIONAR CONSIDERANDO QUE PARA LA FALLA TRIFASICA MAXIMA SU TIEMPO DE OPERACION ESTE ENTRE 1.0 Y 1.5 SEG. Y ABAJO DE LA CURVA DE DAÑO DEL TRANSFORMADOR.

CRITERIOS BASICOS PARA DETERMINAR LOS ALCANCES OHMICOS DE LAS ZONAS DE PROTECCION DE LOS RELEVADORES DE DISTANCIA.

I.- ALCANCE OHMICO DE LA ZONA I

DEPENDERAN DEL TIPO DE CARACTERISTICA DE OPERACION DE LOS RELEVADORES. LONGITUD DE LINEA QUE SE TENGA Y DEL TIPO DE FALLA A PROTEGER.

PARA LOS RELEVADORES DE FASE, SE RECOMIENDA QUE CUBRA DE UN 80% AL 90% DE LA LINEA DE TRANSMISION A PROTEGER. LOS RELEVADORES PARA FALLA A TIERRA SE RECOMIENDA AJUSTARLOS DE UN 70% AL 80% DE LA LONGITUD DE LA LINEA A PROTEGER.

EN LOS RELEVADORES DONDE SE CUENTE CON AJUSTE RESISTIVO INDEPENDIENTE, ESTE DEBERA SER MENOR AL 80% DEL VECTOR CARGA Y RESPETAR LAS LIMITACIONES DE R/X ESTABLECIDAS.

EL MARGEN DE SEGURIDAD ES PARA CONSIDERAR ERRORES DEL PROPIO RELEVADOR, ERRORES INTRODUCIDOS POR LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y DE VOLTAJE, PARTICULARMENTE BAJO CONDICIONES DE TRANSITORIOS, INEXACTITUD EN LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO DE LAS LINEAS DE TRANSMISIÓN LO CUAL AFECTA A LOS AJUSTES DEL FACTOR DE COMPENSACION DE SECUENCIA CERO, ETC.

EL TIEMPO DE OPERACIÓN ES INSTANTÁNEO, ESTO QUIERE DECIR QUE NO LLEVA NINGÚN RETRASO INTENCIONAL DE TIEMPO

II.- ALCANCE ÓHMICO DE LA ZONA 2

ESTA ZONA DE PROTECCIÓN SE AJUSTA A UNA IMPEDANCIA IGUAL AL 100% DE LA PROPIA LÍNEA MAS EL 50% DE LA LÍNEA ADYACENTE MAS CORTA CONSIDERANDO LOS EFECTOS DEL INFEED MENOR CON EL EXTREMO REMOTO DE ESA LÍNEA ABIERTO, EVALUADO EN CONDICIONES DE CONTINGENCIA RAZONABLE.

EL RETARDO DE TIEMPO DE ÉSTA ZONA DEBERÁ AJUSTARSE ENTRE 200MS. Y 300 MS.

III.- ALCANCE ÓHMICO DE LA ZONA 3

EL OBJETIVO DE ÉSTA ZONA PARA LOS RELEVADORES ELECTROMECAÑICOS DE REACTANCIA ES PROPORCIONAR EL ARRANQUE DEL ESQUEMA. PARA LOS RELEVADORES DE ADMITANCIA (MHO) ESTE ALCANCE DEBERÁ DE SER MAYOR AL DE LA ZONA 2 E INTENTAR CUBRIR CUANDO MENOS LA LÍNEA ADYACENTE MAS CORTA CONSIDERANDO UN VALOR DE INFEED QUE TOMA EN CUENTA LAS RESTRICCIONES PROPIAS DEL RELEVADOR, SE DEBERÁ VERIFICAR QUE EL FLUJO DE POTENCIA MÁXIMO POR LA LÍNEA NO SE LIMITE.

EN CUANTO AL TIEMPO DE OPERACIÓN, ESTE PODRÁ AJUSTARSE ENTRE 0.8-1.2 SEG.

EN EL CASO DE QUE SE TENGAN TRANSFORMADORES ADYACENTES A LA LÍNEA EN LOS CUALES SE TENGAN 51 NT'S DE TIEMPO DEFINIDO EL TIEMPO DE RETARDO PUEDE QUEDAR ENTRE 0.6 Y 0.7 SEG. POR COORDINACIÓN.

IV.- EL AJUSTE DE LA UNIDAD DE SOBRECORRIENTE QUE ARRANCA O SUPERVISA LOS ESQUEMAS PARA FALLAS ENTRE FASES Y FALLAS A TIERRA, DEBERÁ REALIZARSE CALCULANDO LA APORTACIÓN DE CORRIENTE PARA FALLA EN EL EXTREMO REMOTO CALCULADO PARA LA ZONA 3.

CRITERIOS BASICOS PARA DETERMINAR LOS AJUSTES DEL ESQUEMA 50BF.

COMPROMISOS DEL ESQUEMA

1.- RESPALDAR LOCALMENTE FALLAS DE INTERRUPTOR DURANTE LOS REQUERIMIENTOS DE OPERACIÓN PARA FALLAS EN LAS LÍNEAS ADYACENTES A LA BARRA ASOCIADA.

1.- EL AJUSTE DE LA UNIDAD DE SOBRECORRIENTE DE FASE, DEBERÁ SELECCIONARSE TOMANDO EN CUENTA LA CORRIENTE DE CARGA MÁXIMA DE LA LÍNEA Y LA CONTRIBUCIÓN DE CORRIENTE DE FALLA TRIFÁSICA EN EL BUS ADYACENTE CON LÍNEA CERRADA EN AMBOS EXTREMOS, APLICANDO UN FACTOR DE SEGURIDAD DEL 30% AL 50% QUE NOS GARANTICE SU ARRANQUE PARA FALLAS DENTRO DE ESTA.

PARA LA UNIDAD DE SOBRECORRIENTE DE NEUTRO, SOLAMENTE TOMAREMOS EN CUENTA LA CONTRIBUCIÓN DE FALLA A TIERRA EN EL BUS ADYACENTE APLICANDO EL MISMO FACTOR DE SEGURIDAD QUE EN EL CASO ANTERIOR.

EN ESQUEMAS DE INTERRUPTOR Y MEDIO DEBERÁ CONSIDERARSE PARA EL MEDIO EL CASO DE MAYOR SENSIBILIDAD

PARA INTERRUPTORES ASOCIADOS CON UNIDADES GENERADORAS. DADO QUE EN ALGUNOS CASOS NO EXISTE SOBRECORRIENTE SE DEBERA IMPLEMENTAR ARRANQUE POR ANOMALÍAS MECANICAS.

II.- EL TIEMPO DE OPERACIÓN DEBERÁ AJUSTARSE APROXIMADAMENTE 110 MS.

III.- CUANDO SE TENGA DISPARO Y RECIERRE MONOPOLAR. LA UNIDAD DE SOBRECORRIENTE RESIDUAL DEBERÁ BLOQUEARSE.

CRITERIOS BASICOS PARA DETERMINAR LOS AJUSTES DE LOS RELEVADORES DE RESPALDO DE SOBRECORRIENTE 51NT'S EN BANCOS DE UNIDADES GENERADORAS

COMPROMISOS DEL ESQUEMA:

1.- RESPALDAR LAS FALLAS A TIERRA EN LAS LÍNEAS ADYACENTES.

2.-RESPALDAR LAS PROTECCIONES DIFERENCIALES DEL GRUPO GENERADOR-TRANSFORMADOR Y DEL BUS.

I.- EL AJUSTE DE PICK-UP DEBERÁ SELECCIONARSE CUBRIENDO LAS SIGUIENTES DOS CONDICIONES:

1).- DEBE TOMAR EN CUENTA UN DESBALANCE DE ENTRE 15% AL 30% DE LA CORRIENTE NOMINAL DEL TRANSFORMADOR. Y :

2).- DEBE CUBRIR LAS FALLAS A TIERRA EN LOS EXTREMOS DE LAS LÍNEAS ADYACENTES CONECTADAS AL BUS DONDE ESTÁ EL TRANSFORMADOR.

II.- EL AJUSTE DE PALANCA DEBERÁ SER TAL QUE NOS DE UN TIEMPO DE OPERACIÓN ENTRE 1.0 Y 1.5 SEG. PARA FALLA EN EL BUS DONDE ESTÁ EL TRANSFORMADOR Y QUE ADEMÁS COORDINE, EN SU CASO, CON LAS PROTECCIONES ADYACENTES.

CAPITULO V
COORDINACION

UNA VEZ QUE HEMOS OBTENIDO LAS MAGNITUDES DE CORRIENTE QUE PASAN POR LOS NEUTROS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES DE SEIS DE ABRIL Y SANTA ANA EN GENERACION MINIMA Y GENERACION MAXIMA. PROCEDEREMOS A CALCULAR LOS TIEMPOS DE OPERACION PARA LOS MENCIONADOS RELEVADORES DE ACUERDO A LOS SIGUIENTES DATOS DEL RELEVADOR MARCA: WHI, TIPO: CO-8 CON LOS SIGUIENTES AJUSTES:

STA	TAP 3	PAL: 2	RTC: 300/5
SSA	TAP: 2	PAL: 2	RTC: 600/5

ESTOS VALORES DE AJUSTE SE TOMAN DE ACUERDO AL CRITERIO MARCADO EN LOS LINEAMIENTOS Y CRITERIOS DE AJUSTE EN LA PARTE QUE DICE CRITERIOS BASICOS PARA DETERMINAR LOS AJUSTES DE LOS RELEVADORES DE CORRIENTE (51sN) DE BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES.

EL CALCULO SE LLEVARA A CABO DE LA SIGUIENTE MANERA TOMAMOS EL DATO DE LA CORRIENTE QUE PASA POR EL NEUTRO DEL AUTOTRANSFORMADOR PARA CADA CASO ESTUDIADO Y LA LLAMAREMOS " I_F " LA CONVERTIMOS EN CORRIENTE SECUNDARIA DIVIDIENDO ESTA CANTIDAD ENTRE LA RTC: QUE ES LA CORRIENTE QUE MANEJARA EL RELEVADOR. LA DIVIDIMOS ENTRE EL VALOR DE TAP Y CON ESTE VALOR NOS VAMOS A LA HOJA DE CURVAS DE OPERACION DEL RELE Y CRUZAMOS ESTE VALOR DEL EJE DE LAS ABCISAS CON LA CURVA DE PALANCA DOS Y OBTENDREMOS EL TIEMPO DE OPERACION EN EJE DE LAS ORDENADAS.

$$\text{BUS} * I_F = a$$

$$I_{FSEC} = \frac{a}{RTC}$$

$$\text{MULT. TAP} = \frac{I_{FSEC}}{\text{VALOR DE TAP}}$$

TAP = VALOR MINIMO DE CORRIENTE AJUSTADO EN EL RELEVADOR PARA QUE OPERE.

EL DATO DE LA CORRIENTE I_F LO OBTENDREMOS EN LOS DIFERENTES BUSES Y DIFERENTES CORRIDAS DE LA ULTIMA COLUMNA DE LAS TABLAS SIGUIENTES, DONDE DICE I DEL BUS FALLADO EN AMPERES QUE ES EL RESULTADO DE APLICAR LAS SIGUIENTES FORMULAS ANTES MENCIONADAS.

CORRIENTE DE FALLA EN EL LADO DE ALTA TENSION

$$I_n = 3 (I_{OH} - I_{OX})$$

CORRIENTE EN EL LADO DE BAJA TENSION

$$I_n = 3 (I_{OX} - I_{OH})$$

EJEMPLO:

$$\text{BUS SSA230} \quad I_F = 1350.247 \quad = I_{FSEC} = \frac{1350.247}{120} = 11.25 \text{ ASEC.}$$

$$\text{SI RTC} = 600/5 = 120/1$$

$$\text{MULT. TAP} = \frac{11.25}{2} = 5.62$$

$$\text{TAP} = 2$$

$$\text{PAL} = 2$$

SI VAMOS A LA GRAFICA EN EL EJE HORIZONTAL NOS SITUAMOS EN 5.6 VECES LA CORRIENTE DE TAP. SUBIMOS HASTA ENCONTRAR LA CURVA DE LA PALANCA 2. EL CRUCE LO PROYECTAMOS AL EJE VERTICAL Y NOS DA UN TIEMPO DE OPERACION DE 0.7 SEG.

ESTE MECANISMO QUE SE UTILIZARA EN TODOS LOS CASOS ANALIZADOS.

CALCULO DE CORRIENTE DE NEUTRO DE ATR DE SSA GEN. MAX.

T A B L A 1

CORRIENTE BASE EN 230 KV= 251.022
 CORRIENTE BASE EN 115 KV= 502.044

IOH EN P.U.	ANG	IOX EN P.U.	ANG	IOH EN AMP.	IOX EN AMP.	I DE NEUTRO AMP	ANG	FALLA EN:	I DEL BUS FALLADO P.U.	ANG	I DEL BUS FALLADO AM
1.049	-85.116	0.144	-72.480	263.322	72.294	580.279	-89.806	SSA-230	5.379	-83.255	1.350 247
0.729	-81.019	0.060	-69.210	182.995	30.123	460.901	-83.319	MEM-230	5.708	-81.51	1.432 833
0.594	-79.620	0.042	-68.034	149.107	21.086	385.562	-81.508	STA-230	6.569	-81.912	1.648 963
0.196	-74.682	1.709	-84.237	49.200	857.993	2428.549	-84.815	SSA-115	5.585	-83.166	2.803 914
0.110	-70.723	0.952	-80.278	27.612	477.946	1352.219	-80.861	ANT-115	3.113	-79.208	1.562 862
0.080	-70.462	0.692	-80.017	20.082	347.414	982.894	-80.600	SHO-115	2.261	-78.947	1.135 121
0.037	-68.961	0.322	-78.516	9.288	161.658	457.521	-79.095	PPA-115	1.051	-77.445	527.648
0.081	-71.355	0.769	-80.405	20.333	386.072	1098.018	-80.906	MEM-115	4.365	-80.529	2.191 421
0.065	-71.168	0.643	-80.034	16.316	322.814	920.109	-80.504	BZI-115	4.447	-80.795	2.232 588
0.004	-10.910	0.224	-73.580	1.004	112.458	336.001	-74.036	ICA-115	6.708	-85.908	3.367 709

CALCULO DE CORRIENTE DE NEUTRO DE ATR DE SSA GEN. MIN.

IOH EN P.U.	ANG	IOX EN P.U.	ANG	IOH EN AMP.	IOX EN AMP.	I DE NEUTRO AMP	ANG	FALLA EN:	I DEL BUS FALLADO P.U.	ANG	I DEL BUS FALLADO AM
1.447	-85.346	0.139	-72.711	363.229	69.784	886.587	-88.307	SSA-230	5.221	-83.486	1.310 585
0.699	-81.269	0.057	-69.460	175.464	28.616	442.709	-83.543	MEM-230	5.469	-81.768	1.372 839
0.565	-79.949	0.040	-68.365	141.827	20.082	366.664	-81.840	STA-230	6.243	-82.254	1.567 129
0.191	-74.875	1.662	-84.425	47.945	834.397	2361.468	-85.004	SSA-115	5.433	-83.354	2.727 603
0.108	-70.895	0.938	-80.445	27.110	470.917	1332.615	-81.025	ANT-115	3.066	-79.374	1.539 266
0.079	-70.592	0.684	-80.142	19.831	343.398	971.576	-80.724	SHO-115	2.236	-79.071	1.122 570
0.037	-69.032	0.320	-78.582	9.288	160.654	454.508	-79.165	PPA-115	1.046	-77.511	525.138
0.080	-71.554	0.757	-80.616	20.082	380.047	1080.690	-81.119	MEM-115	4.298	-80.74	2.157 784
0.064	-71.390	0.634	-80.248	16.065	318.296	907.296	-80.717	BZI-115	4.412	-81.009	2.215 017
0.003	-11.070	0.220	-73.812	0.753	110.450	330.320	-74.160	ICA-115	6.653	66.14	3.314 995

PARA GENERACION MAXIMA TENEMOS:

MEM 230

80% L.T. SSA-STA230 IF = 1432.8 A IFSEC = 11.9 ASEC.

MULT. DE TAP = 5.9 TAP = 0.66 SEG.

STA230 IF = 1648.9 A IFSEC = 24.48 ASEC.

MULT. DE TAP = 12.24 TAP = 0.4 SEG.

STA115 IF = 2803.9 A IFSEC = 23.36 ASEC.

MULT. DE TAP = 11.18 TAP = 0.40 SEG.

ANT115 IF = 1562.8 A IFSEC = 13.02 ASEC.

MULT. DE TAP = 6.50 TAP = 0.60 SEG.

SHO115 IF = 1135.1 A IFSEC = 9.42 ASEC.

MULT. DE TAP = 4.70 TAP = 0.82 SEG.

PPA115 IF = 527.6 A IFSEC = 4.39 ASEC.

MULT. DE TAP = 2.19 TAP = 3.2 SEG.

MEM 115

80% LT SSA-BZI IF = 2191.4 A IFSEC = 18.26 ASEC.

MULT. DE TAP = 9.13 TAP = 0.49 SEG.

BZH115 IF = 2232.5 A IFSEC = 18.24 ASEC.

MULT. DE TAP = 9.3 TAP = 0.5 SEG.

ICA115 IF = 3367.7 A IFSEC = 28.06 ASEC.

MULT. DE TAP = 14.03 TAP = 0.4 SEG.

PARA GENERACION MINIMA TENEMOS:

SSA230 IF = 1310.585 A IFSEC = 10.92 ASEC.
MULT. DE TAP = 5.49 TAP = 0.7 SEG.

MEM 230

80% LT. SSA-STA230 IF = 1372.839 A IFSEC = 11.44 ASEC.
MULT. DE TAP = 5.72 TAP = 0.68 SEG.

STA230 IF = 1567.129 A IFSEC = 13.05 ASEC.
MULT. DE TAP = 6.52 TAP = 0.6 SEG.

SSA115 IF = 2727.603 A IFSEC = 22.73 ASEC.
MULT. DE TAP = 11.36 TAP = 0.43 SEG.

ANT115 IF = 1139.266 A IFSEC = 12.82 ASEC.
MULT. DE TAP = 6.41 TAP = 0.61 SEG.

SHO115 IF = 1122.570 A IFSEC = 9.35 ASEC.
MULT. DE TAP = 4.67 TAP = 0.86 SEG.

MEM 115

80% LT. SSA-BZI IF = 2157.784 A IFSEC = 17.98 ASEC.
MULT. DE TAP = 8.99 TAP = 0.50 SEG.

BZI115 IF = 2215.617 A IFSEC = 18.45 ASEC.
MULT. DE TAP = 9.22 TAP = 0.49 SEG.

ICA115 IF = 3314.995 A IFSEC = 27.60 ASEC.
MULT. DE TAP = 13.81 TAP = 0.40 SEG.

CALCULO DE CORRIENTE DE NEUTRO DE ATR DE STA GEN. MAX.

T A B L A II

CORRIENTE BASE EN 230 KV= 251.022
 CORRIENTE BASE EN 115 KV= 502.044

IOH EN P.U.	ANG	IOX EN P.U.	ANG	IOH EN AMP.	IOX EN AMP.	I DE NEUTRO AMP	ANG	FALLA EN:	I DEL BUS FALLADO P.U.	ANG	I DEL BUS FALLADO AM
0.901	-85.853	0.271	-75.235	226.171	136.054	287.356	78.975	STA-230	6.570	-81.923	1.649.214
0.270	-82.678	0.077	-71.621	67.776	38.657	92.230	83.367	MEM-230	5.128	-82.342	1.287.240
0.479	-85.150	0.144	-73.532	120.239	72.294	154.578	78.437	FFF-230	3.489	-80.219	875.815
0.428	-84.948	0.129	-73.330	107.437	64.764	137.679	78.541	SCN-230	3.123	-80.771	783.941
0.365	-85.030	0.083	-73.144	91.623	41.670	154.698	85.389	GGG-230	9.880	-81.771	2.480.096
0.183	-82.319	0.006	-15.217	45.937	3.012	134.553	-85.866	HLT-230	15.366	-83.893	3.857.202
0.171	-78.577	0.046	-67.567	42.925	23.094	62.191	89.139	SSA-230	5.380	-83.195	2.700.995
0.986	-79.280	1.921	-83.414	247.508	964.426	2153.353	-84.838	STA-115	6.546	-82.265	3.286.378
0.218	-73.749	0.426	-77.172	54.723	213.871	477.837	-78.347	NNN-115	1.451	-76.023	728.465
0.183	-72.749	0.356	-76.883	45.937	178.728	398.854	-78.310	NGS-115	1.214	-75.734	609.481
0.209	-70.465	0.426	-74.752	52.464	213.871	484.804	-76.143	OOO-115	2.888	-73.706	1.449.902
0.164	-70.23	0.347	-74.632	41.168	174.209	399.602	-75.991	OAS-115	3.122	-73.654	1.567.380
0.436	-75.222	0.853	-79.314	109.446	428.243	957.517	-80.716	OCU-115	3.679	-78.385	1.847.019
0.152	-74.744	0.305	-78.546	38.155	153.123	345.239	-79.806	LLB-115	3.537	-79.282	1.775.729
0.038	-69.94	0.098	-74.252	9.539	49.200	119.085	-75.287	ICA-115	6.546	-82.265	3.286.378

CALCULO DE CORRIENTE DE NEUTRO DE ATR DE STA GEN. MIN.

HOJA NUM. 67

IOH EN P.U.	ANG	IOX EN P.U.	ANG	IOH EN AMP.	IOX EN AMP.	I DE NEUTRO AMP	ANG	FALLA EN:	I DEL BUS FALLADO P.U.	ANG	I DEL BUS FALLADO AM
0.857	-87.178	0.257	-75.569	215.126	129.025	277.381	76.513	STA-230	6.224	-82.256	1.562.360
0.778	-85.917	0.236	-74.131	195.295	118.482	248.762	77.114	MEM-230	4.130	-81.900	1.036.720
0.466	-85.368	0.140	-73.759	116.976	70.286	150.489	78.255	FFF-230	3.395	-80.447	852.219
0.418	-85.148	0.126	-73.539	104.927	63.258	134.429	78.348	SCN-230	3.047	-80.227	764.864
0.329	-85.503	0.075	-73.680	82.586	37.653	139.134	84.922	GGG-230	8.902	-82.308	2.234.597
0.155	-82.605	0.005	-14.979	38.908	2.510	114.071	-86.105	HLT-230	12.982	-84.365	3.258.766
0.166	-78.776	0.044	-67.776	41.670	22.090	61.276	89.315	SSA-230	5.220	-83.403	2.620.668
0.939	-79.584	1.830	-83.712	235.710	918.740	2051.557	-85.134	STA-115	6.236	-82.563	3.130.745
0.216	-73.180	0.421	-77.308	54.221	211.360	471.986	-78.730	NNN-115	1.435	-76.159	720.433
0.181	-72.671	0.353	-77.000	45.435	177.221	395.835	-78.421	NGS-115	1.203	-75.850	603.959
0.203	-70.853	0.415	-75.124	50.957	208.348	472.734	-76.504	OOO-115	2.812	-74.078	1.411.747
0.159	-70.671	0.337	-75.050	39.912	169.189	388.286	-76.399	OAS-115	3.029	-74.073	1.520.690
0.427	-75.490	0.835	-79.577	107.186	419.206	937.158	-80.978	OCU-115	3.598	-78.647	1.806.353
0.150	-74.950	0.301	-78.746	37.653	151.115	340.716	-80.004	LLB-115	3.496	-79.483	1.755.145
0.037	-70.179	0.097	-74.479	9.288	48.698	118.328	-75.491	ICA-115	6.604	-86.136	3.315.497

PARA EL RELE SITUADO EN LA SUBESTACION STA TENEMOS:

PARA GENERACION MAXIMA TENEMOS:

RTC = 300/5	TAP = 3	PAL = 2
STA230	IF = 1649.214 A	IFSEC = 27.48 ASEC.
	MULT. DE TAP = 9.16	TAP = 0.49 SEG.
MEM 230		
80% LT. STA-SSA	IF = 1287.24 A	IFSEC = 21.45 ASEC.
	MULT. DE TAP = 7.15	TAP = 0.58 SEG.
FFF230		
80% LT. STA-SCN	IF = 875.815 A	IFSEC = 14.59 ASEC.
	MULT. DE TAP = 4.80	TAP = 0.80 SEG.
SCN230	IF = 1649.214 A	IFSEC = 27.48 ASEC.
	MULT. DE TAP = 4.35	TAP = 0.90 SEG.
GGG		
80% LT. STA-HLT 230	IF = 2480.096 A	IFSEC = 41.33 ASEC.
	MULT. DE TAP = 13.77	TAP = 0.39 SEG.
HLT230	IF = 3857.202 A	IFSEC = 64.28 ASEC.
	MULT. DE TAP = 21.42	TAP = 0.34 SEG.
SSA230	IF = 2700.995 A	IFSEC = 45.01 ASEC.
	MULT. DE TAP = 15.00	TAP = 0.37 SEG.
STAI15	IF = 3286.378 A	IFSEC = 54.77 ASEC.
	MULT. DE TAP = 18.25	TAP = 0.35 SEG.

NNN

80% LT. STA-NGS 115 IF = 728.465 A IFSEC = 12.14 ASEC.

MULT. DE TAP = 4.04 TAP = 1.20 SEG.

NGS 115

IF = 609.481 A IFSEC = 10.15 ASEC

MULT. DE TAP = 3.38 TAP = 1.31 SEG.

000

80% LT. STA-OAS 115 IF = 1449.902 A IFSEC = 24.16 ASEC.

MULT. DE TAP = 8.05 TAP = 0.51 SEG.

OAS115

IF = 1567.38 A IFSEC = 26.12 ASEC.

MULT. DE TAP = 8.70 TAP = 0.51 SEG.

OCU115

IF = 1847.019 A IFSEC = 30.78 ASEC.

MULT. DE TAP = 10.26 TAP = 0.46 SEG.

LLB115

IF = 1775.729 A IFSEC = 29.59 ASEC.

MULT. DE TAP = 9.80 TAP = 0.48 SEG.

ICA115

IF = 3286.378 A IFSEC = 54.77 ASEC.

MULT. DE TAP = 18.25 TAP = 0.35 SEG.

PARA EL RELE SITUADO EN LA SUBESTACION STA TENEMOS:

PARA GENERACION MINIMA TENEMOS:

RTC = 300/5	TAP = 3	PAL = 2
STA230	IF = 1562.360 A	IFSEC = 26.03 ASEC.
	MULT. DE TAP = 8.67	TAP = 0.50 SEG.
MEM230		
80%LT. STA-SSA 230	IF = 151036.720 A	IFSEC = 17.27 ASEC.
	MULT. DE TAP = 5.75	TAP = 0.70 SEG.
FFF230		
80%LT. STA-SCN 230	IF = 852.219 A	IFSEC = 14.20 ASEC.
	MULT. DE TAP = 4.73	TAP = 0.84 SEG.
SCN230	IF = 764.864 A	IFSEC = 12.74 ASEC.
	MULT. DE TAP = 4.24	TAP = 0.98 SEG.
GGG 230		
80% LT. STA-HLT	IF = 2234.597 A	IFSEC = 37.24 ASEC.
	MULT. DE TAP = 12.41	TAP = 0.40 SEG.
HLT230	IF = 3258.766 A	IFSEC = 54.31 ASEC.
	MULT. DE TAP = 18.10	TAP = 0.35 SEG.
SSA230	IF = 2620.668 A	IFSEC = 43.67 ASEC.
	MULT. DE TAP = 14.55	TAP = 0.39 SEG.
STA115	IF = 3130.745 A	IFSEC = 52.17 ASEC.
	MULT. DE TAP = 17.39	TAP = 0.37 SEG.

NNN115

80% LT. STA-NGS115 IF = 720.433 A IFSEC = 12.00 ASEC.
MULT. DE TAP = 4.00 TAP = 1.05 SEG.

NGS115 IF = 603.959 A IFSEC = 10.06 ASEC.
MULT. DE TAP = 3.35 TAP = 1.50 SEG.

000115

80% LT. STA-OAS 115 IF = 1411.747 A IFSEC = 23.52 ASEC.
MULT. DE TAP = 7.84 TAP = 0.54 SEG.

OAS115 IF = 1520.69 A IFSEC = 25.34 ASEC.
MULT. DE TAP = 8.45 TAP = 0.40 SEG.

OCU115 IF = 1806.353 A IFSEC = 30.10 ASEC.
MULT. DE TAP = 10.03 TAP = 0.46 SEG.

LLB115 IF = 1755.145 A IFSEC = 29.25 ASEC.
MULT. DE TAP = 9.75 TAP = 0.48 SEG.

ICA 115 IF = 3315.497 A IFSEC = 55.25 ASEC.
MULT. DE TAP = 18.41 TAP = 0.35 SEG.

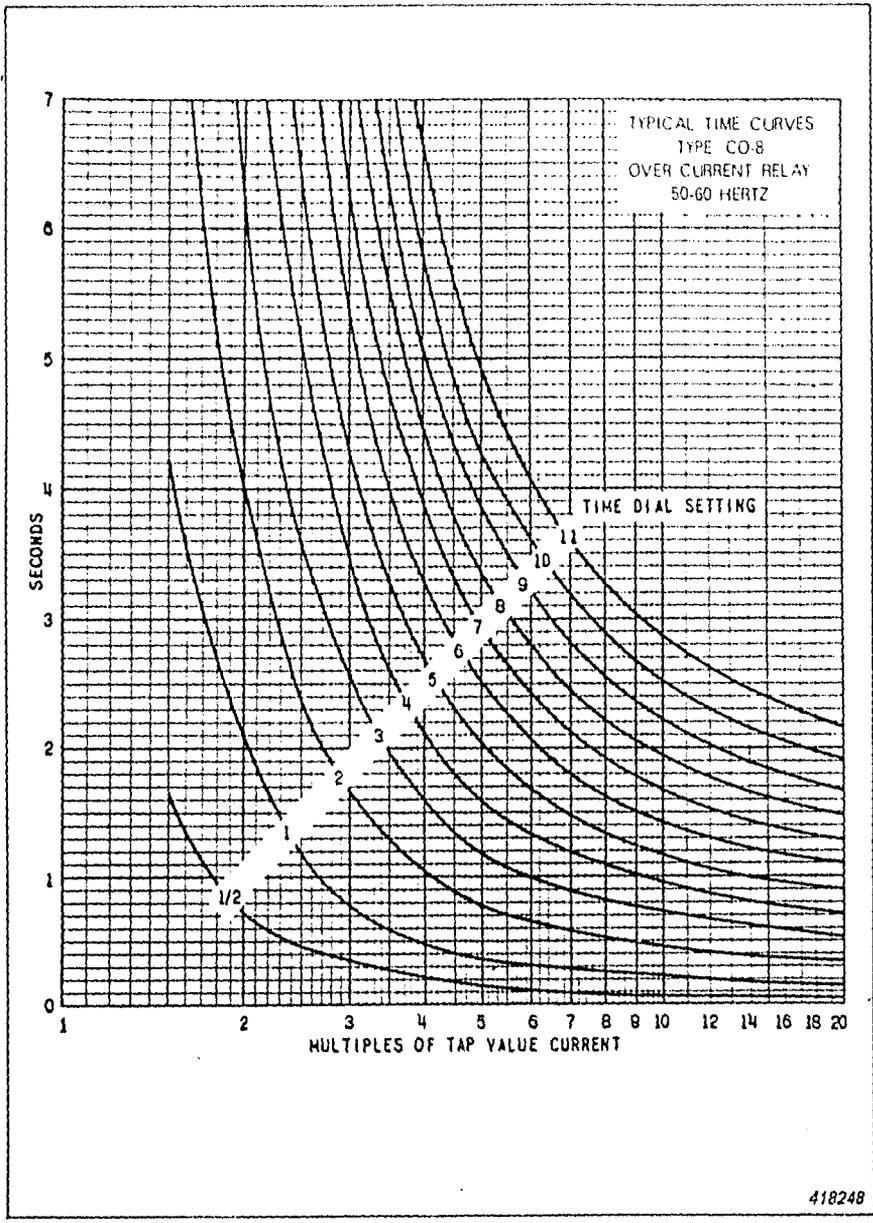
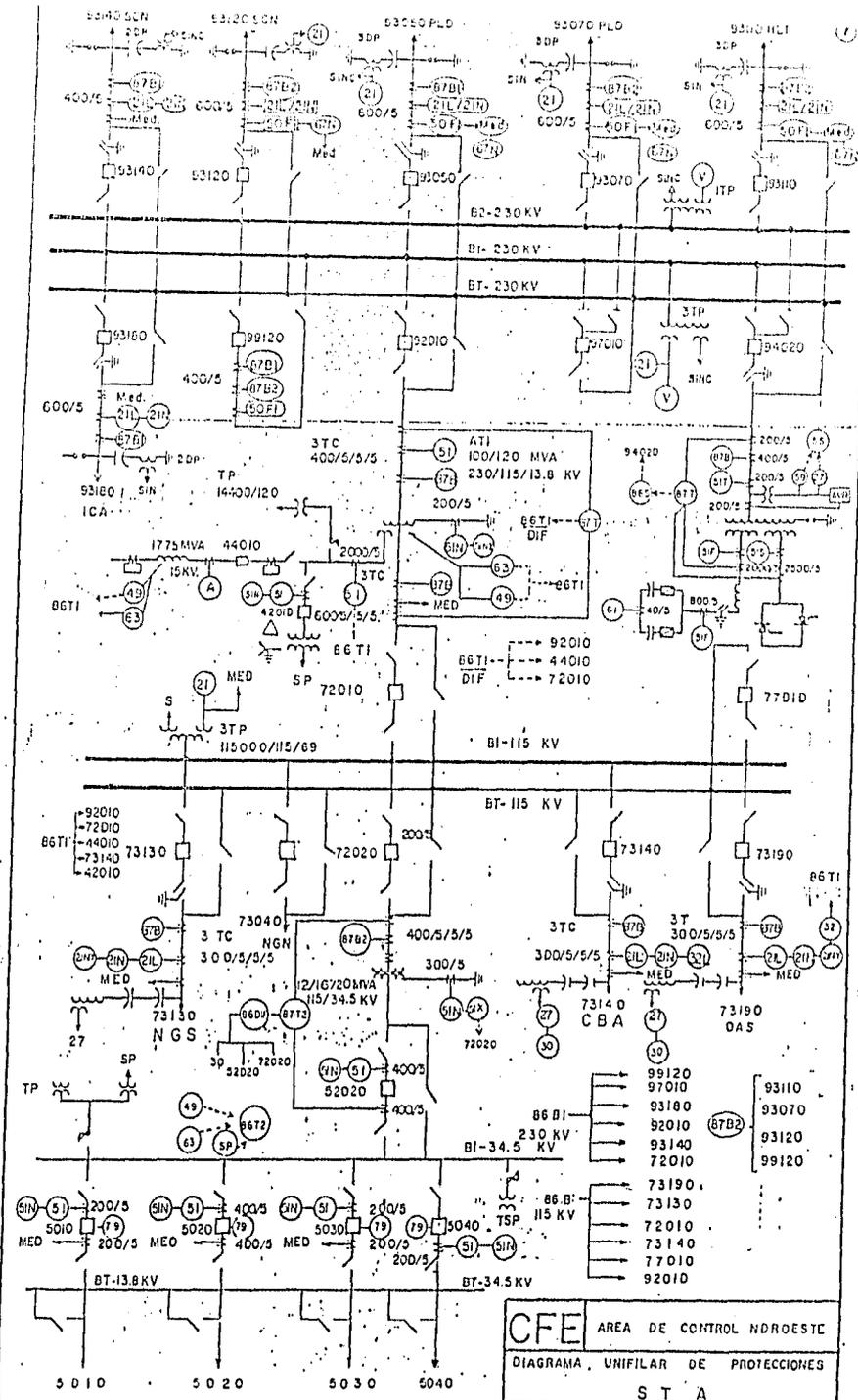
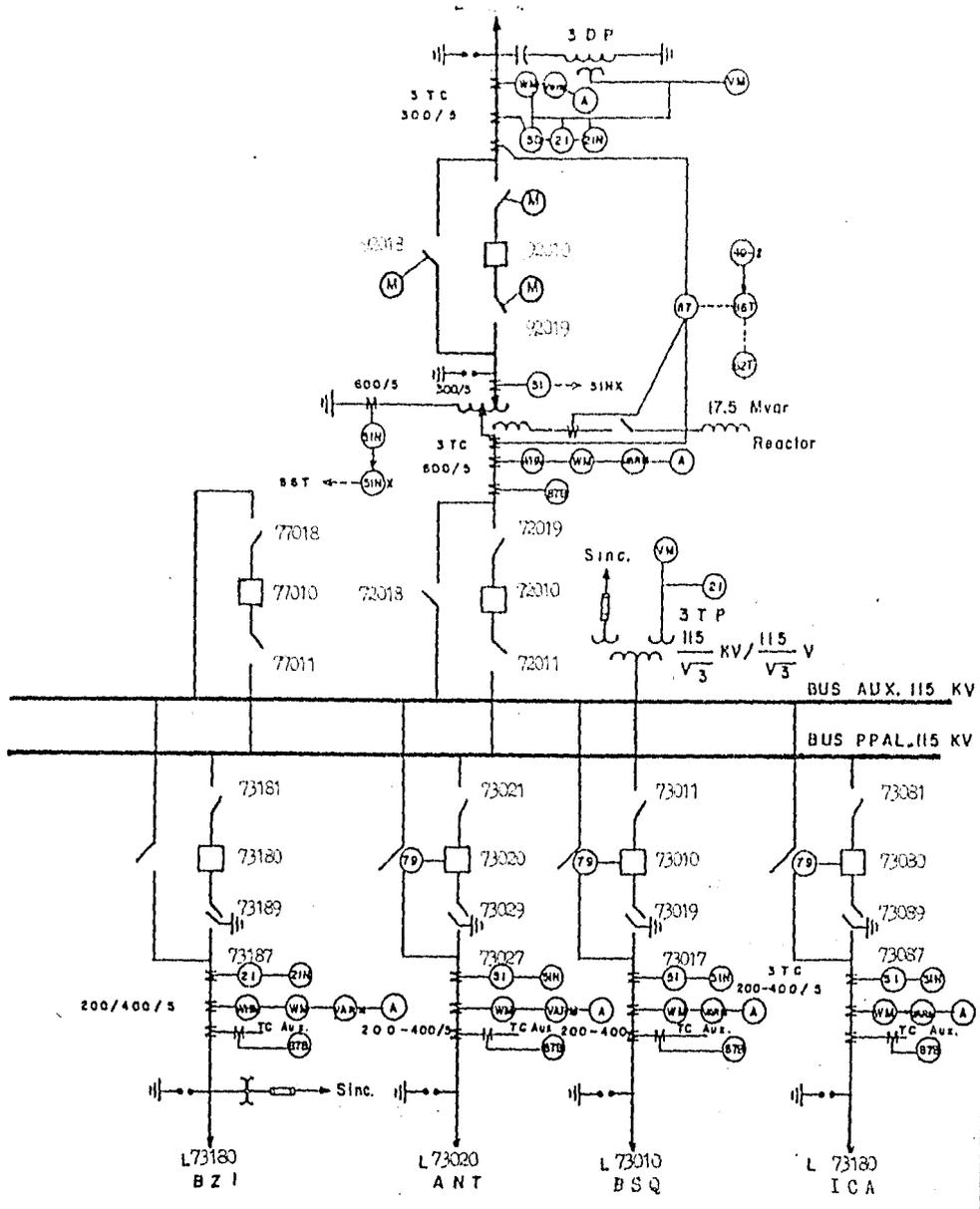


Fig. 11. Typical Time Curves of the Type CO-8 Relay.



HOJA NUM. 74

CFE AREA DE CONTROL NDROESTC	
DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES	
S T A	
APROBADO	REVISADO
ING. J. M. ALVAREZ M.	ING. O. ESQUERRA G.
CATARIN O	17/03/03/14.06.24



CFE	AREA DE CONTROL NOROESTE
	DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES S S A
APROBO: ING. J. M. A. M. REVISO: ING. O. E. G.	
JUN/78	

HOJA NUM. 75

CAPITULO VI

CONCLUSIONES

COMO SE PUEDE OBSERVAR EN LOS EXTRACTOS DE LOS CALCULOS DE CORRIENTE POR EL NEUTRO DE LOS AUTOTRANSFORMADORES EN AMBAS SUBESTACIONES LA FALLA PARA GENERACION MAXIMA Y MINIMA SON MUY SIMILARES. ES DECIR LAS DIFERENCIAS SON MENORES A UN 10% RESPECTO UNA DE OTRA. MAS SIN EMBARGO EXISTEN GRANDES DIFERENCIAS CUANDO LAS FALLAS SON YA SEA EN 230 O 115 KV. Y CONFORME SE ALEJA LA ESTACION DE LOS CENTROS DE GENERACION.

PARA EL CASO DE LA SUBESTACION SEIS DE ABRIL Y TOMANDO EN CUENTA QUE LA ZONA DOS DE LA PROTECCION DE DISTANCIA TANTO DE 230 COMO DE 115 KV OPERARA EN UN TIEMPO DE 300 mSEG. PODEMOS CONCLUIR QUE LOS TIEMPOS SON ACEPTABLES EN LA MAYOR PARTE DE LOS CASOS A EXCEPCION DE LA FALLA SITUADA EN LA SUBESTACION ANTIMONIO (ANT) Y SAHUARO (SHO) DONDE LOS TIEMPOS EN GENERACION MINIMA SON DE 0.61 Y 0.86 SEGUNDOS. ESTA CONTINGENCIA SERIA SOLVENTADA SI SE INSTALARAN RELES DIRECCIONALES DE SOBRE CORRIENTE (67N) PARA PROTECCION DE RESPALDO EXCLUSIVA DE CADA LINEA CON TIEMPOS DE 400 A 500 mSEG. CON FALLAS AL 80% DE LA LINEA O AL BUS ADYACENTE, YA QUE SON LINEAS RADIALES.

PARA EL CASO DE LA SUBESTACION SANTA ANA SE PUEDE OBSERVAR QUE EXISTEN ALGUNAS VARIANTES EN LA MAGNITUD DE CORRIENTES HACIA CUATRO DIRECCIONES EN LA SUBESTACION HERMOSILLO III (HLT) 230, CABORCA (ICAI15), NOGALES (NGS115) Y CANANEA (SCN230).

SI CAMBIARAMOS LA RELACION DE TRANSFORMADORES PARA DISMINUIR LA CORRIENTE DE FALLA SECUNDARIA EN LOS BUSES DE ALTA CONTRIBUCION, PERDERIAMOS SENSIBILIDAD EN LOS DE MAGNITUD DE CORRIENTES BAJA COMPARADA CON LOS ANTERIORES, POR LO QUE AQUI AL IGUAL QUE EN LA SUBESTACION SEIS DE ABRIL SE TENDRAN CASOS ESPECIFICOS DONDE HABRA DE INSTALARSE PROTECCION ADICIONAL DE RESPALDO PARA ESTAS LINEAS Y COORDINARSE DE MANERA PARTICULAR.

OTRAS OPCIONES COMO CAMBIAR DE PALANCAS DARIA EL MISMO RESULTADO ANTERIOR AL DISMINUIR LOS TIEMPOS PARA AISLAR EN LOS BUSES DE BAJA CONTRIBUCION; NOS DARIA TIEMPOS MENORES A 300 mSEG PARA LA OPERACION EN LOS BUSES DE ALTA CONTRIBUCION Y SE PERDERIA COORDINACION CON LA ZONA DOS DE LA PROTECCION DE DISTANCIA.

ASI MISMO CAMBIAR EL TIPO O MARCA DEL RELEVADOR LLEVARIA UNA PROBLEMATICA SIMILAR A LA ANTES DESCRITA.

POR LO QUE LA MEDIDA ANTES DESCRITA SE APLICARIA A LAS SIGUIENTES LINEAS:

VIENDO DESDE LA SUBESTACION STA
STA-NGS 115
STA CNN 230

VIENDO DESDE LA SUBESTACION SSA.
SSA-ANT 115
SSA-SHO 115
SSA-PPA 115

ESTE CRITERIO DE INSTALAR PROTECCION DE SOBRE CORRIENTE DIRECCIONAL COMO PROTECCION DE RESPALDO, ADEMAS DE LA DIRECCIONAL DE DISTANCIA EN LINEAS DE TRANSMISION DE 230 Y 115 KV. HA QUEDADO NORMALIZADO EN COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD. PARA EVITAR SALIDAS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES, POR FALLA EN LA COORDINACION DEBIDO A LO ALEJADO DE LOS CENTROS DE CARGA O DEBIDO A QUE SE ENCUENTRA EN UNA EPOCA DE BAJA CARGA, COMO LO ES EN LOS MESES DE NOVIEMBRE A ABRIL APROXIMADAMENTEY AFECTAR A LOS USUARIOS INECESARIAMENTE.

AJUSTES DEL RELE:

R1 = 8.05
 X1 = 54.02
 R0 = 38.02
 X0 = 153.24
 LL = 107.90
 CTR = 120.00
 PTR = 2000.00
 MTA = 81.52
 Z1% = 80.00
 Z2% = 112.80
 Z3% = 165.26

ALCANCES

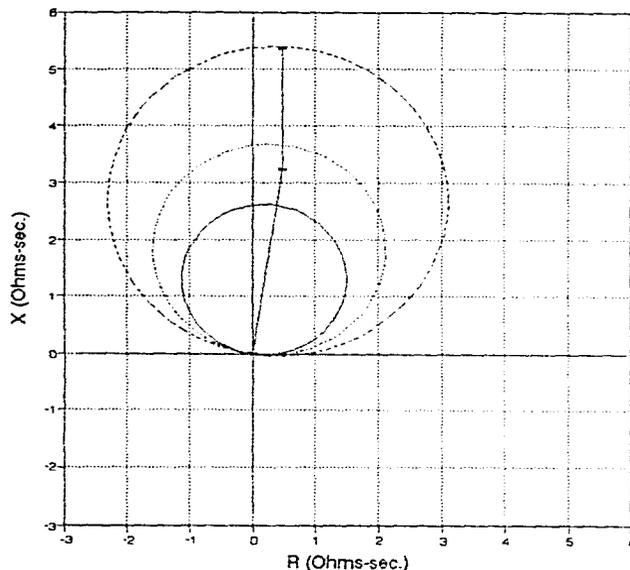
Z1 = 2.62
 Z2 = 3.70
 Z3 = 5.42
 Ang.Ph = 81.52
 Offset = 0.00
 Ang.N = 81.52

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

AREA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION NOROESTE

Fecha: 20-Sep-95

Depto. de Protecciones de Area



— Zona 1
 Zona 2
 - - - - Zona 3
 — Impedancia L.T.s

HOJA NUM. 79

Protección de L.T.: STA-93120
 Tipo de Relevador: SEL
 R.T.C.: 600 / 5
 R.T.P.: 230,000 / 115

Impedancia de la L.T.: STA-93120 0.4828 + j 3.2413 Ohms-sec.
 Impedancia de la L.T.: ATR-SCN 0.0000 + j 2.1171 ohms-sec.

Infeed: 1.00

ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

**CALCULO DE AJUSTES DE LA
LINEA STA-SCN 230 KV LL=107.90 Km.**

$$Z(+)= 0.01521 + j 0.10212 \text{ pu}$$

$$Z(0)= 0.07188 + j 0.28968 \text{ pu}$$

$$Z(+)= 8.04609 + j 54.0214 \angle 81.52851 = 54.6174 \angle 81.52851$$

$$Z(0)= 38.02452 + j 153.24072 \angle 76.06432 = 157.88788 \angle 76.06432$$

TR DE SCN

$$Z(+)= Z(0)= ZH + ZX = j 0.06830 - j 0.00160 = j 0.06670 \text{ pu}$$

$$Z(+)= Z(0)= j 35.28430 \text{ pu}$$

LINEA SCN-CNN

$$Z(+)= 0.00068 + j 0.00455 \text{ pu}$$

$$Z(0)= 0.00320 + j 0.01290 \text{ pu}$$

$$Z(+)= 0.35972 + j 2.40695 \angle 81.50003 = 2.43368 \angle 81.50003$$

$$Z(0)= 1.69280 + j 6.82410 \angle 76.06831 = 7.03093 \angle 76.06831$$

PARA Z1

$$Z1 = 0.80 (54.6174) \angle 81.52851 = 43.69392 \angle 76.06432$$

PARA Z2

$$Z2 = Z1 + 0.2 (j 35.2843) = 61.60603 \angle 82.49541$$

$$61.60603 / 54.6174 = 1.12796 \%$$

PARA Z3

$$Z3 = Z1 + Zapr = 90.26104 \angle 84.88573$$

$$90.26104 / 54.6174 = 1.65261$$

AJUSTES DEL RELE:

R1 = 11.77
 X1 = 79.05
 R0 = 55.65
 X0 = 224.25
 LL = 157.90
 CTR = 120.00
 PTR = 2000.00
 MTA = 81.53
 Z1% = 80.00
 Z2% = 106.40
 Z3% = 132.05

ALCANCES

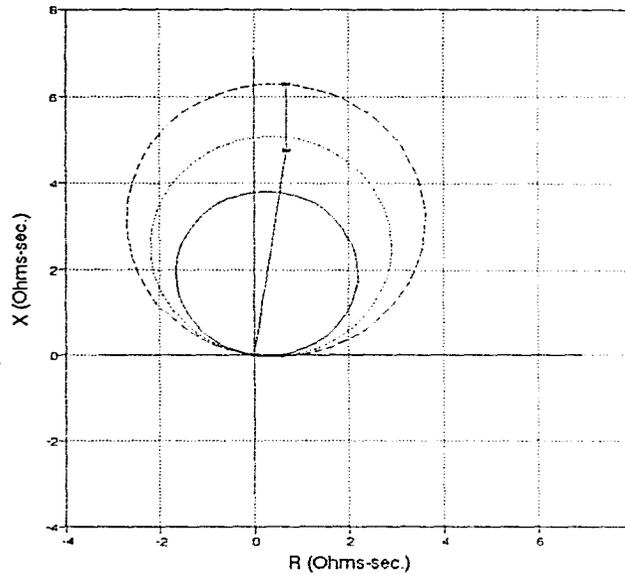
Z1 = 3.84
 Z2 = 5.10
 Z3 = 6.33
 Ang.Ph = 81.53
 Offset = 0.00
 Ang.N = 81.53

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

AREA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION NOROESTE

Fecha: 10 Sep 65

Depto. de Protecciones de Area



— Zona 1
 - - - Zona 2
 - - - Zona 3
 — Impedancia L.T.s

HOJA NUM. 81

Protección de L.T.: SSA-93186
 Tipo de Relevador: SEL
 R.T.C.: 600 /5
 R.T.P.: 230,000 /115

Impedancia de la L.T.: SSA-93180 0.7062 + j 4.7432 Ohms-sec.
 Impedancia de la L.T.: ATR-SSA 0.8000 + j 1.5499 Ohms-sec.

Infeed: 1.00

**CALCULO DE AJUSTES DE LA
LINEA STA-SSA 230 KV LL=157.9 Km.**

$$Z(+)=11.77025 + j 79.05376 = 79.92519 \angle 81.53149 \text{ } \Omega$$

$$Z(0)=55.64551 + j 224.24839 = 231.04927 \angle 76.06398 \text{ } \Omega$$

ATR DE SSA

$$Z(+)=Z(0)=Z_H + Z_X = j 0.05160 - j 0.00277 = j 0.04883 \text{ pu}$$

$$Z(+)=Z(0)=j 25.83107 \text{ } \Omega$$

PARA Z1

$$Z1 = 0.80 (79.92519) \angle 81.53149 = 63.94015 \angle 81.53149 \text{ } \Omega$$

$$Z1 = 9.41620 + j 63.24301 \text{ } \Omega$$

PARA Z2 SE TOMA EL 20 % DEL ATR

$$Z2 = Z1 + 0.20 (j 2583107) = 85.03848 \angle 82.04410$$

$$85.03848 / 79.92519 = 1.06398 \%$$

PARA EL Z3 SE TOMA EL ATR COMPLETO

$$Z3 = Z1 + j 25.83107 = 105.54320$$

$$105.54320 / 79.92519 = 1.32052 \%$$

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

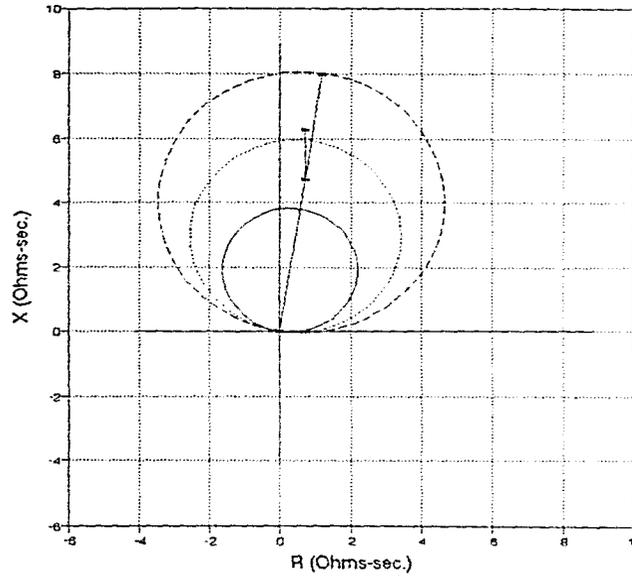
Fecha: 09 Sep 95

AREA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION NOPOESTE

Depto. de Protecciones de Area

AJUSTES DEL RELE:

R1 = 11.77
 X1 = 79.05
 R0 = 55.65
 X0 = 224.25
 LL = 157.90
 CTR = 120.00
 PTR = 2000.00
 MTA = 81.53
 Z18 = 80.00
 Z28 = 125.02
 Z38 = 169.15



----- Zona 1
 Zona 2
 - - - - - Zona 3
 - - - - - Zona 4
 ——— Impedancia L.T.s

ALCANCES

Z1 = 3.84
 Z2 = 6.00
 Z3 = 8.11
 Ang.Ph = 81.53
 Offset = 0.00
 Ang.N = 81.53

HOJA NUM. 83

Protección de L.T.: SSA-93180
 Tipo de Relevador: SEL
 R.T.C.: 500 /5
 R.T.P.: 230,000 /115

Impedancia de la L.T.: SSA-93180 0.7062 + j 4.7432 Ohms-sec.
 Impedancia de la L.T.: ATR-STIA 0.0000 + j 1.5148 Ohms-sec.
 Impedancia de la L.T.: STIA-SCN 0.4828 + j 3.2413 Ohms-sec.

Infeed: 1.00
 Infeed: 1.00

**CALCULO DE AJUSTES DE LA
LINEA SSA-STA 230 KV LL=157.9 Km.**

$$Z_{base\ 230\ Kv} = (230)^2 / 100 = 529 \angle 0^\circ$$

$$Z(+)= 0.02225 + j 0.14944 \text{ pu}$$

$$Z(0) = 0.10519 + j 0.42391 \text{ pu}$$

$$Z(+)= 11.77025 + j 79.05376 = 79.92519 \angle 81.53149^\circ$$

$$Z(0) = 55.64551 + j 224.248339 = 231.04927 \angle 76.06398^\circ$$

PARA ATR DE STA

$$Z(+)= Z(0) = Z_H + Z_X = j 0.10500 + j -0.05730 = j 0.0477 \text{ pu}$$

$$Z(+)= Z(0) = 25.2333 \angle 0^\circ$$

PARA STA-CNN

$$Z(+)= 0.01521 + j 0.10212 \text{ pu}$$

$$Z(0) = 0.07188 + j 0.28968 \text{ pu}$$

$$Z(+)= 8.04609 + j 54.02148 \angle 81.52851^\circ$$

$$Z(0) = 38.02452 + j 153.24072 \angle 76.06432^\circ$$

PARA Z1 SE TOMA 80 % DE LA LINEA SSA-STA

$$Z1 = 0.80 (79.92519) \angle 81.53149 = 63.94015 \angle 81.53149^\circ$$

$$Z1 = 9.41620 + j 63.24301$$

PARA Z2 SE TOMA LA IMP. DEL ATR DE STA AL 80 %

$$Z2 = Z1 + 0.8 (25.2333) = 99.93596 \angle 83.23612^\circ$$

$$Z2 = 99.93596 / 79.92519 = 1.25020 \%$$

PARA Z3 SE TOMA Z DE LA LINEA MAS LINEA STA-SCN

$$Z3 = 134.54259 \angle 81.53^\circ$$

$$Z3 = 134.54259 / 79.92519 = 1.69145 \%$$

BIBLIOGRAFIA

- I.- APPLIED PROTECTIVE RELAYING
WESTINGHOUSE ELECTRIC CORP
- II.- ELEMENTS OF POWER SYSTEM ANALYSIS
WILLIAM D. STEVENSON, Jr.
- III.- PROTECTIVE RELAYS THEIR THEORY AND PRACTICE
A. R. VAN C. WARRINTON
- IV.- INDUSTRIAL POWER SYSTEM HANDBOOK
BEEMAN
- V.- EL ARTE Y LA CIENCIA DE LAS PROTECCIONES
MASON
- VI.- APUNTES DE PROTECCIONES DE C.F.E.
VARIOS AUTORES.



COPY-AS



El Rey del Copiado.

GENTE CON PROFESIONALISMO



COPIAS BLANCO
Y NEGRO

TAMAÑO CARTA
TAMAÑO OFICIO
DOBLE CARTA
AMPLIACIONES
REDUCCIONES
ACETATOS



TERMINADOS

ENGARGOLADOS
ENMICADOS



COPIAS EN COLOR

TAMAÑO CARTA
TAMAÑO OFICIO
DOBLE CARTA
AMPLIACIONES
REDUCCIONES
ACETATOS
CALIDAD FOTOGRAFICA
Y LASER



FAX
PUBLICO



COPIAS DE PLANOS

HELIOGRAFICAS

MADUROS
POLYESTER
BOND
ALBANENE
REDUCCIONES
AMPLIACIONES



OFFSET
TESIS

MORELOS No. 2122
TEL. 616 83 60
FAX 616 83 11

CORONA No. 370 - A
TEL. Y FAX
613 80 94

Av. VALLARTA No. 4875
TEL. Y FAX
629 38 31

CHAPULTEPEC SUR
No. 209 - A

ESTACIONAMIENTO EXCLUSIVO.