Power System

နှင့်

ပတ်သက်သည့် အတိုအစများ

Written by

U Aung Ko Htay

Power System Department

CONTENT

Sr.	Describtion	Page
1.	CT Polarity for OC,EF Relay	1
2.	CT polarity and DC supply for Multifunction meter	2
3.	CT polarity for Differential Relay	2
4.	CT Ratio Changing	4
4.	CT burden & accuracy	6
5.	Raised Floor	9
6.	Double Bus	11
7.	Transmission Line Panel Design	13
8.	TELE-PROTECTION(TRANSFER TRIP)	17
9.	The Beauty of Wye	20
10.	PRIMARY & BACK UP PROTECTION	22
11.	Insulation Resistance Test (Megger Test)	25
12.	Cable Megger Test	27
13.	Grounding Resistance	29
14.	RADIAL SYSTEM	33
15.	SUBSTATION EARTHING DESIGN & SIMULATION VIA ETAB	35
16.	MAXIMUM & MINIMUM FAULT LEVEL	36

CONTENT

Sr.	Describtion	Page
17.	Short circuit test	41
18.	Redundant Power Supply	44
19.	Inrush Current (2nd Harmonic)	46
20.	Zero sequence current elimination	48
21.	Auto-Reclosing	51
22.	X/R ratio	53
23.	THE BENEFITS OF USING FAULT RECORDER	53
24.	Load Flow Sign	55
25.	Benefits of using Fault Recorder	57
26.	Distance Relay (Impedance Relay)	59
27.	DC parallel source	62
28.	Delta Widing	63
29.	Grounding Transformer	64
30.	Fault Location in Distance Relay	65
31.	Ferranti Voltage Raise	68
32.	Single phase auto-reclosing	70

CONTENT

Sr.	Describtion	Page
33.	Transmission Line Protection Scheme	72
34.	Transformer Connections	74
35.	ATPDraw (EMTP)	75
36.	Fault recorder	77
37.	ဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးမှု ပုံစံများ	77
38.	Bus Bar Protection (Single-Bus)	81
39.	Main and Transfer Bus	83
40.	Bus configurations Vs Costs	85
41.	Ring Main feeder system	86
42.	DOUBLE BUS SINGLE-BREAKER SUBSTATION SCHEME	87
43.	Smart Grid	89
44.	Directional OC/EF(67/67N)	94
45.	Breaker-and-a half configuration	96
46.	Topology of Power System	98
47.	Ring-Main Topology	100
48.	Interlocking	104

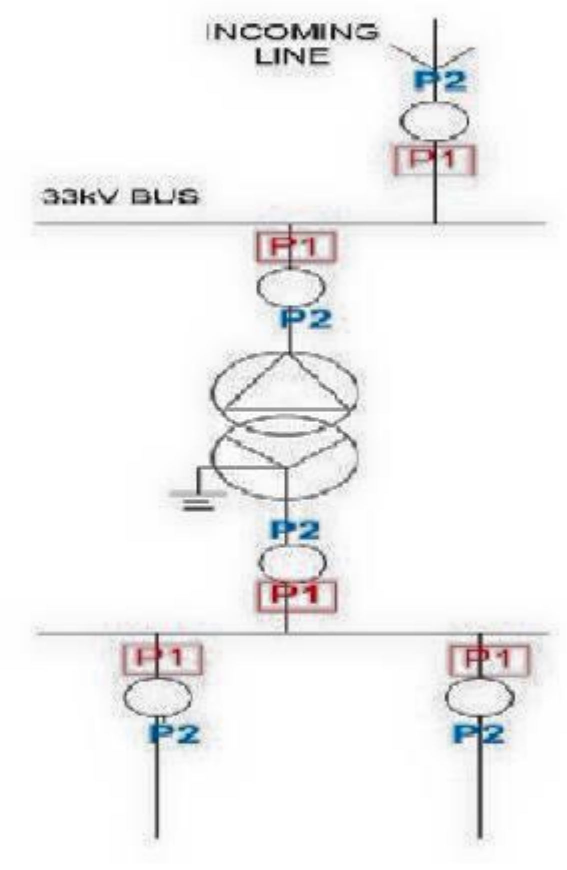
CONTENT

Sr.	Describtion	Page
49.	MHO Vs QUADRILATERAL	106
50.	The doubled DC system	108
51.	Fault Calculation	110
52.	Raised floor and MIMIC	111
53.	Current Transformer Wiring and Polarity	112
54.	CT's secondary unused terminal	114
55.	စတင်လေ့လာသင့်သည့် Control Circuit Drawing	115
56.	Drawing တစ်ခုအပေါ် Installation ရှုထောင့်ရဲ့ အမြင်	116
57.	Interference in Distance relay Testing	118
58.	Transmission Line Voltage Calculation	119
59.	SCADA and SAS Installation	120
60.	End to End testing	121
61.	Analog and Digital kWh Meter	122

CT POLARITY

SS installation သူငယ်ချင်းများအတွက်

Bus Side တိုင်းမှာ CT ရဲ့ P1ထားလိုက်ပါ။ ပီးရင် Secondary မှာ S2 star ပေါင်းလိုက် အေးဆေး X'mer Secondary Main CT ရဲ့ metering core တော့ တစ်ချက် သတိထားရမှာပါ
သုံးထားတဲ့ Meter က uni direction ဖြစ်နေရင် S1 star ပေါင်းလိုက်ပေါ့



ဇလုတ်တိုက်ရတော့မယ်

SCADA စနစ်ကို သွားနေပီဆိုတော့ CT installation ၊ metering testing နဲ့ Control Panel Design လုပ်နေတဲ့ ကျနော့် ညီ အစ်ကို များအနေနဲ့ ဒီ နှစ်ချက်ကို follow up လုပ်ပေးရမှာပါ

1-CT polarity (Bus side P1 ,S2 star)

2-DC supply for Multifunction meter

နံပါတ် (၂) မှာ AC supply from PT secondary or Station source ဖြစ်နေရင် Blackout ဖြစ်ပီး ပြန်တဲ့ရင် SCADA screen မှာ ဘာမှမြင်ရမှာ မဟုတ်ပါဘူး
Operator တွေလည်း အရင်လို unseen ပြန်တွဲနေရဦးမှာပါ-------

SMART GRID MEANS SMART SUBSTATION AUTOMATION

SCADA နဲ့အတူ Control center တွေရဲ့ need ကို လိုက်ဖြည့်ဆောင်ရွက်ပေးဖို့ TL ၊ ICT ၊Design တွေကို gathering လုပ်ရင်း Operator တွေကို upgrade လုပ်ရင်းနဲ့ Control center တွေရဲ့ role မြင့်ပီး တဖြည်းဖြည်း international level နဲ့ နီးစပ် လာတော့မှာပါ

Substation installation လုပ်နေတဲ့ သူငယ်ချင်းများ

Differential Protection အတွက် Primary နဲ့ Secondary CT များ star point ချဖို့ Theory အရ နှစ်မျိုးရှိပါတယ်

1.towards the object (Tr ကိုပြောတာပါ)

2.away from the object

ကြိုက်တဲ့နည်းနဲ့ ချနိုင်ပါတယ်

တစ်ခါတစ်လေ တွေ့ရတာက 33/11kV ခွဲရုံတွေမှာ 33kV side CT star ကို Transformer ဘက်ချလိုက်တယ် ဖြစ်ချင်တော့ 11kV panel တွေမှာ factory installation လုပ်စဉ် star point ကို Bus side ချပေးထားတယ်

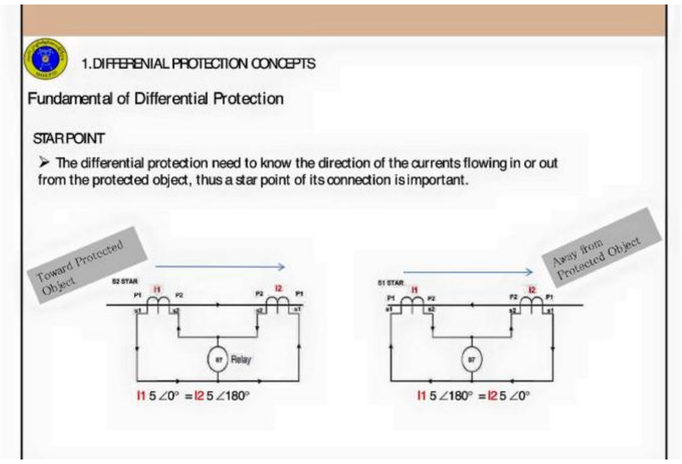
ဒီလို အခြေအနေမှာ 11kV side star point ကို Transformer ဘက် လှည့်ပေးရမယ်ဆိုပီး Panel ချောင်ကြိုချောင်ကြား ဝင်ပီး star point လှည့်စရာမလိုပါဘူးလို့

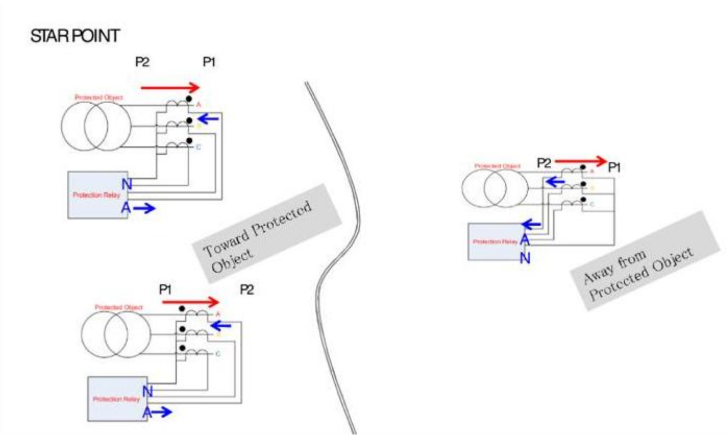
33kV sideရဲ့ MK မှာ star point ကို Bus side ပြန်လှည့်ပေးလိုက်ရင် ရပါတယ်လို့

Away from the object နည်းဖြစ်သွားမှာပါ

Thanks

Ref: Differential Protection Manual by OMICRON





SS installation ၊ testing နဲ့ design လုပ်နေတဲ့သူငယ်ချင်းများ discuss လုပ်ကြည့်တာပါ

400-800/1 CT တစ်လုံးကို 400/1 (သို့) 800/1 ပြောင်းလဲအသုံးပြုချင်တဲ့အခါ

Primary Change (C1 , C2 support လုပ်ထားရင်)

Secondary Change (1S1, 1S2,1S3 support လုပ်ထားရင်)

စသဖြင့် အဆင်ပြေသလို ပြောင်းသုံးကြပါတယ်

ကောင်းကျိုး၊ ဆိုးကျိုး က အောက်ပါအတိုင်းဖြစ်ပါတယ်

Primary Changeover

The rated output and rated over current factor remain unchanged. The rated thermal short-time current (Ith) and rated dynamic current (Idyn) decrease in direct proportion to the primary current.

@ Accuracy class တွေကတော့ မပြောင်းလဲပါဘူး CT ရဲ့ ခံနိုင်အားတော့ ကျဆင်းသွားမှာပါ။

Secondary tappings

The rated output in classes 0.1 to 3 decreases approximately as the square of the reduction in primary current, and in protection classes 5P to 10P roughly in direct proportion to this reduction. Ith and Idyn remain the same.

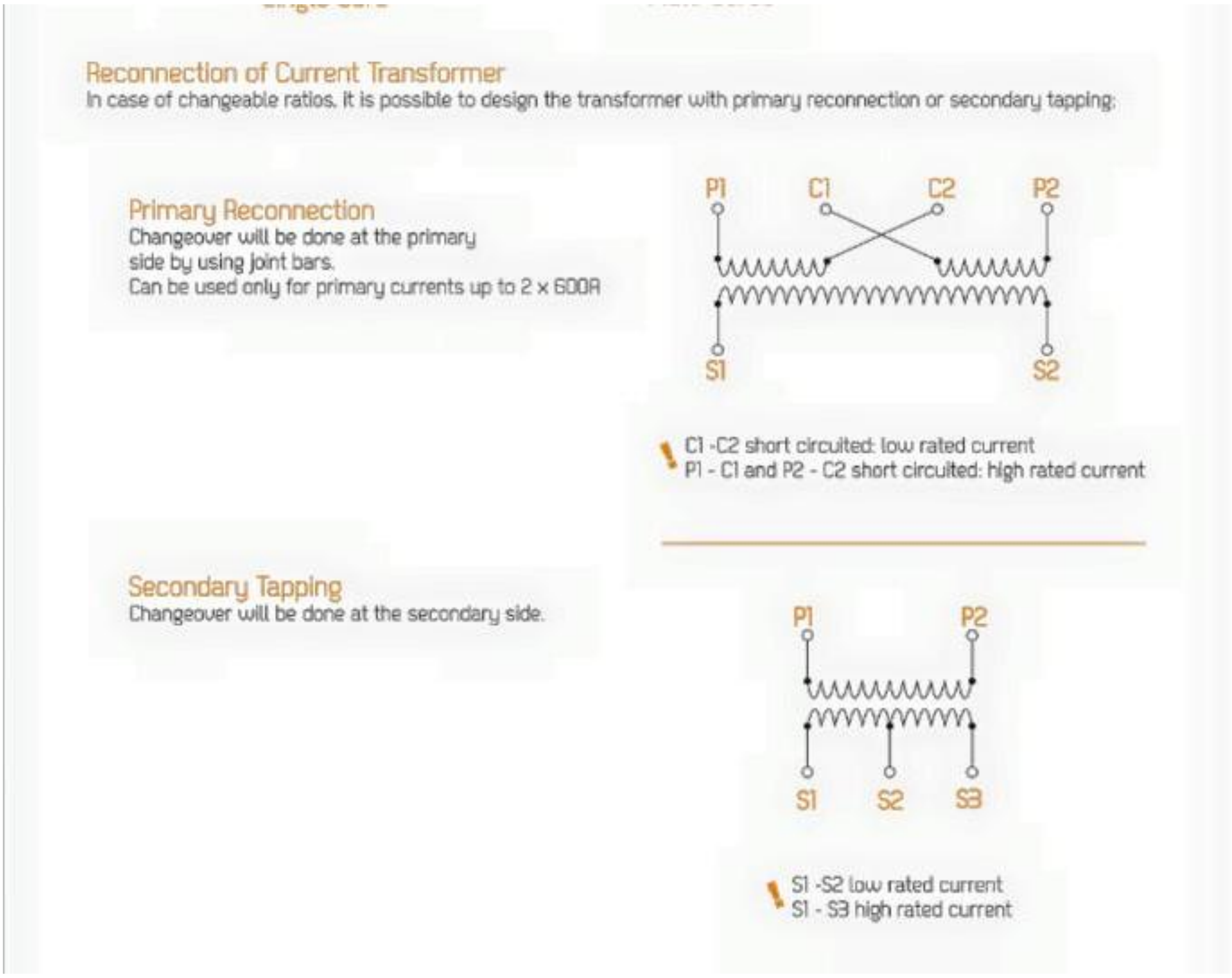
@ ratio error များပီး metering losses တွေ၊ protection relay တွေ ကို ဒုက္ခပေးမှာပါ၊ခံနိုင်အားမပြောင်းလဲပါ။

CT ရွေးချယ်ရာမှာ သုံးမယ့် load နဲ့ အနီးစပ်ဆုံး ရွေးခဲ့နိုင်ရင် အကောင်းဆုံး ဖြစ်မယ်ထင်ပါတယ် ဘာမှ change စရာ မလိုတော့ဘူးပေါ့

မဖြစ်မနေ ရွေးရတော့မယ်ဆိုရင် (ရွေးလို့ရတဲ့ CT ဆိုရင်) ကျနော့်အနေနဲ့တော့ Primary Change ကို ရွေးဖြစ်မယ်ထင်တယ် ဘာလို့လဲဆိုတော့ မိတ်ဘာ ယူနစ်မှန်အောင်လို့ပါ ။CT ပွင့်ပွင့်ပေါ့

ခွဲမှုကတော့ Secondary Change ရွေးမယ်ထင်တယ် ရှင်းရမှာစိုးလို့ :-):-):-)

Ref: ABB Switchgear Manual



CT burden & accuracy

ဟိုအရင်တုန်းကသုံးတဲ့ relay၊ meter တွေက analog တွေဆိုတော့ VA များပါတယ် ဒါကြောင့် သုံးတဲ့ CT ကလဲ VA အကြီးကြီးတွေပေါ့

အခုခေတ်ကျတော့ Digital relay ၊ Digital meter တွေဆိုတော့ power consumption သိပ်မရှိပါ very low VA ပေါ့

Load side VA က cable ရဲ့ resistance လောက်ပဲ အဓိကရှိပါတော့တယ်

CT ရဲ့ rated burden ကို အရင်ခေတ်ကလို အကြီးကြီး မသုံးသင့်တော့ပါ

ဘာလို့လဲဆိုတော့ CT ရဲ့ accuracy ကို recommend ပေးတာက secondary load side VA consumption ဟာ name plate မှာ ဖော်ပြထားတဲ့ rated VA ရဲ့ 25% to 100% အတွင်းရှိမှ ratio accuracy မှန်မှာပါ

Load side VA က rated VA ရဲ့ 25% အောက်မှာပဲ consumption ရှိမယ်ဆိုရင် under burden ဖြစ်သွားမှာပါ

Load side VA က rated VA ထက်များနေရင် over burden ပေါ့

ABB ref: တစ်ခုမှာ ရေးထားတာကတော့ Over burden ကြောင့် ratio error ဖြစ်နိုင်သလို Under burden ကြောင့် လည်း ratio error ဖြစ်နိုင်ပါတယ် (secondary output current များသွားမှာပါ ၊ SF နဲ့ ALF တန်ဖိုးတွေ မြင့်သွားမှာပါ။ metering core အတွက် SF ကိုများသောအားဖြင့် 3-5 times လောက်ပဲထားကြပါတယ်၊ SF မြင့်တော့ fault ပြင်းရင် meter ပါ ပျက်စီးနိုင်စေပါတယ်)

ခွဲရုံတစ်ချို့မှာ မီတာ တွေ unit gain နေရတဲ့ အကြောင်းများစွာထဲမှာ ဒီအချက်ကြောင့်လည်း ပါမယ်ထင်ပါတယ် Detail စမ်းသပ်ချက်တွေတော့ လုပ်ရဦးမှာပါ

P.S
Load side VA x 1.5 = ရွေးချယ်ဝယ်ယူရမည့် rated VA ပါ

ALF ကို Design လုပ်ကြည့်ခြင်း

200-400/5-5-5 CT ရဲ့ nameplate ပုံပါ metering တစ်core၊ protection နှစ်core ပါပါတယ်

CT က primary change ပါ ၊ secondary မှာ 1S1-1S2 ပဲပါတယ် 1S3 မပါတော့ secondary change လို့ မရတော့ဘူးပေါ့

5P10

5 က error percent ပါ primary မှာ 200 သို့ 400A စီးနေတဲ့ အချိန်မှာ secondary မှာ 5A စီးနေမှာပါ ဒါပေမယ့် 5% အနည်းအများတော့ Deviation ရှိမှာပါ

P က protection core လို့ ဆိုလိုတာပါ

နောက်က 10 က ALF (Accuracy Limit Factor) ပါ။
400/5 CT မှာ primary current 400 ကနေ ဆယ်ဆ 4kA တက် သွားတဲ့အထိ (secondary မှာ 50A) ratio accuracy recommend ပေးတယ် လို့ ဆိုလိုချင်တာပါ။

fault current ဆယ်ဆ အထက်ကျော်သွားရင်တော့ ratio မမှန်တော့ပါ saturate ဖြစ်သွားမှာပါ
(saturate ဆိုတာက fault current ဆယ်ငါးဆ ဖြစ်သွားလို့ primary မှာ 6kA စီးလဲ secondary မှာ 75 A ဖြစ်မလာပါ 50A လောက်မှာပဲ ရပ်နေမယ် ပြောချင်တာပါ)

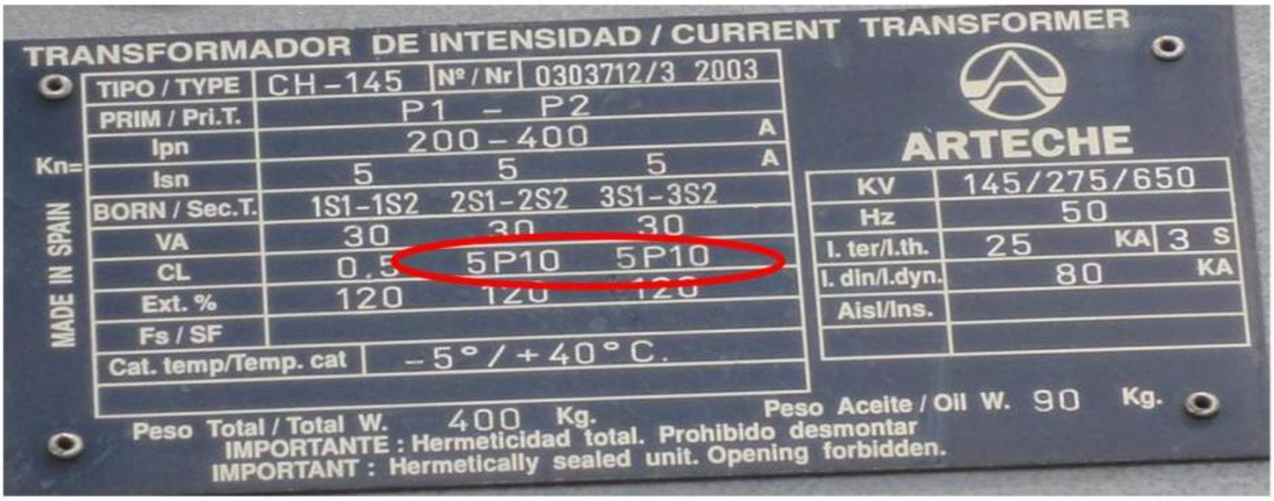
ဒီ CT ကို Tr primary main အနေနဲ့ သုံးမယ်ဆိုရင် သူက 5P10 ဆိုရင် secondary main CT ရဲ့ ALF ကလည်း 5P10 ဖြစ်ဖို့လိုပါတယ်

ဒါက Differential relay stability အတွက် အရေးကြီးပါတယ်
(မတူခဲ့ရင် CT တစ်ခုက fault ကို အမြင့်ဆုံးထိလိုက်မြင်နိုင်ပြီး ၊ တစ်ခုက saturated

ဖြစ်ပြီးကျန်ခဲ့တယ်ဆိုရင် Differential Zone ရဲ့ ပြင်ပမှာ ဖြစ်တဲ့ outside fault ကို Differential relay က Trip လုပ်သွားမှာပါ)

နောက်တစ်ခု Overcurrent relay အနေနဲ့စဉ်းစားရင် လက်ရှိ System Bus fault က 7kA ပတ်ဝန်းကျင်ရှိပါတယ် CT က 4kA အထိပဲလိုက်နိုင်တဲ့အတွက် ALF-10 က နိမ့်နေသလိုပါပဲ 5P10 အစား 5P20 သုံးရင်ကော ဈေးပိုကြီးမှာပေါ့

ဒါပေမယ့် မပူပါနဲ့ ကျနော်တို့က I>> setting ကို ALF ထက်ပိုပြီးမတင်ပါဘူးလို့ -------



ပုသိမ် ပင်မခွဲရုံက

TIRA THAI transformer ,40/50 MVA three phase ပါ

11kV tertiary bushing ထုတ်ထားတာ လုပ်လိုက်တာ

Raised Floor

ဟိုးအရင်က design တွေမှာတော့ တွေ့ဖူးတယ် (ပျဉ်းမနား၊ သာကေတ၊ NCC)

Control building မှာ cable duct တွေနဲ့သွားတော့ နည်းနည်းခက်တာက CRP တွေက duct တစ်လျှောက်ပဲထားလို့ရပြီး ၊duct ပြည့်သွားရင် building ချဲ့ရမလို၊ duct အသစ်တူးရမလို ဖြစ်နေပါတယ်။

Raised floor ကျတော့ CRP အတန်းလိုက် အများကြီးထားလို့ရတော့ control building size ၊ space ၊ extension လုပ်ရမယ့် စရိတ်တွေ လျှော့ချနိုင်မှာပါ

Double Bus

Fig-1 က Tr Bank နှစ်လုံးကို coupler on ပြီး parallel မောင်းထားတာပါ၊

Secondary single Bus နှစ်ခုကို coupler on ပြီး တွဲလိုက်ပေမယ့် Bus အနေနဲ့ကတော့ Single Bus ပဲဖြစ်နေမှာပါ။

Fig-2 ကတော့ Double Bus system ပါ

လက်ရှိမှာ Feeder-1 ကို Bus A၊ Feeder-2 ကို Bus B ကနေ မီးပေးနေတယ် ဆိုပါစို့၊

ဒီအခြေအနေမှာ Bus B ကို maintenance လုပ်မယ်ဆိုရင် Bus B ကနေ မီးပေးနေတဲ့ Feeder-2 ကို Bus A ပေါ်သို့ ဓာတ်အားပြတ်တောက်မှု မရှိပဲ ပြောင်းပေးနိုင်ပါတယ်

1.Coupler ကို ON လိုက်ပါ

2.Feeder-2 ရဲ့ Bus A DS ကို ကပ်လိုက်ပါ

3.Feeder-2 ရဲ့ Bus B DS ကို ခွာလိုက်ပါ

4.Coupler ကို ပြန် OFF လိုက်ပါ

ဒီနည်းနဲ့ Bus B ပေါ်က Feeder တွေကို Bus A ပေါ်သို့ ဓာတ်အားပြတ်တောက်မှုမရှိပဲ လွှဲပြောင်းပြီးနောက်

Bus B (Tr Bank-2 also) ကို Dead လုပ်ပြီး စိတ်အေးလက်အေး maintenance လုပ်နိုင်ပါပြီ၊

load side မှာလည်း ဓာတ်အား ပြတ်တောက်မှု မရှိတဲ့အတွက် ကောင်းမွန်တဲ့ redundancy ပါ။

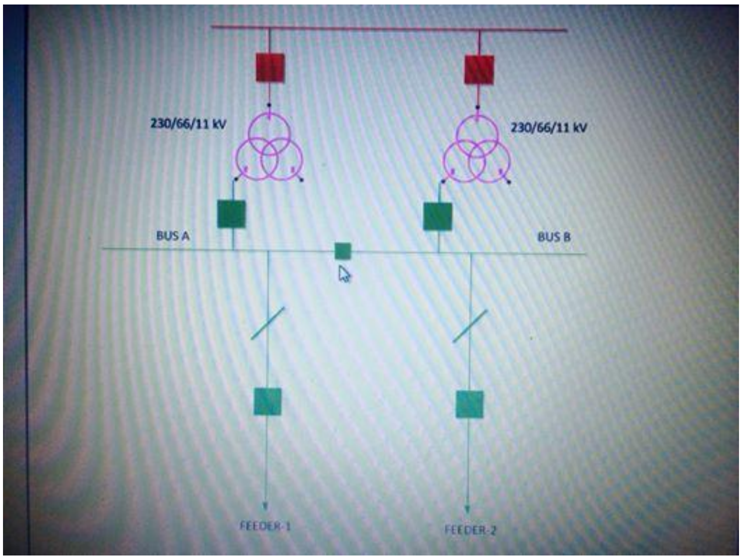
Double Bus system သုံးမယ်ဆိုရင်

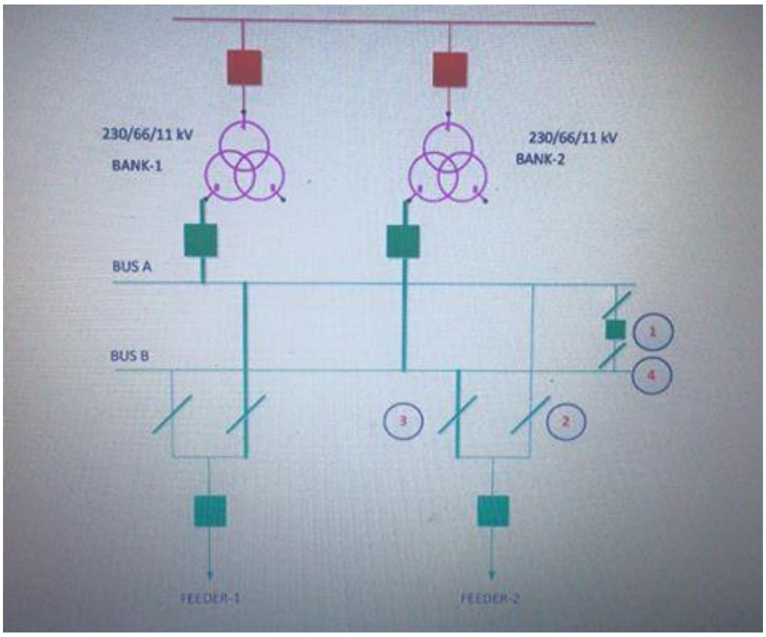
1.DS တွေက Motor Drive ဖြစ်ရမှာပါ

2. DS alignment လည်း မှန်ဖို့လိုပါတယ်

3.ရှုပ်ထွေးတဲ့ Control ckt တွေအတွက် spare auxiliary contact တွေနဲ့ control cable လည်း များများလိုမှာပါ (1 Lot နဲ့ မရဘူးနော်)

ဒီလို လုပတဲ့ Double Bus system ကို ပုသိမ် SS မှာတွေ့လိုက်ရတယ် :-):-)





Transmission Line Panel Design

Fig-1 မှာ Two CRP for one feeder သုံးထားတယ်

ဒါက protection scheme အရ two Panel သုံးသွားတာပါ

Panel တစ်လုံးမှာ main protection အနေနဲ့ Line Differential Relay နဲ့ Annunciator ၊ တစ်လုံးမှာ Backup protection အနေနဲ့ Distance relay တပ်ထားပါတယ် (ဒီ panel မှာ BCU တို့ Meter တို့ တပ်လို့ရပါသေးတယ်)

ဒီ Transmission Line မှာ OPGW ပါတဲ့ အတွက် protection scheme ကိုလည်း အဆင့်မြှင့်တင် နိုင်ခဲ့ပါတယ်

ဆိုလိုတာက
Main protection -
Line Differential relay
(ယနေ့ အချိန်ထိ protection scheme ထဲမှာ Differential protection ဟာ
အကောင်းဆုံးပါပဲ-
Speed, Selectivity , Accuracy)

Backup protection -
Distance relay
(OC/EF protection ကို Distance relay ထဲမှာ ဖွင့်ထားပါသေးတယ်)

(ကျနော်တို့ဆီမှာတော့
Main - Distance relay
Backup - OC/EF relay
ပဲ သုံးနိုင်ပါသေးတယ်)

Fig-2 မှာ Areva BCU
(Bay Control Unit) ကို သုံးထားပါတယ်

CB,DS တို့ကို BCU ကနေ ON/OFF ပြုလုပ်နိုင်ပါတယ်

ဒါကြောင့် ပုံမှန်သုံးနေကျ ON/OFF selector switch တွေ သိပ်မတွေ့ရပါဘူး (Remark- CB ON/OFF selector switch ၊ synchro ၊ synchro bypass switch တွေကိုတော့ redundancy အနေနဲ့ သုံးထားပါသေးတယ်၊ DS အတွက် switch မထည့်တော့ပါ)

Fig-3 ကတော့ Transmission Line two feeder အတွက် panel တွေပါ Control ၊ Protection ၊ Metering ခွဲသုံးလိုက်တဲ့အတွက် Panel တွေတော့ များသွားပါတယ်
ဒါပေမယ့် လုပသေသပ် လှပါတယ်

Panel တွေများတာကိုတော့ Control room မှာ raised floor နဲ့ ဖြေရှင်းနိုင်မယ် ထင်ပါတယ်

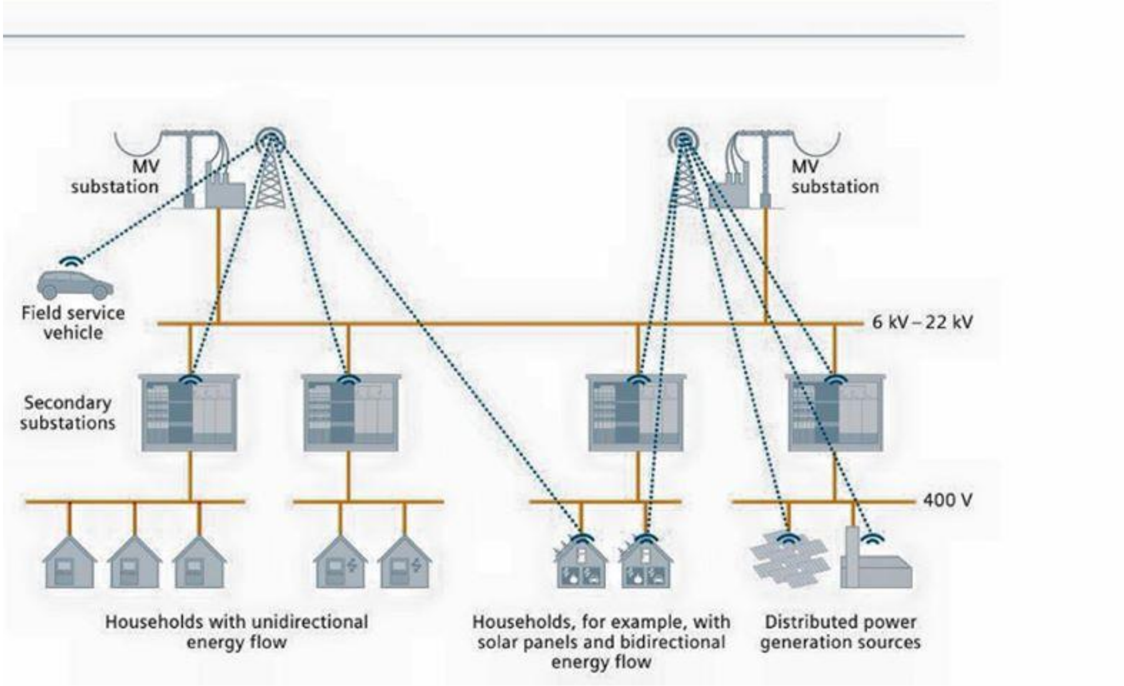
ပျော်ရွှင်ပါစေ

BAY CONTROL UNIT
CB ON/OFF SWITCH
FIG-2

RELAY
CONTROL
METER
FIG-3

ဓာတ်ဖြန့်ကာ အမျိုးတွေ အတွက်

photo credit - SIEMENS



End To End Test

Line differential Relay testing ကို တရုတ်အင်ဂျင်နီယာတွေနဲ့ တွဲစမ်းခွင့်ရခဲ့ပါတယ်

Communication link က Fiber Optic ပါ

Stability Test
Trip Test

ညောင်ပင်ကြီး-ဝမ်ပေါင် 230 kV line

TELE-PROTECTION
(TRANSFER TRIP)

MEPE (TEST LAB) ရဲ့ PROTECTION SCHEME တစ်ဆင့်မြင့်ပြီလို့ သတင်းကောင်းပါး ပါရစေ

Mode - PUTT ZONE-2
Relay - Distance Relay
Communication Medium - PLC
Function - Both Side Trip

TELE-PROTECTION ဆိုတဲ့အတိုင်း ICT အဖွဲ့တွေနဲ့ TEST LAB အဖွဲ့တွေ ပူးပေါင်း ဆောင်ရွက်ခဲ့ပါတယ်။

TRANSFER TRIP ကို 2013 FEB မှာ စတင်စမ်းသပ်အောင်မြင့်ခဲ့ပါတယ်၊ ယခုအကြိမ်ကတော့ အချောသပ်ပေ့ါ။

စတင်ကြိုးစားချိန်မှာ ပထမဆုံး အခက်အခဲက ကျနော်တို့ System နဲ့ကိုက်ညီတဲ့ Permissive Scheme ဘယ်ဟာရွေးရမှန်းမသိတာပါ၊

IGE က ကိုအောင်ဇေယျ၊ ကိုကျော်နိုင်ဦးတို့ အကူအညီနဲ့ Singapore Areva က Mail ပို့ပေးပါတယ် POTT Z2 သုံးပါတဲ့၊

Colenco က Mr.Carlos နဲ့ ဒီအကြောင်းတိုင်ပင်မိတဲ့အခါ သူက အကြံပေးပါတယ် Singapore က Short Line တွေဖြစ်လို့ ဒီလိုပြောတာပါ ကျနော်တို့Systemအနေနဲ့ PUTT Z2 သုံးသင့်ပါတယ်တဲ့၊

လေ့လာကြည့်တဲ့အခါ မှာလည်း PUTT က Safe ပိုဖြစ်မယ်ထင်လို့လက်ရှိသုံးထားပါတယ်။

Transmission Line မှာ Fault ဖြစ်တဲ့အခါမှာ လိုင်းရဲ့ ဟိုဘက်ထိပ် ဒီဘက်ထိပ် Circuit Breaker နှစ်ခုကို တစ်ပြိုင်နက် Both Side Trip နဲ့ Fault ဖြစ်တဲ့ အပိုင်းကို အမြန်ဆုံးရှင်းထုတ်လိုက်တာပါ။

Line Differential function လိုပါပဲ ၊ ဒါပေမယ့် သူ့လောက်တော့ မမြန်ဘူးပေါ့။ Line Differential ကတော့ Communication Medium အနေနဲ့ Fiber Optic ကိုအသုံးပြုပါတယ်။

တစ်ပိုင်းတော့ကျန်ပါသေးတယ်၊

Fault ဖြစ်တဲ့အပိုင်းကို အမြန်ဆုံး ရှင်းထုတ်ပီး၊ အမြန်ဆုံးပြန်တင်ဖို့ပါ (Auto Reclosing)

ဖြစ်လာမှာပေါ့ :-):-)

ပျော်ရွှင်ပါစေ

PUTT - Permissive Under-Reach Transfer Trip
POTT - Permissive Over-reach Transfer Trip

Thanzaw Myo Protection setting ,Relay testing engineer များနဲ့ communication engineer များ ဆက်လက် ပူးပေါင်းဆောင်ရွက်ရန် အားပေးပါသည်

Aung Ko Htay Yes bro

Kyaw Tun Protection eng. နဲ့ Communication eng. ပူးပေါင်းဆောင်ရွက်တာမြင်ရတော့ အောင်မြင်မှု လမ်းစကို တွေ့လိုက်ပါပြီ။ လေးစားပါတယ် ။

Aung Ko Htay Transmission Line မှာ re-closing သုံးဖို့ရာက လုံလောက်တဲ့ transient stability analysis လုပ်ဖို့လိုမယ် ထင်ပါတယ်အကို ဘာလို့လဲဆိုတော့ line fault ဖြစ်ရင် သက်ဆိုင်ရာ node တွေရဲ့ voltage magnitude နဲ့ phase angle changes တွေ မသိတော့ re-closing လုပ်ရာမှာ forced to synchro ကိုကြောက်လို့ မထည့်ရဲသေးတာပါ

Aung Ko Htay Primary SS တွေရဲ့ 33kV feeder တွေမှာတော့ 3-pole re-closing မကြာခင်ထည့်နိုင်တော့မှာပါ

Thanzaw Myo AR ကို radail line တွေမှာ စမ်းသုံးသင့်ပါကြောင်း

Aung Ko Htay ဟုတ်ပါတယ် အစ်ကို Loop network ထဲက လိုင်းတွေကို စမ်းရမှာ နည်းနည်းကြောက်နေတာပါ အစ်ကို

Kyi San Lin 33 kV လိုင်းမှာ Single reclosing ပါ အချိန်အတိုင်းအတာ တစ်ခုအထိ စမ်းသပ်ပြီး tie line မှာ apply လုပ်ရင် အွန္တရာယ် ကင်းမယ် Tie lie မှာ Permanent fault အတွက် safe ဖြစ်ဖို့လိုမယ်

Aung Ko Htay 33kV Feeder တွေမှာသုံးတဲ့ GCB တွေက three phase combined တွေဆိုတော့
3-pole AR ပဲသုံးလို့ရမှာ အစ်ကို

Aung Ko Htay Radial line တွေကတော့ synchro ကို ကြောက်စရာ မလိုတော့ အဆင်ပြေမှာပါ
Permanent fault တစ်ခုတော့ ဂရုစိုက်ရမှာပါ

Thanzaw Myo permanent fault ဆိုတာ fault level fault point setting နဲ့ ရွေးချယ်ရမှာ

Aung Ko Htay ဟုတ်ကဲ့ပါ အစ်ကို

The Beauty of Wye

Generator ရဲ့ output three phase voltage vector ကို Four quadrant plane(360') ပေါ်ဆွဲမယ်ဆိုရင် RYB three phase ဟာ phase တစ်ခုနဲ့ တစ်ခု 120' phase displacement ရှိပြီး rotation က counter- clockwise direction နဲ့လည်နေတာပါ။

(Three phase စနစ်နဲ့ ဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးနေတာမို့ phase တစ်ခုနဲ့ တစ်ခုဟာ 120' displacement ဖြစ်နေတာပါ၊ Six phase စနစ်နဲ့များ ဓာတ်အား ထုတ်လုပ်ဖြန့်ဖြူးခဲ့ရင် 60' angle displacement ရှိနေမှာပါ။)

Generation မှသည် transmission ၊ distribution level အထိ ဓာတ်အားကို three phase စနစ်နဲ့ ပို့လွှတ်သယ်ဆောင်ကြပါတယ်၊

နောက်ဆုံး ဓာတ်အားသုံးစွဲသူများထံ ပို့လွှတ်ရာမှာတော့ 33/0.4 kV၊ 11/0.4kV စသဖြင့် vector group Dyn11 X'mer တွေမှတစ်ဆင့် 400V လိုင်းတွေနဲ့ ရပ်ကွက်အတွင်းကို ဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးပေးပါတယ်။

Vector group Dy သုံးပီး R,Y,B,N three phase four wire စနစ်နဲ့ ရပ်ကွက်အတွင်းကို 400V လိုင်းတွေ ဆွဲလိုက်တာပေ့ါ၊ ပုံမှန် အိမ်သုံးတွေက RN, YN, BN စသဖြင့် single phase ချိတ်ကြပေ့ါ၊ လုပ်ငန်းလုပ်မယ့်သူတွေက R,Y,B,N three phase four wire သွယ်ကြပေ့ါ။

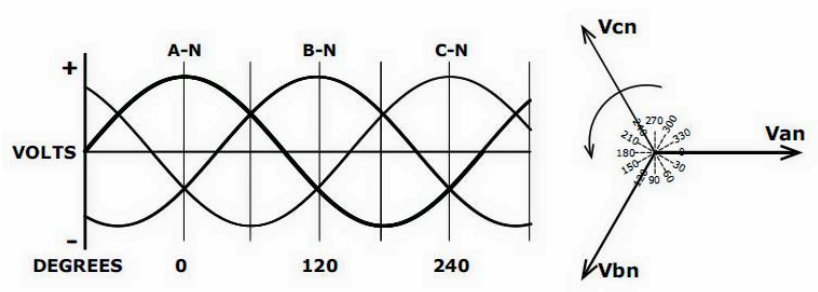
" 230/400V system " RN=YN=BN= 230V ဆိုတော့တစ်ကယ်ဆိုရင် RY=RB=YB= 460V ဖြစ်သင့်တာပေ့ါဒါပေမယ့်RY=RB=YB= 400V ပဲရှိပါတယ်

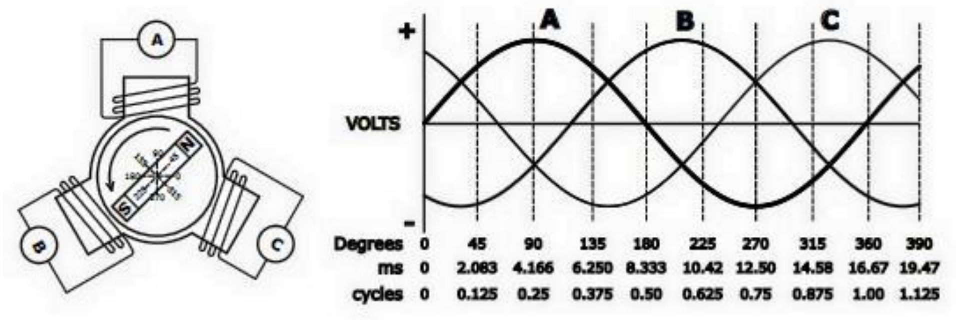
Because of 120' Phase displacement

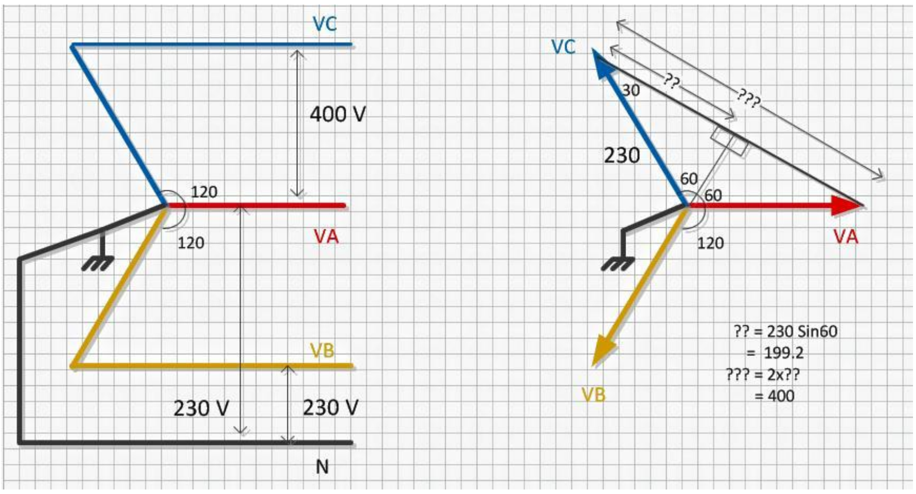
400/230= root3(1.732)

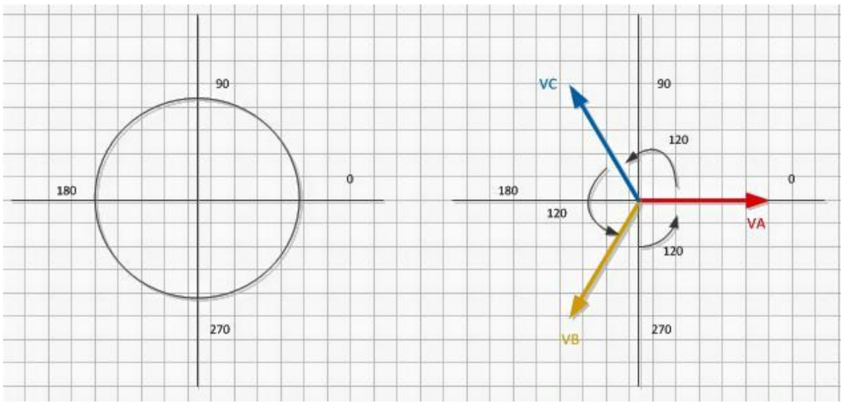
Three phase စနစ် သုံးနေသေးသရွေ့ (120' phase displacement ရှိနေတဲ့အတွက်) Wye connection မှာ Line Voltage ဟာ Phase Voltage ရဲ့ root3ဆ(1.732ဆ) ရှိနေမှာဖြစ်ကြောင်း ။

အားလုံးကို အစဉ်လေးစားလျက်ပါ။
ပျော်ရွှင်ပါစေ









PRIMARY & BACK UP PROTECTION

Primary ဆိုတာ first line-up ဆိုရင်၊ back up ဆိုတာ အရံပေါ့၊

Primary နဲ့ back up ဘယ်လို အတန်းအစား ခွဲသလဲ ဆိုရင် fault ဖြစ်ရင် high speed tripping ရနိုင်တဲ့ ၊ တစ်နည်း fault ကို initial state မှာတင် မြန်မြန် sense လုပ်နိုင်တဲ့ relay ကို primary protection လို့ခေါ်ပြီး၊ နည်းနည်း နှေးတဲ့ relay ကို back up အနေနဲ့ အရံထားတာပါ။

Primary relay ကအကြောင်းအမျိုးမျိုးကြောင့် fault ကို မရှင်းနိုင်တဲ့အခါ back up relay က သူ့ သတ်မှတ်ထားတဲ့ setting time ရောက်တဲ့အခါ ဝင်ဖြုတ်ပေးတာပေါ့၊

ပိုမြန်တဲ့ primary relay က fault ကိုရှင်းလိုက်နိုင်ရင် back up relay အလုပ်လုပ်မယ့် time ထိ မကြာတော့တဲ့အတွက် back up relay အလုပ်မလုပ်လိုက်ရတော့ပါ၊

Primary relay အလုပ်မလုပ်နိုင်လို့ fault duration ကြာမြင့်ရင် system ထိခိုက်တာပါပဲ၊ Total breakdown အထိဖြစ်နိုင်စေပါတယ်၊

Relay ရဲ့ fault ဖြစ်တဲ့အခါ တုံ့ပြန်နိုင်စွမ်းတွေဖြစ်တဲ့

SPEED
SELECTIVITY
SENSITIVITY

တွေအပေါ်မူတည်ပြီး Primary အနေနဲ့သုံးမယ်၊ back up အနေနဲ့သုံးမယ် စသဖြင့် ရွေးချယ်သုံးလိုက်တာပါ၊

Protection scheme တစ်ခုချင်းအလိုက် relay တွေရဲ့ Under Fault Condition မှာ တုံ့ပြန်နိုင်စွမ်း quality အဆင့်လိုက်ပြောရမယ်ဆိုရင်

ဥပမာ Transmission Line protection relay တွေမှာ

1- Differential protection
2- Distance protection
3- Overcurrent Protecion relay တွေပါ။

ကျေးဇူးပါ
ကျနော် နားလည်မိသလောက်ပါ

PRIMARY & BACK UP PROTECTION (နောက်ဆက်တွဲ)

Primary Protection နဲ့ Back up protection ဆိုတာ ပိုမိုရှင်းလင်း နားလည်လွယ်ကူစေဖို့ရာ relay တစ်ချို့ရဲ့ အလုပ်လုပ်ပုံကို အကြမ်းဖျင်း ရှင်းပြပါရစေ။

Overcurrent & Earth fault relay
Fault Current > Setting Current (Trip)

Distance relay
Fault Z < Setting Z (Trip)

Differential relay
Current 1 not equal Current 2 (Trip)

OC/EF relay
OC/EF relay ရဲ့ အလုပ်လုပ်ပုံက fault ဖြစ်နေရင်တောင် (Fault ရဲ့ Initial State မှာတင်ချက်ချင်း Trip မဖြစ်နိုင်ဘဲ) Setting ထည့်ထားတဲ့ Current ၊ Time delay ကို ရောက်ရှိကျော်လွန်ပြီးမှ relay က Trip signal ပေးတာပါ။

OC/EF relay ကို Distribution Feeder တွေမှာသာ Main protection အနေနဲ့ သုံးလို့ အဆင်ပြေပေမယ့်၊ Transmission Line protection အနေနဲ့တော့ OC/EF relay တစ်ခုတည်း သုံးရုံနဲ့ မလုံလောက်တော့ပါ။

Setting ထည့်ထားတဲ့ Current ၊ Time delay ကိုရောက်ရှိ ကျော်လွန်ပြီးမှ relay က Trip ပေးတဲ့ သူ့ရဲ့ အလုပ်လုပ်ပုံက Transmission Line Protection အတွက် မလုံလောက်တော့ပါ၊

Fault ဖြစ်တာနဲ့၊ ဖြစ်တဲ့အပိုင်းကို အမြန်ဆုံးရှင်းထုတ်နိုင်ဖို့လိုပါတယ် (Discrimination လုပ်တယ်လို့ သုံးကြပါတယ်)၊ ဒီလိုမဟုတ်ဘဲ OC/EF relay က သူ့function အရ သတ်မှတ်ထားတဲ့ Ampere၊ time delay စောင့်ဆိုင်းနေစဉ်မှာ ဒီ Fault ကြောင့် Machine တွေထွက်သွားမယ်၊ မလိုတဲ့ လိုင်းတွေပါ ပြုတ်ကုန်မယ်ဆိုရင်တော့ system တည်ငြိမ်ဖို့ ခက်သွားပါပြီ။

ဒါကြောင့် Transmission Line ကို Protection လုပ်ရာမှာ OC/EF relay တစ်ခုတည်းသုံးလို့ မလုံလောက်ပဲ (Back up လောက်ပဲထားပီး) သူ့ထက်ပိုပြီး Fault ကို မြန်မြန်ဆန်ဆန် ရှင်းထုတ်နိုင်တဲ့ Distance Relay၊ Differential Relay တွေကို Main Protection အနေနဲ့ သုံးကြပါတယ်။

ပျော်ရွှင်ပါစေ

Power System Protection ကို စိတ်ဝင်စားတဲ့ ညီအစ်ကို၊မောင်နှမ များအတွက်ပါ၊

ဝိုင်းဝန်းဆွေးနွေးကြပါဦးလို့ ဖိတ်ခေါ်ပါတယ်

Insulation Resistance Test (Megger Test)

Tr တစ်လုံး ရဲ့ Megger Test အတွက် Connection ပုံလေးတွေ တင်ပေးလိုက်ပါတယ်။

ပုံမှန်ရိုက်နေကျ Connection နဲ့တော့ နည်းနည်းကွဲနေကြမယ် ထင်ပါတယ်။

Guard ထည့် ရိုက်တာကတော့ leakage ကိုသတ်ချင်လို့ပါ၊ Result ပိုတိကျစေချင်လို့ပါ။

ရလာမယ့် Megger result ဟာ အသုံးပြုတဲ့ Megger Test Voltage၊ Tempearature စတဲ့ effect တွေကြောင့် result အပြောင်းအလဲရှိမှာပါ၊

ဒါကြောင့် ရလာတဲ့ result ကို ကိုယ်ရိုက်တဲ့အချိန် Temperature ကနေ 20˚C ကို ပြောင်းပေးဖို့လိုပါတယ်။

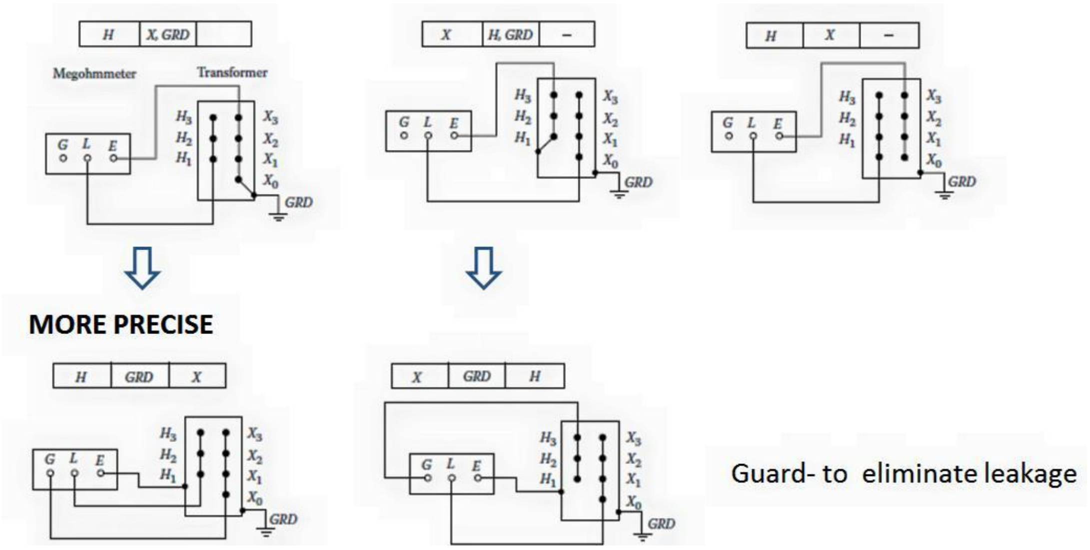
ကိုယ်ရိုက်လို့ရလာတဲ့ result ဟာ factory test တန်ဖိုးရဲ့ တစ်ဝက် (သို့) >1000M Ohm ဆိုရင် အခြေအနေကောင်းတယ်လို့ ပြောလို့ရပါတယ်၊

Factory data တွေရဖို့ခက်တဲ့အခါမျိုးမှာ " IR = CE / square root of KVA " formula နဲ့ ခန့်မှန်းနိုင်မှာပါ၊

တစ်ကယ်တော့ ဒီ Formula က single phase Tr တွေအတွက်ပါ။

ပျော်ရွှင်ပါစေ

Ref: Electrical Power Equipment Maintenance and Testing by Paul Gill



Typical Insulation Resistance Values for Power and Distribution Transformers

Transformer Winding Voltage (kV)	Winding Ground (MΩ)				
	20°C	30°C	40°C	50°C	60° C
6.6	400	200	100	50	25
6.6–19	800	400	200	100	50
22–45	1000	500	250	125	65
≥66	1200	600	300	100	75

Temperature Correction Factors

Temperature		Rotating Equip. Class		Transformers		Cables							
°C	°F	A	B	Oil-Filled	Dry Type	Code Natural	Code GR-S	Perf. Natural	Heat Resist. Natural	Heat Resist. and Perf. GR-S	Ozone Resist. Natural GR-S	Varnished Cambric	Impregnated Paper
0	32	0.21	0.40	0.25	0.40	0.25	0.12	0.47	0.42	0.22	0.14	0.10	0.28
5	41	0.31	0.50	0.36	0.45	0.40	0.23	0.60	0.56	0.37	0.26	0.20	0.43
10	50	0.45	0.63	0.50	0.50	0.61	0.46	0.76	0.73	0.58	0.49	0.43	0.64
15.6	60	0.71	0.81	0.74	0.75	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
20	68	1.00	1.00	1.00	1.00	1.47	1.83	1.24	1.28	1.53	1.75	1.94	1.43
25	77	1.48	1.25	1.40	1.30	2.27	3.67	1.58	1.68	2.48	3.29	4.08	2.17
30	86	2.20	1.58	1.98	1.60	3.52	7.32	2.00	2.24	4.03	6.20	8.62	3.20
35	95	3.24	2.00	2.80	2.05	5.45	14.60	2.55	2.93	6.53	11.65	18.20	4.77
40	104	4.80	2.50	3.95	2.50	8.45	29.20	3.26	3.85	10.70	25.00	38.50	7.15
45	113	7.10	3.15	5.60	3.25	13.10	54.00	4.15	5.08	17.10	41.40	81.00	10.70
50	122	10.45	3.98	7.85	4.00	20.00	116.00	5.29	6.72	27.85	78.00	170.00	16.00
55	131	15.50	5.00	11.20	5.20			6.72	8.83	45.00		345.00	24.00
60	140	22.80	6.30	15.85	6.40			8.58	11.62	73.00		775.00	36.00
65	149	34.00	7.90	22.40	8.70				15.40	118.00			
70	158	50.00	10.00	31.75	10.00				20.30	193.00			
75	167	74.00	12.60	44.70	13.00				26.60	313.00			

Note: Corrected to 20°C for rotating equipment and transformers; 15.6°C for cable.

$$IR = \frac{CE}{\sqrt{kVA}}$$

where

IR is the minimum 1 min 500 V DC insulation resistance in megohms from winding to ground, with other winding or windings guarded, or from winding to winding with core guarded

C is a constant for 20°C measurements

E is the voltage rating of winding under test

kVA is the rated capacity of winding under test

Cable Megger Test

Cable Megger ရိုက်ဖို့အတွက် connection ပုံလေးတွေ တင်ပေးလိုက်ပါတယ်။

အနည်းဆုံးရှိရမယ့် Insulation Resistance တန်ဖိုးတွက်ယူတဲ့ formula က IEEE standard ရဲ့ formula ပါ။

Cable အတွက် Temperature correction ကတော့ 15.6˚C ကို ပြောင်းပေးရမှာပါ။

Reference ကတော့ Paul Gill ရဲ့ Electrical Power Equipment Maintenance and Testing ပါပဲ၊ ကျနော် နှစ်သက်တန်ဖိုးထားတဲ့ စာအုပ်တစ်အုပ်ပါ၊ Testing ကို စိတ်ဝင်စားသူများ free download ရယူလေ့လာနိုင်ပါတယ်။

ဓာတ်အားခွဲရုံ နဲ့ ဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးရေးက ညီအစ်ကို၊မောင်နှမ၊ လုပ်ဖော်ကိုင်ဘက်များအတွက်ရည်ရွယ်ပါတယ်။

Thanks

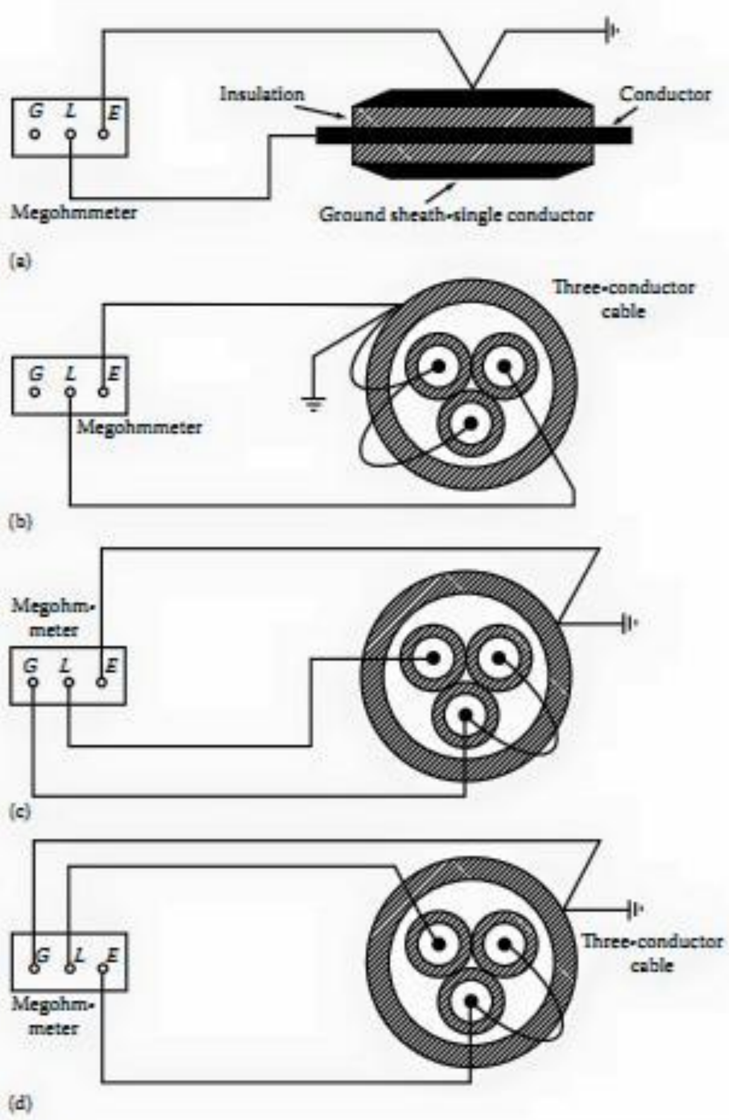


FIGURE 2.7
Cable test connections for insulation resistance measurement: (a) connection for single-conductor cable, one conductor to ground test; (b) connection for three-conductor cable, one conductor to other conductors and sheath to ground; (c) connection for three-conductor cable, one conductor to sheath and to ground and two conductors guarded; and (d) connection for three-conductor cable, one conductor to all other conductors without leakage to ground.

$$IR = 1000\left[\frac{(kV + 10)}{L}\right]$$

where
  L is the cable length in feet
  kV is the insulation voltage rating

Temperature Correction Factors

Temperature		Rotating Equip. Class		Transformers		Cables							
°C	°F	A	B	Oil-Filled	Dry Type	Code Natural	Code GR-S	Perf. Natural	Heat Resist. Natural	Heat Resist. and Perf. GR-S	Ozone Resist. Natural GR-S	Varnished Cambric	Impregnated Paper
0	32	0.21	0.40	0.25	0.40	0.25	0.12	0.47	0.42	0.22	0.14	0.10	0.28
5	41	0.31	0.50	0.36	0.45	0.40	0.23	0.60	0.56	0.37	0.26	0.20	0.43
10	50	0.45	0.63	0.50	0.50	0.61	0.46	0.76	0.73	0.58	0.49	0.43	0.64
15.6	60	0.71	0.81	0.74	0.75	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
20	68	1.00	1.00	1.00	1.00	1.47	1.83	1.24	1.28	1.53	1.75	1.94	1.43
25	77	1.48	1.25	1.40	1.30	2.27	3.67	1.58	1.68	2.48	3.29	4.08	2.17
30	86	2.20	1.58	1.98	1.60	3.52	7.32	2.00	2.24	4.03	6.20	8.62	3.20
35	95	3.24	2.00	2.80	2.05	5.45	14.60	2.55	2.93	6.53	11.65	18.20	4.77
40	104	4.80	2.50	3.95	2.50	8.45	29.20	3.26	3.85	10.70	25.00	38.50	7.15
45	113	7.10	3.15	5.60	3.25	13.10	54.00	4.15	5.08	17.10	41.40	81.00	10.70
50	122	10.45	3.98	7.85	4.00	20.00	116.00	5.29	6.72	27.85	78.00	170.00	16.00
55	131	15.50	5.00	11.20	5.20			6.72	8.83	45.00		345.00	24.00
60	140	22.80	6.30	15.85	6.40			8.58	11.62	73.00		775.00	36.00
65	149	34.00	7.90	22.40	8.70				15.40	118.00			
70	158	50.00	10.00	31.75	10.00				20.30	193.00			
75	167	74.00	12.60	44.70	13.00				26.60	313.00			

Note: Corrected to 20°C for rotating equipment and transformers; 15.6°C for cable.

Grounding Resistance

Transmission Line, Distribution Line များ Lightning Protection အတွက် Tower တိုင် (သို့) Aerial earth များကို earth ချကြပါတယ်၊ earth ချတဲ့ Ground Resistance က ကြွေသီး resistance ထက်နည်းဖို့ လိုပါတယ်၊ ဒါမှသာ လိုင်းကို မိုးကြိုးပစ်တဲ့အခါ Lightning Current က Insulator(ကြွေသီး) ဆီမလာပဲ မြေကြီးထဲကိုသာ တိုက်ရိုက်စီးဆင်းသွားမှာပါ။

RG < Ri

Where,

RG = Grounding Resistance

Ri = Isolator Resistance

voltage level အလိုက်ရှိရမယ့်Tower (သို့) aerial earth များအတွက် Grounding Resistance တွက်ယူတဲ့ formula ပါ

RG (ohm) = LIWV / Is Level

Where,

LIWV = Lightning Impulse Withstand Voltage

Is Level = Isokeraunic Level
(unit in kA)

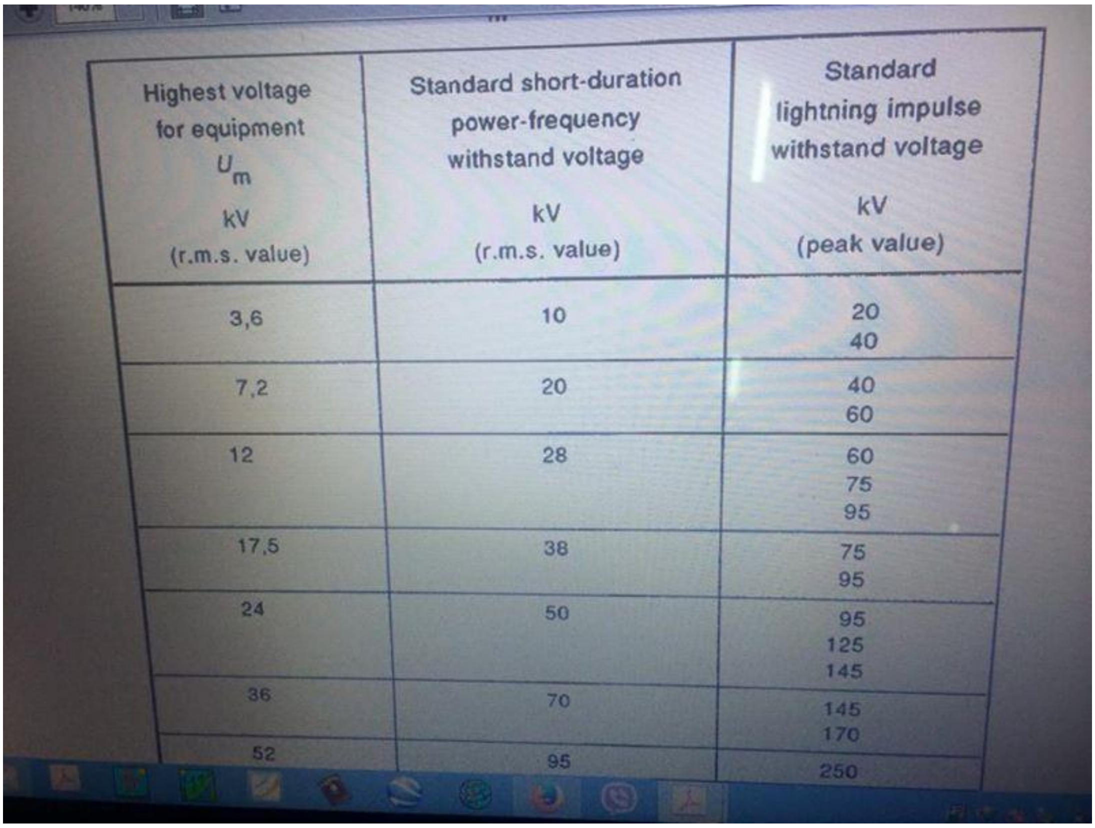
For example, grounding resistance for 230 kV Line
Ohm = 1050/50
= 21
So, RG should be less than 21 ohm.

Credit to : Mr. Ranco (Colenco)
Ko Than Naing Linn
Ko Nay Zar (PTP)

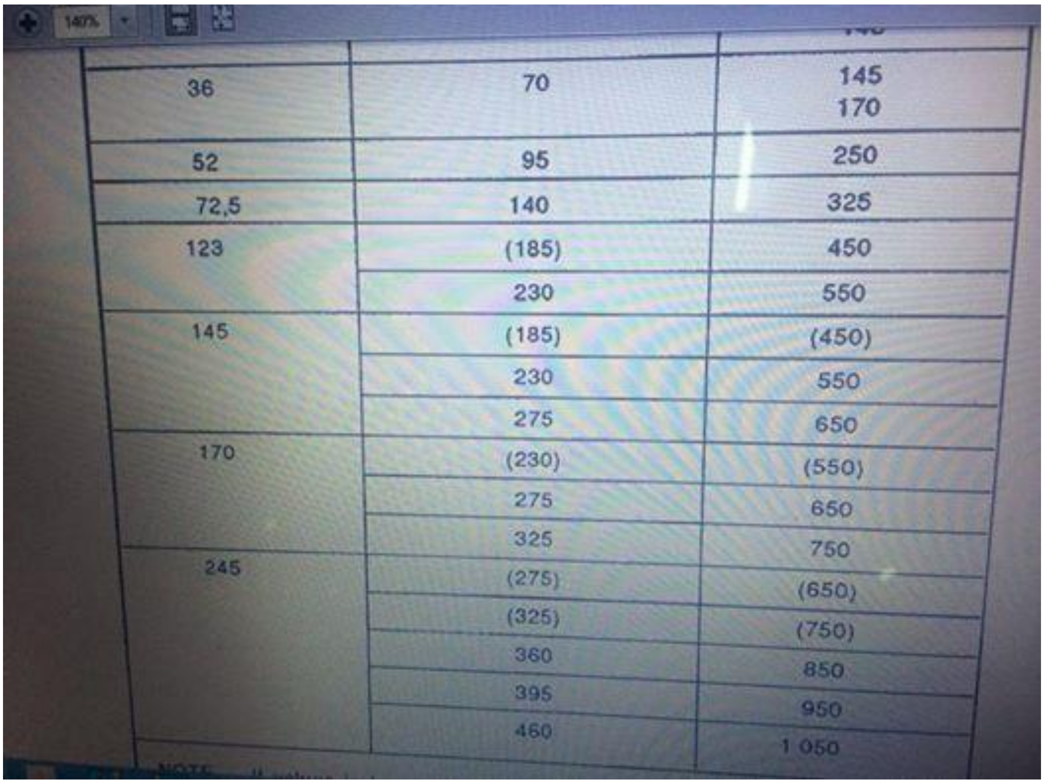
ပျော်ရွှင်ပါစေ---------------

P.S
Keraunic Level

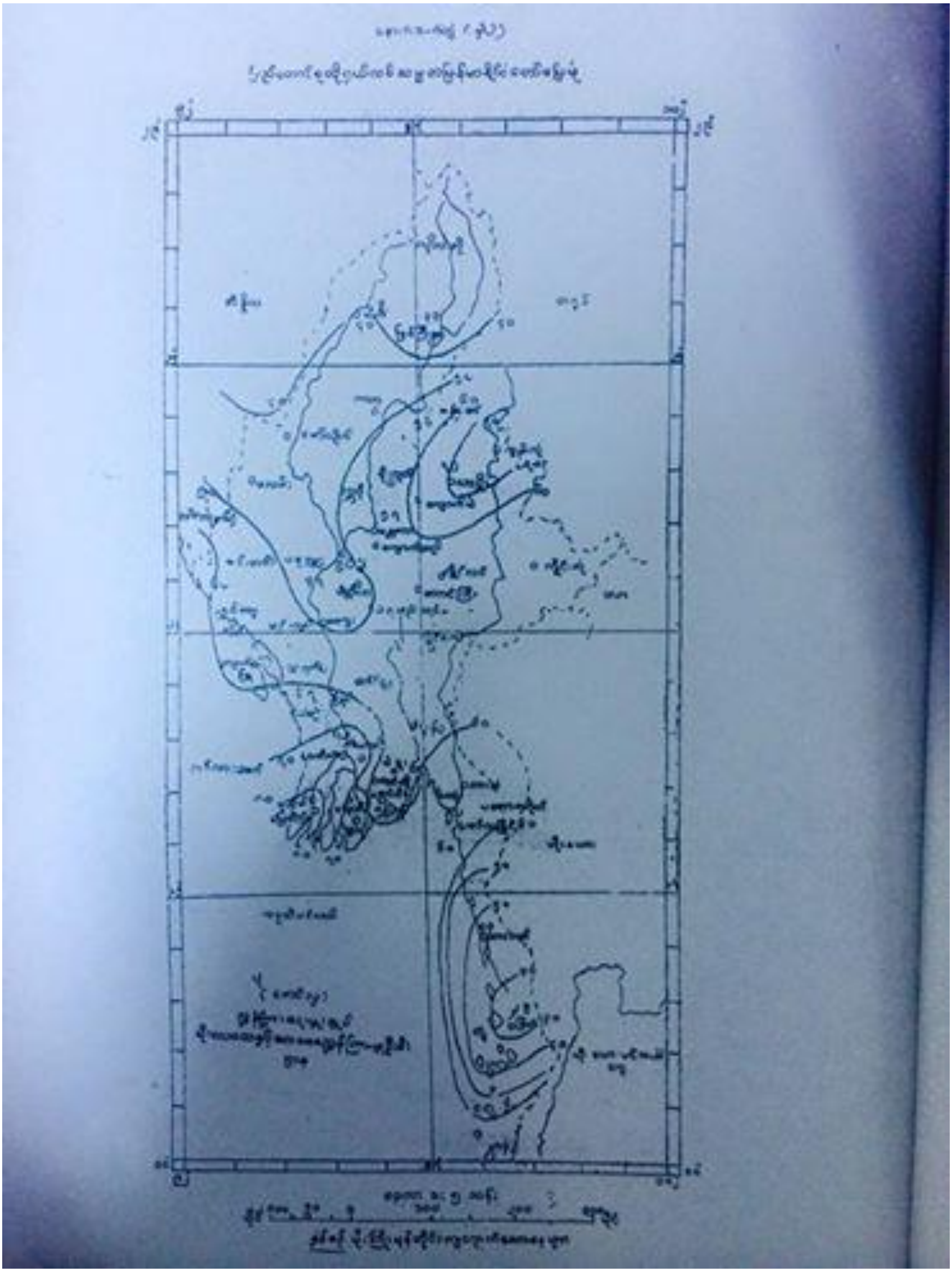
The keraunic number is a system to describe lightning activity in an area based upon the audible detection of thunder. It is defined as the average number of days per year when thunder can be heard in a given area, and the likelihood thereby of a thunderstorm. An isokeraunic map plots contours of equal keraunic number. The keraunic number has been used to set standards for safe design of electrical systems in structures connected to the local power grid.



Highest voltage for equipment U_m kV (r.m.s. value)	Standard short-duration power-frequency withstand voltage kV (r.m.s. value)	Standard lightning impulse withstand voltage kV (peak value)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250



36	70	145 170
52	95	250
72,5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1 050



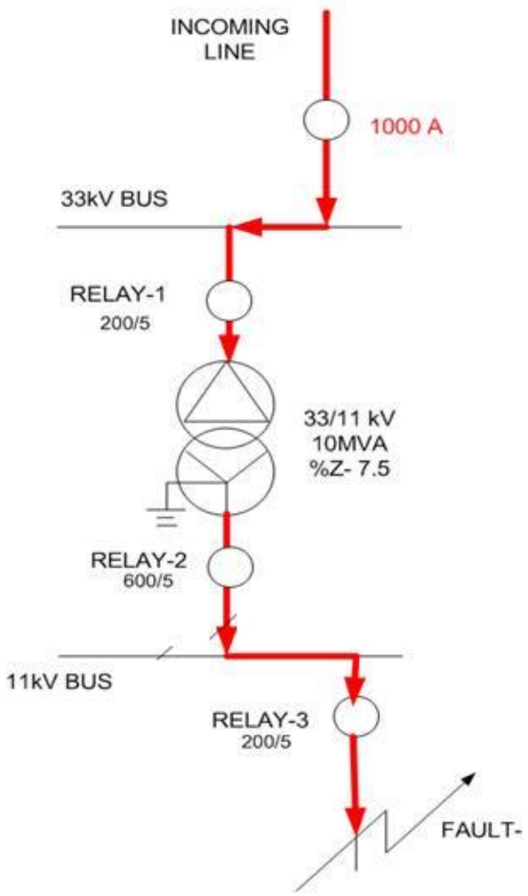
RADIAL SYSTEM

Distribution Line is mostly Radial System

Load Current flow from
System Network to load by only
one direction

Even fault occurs, fault current also flow from System Network to fault point by only one direction

Non-direction OC/EF relay can use



ပင်မခွဲရုံအတွက် Distribution Line တွေကို OPGW ထည့်ဆွဲသွားပြီး၊ နီးစပ်ရာဖြန့်ဖြူးရေး ခွဲရုံလေးတွေကို control & monitoring လုပ်သွားနိုင်ပါတယ်။

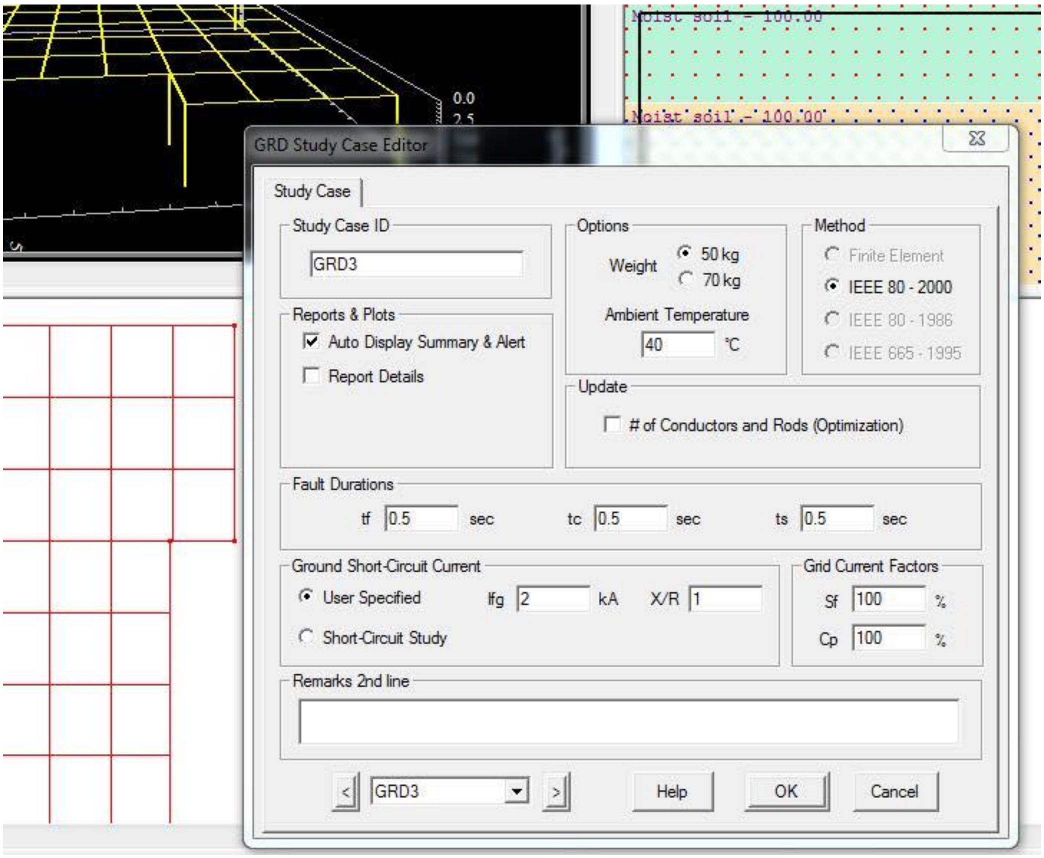
ပင်မခွဲရုံအနေနဲ့ Primary Substation တစ်ဖြစ်လဲ၊ Regional Control Center တစ်ခု ဖြစ်သွားမှာပါ။

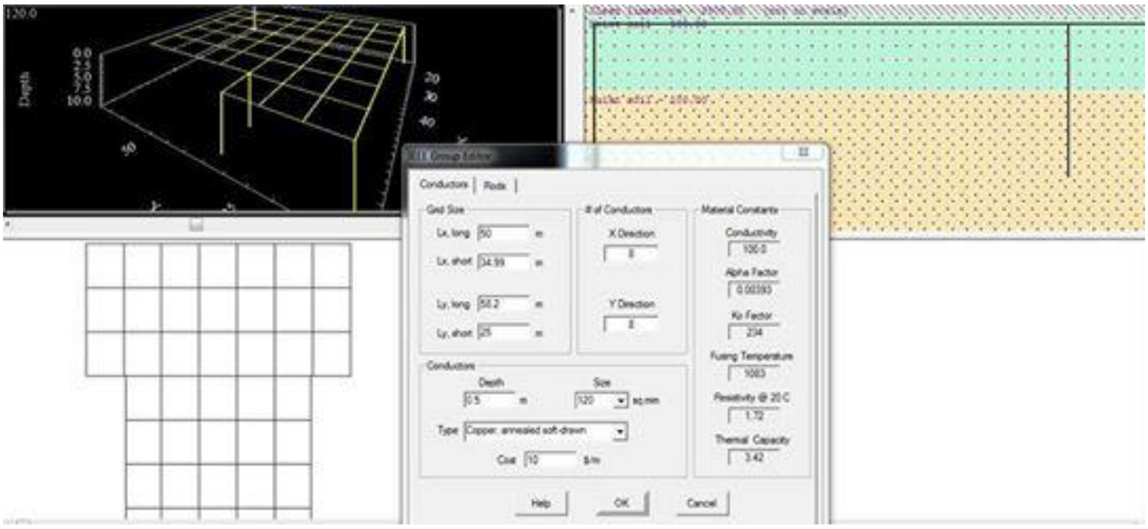
Transmission နဲ့ Distribution Department များ authority မရောယှက်ချင်ဘူးဆိုရင် နောက်တစ်နည်းက ဖြန့်ဖြူးရေးခွဲရုံတွေကို Wireless link နဲ့ သက်ဆိုင်ရာ မြို့ရုံး တွေကနေ control & monitoring လုပ်သွားနိုင်ပါတယ်။

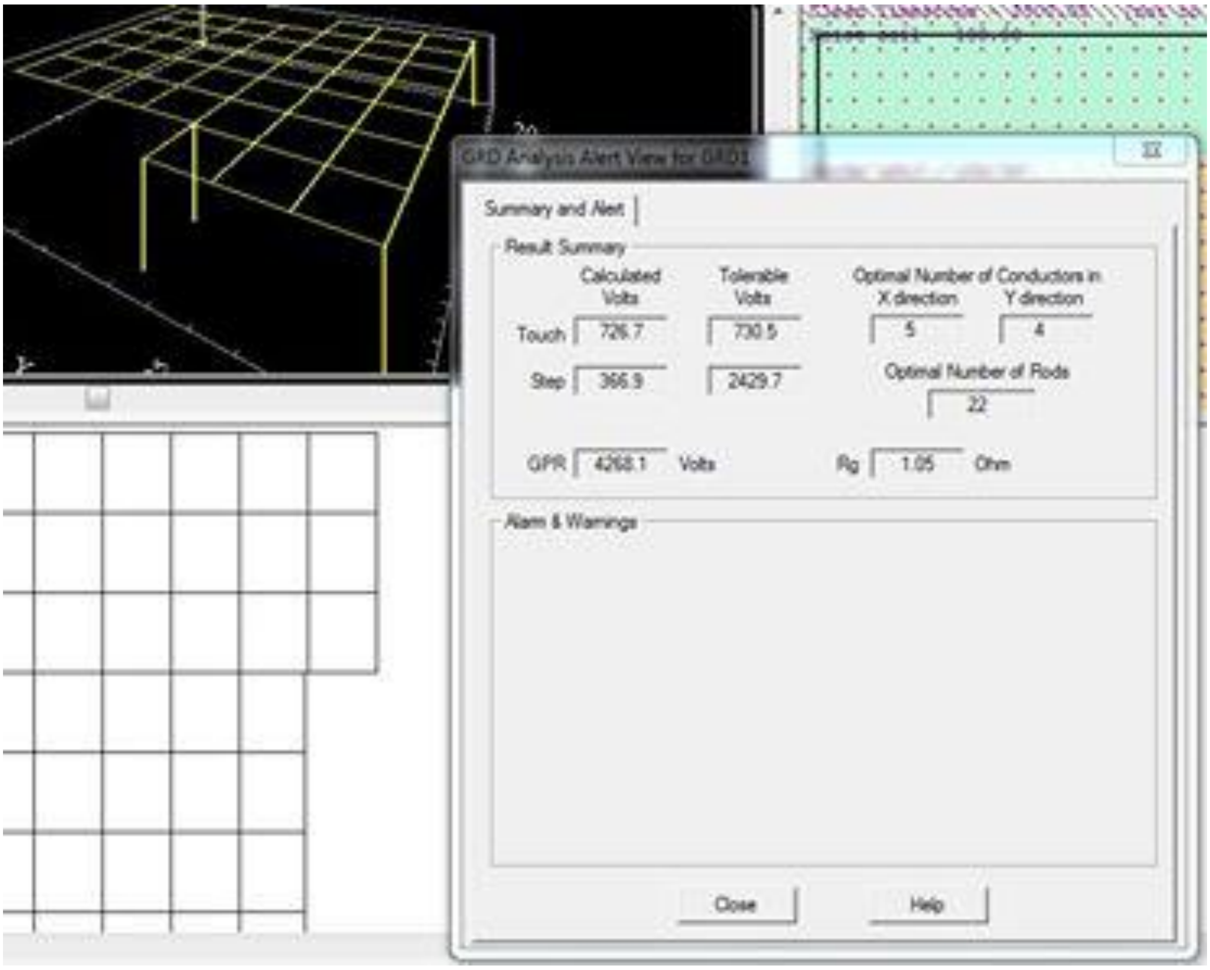
System ကျယ်ပြန့်လာတာနဲ့အမျှ တိုးပွားလာမယ့် ပင်မခွဲရုံ၊ ဖြန့်ဖြူးရေးခွဲရုံ များရဲ့ control and monitoring တာဝန်ကို man power နဲ့သာမက၊ automation နဲ့ပါသွားနိုင်ဖို့ ပြင်ဆင်ရတော့မယ် ထင်ပါတယ်

အားလုံးကို လေးစားလျက်

SUBSTATION EARTHING
DESIGN & SIMULATION VIA ETAB







MAXIMUM & MINIMUM FAULT LEVEL

OC/EF relay တွေရဲ့ characteristics curve ကို ကျနော်တို့ဆီမှာတော့ IEC Standard Inverse curve ကို အသုံးများပါတယ်၊ ဒီ curve ရဲ့သဘောက Fault current magnitude နဲ့ operating time ဟာ ပြောင်းပြန် အချိုးကျပါတယ်၊ Fault ပြင်းလေ operating time မြန်လေပေါ့။

Relay တစ်ခုနဲ့ တစ်ခု coordination လုပ်ဖို့ရာ fault level ကို အနီးစပ်ဆုံး ခန့်မှန်းနိုင်ဖို့ကလဲ အရေးကြီးပါတယ်။

ဒါကြောင့် ခွဲရုံတစ်ခုခု မှာ ကျနော်တို့ relay setting ထည့်ဖို့ fault level မှန်းဆမယ်ဆိုရင် minimum fault level ကို ယူတွက်ပါတယ်၊ စိတ်ချရအောင်လို့ပါ။

System bus(ပင်မခွဲရုံတွေရဲ့ 230kV၊ 33kV bus တွေ) အားလုံးကို short ckt calculation run တဲ့အခါ ကျနော်တို့အနေနဲ့ maximum fault level နဲ့ minimum fault level ဆိုပြီး condition နှစ်မျိုးနဲ့ run ပါတယ်။

Maximum fault level (အများဆုံးဖြစ်နိုင်ခြေရှိတဲ့ fault current ပမာဏ) ဒီ fault value ကို ကျနော်တို့ substation earthing design လုပ်တဲ့အခါ၊ CT ratio selection လုပ်တဲ့အခါ၊ Circuit breaker တွေ short ckt rating ရွေးချယ်ဝယ်ယူတဲ့ နေရာမှာ အသုံးပြုပါတယ်။

Minimum fault level ကတော့ ကျနော်တို့ power system protectionမှာ၊ relay setting တွက်ဖို့ အတွက် အသုံးပြုပါတယ်။

Maximum & Minimum condition နှစ်ခုကို ကျနော့်အနေနဲ့တော့ ABB switchgear manual အရ Network topology change တဲ့နည်းကို သုံးလေ့ရှိပါတယ်။

Topology change တယ်ဆိုတာက "System မှာ generation source အများဆုံးရှိတဲ့အချိန်၊ system impedance အနည်းဆုံးအချိန်" (double circuit line နဲ့ ဓာတ်အားလွှတ်ထားမယ် ၊ Transformer ကို parallel operation မောင်းထားတဲ့အချိန်မှာ system impedance နည်းပါတယ်) ကို maximum condition (fault current ပမာဏ အများဆုံးဖြစ်နိုင်ချေ)၊ " System မှာ generation source အနည်းဆုံးရှိတဲ့အချိန်၊ system impedance အများဆုံးအချိန်" (double ckt line ကို one circuit နဲ့ပဲ ဓာတ်အားလွှတ်ထားမယ်၊ Transformer bank တွေကို parallel operation မလုပ်ပဲ တစ်ခုစီ separate အနေအထားနဲ့ မီးပေးထားတဲ့အချိန်တွေမှာ system impedance များပါမယ်) ကို minimum condition (fault current ပမာဏ အနည်းဆုံးဖြစ်နိုင်ချေ)၊ လို့ ကျနော် မြင်မိပါတယ်။

ကျနော်တို့ အလွယ်လုပ်ခဲ့တာက system peak load အနေအထားကို maximum ၊ off-peak အချိန်ကို minimum ထားပြီးတွက်ခဲ့ပါတယ်။

(ကံရာဇာငယ်ရဲ့ အမျိုးတွေဆိုတော့ 😛:P)

လွတ်လပ်စွာ ကွဲလွဲ၊ ငြင်းခုံ၊ အကြံပြု ကြပါ ကုန် !!

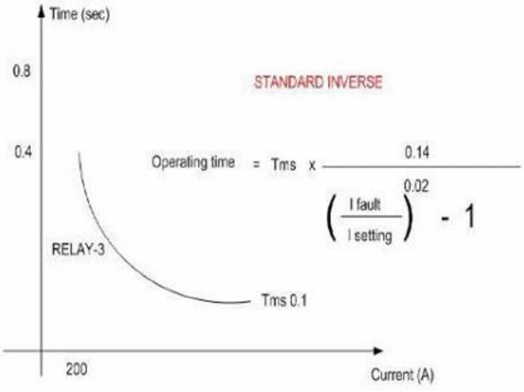
OVER CURRENT PROTECTION FOR PHASE AND EARTH FAULTS

1. Discrimination by Both TIME & CURRENT

Standard Inverse (SI)
Very Inverse (VI)
Extremely Inverse (EI)
Definite Time (DT)

Relay Characteristic	Equation (IEC 60255)
Standard Inverse (SI)	$t = TMS \times \frac{0.14}{I_r^{0.02} - 1}$
Very Inverse (VI)	$t = TMS \times \frac{13.5}{I_r - 1}$
Extremely Inverse (EI)	$t = TMS \times \frac{80}{I_r^2 - 1}$
Long time standard earth fault	$t = TMS \times \frac{120}{I_r - 1}$

(a): Relay characteristics to IEC 60255



RELAY-3 = I> 200A ,Tms 0.1

Maximum short-circuit currents

When calculating the maximum short-circuit currents, the following conditions are to be assumed:

- maximum voltage factor
- the network's topology is to be chosen in such a way that the maximum short-circuit currents are expected
- motors are to be taken into account
- the resistances of lines are to be determined at a temperature of 20 °C

Minimum short-circuit currents

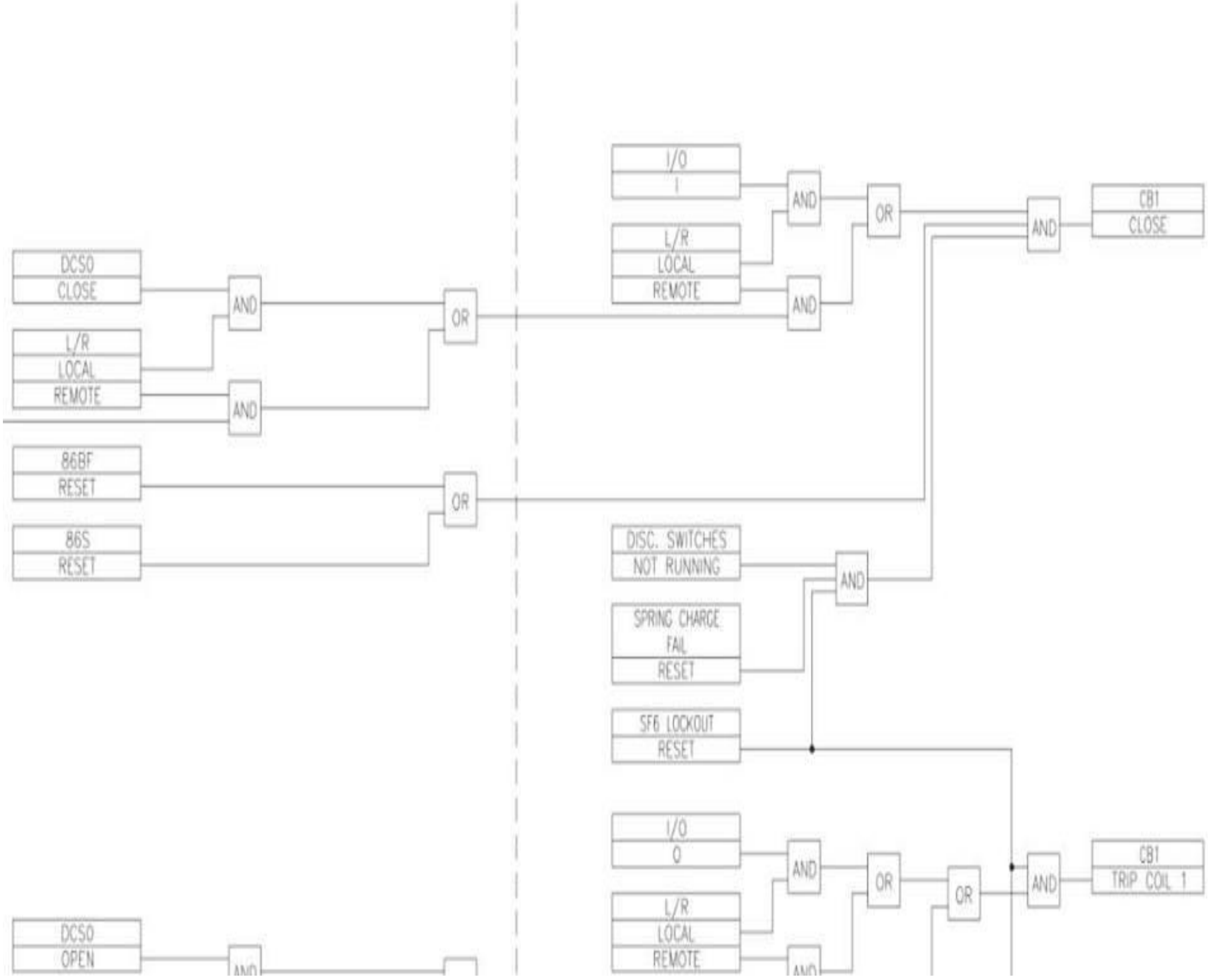
When calculating minimum short-circuit currents one has to make the following changes:

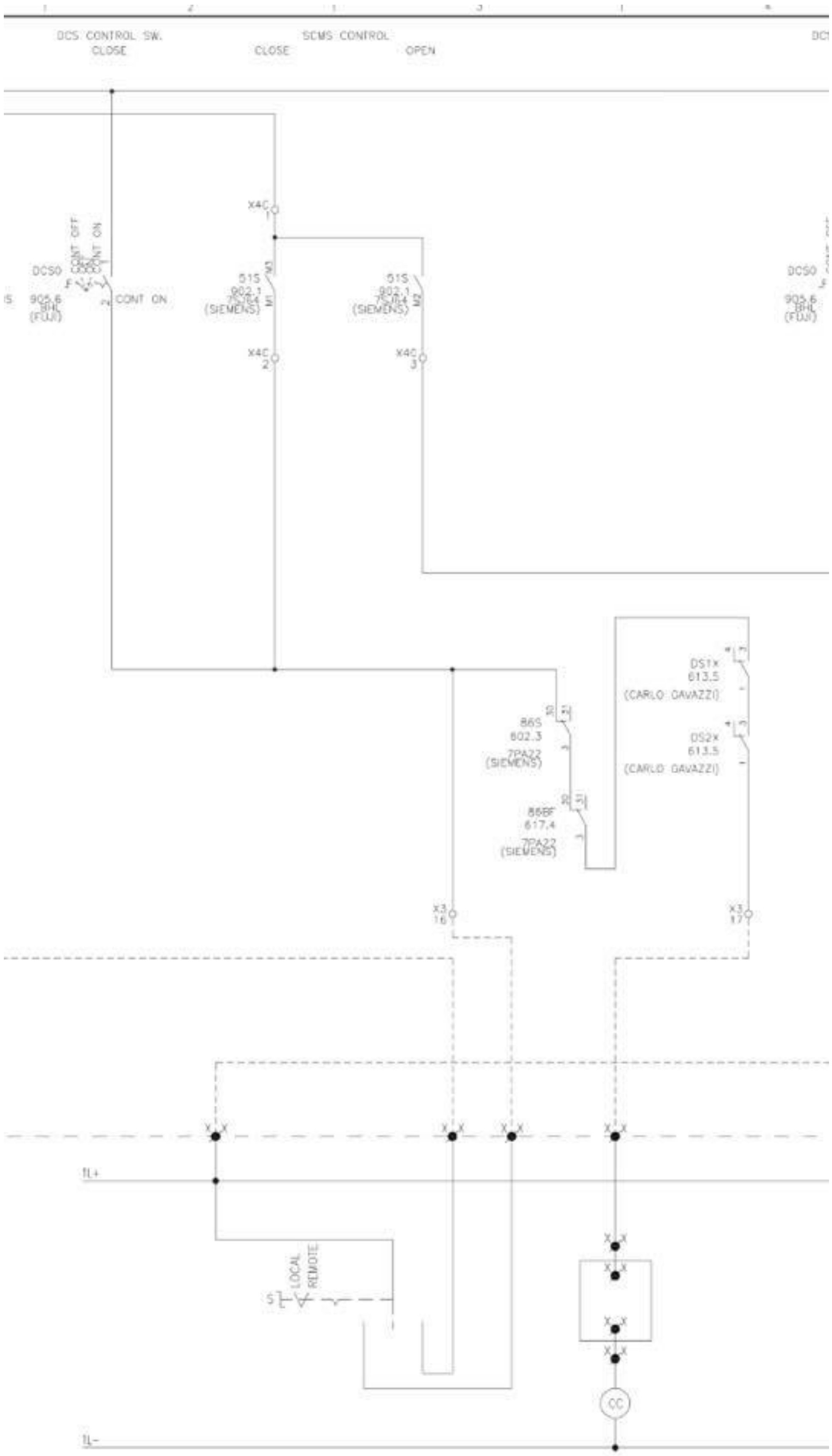
- Reduced voltage factor *c*
- The network's topology must be chosen so as to yield the minimum short-circuit currents.
- Motors are to be disregarded
- The resistances R_L of the lines must be determined for the conductor temperature t_e at the end of the short circuit (R_{L20} conductor temperature at 20 °C):

$$R_L = [1 + 0.004\,(t_e - 20\,°C)/°C] \cdot R_{L20}$$

စနစ်ကျတဲ့ Drawing တစ်ခု

Control sequence design ကို
operation logic နဲ့ အရင်ပြပေးတယ်




DCS CONTROL SW.
CLOSE
SCMS CONTROL
CLOSE
OPEN
DCSO
905.6
BHL
(FUJI)
CONT OFF
CONT ON
51S
902.1
7SJ64
(SIEMENS)
X4C
86S
602.3
7PA22
(SIEMENS)
86BF
617.4
7PA22
(SIEMENS)
DS1x
613.5
(CARLO GAVAZZI)
DS2x
613.5
(CARLO GAVAZZI)
X3
16
X3
17
1L+
1L-
LOCAL
REMOTE
CC

" Short circuit test "

Nameplate မှာ ဖော်ပြထားတဲ့ short circuit impedance, %Z value ကို check လုပ်တဲ့ test ပါ။

Tr ရဲ့ load losses ကိုပါ တစ်ပါတည်း တိုင်းတာသိရှိနိုင်ပါတယ်။

Tr secondary side ကို short ပိတ်ထားလို့ three phase fault ဖြစ်သလိုပါပဲ၊ ဒါပေမယ့် supply voltage က rated voltage မဟုတ်လို့ fault current magnitude ထိ မရောက်ပါဘူး၊ measure လုပ်နိုင်ဖို့ load current ဖြစ်လာအောင် short ပိတ်တဲ့သဘောပါ။

ကျနော်တို့ side test မှာတော့ 400V supply ပဲသုံးနိုင်ပါတယ် (Constant supply voltage)ပေါ့။ Factory test မှာတော့ short circuit current ကို rated current ရောက်အောင် supply Voltage ကို ဖြည်းဖြည်းခြင်း regulate လုပ်သွားနိုင်ပါတယ်။

Rated current ရောက်အောင် regulate လုပ်ပေးခဲ့တဲ့ voltage ကို short circuit impedance voltage လို့ ခေါ်ပါတယ်။

Short circuit impedance voltage ကို rated primary voltage မှာ ရာခိုင်နှုန်းဖွဲ့လိုက်ရင် %Z ရပါတယ်။

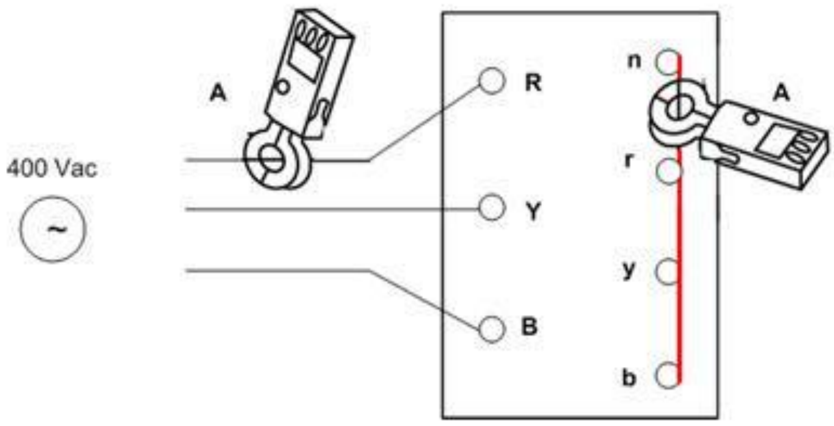
တိုင်းတာပုံကတော့ Nameplate မှာဖော်ပြထားတဲ့ %Z value ကနေ short circuit current တွက်ယူထားပြီး၊ measure လုပ်ရင် ရနိုင်မယ့် current ခန့်မှန်းပါတယ်၊ measure current ကနေ %Z ပြန်တွက်ယူပြီး Nameplate မှာ ဖော်ပြထားတဲ့ %Z value နဲ့ နှိုင်းယှဉ်ကြည့်ပါတယ်။

Nameplate %Z value နဲ့၊ Measure လုပ်လို့ရတဲ့ %Z value၊ different tolerance ရာခိုင်နှုန်း ဘယ်လောက်ရှိလဲ၊ လက်ခံနိုင်လောက်တဲ့ range အတွင်းဝင်လား စမ်းသပ်စစ်ဆေးတဲ့ test ပါပဲ။

ပျော်ရွှင်ပါစေ

Ref: Saya Dr Tun Naing's post

Short Circuit Test (impedance check)



33/11 kV, Dy_n11

Short-circuit impedance for:	
a separate-winding transformer with two windings, or	
a specified first pair of separate windings in a multi-winding transformer	
a) principal tapping	When the impedance value is ≥10 % ±7,5 % of the declared value
	When the impedance value is <10 % ±10 % of the declared value
b) any other tapping of the pair	When the impedance value is ≥10 % ±10 % of the declared value
	When the impedance value is <10 % ±15 % of the declared value

❖The supplied current should be equal to the relevant rated current (tapping current I but shall be less than 50% thereof.

$$\text{for } 3\emptyset \text{ transformer, Rated current} = \frac{\text{Rated Power(MVA)}}{\sqrt{3} \times \text{Rated voltage(L-L)}}$$

$$\text{for } 1\emptyset \text{ transformer, Rated current} = \frac{\text{Rated Power(MVA)}}{\text{Rated voltage (L-L)}}$$

Short Circuit Test

Calculation of the short circuit current when 3 Φ, 230/400 VAC is applied to the H.V winding of 33 / 11 KV, 5 MVA , short circuit percentage impedance 7.0 % transformer and short circuited at another side.

$$\text{Rated current of 33 KV side} = \frac{5000}{\sqrt{3} \times 33} = 87.5\text{A}$$

$$I_{SC} = \frac{10\%\ V_{supply} \times I_{rated\ Primary}}{KV \times \%Z}$$

$$= \frac{40 \times 87.5}{33 \times 7}$$

$$= 15.15 \text{ A}$$

- Short circuit current should less than its nominal value to prevent overheating

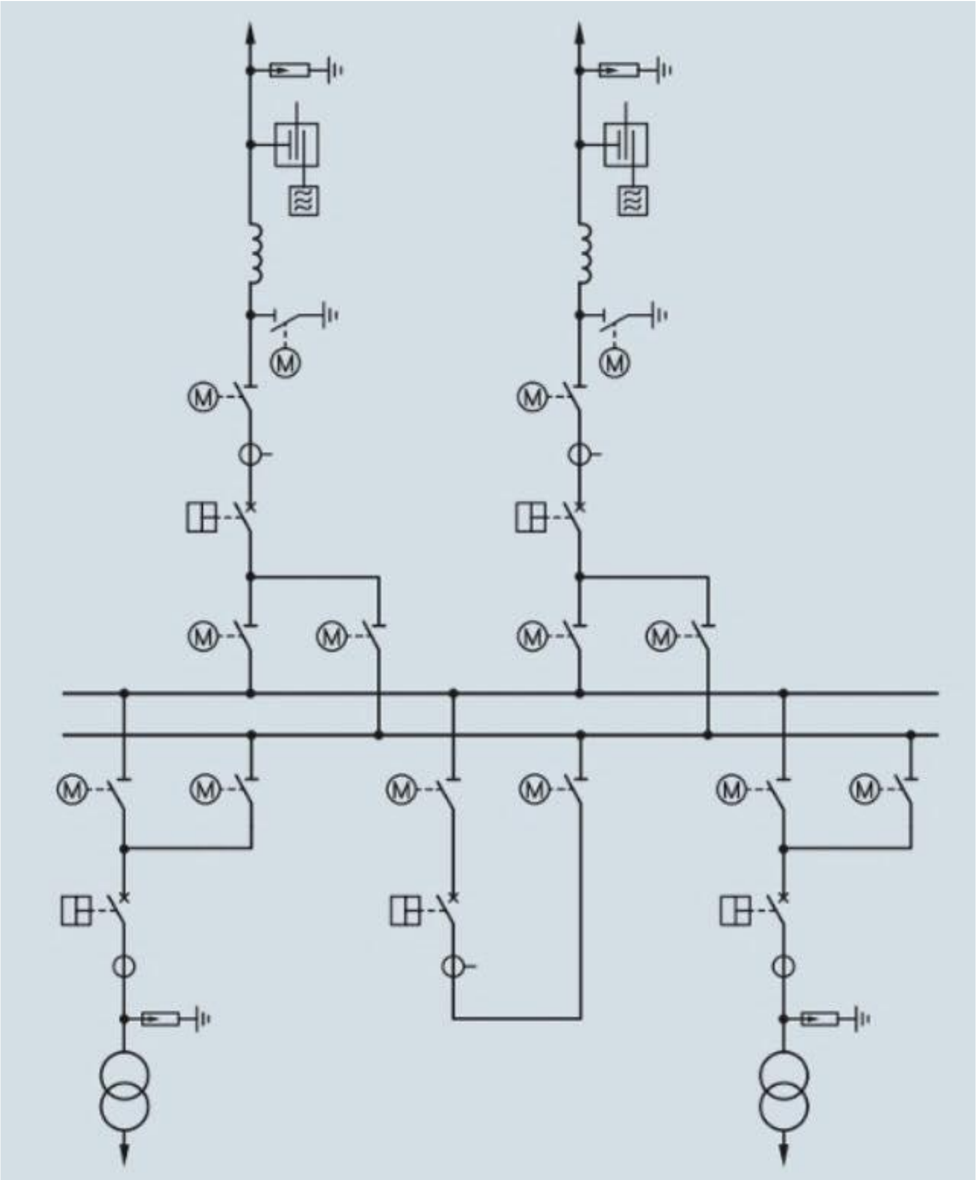
Redundant Power Supply

Two source

Double Busbar

Bus coupler

Tr double bank & parallel operation



Meter Testing

Distribution မှာသုံးဖို့ Transmission ဌာနစိတ်တစ်ခုက တာဝန်ယူလုပ်ပေးနေတာပါ

Distribution အနေနဲ့ Regional အလိုက် ခွဲဝေလုပ်ကိုင်နိုင်မယ် ဆိုရင် (regional budget တွေလည်းရှိနေပြီမို့)

ဈေးနှုန်းလည်းသက်သာ၊ လုပ်ငန်း process လည်းမြန်၊ public ကို ပညာပေးဆွေးနွေးလည်း လုပ်သွားနိုင်မယ်ထင်ပါတယ်

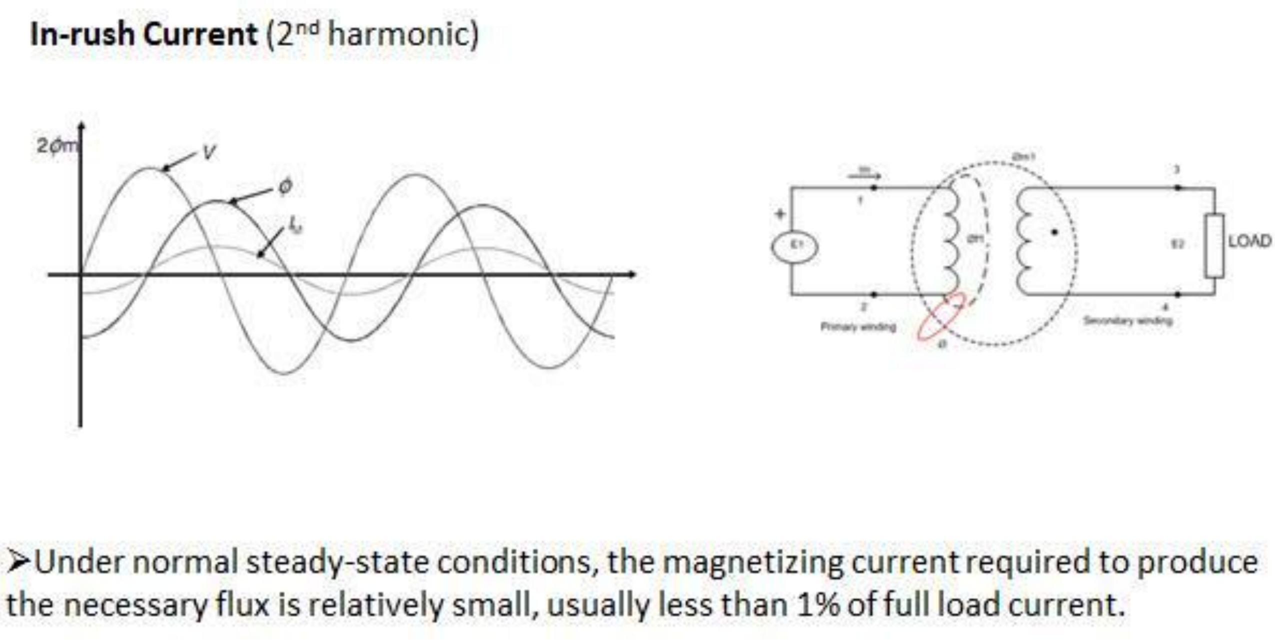
Inrush Current (2nd Harmonic)

Tr ကိုစတင် float charge လုပ်စဉ်မှာ ဒီ effect ကြောင့် Tr primary winding မှာ excitation current ထောင်တက်သွားပါ တယ်၊ ဒါကို inrush current လို့လည်း ခေါ်ပါတယ်။

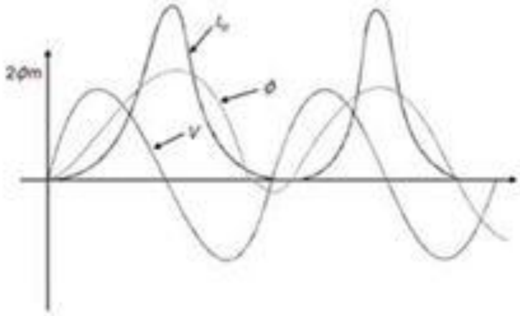
Inrush current ရဲ့ထူးခြားချက်က Tr ရဲ့ Primary winding မှာသာပေါ်ပြီး ဒီ current magnitude က Secondary winding မှာ အချိုးညီ ပေါ်ထွက်မလာပါ၊ I1 မှာ value တစ်ခုပေါ်လာပေမယ့် I2 ကတော့ zero magnitude ပါ။

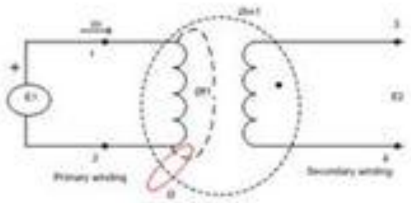
ဒါကြောင့် Tr ကိုစတင် float charge လုပ်စဉ်မှာ ဒီ Inrush current ကြောင့် I1 not equal I2, relay trip ဆိုပြီး Tr energize လုပ်တိုင်း Differential နဲ့ trip ဖြစ် တတ်ပါတယ်။

ယနေ့ခေတ် Digital relay တွေမှာ Inrush blocking function ထည့်သွင်းထားပါတယ်။



In-rush Current (2nd harmonic)



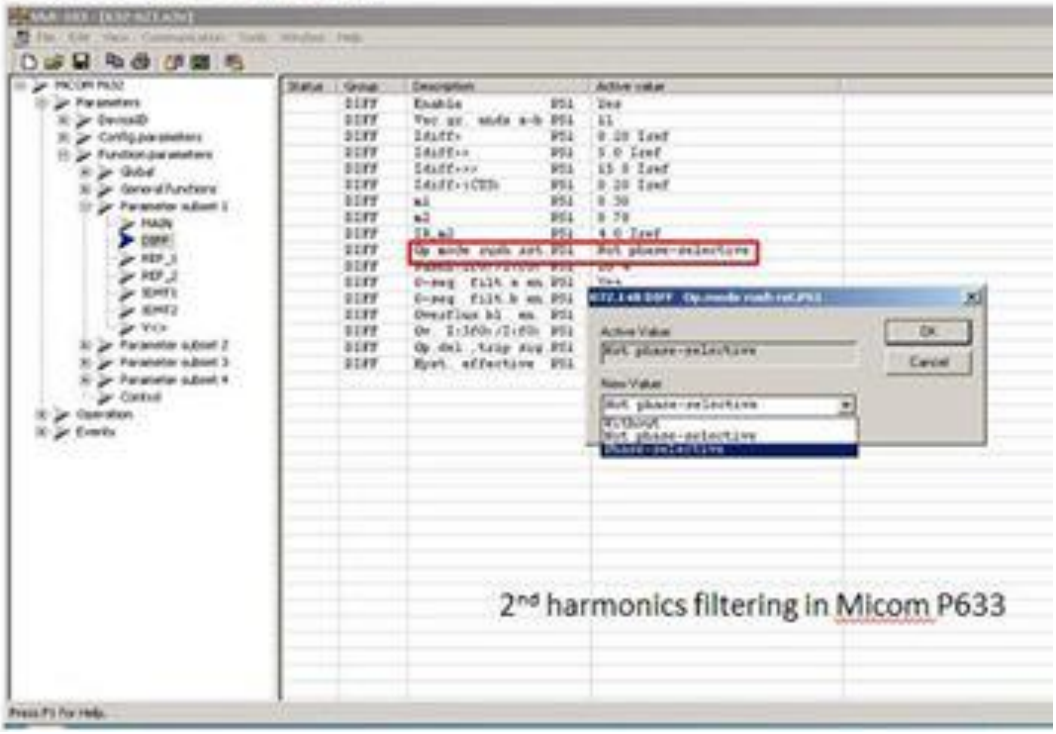


➢However, if the transformer is energized at a voltage zero then the flux demand during the first half voltage cycle can be as high as twice the normal maximum flux.

➢The magnetizing in-rush current may 8 to 12 times steady-state magnetizing current.

❖ That can cause Differential relay instability.

In-rush Current (2nd harmonic)



2nd harmonics filtering in Micom P633

Zero sequence current elimination

Differential relay instability ဖြစ်စေတဲ့အချက်တွေထဲက တစ်ခုပါ

Dyn11, YNyn0 စတဲ့ Tr vector group တွေမှာ star point (neutral) တွေကို ကျနော်တို့ solid ground ချကြပါတယ်

side effect က zero sequence current path ဖြစ်ပေါ်စေတာပါ (unsymmetrical fault တွေမှာ earth fault loop တွေကြောင့် ဒီ star point ကနေ Tr ကို ပြန်ဆောင့်နိုင်ပါတယ်)

Outgoing Feeder တစ်ခုမှာ Line fault ဖြစ်တာ မဆီမဆိုင် Tr က Differential Trip ဖြစ်သွားတာ ကြုံဖူးကြမယ် ထင်ပါတယ်

ဒီ effect ကို ကာကွယ်ဖို့ Digital relay တွေမှာတော့ Zero sequence filtering - Yes ဆိုပြီး setting မှာ ထည့်လိုက်ရုံပါပဲ

Conventional relay အဟောင်းတွေမှာ Zero sequence current elimination ကို CT secondary wiring တွေနဲ့လုပ်သွားတာပါ

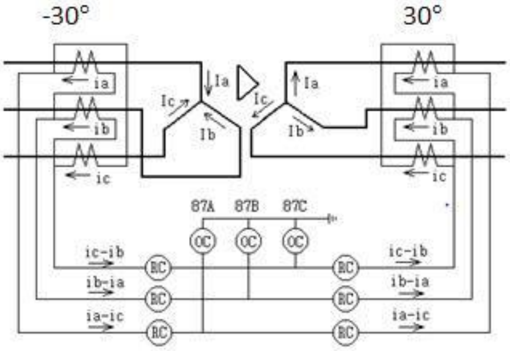
Tr delta side က CT ရဲ့ secondary wiring ကို Star ပတ်ပြီး relay ထဲ ဝင်ပါတယ် Tr star side က CT ရဲ့ secondary wiring ကို Delta ပတ်ပြီး relay ထဲဝင်ပါတယ်

ပြီးမှ Interposing CT အသေးလေးတွေခံပြီး Phase shift, Ratio compensation & Zero sequence current elimination လုပ်သွားတာပါ

လွတ်လပ်စွာ ကွဲလွဲငြင်းခုန်ကြပါကုန်

Zero sequence Eliminating **Conventional Relay**

Yy0- in phase (no phase shift)



➢Zero sequence can filter by connecting like this.

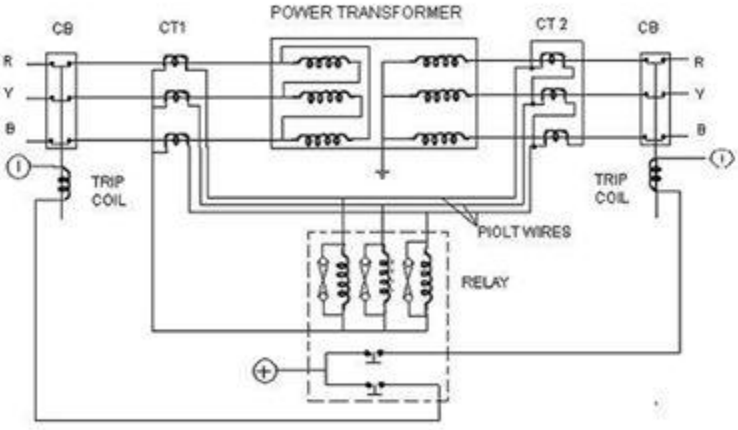
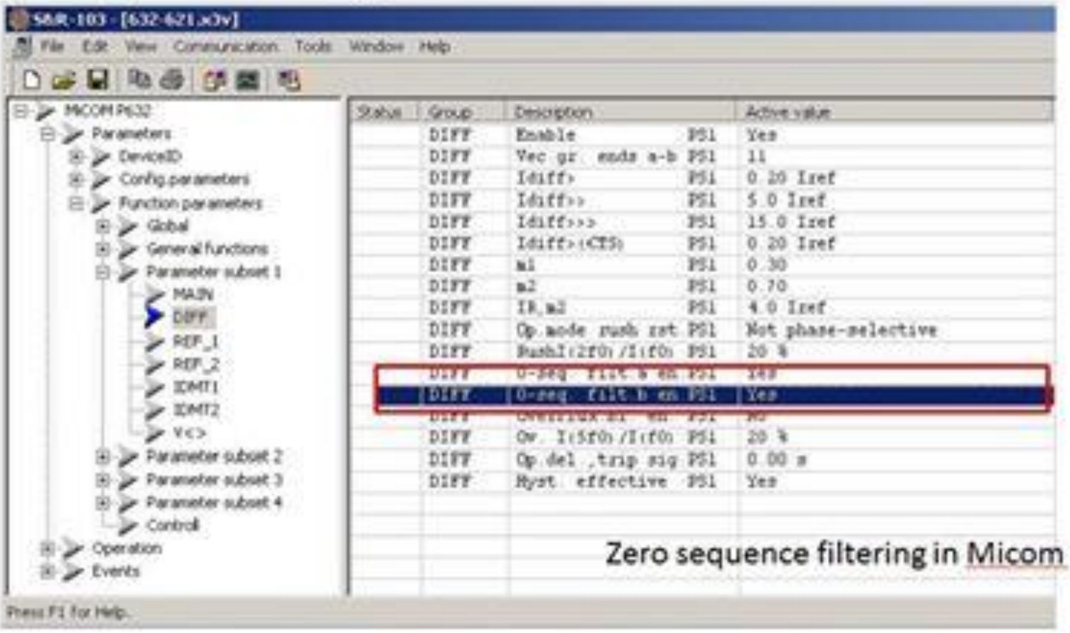


fig 8

Zero sequence Eliminating



Zero sequence filtering in Micom P 633

Accuracy Class of Meters (India regulation)

Accuracy Class	Meters shall meet the following requirements of Accuracy Class:	
	Interface meters	0.2S
	Consumer meters	
	Up to 650 volts	1.0 or better
	Above 650 volts and up to 33 kilo volts	0.5S or better
	Above 33 kilo volts	0.2S
	Energy accounting and audit meters The accuracy class of meters in generation and transmission system shall not be inferior to that of 0.2S Accuracy Class. The accuracy class of meters in distribution system shall not be inferior to that of 0.5S Accuracy Class	
Starting Current and Maximum Current	As per IS	

Wiring and Logic

Digital မှာ "0", "1"

Electrical control မှာ NO, NC

Digital "0" = Control "NO"

Digital "1" = Control "NC"

Digital OR gate ဆို Control မှာ Parallel

Digital AND gate ဆို Control မှာ Series

Control wiring လုပ်တဲ့သူက Digital မြင့်တယ် မလိုက်နိုင်ဘူးပြောလို့ Digital သင်ခဲ့တဲ့သူက Control wiring လုပ်နိုင်ပဲ့မလား စိုးရိမ်နေတတ်လို့

"ပညာရပ်တွေက ဆက်စပ်နေတာပါ"

Auto-Reclosing

#ARကို Line အားလုံးမဟုတ်တောင် တောင်တွင်းကြီး-ရွှေတောင်လိုင်းနဲ့ တောင်ငူ-သာယာကုန်းလိုင်း လောက် ထည့်နိုင်ရင်ကို Total Blackout အတော်အသင့် နည်းသွားမယ် ထင်ပါတယ်။ AR မလုပ်ခင် Line protection အနေနဲ့လည်း Line Differential, Transfer Trip တို့နဲ့ High speed tripping ရအောင် လုပ်ပေးရမှာပါ။ နောက်တစ်ခုက AR successful ဖြစ်ဖို့ system stability အထောက်အကူဖြစ်ဖို့ Under frequency Load shedding ကိုပါတွဲလုပ် သွားရမှာပါ။

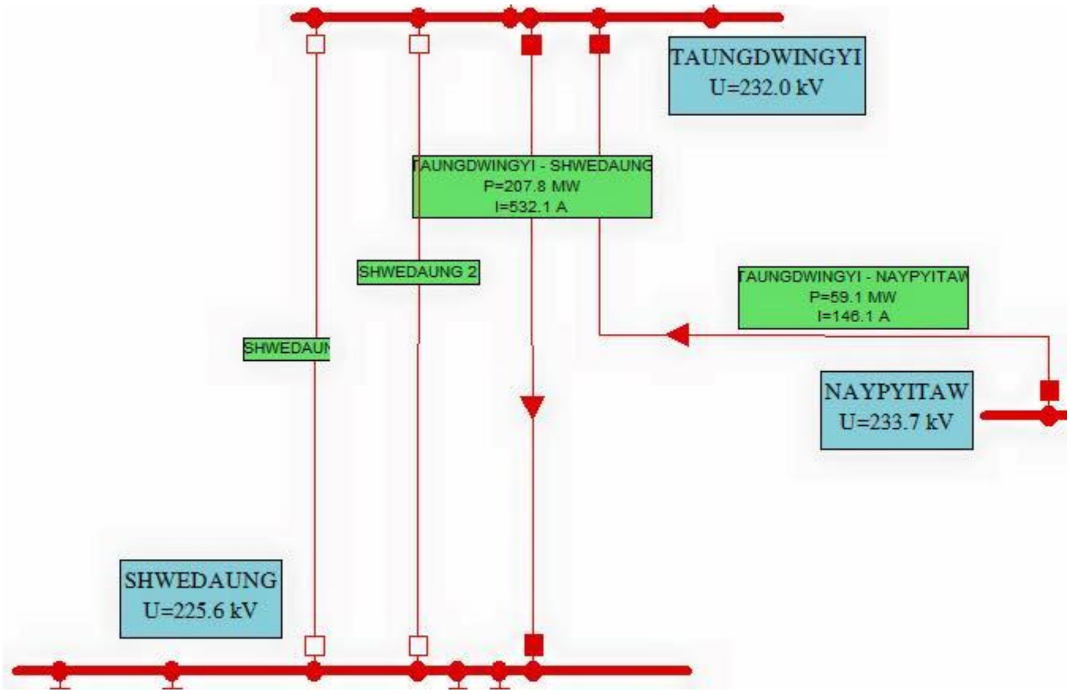
Substation တွေမှာ feeder အားလုံးကို ကုန်ကျစရိတ်နည်းနည်းနဲ့ မကြာခင် remote control လုပ်နိုင်တော့မှာပါ။

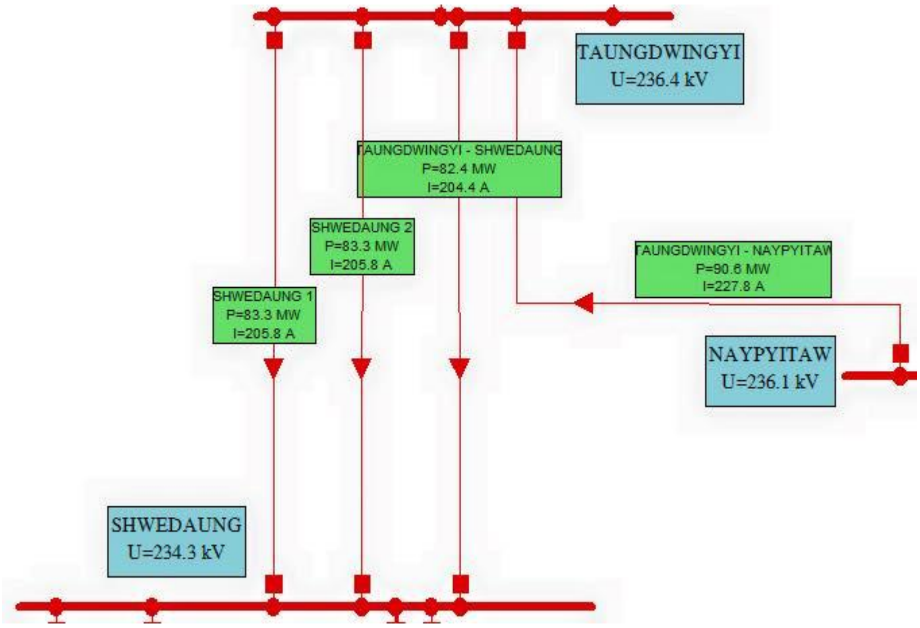
ဒါတွေကို အသက်သွင်းဖို့ လွယ်တော့မလွယ်ပါ၊ risk တော့ ယူရမှာပါ။

လုပ်ငန်းသဘာဝအပေါ် နားလည်မှုပေးနိုင်တဲ့ ဆရာတွေရှိတုန်း လုပ်နိုင်မှ၊ မဟုတ်ရင် ထပ်ကြာသွားလိမ့်မယ်။

TAUNGDWINGYI-SHWEDAUNG
DOUBLE CIRCUIT LINE

System အတွက် တစ်ကယ့်ကို တန်ဖိုးရှိတဲ့ လိုင်းပါ





X/R ratio

Short circuit calculation လုပ်ရင် ကျနော်တို့က %Z ကိုပဲ အာရုံစိုက်မိတယ်၊ X/R ratio ကို ခပ်ပေါ့ပေါ့ပဲ။ X/R ratio မပါဘဲ %Z နဲ့ပဲ တွက်လို့ရလာတဲ့ short ckt current တန်ဖိုးဟာ အနည်းငယ်တော့ လွဲနေမှာပါ။ (actual fault level အောက်လျော့နည်း ခန့်မှန်းမိမှာပါ)

(short ckt calculation ကို X/R value ထည့်သွင်း စဉ်းစားမယ်ဆိုရင် လက်တွက်တော့မလွယ်၊ software simulation မှရမယ် ထင်ပါတယ်)

THE BENEFITS OF USING FAULT RECORDER

Abstract

YNd11 machine transformer တစ်လုံး outside fault ကို Stability မရပဲ 87 နဲ့ Trip ဖြစ်သွားတာပါ။

စစ်ဆေးတွေ့ရှိချက်

Fig-1 က relay ကနေ extract လုပ်ထားတဲ့ fault waveform ပါ၊ IA,IB,IC တို့ဟာ sine wave၊ same shape ပါ၊ equal magnitude(1723 A)ဖြစ်နေလို့ဒီ fault ဟာ three phase fault လို့ထင်စရာပေမယ့် Phase angle in phase ဖြစ်နေတာကို ထည့်သွင်းစဉ်းစားရမှာပါ။(အနီကွင်း)
Differential Relay ကတော့ three phase လုံး one cycle (20 ms) အတွင်း operate လုပ်သွားတာတွေ့ရပါတယ်။ (အစိမ်းကွင်း)

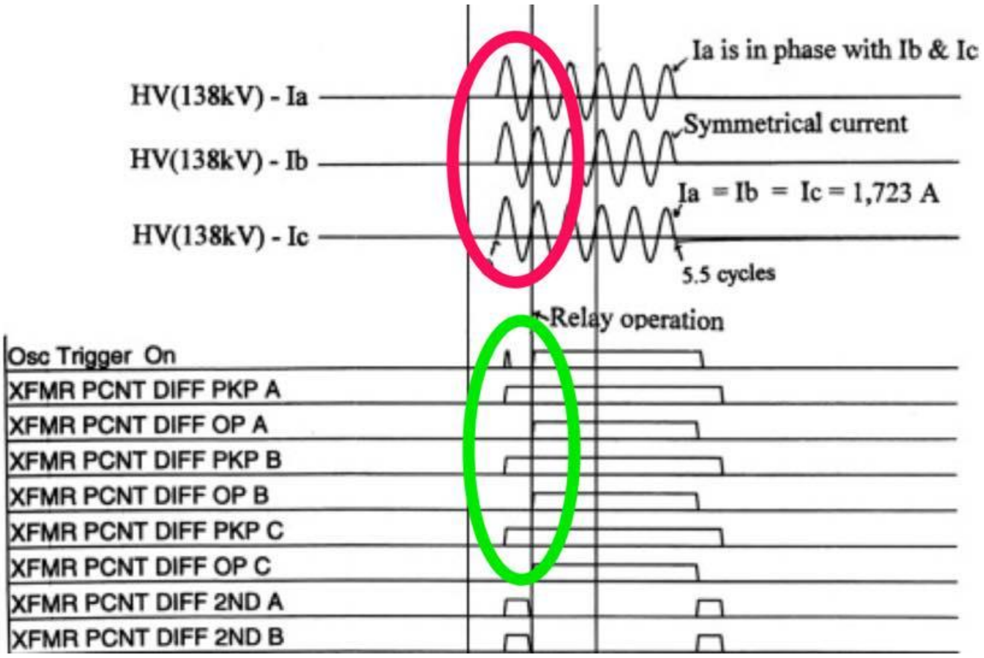
Fig-2 ၊ Fault recorder မှာပြတဲ့ waveform အရ IN= IA+IB+IC = 5200A လို့တွေ့ရတဲ့အတွက် ဒီfault ဟာ three phase fault မဟုတ်ပဲ Tr ရဲ့ star side မှာ solid

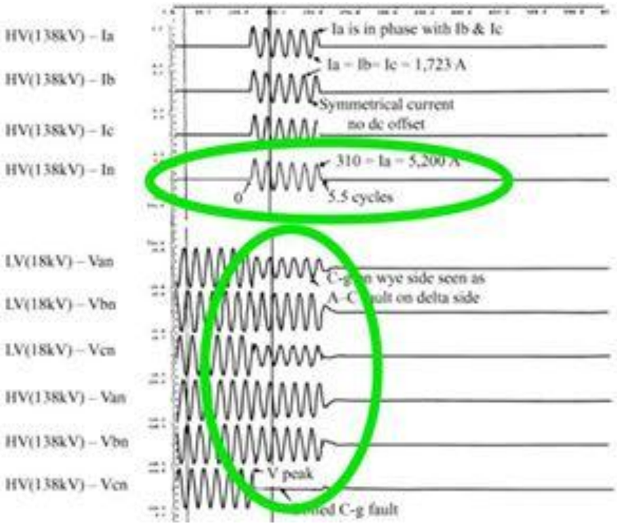
ground ချထားတဲ့အတွက်၊ differential zone outside မှာဖြစ်တဲ့ Line to ground fault ကြောင့် ဖြစ်တဲ့ zero sequence effect လို့ တွေ့ရပါပြီ။

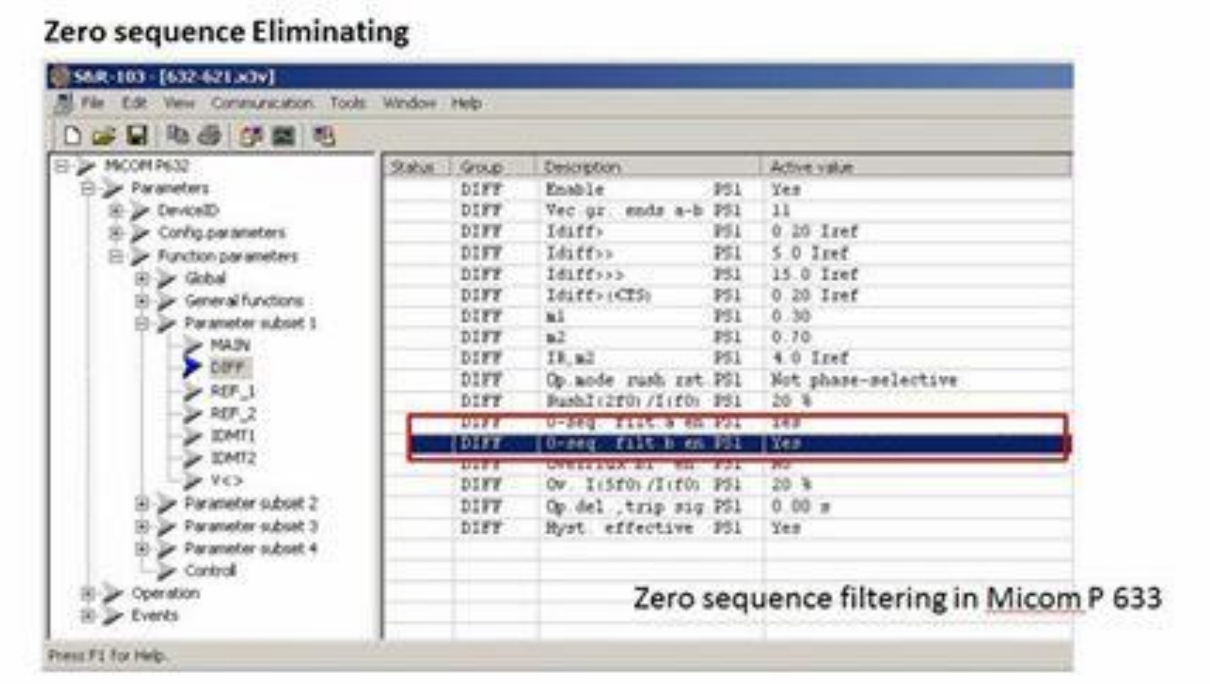
Lesson Learned

Differential Relay မှာ zero sequence blocking လုပ်ပေးရပါမယ်။ Fig-3

** TRANSLATED **







Load Flow Sign

Fig-1

ကိုယ့်ခွဲရုံက Power ကို deliver လုပ်ရင် +ve sign

ကိုယ့်ခွဲရုံက Power ကို receive လုပ်တာဆိုရင် -ve sign

ဒီ sign တွေမှန်ဖို့က Line CT ရဲ့ Metering core star point ကို Line side မှာ ချပေးဖို့လိုပါတယ်

Fig-2

kW & kVar sign တူရင် inductive load

kW & kVar sign မတူရင် capacitive load

Fig-3

Leading, Lagging ဆိုတာ များသောအား ဖြင့် voltage angel ကို မူသေထားပီး၊

current angle က voltage angle ထက် စောတယ်၊ နောက်ကျတယ် ပြောကြပါတယ်။
current & voltage angle တွေကို ခွဲရုံမှာရှိတဲ့ Distance relay မှာလည်း ကြည့်လို့ ရပါတယ်။

မေတ္တာဖြင့်

Figure 1

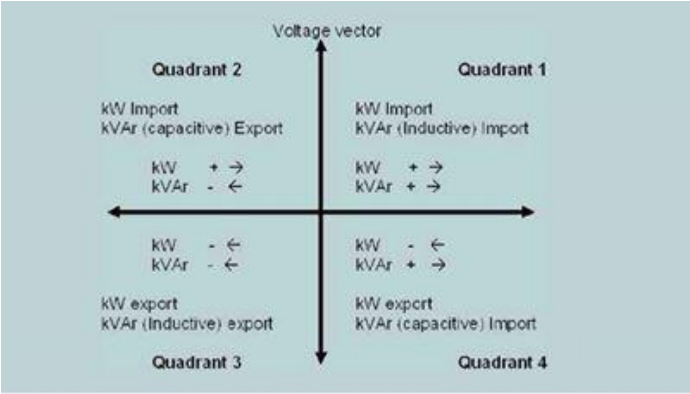
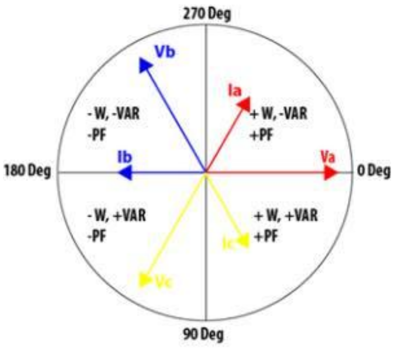


Figure 2



Benefits of using Fault Recorder

ကျနော်တို့ အလုပ်စဝင်တော့ fault analysis နဲ့ ပတ်သတ်လို့ KEPCO ရဲ့ Fault analysis by FR ဆိုတဲ့ PowerPoint lecture တစ်ခုနဲ့ ပထမဆုံးအတွေ့အကြုံရခဲ့ပါတယ်။ သုံးတဲ့ fault recorder က PSDM-TS ဆိုတဲ့ FR ပါ။ ကျနော် သိသလောက် ပျဉ်းမနား၊ သာစည်၊ လှော်ကားတို့မှာ တပ်ဆင်သုံးစွဲခဲ့ပါတယ်။ သူက Chanel တော့နည်းတယ်။

နောက်တစ်ကြိမ် ကျနော်တို့ Test Lab အဖွဲ့ Korea YOHO fault recorder တွေ လိုက်ဆင်ပေးခဲ့ဘူးတယ်။ ခွဲရုံ ၁၀ရုံကျော်မယ်။

တစ်လောက ဒဂုံအရှေ့ခွဲရုံမှာ ခင်မောင်ညွှန့် ကုမ္ပဏီရဲ့ စီစဉ်ပေးမှုနဲ့ fault analysis training တက်ခွင့်ရခဲ့ပါတယ်၊ သင်ပေးတဲ့ဆရာက EGAT ကပါ။ သူ့လုပ်သက်တစ်လျှောက် fault analysis section မှာပဲ လုပ်ခဲ့တယ် ပြောတယ်။ ဒီခွဲရုံမှာ feeder အားလုံးကို FR ထဲထည့်ထားပါ တယ်၊ Chanel များလို့ FR နှစ်လုံးတောင် သုံးလိုက်ရတယ်။

FR သုံးခြင်းဖြင့် ဘာတွေ analysis လုပ်နိုင်လဲဆိုရင်

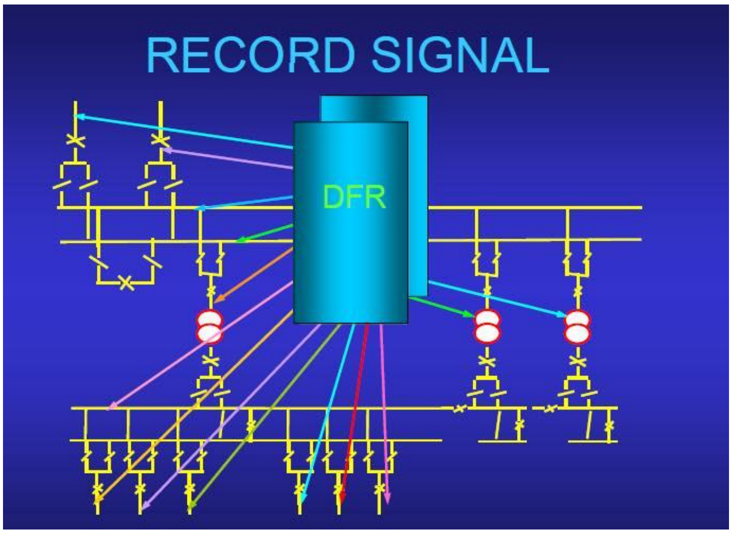
-Fault type and cause of fault
-fault clearing time
-response of power system
-performance of protective devices
(fail to trip, delayed clearing)
-CB status (unequal pole close/trip)

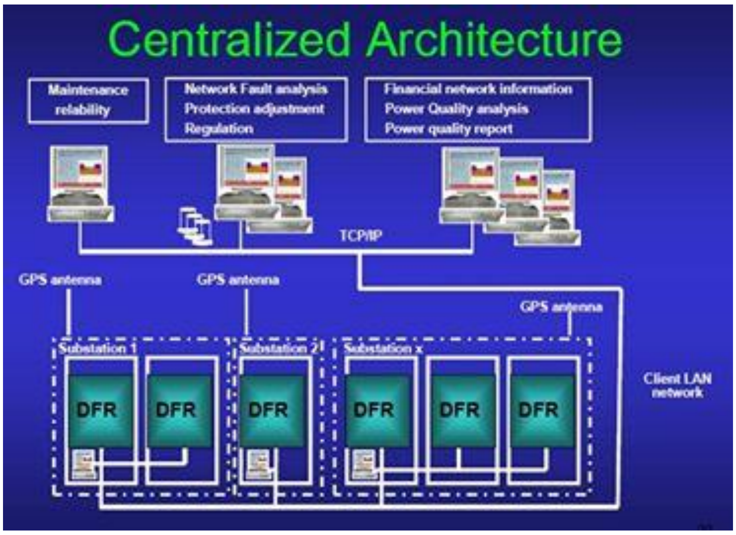
FR အားလုံးကို network ချိတ်ပြီး Control Center ကို ပို့ပေးရမှာပါ။ Control Center မှာရှိတဲ့ fault analysis team က ရလာတဲ့ fault waveform ကို ဘာသာပြန်ပြီး command ပြန်ပေးရမှာပါ။ Protection ပိုင်း error ရှိရင် test lab team ကို၊ CB ပိုင်း error ရှိရင် maintenance team ကို စေလွှတ်ဖို့ command ပေးရမှာပါ။ Control Center commender ရဲ့ ညွှန်ကြားမှုကို သက်ဆိုင်ရာ team တွေက follow up လုပ်ပေးရမှာပါ။

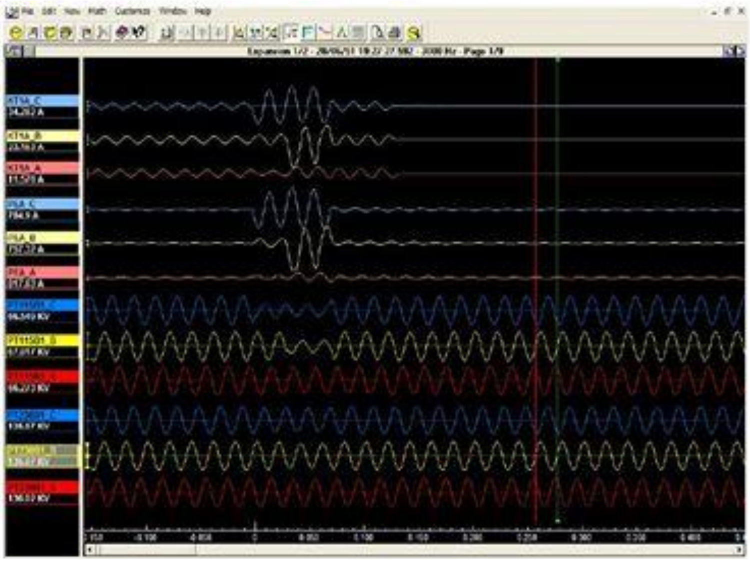
Fault waveform record တွေကို FR အပြင် တစ်ခြားရနိုင်မယ့် နည်းလမ်းက relay တွေမှ တဆင့်ပါ။ ဒါကြောင့် relay တွေကို configuration လုပ်တဲ့အခါမှာ disturbance record mode ကို မမေ့မလျော့ enable လုပ်ပေးထားရမှာပါ။ နောက်တဆင့်က relay အားလုံးကို local SAS စနစ်မှာ ချိတ်ဆက်ဖို့ ကြိုးစားနေတာပါ။ ဒါဆိုရင် relay disturbance record အားလုံးကို Control Center ကို ပို့နိုင်ပါပြီ။

ဒါဆိုရင် Control center မှာရှိတဲ့ analysis team အတွက် fault record ရရှိဖို့ နည်းလမ်းနှစ်သွယ် ရသွားမှာပါ။ တစ်ခုက Fault Recorder ကနေတဆင့်ရယ်၊ နောက်တစ်ခုက relay disturbance record တွေကနေ တဆင့်ရယ်ပါ။

ပျော်ရွှင်ပါစေ







Distance Relay (Impedance Relay)

Setting parameters အနေနဲ့ positive sequence impedance, Z1 zero sequence impedance, Z0

စတာတွေကို relay setting မှာ သတ်မှတ်ပေးရပါတယ်။

Fault တစ်ခုဖြစ်ရင် Faulted Z < Setting Z (relay trip) ဆိုပြီး relay အလုပ်လုပ်သွားပါတယ်။ ဒီ Z1, Z0 data တွေ မမှန်ခဲ့ရင် relay operation လည်း မှားနိုင်ပါတယ်။

Z1, Z0 တန်ဖိုးတွေရဖို့ ကျနော်တို့ အရင်တုန်းက KEPCO ကမိတ်ဆက်ပေးခဲ့တဲ့ EMTP-ATP Draw software သုံးခဲ့ပါတယ်၊ ခုနောက်ပိုင်း NEPLAN software ကို အသုံးပြုပါတယ်။ ဘယ်Software နဲ့တွက်တွက် ဒါတွေက calculated value တွေပါ။ Data input တွေဖြစ်တဲ့ Tower configuration ၊ Conductor specification၊ Line tabulation စတာတွေ မတိကျရင် result accuracy မကောင်းနိုင်ပါ။ ဒီcalculations တွေက လိုင်းတစ်လိုင်းကို တစ်ကယ်မတည်ဆောက်မီ simulation လုပ်ဖို့ရာတော့ တစ်ကယ်လိုအပ်ပါတယ်။

လိုင်းတည်ဆောက်ပြီးရင်တော့ ဒီလိုင်းရဲ့ actual impedance ကို တိုင်းတာဖို့လိုအပ်ပါတယ်၊ တိုင်းတာလို့ ရလာတဲ့ measured impedance နဲ့ calculated impedance ရာခိုင်နှုန်း ဘယ်လောက်ကွာလဲ ချိန်ဆလို့ ရပါတယ်။

Thanks

Ye Kyaw line impedance က ပြန်တိုင်းဖို့လိုပါသလားဆရာ factory ကdata နဲ့ရော တန်းသုံးလို့ရနိုင်ပါလားဆရာ

Aung Ko Htay ပြန်တိုင်းဖို့လိုပါတယ်

Aung Ko Htay ပုံက လိုင်း impedance တိုင်းတဲ့ စက်ပါနပတ test lab မှာ တစ်စုံရှိပါတယ်

Tin Maung Maung Oo how about accuracy of measure euipment?

Myo Thant Calculation နဲ့ actual ဘယ်လောက်ထိလွဲတာကြုံခဲ့လဲဗျ

Aung Ko Htay ဂျာမနီမှာတော့ up to 30% တဲ့ 😜□😜□

Myo Thant Simulation နဲ့ actual ကော?

Aung Ko Htay 30% ပဲ ကိုရှပ် ကြားဖူးတာပြောတာပါ

Myo Thant အော် ဒါကြောင့် လိုင်းသမားတွေက distance relay ကပြတဲ့ location မမှန်ဘူးပြောတာကိုး

Aung Ko Htay ဟုတ်ပါတယ် ကိုရှပ် နောက်တစ်ခုက distance relayက impedance relay ဆိုတော့ Z=V/I နဲ့သွားတာ relay input ဖြစ်တဲ့ CT, CVT error ရှိရင်လည်း မှားမှာပါ

Myo Thant ကျေးဇူးပါဗျာ

Su Su Phyu Distance relay ဘယ်လောက်ကောင်းကောင်း အဲ့လိုင်းက earthing မကောင်းရင် Distance relay က ပြတာ မမှန်တော့ဘူးမလား ဆရာ သူက fault ဖြစ်တဲ့နေရာမှာ earth မရှိရင် ရှိတဲ့နေရာကျမှပြတာမလား

Aung Ko Htay Śñöw Văñđá Line-Ground fault မှာ relay point ဆီကို ပြန်လာမယ့် earth return path ကို compensate လုပ်ပေးဖို့လိုပါတယ်၊ k0လို့ ခေါ်ပါတယ်၊ formula က k0= (Z0-Z1) / 3Z1 ပါ... k0 vale မမှန်ရင် relay မှာ fault resistance ပိုပြပြီး ၊ fault location လည်း kilometer ပိုပြမှာပါ။

Su Su Phyu ကျေးဇူးပါဆရာ အဲ့လိုဆို kilometer က ပိုပြမယ်ဆိုတော့ ko value အတွက်က relay setting မှာ ချိန်ထားပြီးသားလားဆရာ

Aung Ko Htay formula နဲ့တွက်ပီး ထည့်ထားပီးသား

DC parallel source

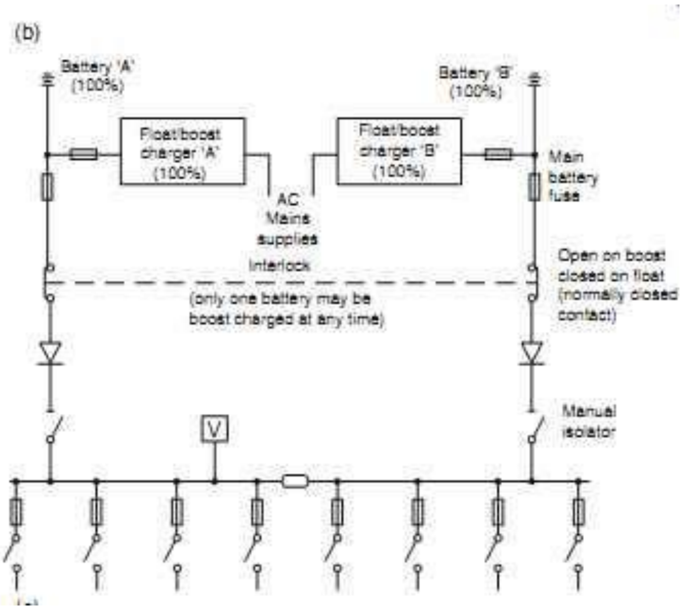
Battery bank နှစ်ခု parallel မောင်းတာကို ကျနော့်အနေနဲ့ ဆည်တော်ကြီးစက်ရုံ ရောက်မှ စတွေ့ဖူးတာပါ။

Charger နှစ်ခုကို Master/Follower mode နဲ့ parallel မောင်းပြီး out put ကို DC distribution board မှတဆင့် panel တွေကို one panel-one circuit နဲ့ supply ပေးထားတာပါ။

တစ်လောက တရုတ်အဖွဲ့နဲ့ design meeting မှာ သူတို့ဘက်က တင်ပြလာတာ ပိုတောင်ပြည့်စုံလာပါတယ်။
DC supply ကို circular system တဲ့၊ Battery two bank ၊ Panel တစ်ခုကို DC two ckt ပို့ထားတယ်၊ panel အတွင်းမှာ Main protection အတွက် one ckt ၊ Backup protection အတွက် one ckt ထပ်ခွဲထားသေးတယ်။ (CB မှာ trip coil နှစ်ခု ပါပါတယ်)

တစ်ခါတစ်လေ တွေ့ရတာက DC distribution board မပါ၊ Charger to Panel တိုက်ရိုက် supply လုပ်ပါတယ် (branch ခွဲဖို့ MCB မလုံလောက်နိုင်)။

Charger အတွက် one circuit only နဲ့ feeder နှစ်ခု၊ သုံးခု Loop လုပ်ထားပါတယ်(control cable- 1 Lot နဲ့ အဆင်မပြေပါ)



Delta Widing

Fig-2

ဒီလို Tr မျိုးမှာ Tertiary ကနေ Load ယူမသုံးရင် Tr capacity က Secondary side- 40MVA ပဲသုံးနိုင်မှာပါ၊

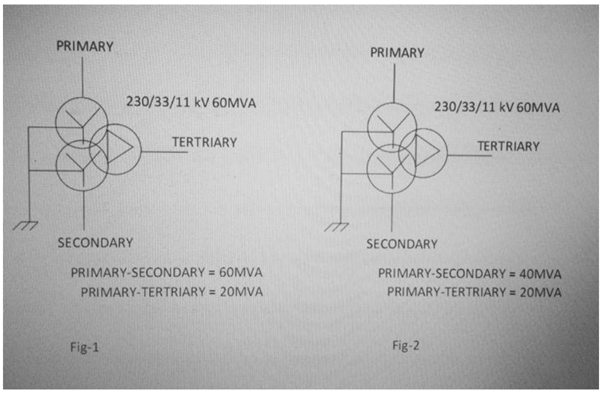
Fig-1

ဒီလို Tr မျိုးမှာ Tertiary ကနေ Load ယူမသုံးလည်း Secondary side မှာ 60MVA အပြည့်သုံးနိုင်ပါတယ်။ Tertiary ကယူသုံးရင် Secondary ဖက်မှာ capacity လျော့သွားမှာပါ။

YNyn0D11 Tr တွေမှာ Tertiary ကနေ 11kV Line တွေနဲ့ အနီးအနားဧရိယာ တွေကို ဓာတ်အားပေးချင်တယ် ဆိုရင် Tr delta side ရဲ့ protection scheme ပြောင်းဖို့တော့လိုမှာပါ။

Tertiary winding က delta ဆိုတော့ 11kV လိုင်းမှာ Line-ground fault ဖြစ်ရင် relay က earth fault နဲ့ မပြုတ်နိုင်ပါ။ (zero sequence path မရှိတဲ့အတွက်)

Delta winding ကနေ မီးပေးချင်တယ် ဆိုရင် relay အနေနဲ့ earth fault မြင်နိုင်အောင်
11kV Bus မှာ Grounding Tr တပ်ဆင်ခြင်း
PT secondary circuit ကို V0 (V zero) ရအောင်ပတ်ပြီး relay မှာ ထည့်သွင်းခြင်း (relay မှာလည်း V0 function ပါဖို့လိုပါတယ်)
11kV cable အထွက်မှာ ring CT (Z CT) တပ်ဆင်ခြင်းတွေ စတာတွေ လိုလာမှာပါ။



Grounding Transformer

အသုံးအများဆုံး vector group နှစ်မျိုးက

Y-open delta

Zigzag- star

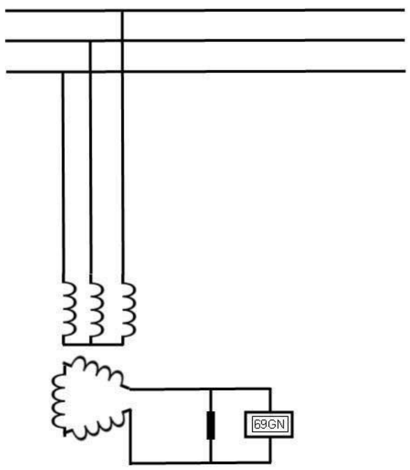
Y-open delta က secondary winding ကနေ auxiliary supply ထုတ်ယူသုံးလို့ မရတဲ့အတွက် Station & Residential source အတွက် Transformer တစ်လုံးထပ်သုံးဖို့လိုပါတယ်။

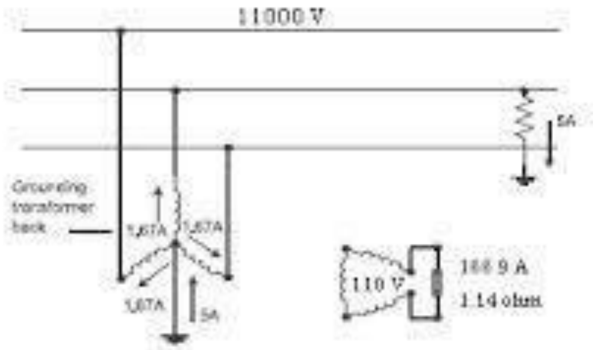
(တံခွန်တိုင်မှာရှိတဲ့ Grounding Tr က Y-open delta ပါ)

ပုသိမ်မှာ သုံးထားတဲ့design က ပိုလှပါတယ်၊ Zigzag-star သုံးလိုက်တော့ grounding transformer function အပြင် station & residential source ပါ ယူသုံးလို့ရသွားပါတယ်။

Tertiary delta winding ကနေ distribution မလုပ်တောင် station & residential source ယူသုံးနေတာ ဖြစ်တဲ့အတွက် Grounding Tr ကတော့ လိုအပ်နေဦးမှာပါ။ Station Tr သုံးရမယ့် အတူတူ၊ သူ့နေရာမှာ Zigzag-star Grounding Tr သုံးလိုက်ရင် ပိုအဆင်ပြေမယ် ထင်ပါတယ်။

အားလုံးကို အစဉ်လေးစားလျက်ပါ

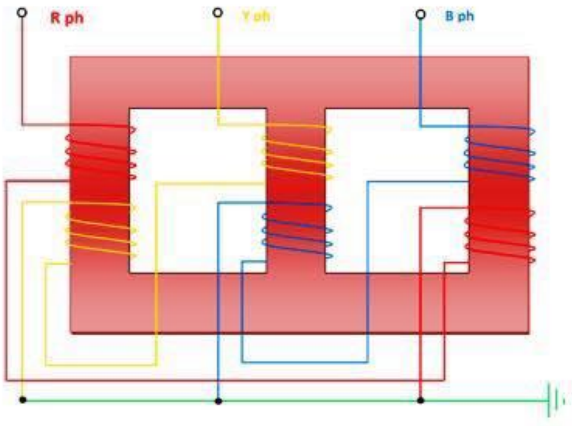




$$I_r = \frac{110 \times 1.73}{1.14} = 166.9\ A$$

$$I_t = 166.9 \times \frac{110}{11000} = 1.67\ A$$

$$I_n = 3 \times I_t = 5\ A$$



Earthing Transformer

Fault Location in Distance Relay

Line-3 မှာ ဖြစ်တဲ့ fault ကို Line-1 မှာ ရှိတဲ့ Distance relay, R1 က 9.6 kA နဲ့မြင်တယ် (Line-1 only နဲ့ မီးပေးနေ စဉ်မှာ) fig-1

Line-1 အပြင် Line-2 နဲ့ပါ ခေတ်အားပေးရင် same fault ကိုပဲ relay R1 က 6.2kA နဲ့ မြင်ပါတယ်။ fig-2

Distance relay က fault location (km) ပြတာက relay မှာ မြင်တဲ့ fault current နဲ့ fault voltage ပေါ်မူတည် တွက်ချက်ပီးပြတာပါ။

ဒီပုံတွေအရ Distance Relay အနေနဲ့ Zone-2 fault မှာ fault location အမှန်ပြနိုင်ဖို့ မလွယ်ပါ။ တစ်ချို့ Distance relay တွေဆိုရင် (e.g- ABB) Zone-1 fault အတွက်ပဲ fault location ပြတယ်၊ Zone-2 fault ကို location မပြတော့ပါ။

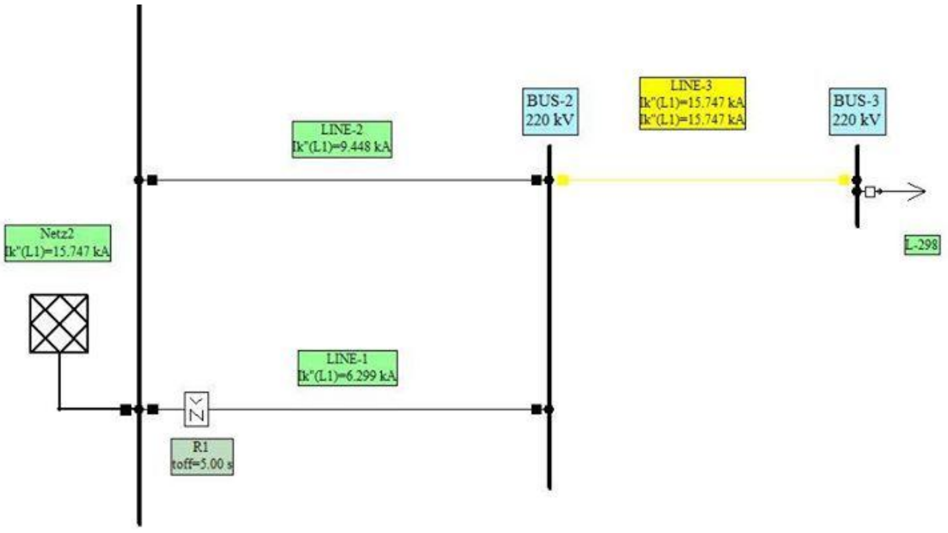
Fault Location in Distance Relay

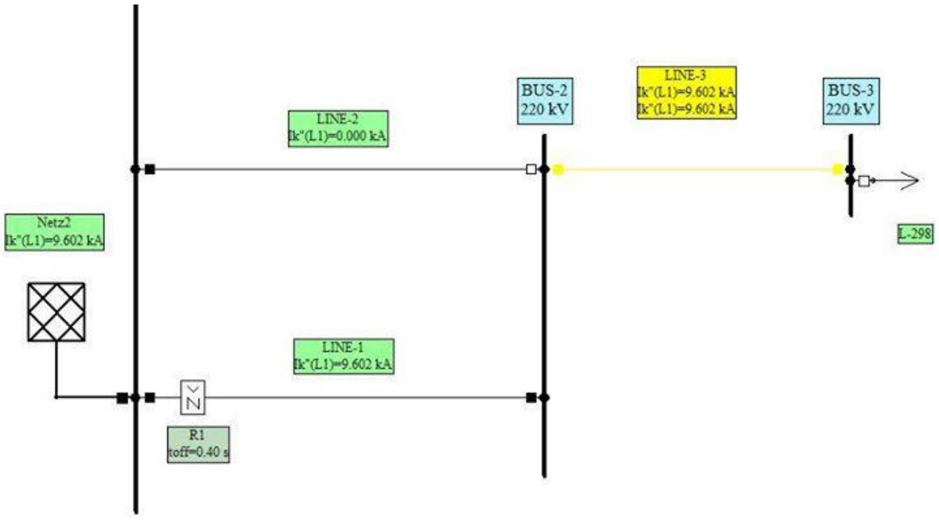
Line-3 မှာ ဖြစ်တဲ့ fault ကို Line-1 မှာ ရှိတဲ့ Distance relay, R1 က 9.6 kA နဲ့မြင်တယ် (Line-1 only နဲ့ မီးပေးနေ စဉ်မှာ) fig-1

Line-1 အပြင် Line-2 နဲ့ပါ ဓာတ်အားပေးရင် same fault ကိုပဲ relay R1 က 6.2kA နဲ့ မြင်ပါတယ်။ fig-2

Distance relay က fault location (km) ပြတာက relay မှာ မြင်တဲ့ fault current နဲ့ fault voltage ပေါ်မူတည် တွက်ချက်ပီးပြတာပါ။

ဒီပုံတွေအရ Distance Relay အနေနဲ့ Zone-2 fault မှာ fault location အမှန်ပြနိုင်ဖို့ မလွယ်ပါ။ တစ်ချို့ Distance relay တွေဆိုရင် (e.g- ABB) Zone-1 fault အတွက်ပဲ fault location ပြတယ်၊ Zone-2 fault ကို location မပြတော့ပါ။





After tripping on a fault, it is normal procedure to reclose the breaker at one end first, a process known as 'live bus/dead line charging'. Reclosing at the other and is then under the control of a synchronism check relay element for what is known as 'live bus/live line reclosing'.

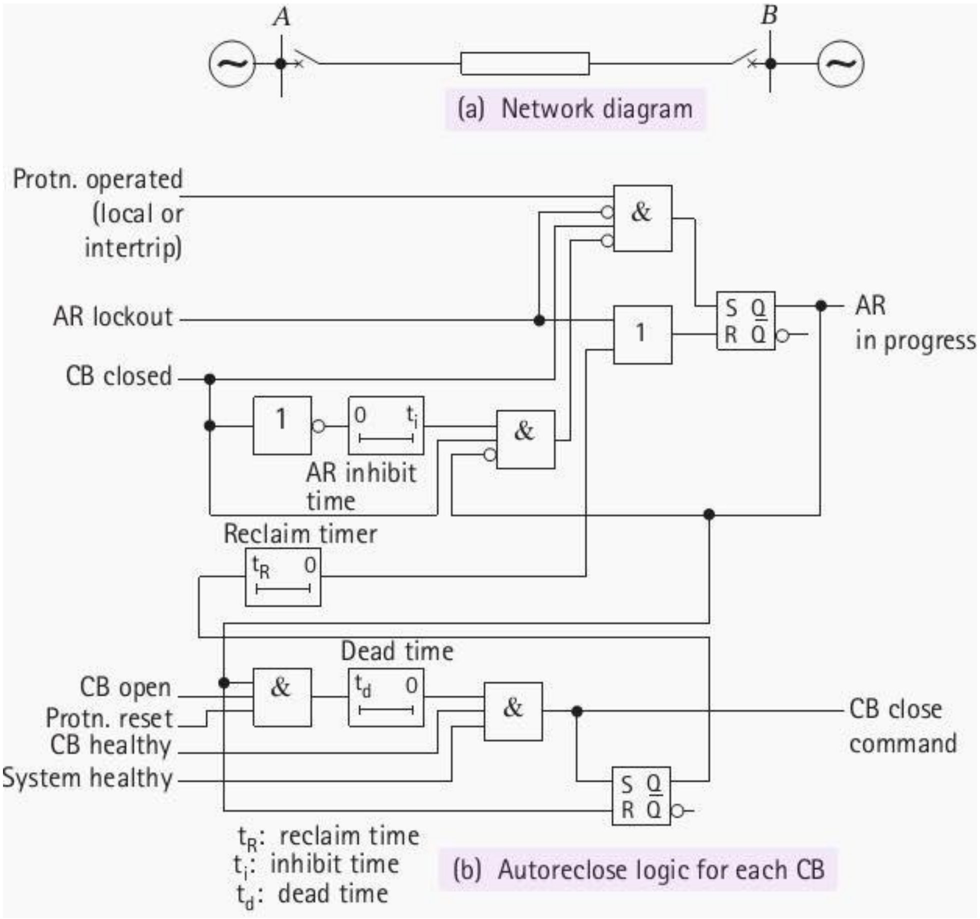
Line fault ဖြစ်ရင် လိုင်းရဲ့ ဟိုဘက်၊ ဒီဘက် Circuit Breaker နှစ်ခုလုံး Both side trip ဖြစ်သွားပါမယ် (Transfer or line differential trip ကြောင့်)

Both side trip ဖြစ်ပြီးတဲ့နောက် CB နှစ်ခုလုံး reclosing ပြန်လုပ်ပါမယ်

A ဘက်ကစပြီး CB reclose ပြန်လုပ်မယ်ဆိုရင် သူ့ရဲ့ synchro check အနေနဲ့ Live Bus/Dead Line ပါ
(Bus မှာ မီးရှိမယ်၊ Line မှာ မီးမရှိပါ)။

A ပြန်တင်ပြီးနောက် B ဘက်က CB reclose လုပ်ပါမယ်၊ သူ့ရဲ့ synchro check အနေနဲ့က Live Bus/Live Line ဖြစ်သွားပါပြီ (Bus မှာရော Line မှာပါ မီးရှိနေပါပြီ)

Credit: EEP



Ferranti Voltage Raise

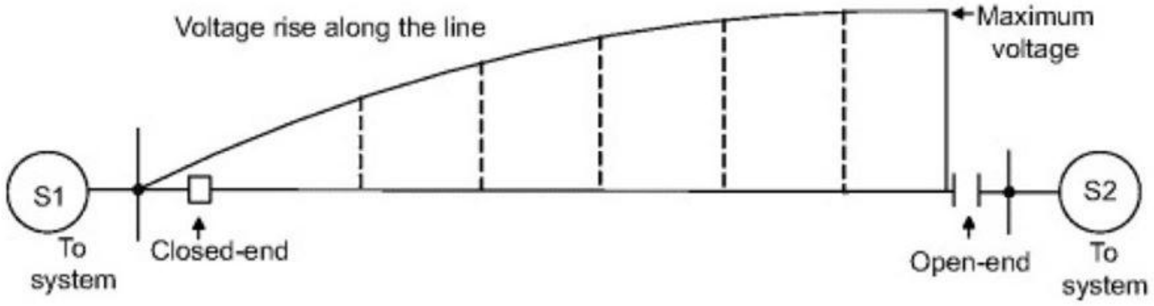
Ferranti effect ဟာ အဓိကအားဖြင့် HV transmission line တွေ၊ underground cable တွေမှာ ဖြစ်ပေါ်လေ့ရှိတယ် ဆိုပါတယ်။

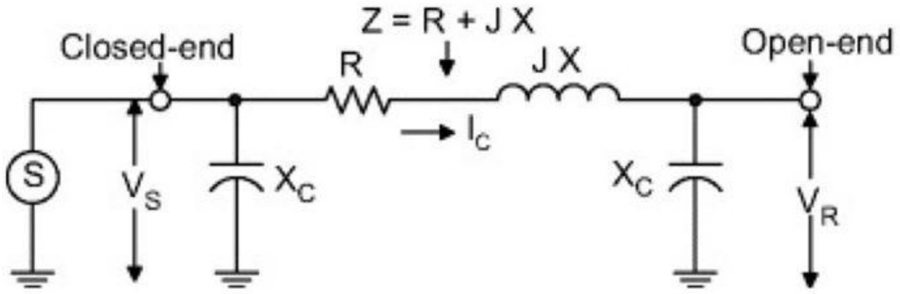
HV line တွေကို line only charge လုပ်လိုက်တဲ့အခါ receiving end (CB open) မှာ Voltage raise (Ferranti effect) ဖြစ်စေပါတယ်။ line ရှည်လေ၊ voltage level မြင့်လေ ဒီ effect ပိုသက်ရောက်လေပါပဲ။

Line only charge လုပ်တဲ့အခါ ပေါ်ပေါက်လာတဲ့ charging current (leading reactive current flow) က လိုင်းရဲ့ Inductive reactance ကို ဖြတ်စီးတဲ့အခါ လိုင်းရဲ့

receiving end မှာ voltage raise ဖြစ်ပေါ်စေမှာပါ။ normal voltage အထက် 10% လောက်ကို အသာလေးနဲ့ တက်သွားနိုင်တယ် ဆိုပါတယ်။

Charging current ကို ကျနော်တို့ အသုံးချလေ့ ရှိတာက Line panel မှာ meter ၊ relay replace လုပ်ရလို့၊ ဒါမှမဟုတ် SCADA control တွေထည့်ရလို့ CT circuit ကိုင်ရတဲ့အခါ ကျနော်တို့ polarity test ပဲလုပ်ပါတယ်။ ratio test အနေနဲ့က လုပ်ငန်းပြီးလို့ back to normal သွားတဲ့အခါ ဒီဘက်ကနေ Line only charge လုပ်လိုက်တယ်၊ ထွက်လာတဲ့ charging current ဟာ measurement display မှာ three phase ပေါ်တယ်ဆို OK ပေါ့။





Single phase auto-reclosing

Single phase auto-reclosing မှာ fault ဖြစ်တဲ့ phase only ပဲ both sides trip ဖြစ်ပြီး ကျန် healthy phase နှစ်ခုက power ကို ဆက်လက်သယ်ဆောင် နေမှာပါ။

Transmission Line protection အနေနဲ့ ရိုးရိုး step distance protection ပဲသုံးမယ်ဆိုရင် (fig-2 fault မှာ) relay-3 က zone-1 နဲ့မြင်ပြီး ချက်ခြင်း trip ဖြစ်ပေမယ့်၊ relay-4 ကတော့ zone-2 နဲ့မြင်တဲ့အတွက် ချက်ခြင်း trip မဖြစ်ဘဲ zone-2 time delay 0.4 seconds (ကျနော်တို့ အသုံးပြုနေကျ setting time) အကြာမှ trip ဖြစ်မှာပါ။

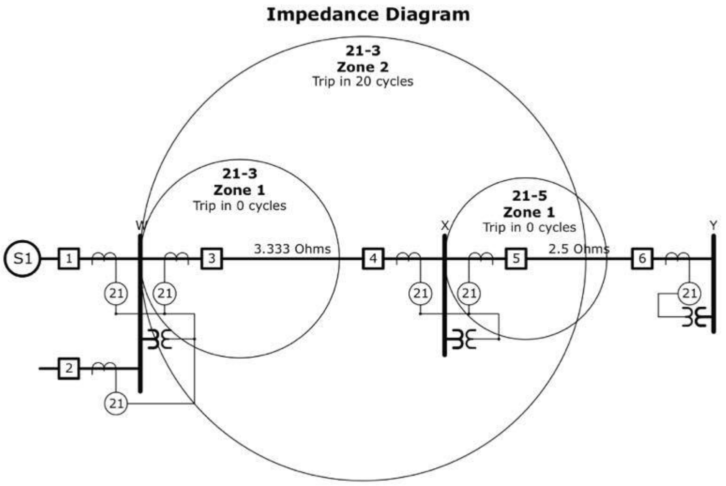
relay-4 trip မဖြစ်မခြင်း zone-2 time delay 0.4 second ကြာအောင် ဒီ fault ရဲ့ဒဏ်ကို system က ခံနေရမှာပါ။

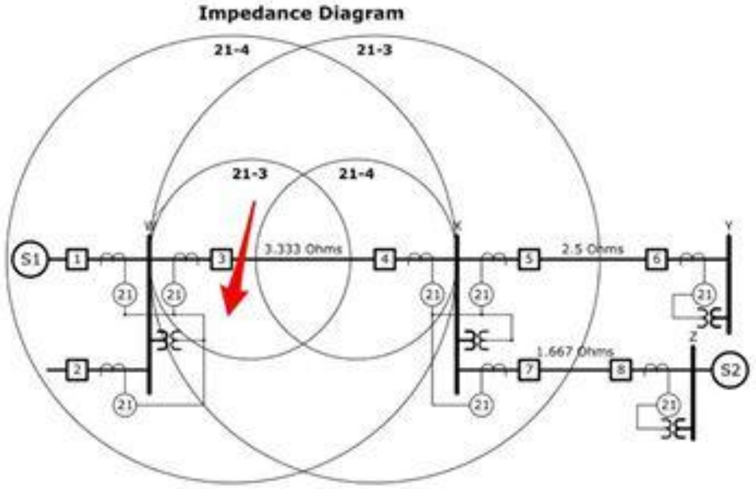
ကျနော်တို့ Tele-protection & AR သုံးရခြင်းရဲ့ ရည်ရွယ်ချက်က fault ဖြစ်တာနဲ့ချက်ခြင်း both sides trip နဲ့ ရှင်းထုတ်ပြီး၊ ချက်ချင်း one trial (reclosing) ပြန်တင်ဖို့ပါ။

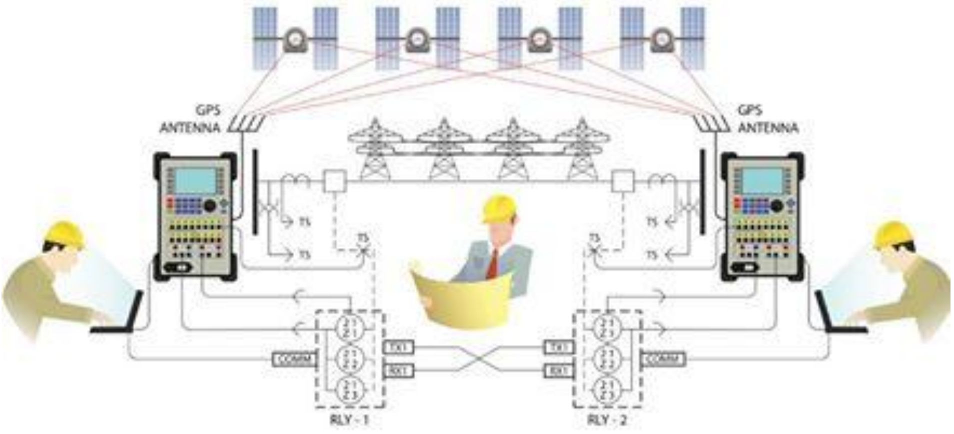
Transmission Line protection မှာ both sides trip ရဖို့ရာ ရိုးရိုး step distance relay နေရာမှာ pilot-wire (PLC or OPGW)အသုံးပြုထားတဲ့ distance relay or line differential relay များအသုံးပြုနိုင်ဖို့ လိုအပ်မှာပါ။

Transmission Line Protection Scheme ကို အဆင့်မြှင့်နိုင်ဖို့အတွက် communication medium ရဲ့အခန်းကဏ္ဍဟာ အရေးပါနေပြီဖြစ်ပါတယ်။

Thanks


Impedance Diagram
21-3
Zone 2
Trip in 20 cycles
21-3
Zone 1
Trip in 0 cycles
21-5
Zone 1
Trip in 0 cycles
W
X
Y
S1
3.333 Ohms
2.5 Ohms
1
2
3
4
5
6
21


Impedance Diagram
21-4
21-3
21-3
21-4
S1
S2
W
X
Y
Z
3.333 Ohms
2.5 Ohms
1.667 Ohms
1
2
3
4
5
6
7
8
21


GPS ANTENNA
GPS ANTENNA
TX1
RX1
COMM
RLY - 1
RLY - 2

Transmission Line Protection Scheme

Main, Backup
Main1, Main2

Main, Backup Scheme
Panel တစ်ခုမှာ
- DC bank1, bank2
- Circuit Breaker မှာ Trip coil1, Trip coil2
-relay အနေနဲ့ Line differential relay, distance relay
-communication အနေနဲ့ PLC, fiber ပါပါမယ်

For MainTrip circuit အနေနဲ့ DC bank1 သုံးပြီး၊ Line differential relay (Main) trip ဖြစ်ရင် Circuit Breaker ရဲ့ Trip coil-1 နဲ့ ဖြုတ်ချပါမယ်၊ relay ရဲ့ communication link အနေနဲ့ fiber ကို သုံးပါမယ်။

For Backup Trip circuit အနေနဲ့ DC bank2 သုံးပြီး၊ Distance relay (Backup relay) trip ဖြစ်ရင် Circuit Breaker ရဲ့ Trip coil-2 နဲ့ ဖြုတ်ချပါမယ်၊ relay ရဲ့ communication link အနေနဲ့ PLC ကို သုံးပါမယ်။

Main1, Main2 Scheme
Panel တစ်ခုမှာ
- DC bank1, bank2
- Circuit Breaker မှာ Trip coil1, Trip coil2
-relay အနေနဲ့ Line differential relay-1, distance relay-1 (Let say Areva)
Line differential relay-2, distance relay-2 (Let say SIEMENS)
relayကို Main1 နဲ့ Main2 Brand မတူရင်ပိုကောင်း
-communication အနေနဲ့ PLC, fiber ပါပါမယ်

For Main-1

Trip circuit အနေနဲ့ DC bank1 သုံးပြီး၊ Line differential relay-1, distance relay-1 (Let say Areva) (Main-1) trip ဖြစ်ရင် Circuit Breaker ရဲ့ Trip coil-1 နဲ့ ဖြုတ်ချပါမယ်၊ relay ရဲ့ communication link အနေနဲ့ fiber ကို သုံးပါမယ်။

For Main-2

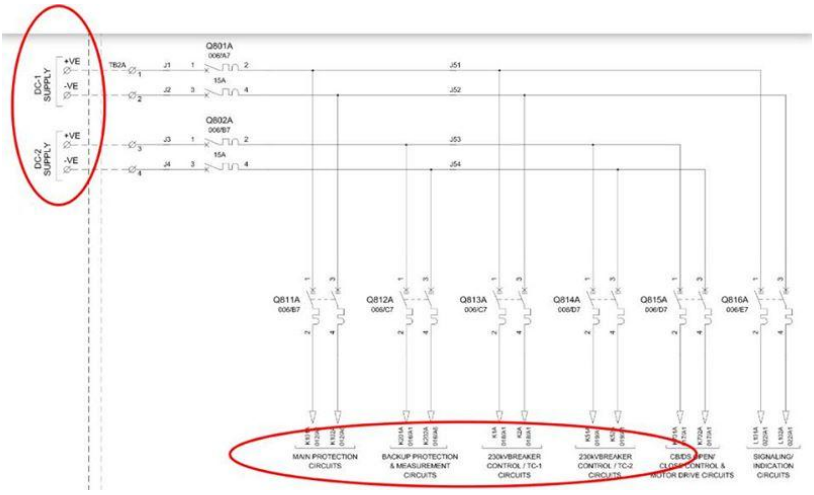
Trip circuit အနေနဲ့ DC bank2 သုံးပြီး၊ Line differential relay-2, distance relay-2 (Let say SIEMENS) (Main-2) trip ဖြစ်ရင် Circuit Breaker ရဲ့ Trip coil-2 နဲ့ ဖြုတ်ချပါမယ်၊ relay ရဲ့ communication link အနေနဲ့ fiber for differential, PLC for distance relay သုံးပါမယ်။

Main-1, Main-2 design ကို 500kV စတဲ့ Extra High Voltage Line protection အနေနဲ့ သုံးကြပါတယ်၊ 132kV, 230kV လောက်ကိုတော့ Main,Backup designပေါ့။

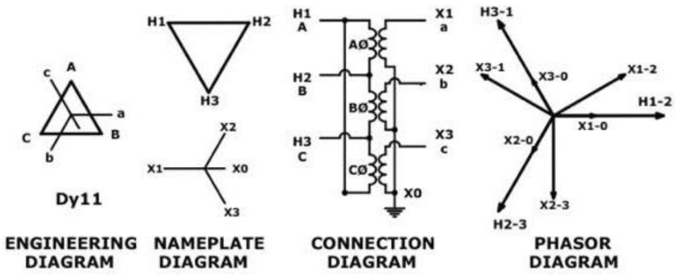
Design drawing အတိုင်း Installation engineer က လိုက်လုပ်ဖို့လည်းလိုပါတယ်။

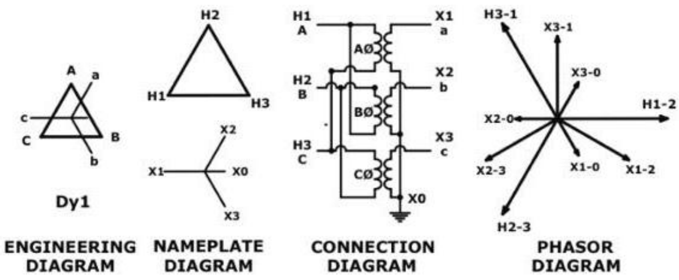
DC bank1, bank2, trip coil1, trip coil2 နဲ့ design လုပ်ထားပေမယ့် DC one bank ပဲသုံးပြီး bank1 circuit နဲ့ bank2 circuit ကို Looping ပေးလိုက်ရင်၊ Trip coil1 နဲ့ Trip coil2 looping ပေးလိုက်ရင် မူရင်း Main, Backup design ပျောက်သွားမှာပါ။

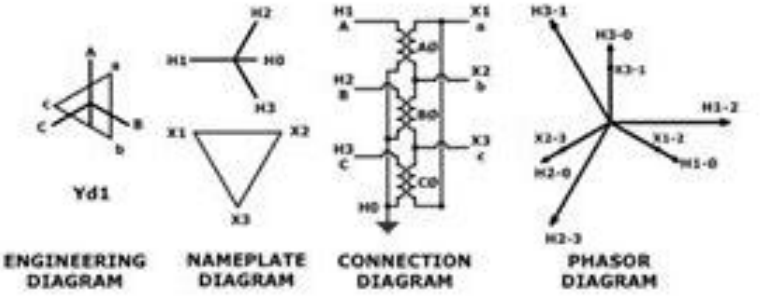
လေးစားစွာဖြင့်

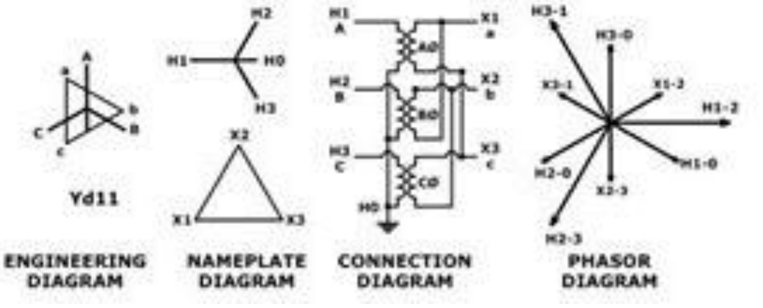


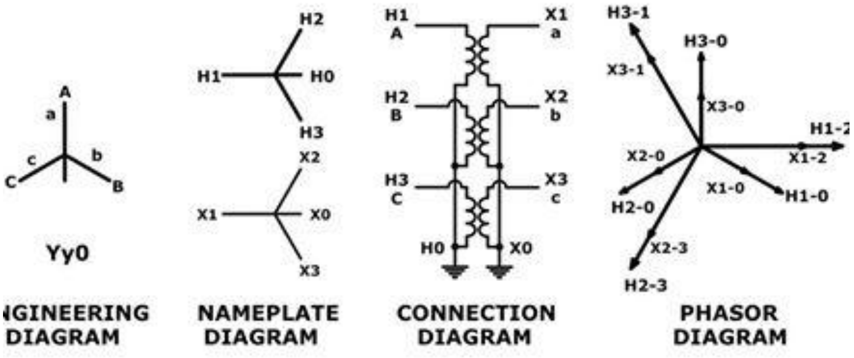
Transformer Connections

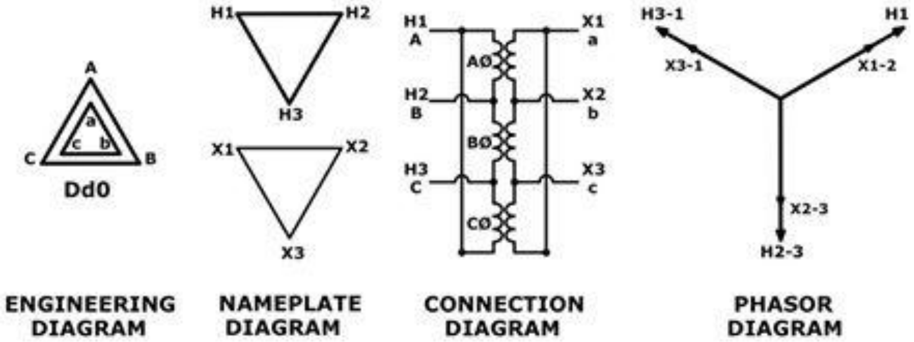








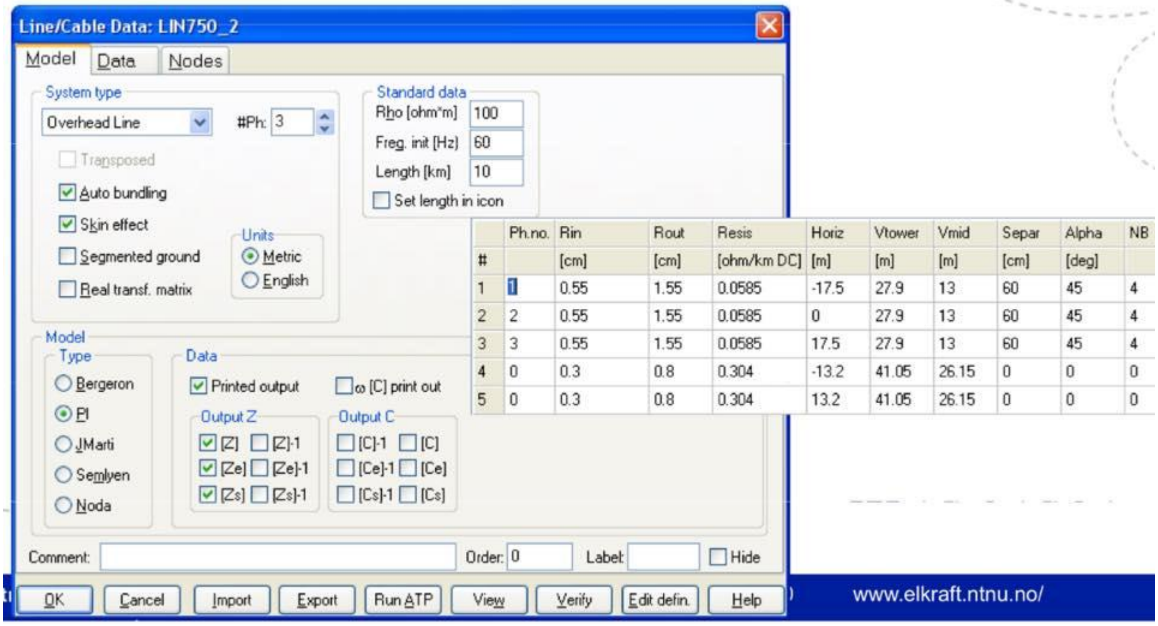


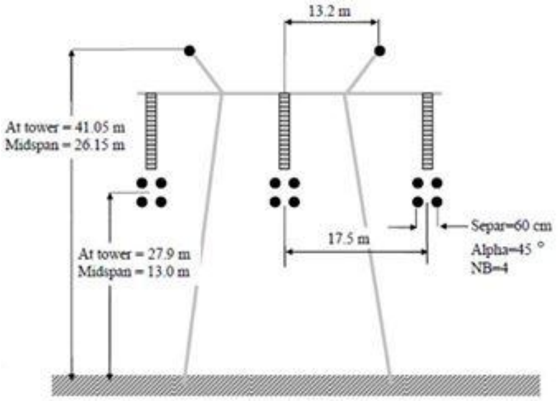


ATPDraw (EMTP)

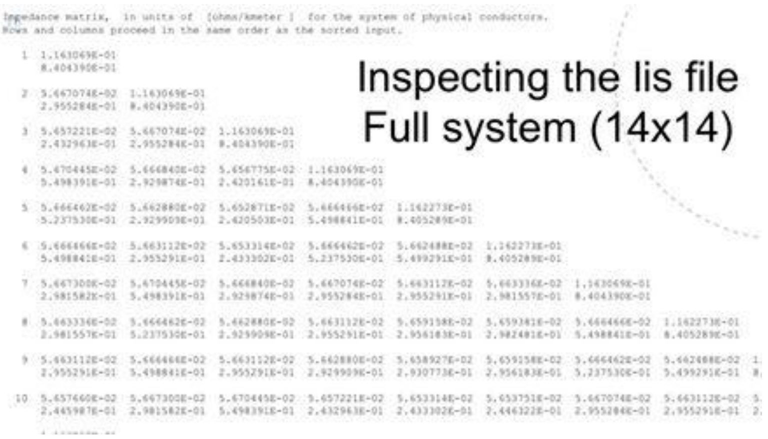
အရင်တုန်းက Test Lab မှာ Distance Relay setting ထည့်ဖို့ သုံးခဲ့တဲ့ software လေးပါ။
(Line impedance calculation software)

Data input က Tower & conductor spec ထည့်ပေးရပါတယ်။
Positive & negative sequence impedance တန်ဖိုး အဖြေထုတ်ပေးပါတယ်။


Line/Cable Data: LIN750_2
Model
Data
Nodes
System type
Overhead Line
#Ph: 3
Transposed
Auto bundling
Skin effect
Segmented ground
Real transf. matrix
Units
Metric
English
Standard data
Rho [ohm*m] 100
Freq. init [Hz] 60
Length [km] 10
Set length in icon
Model
Type
Bergeron
PI
JMarti
Semlyen
Noda
Data
Printed output
ω [C] print out
Output Z
[Z] [Z]-1
[Ze] [Ze]-1
[Zs] [Zs]-1
Output C
[C]-1 [C]
[Ce]-1 [Ce]
[Cs]-1 [Cs]
Comment:
Order: 0
Label:
Hide
OK
Cancel
Import
Export
Run ATP
View
Verify
Edit defin.
Help
Ph.no. Rin Rout Resis Horiz Vtower Vmid Separ Alpha NB
[cm] [cm] [ohm/km DC] [m] [m] [m] [cm] [deg]
1 1 0.55 1.55 0.0585 -17.5 27.9 13 60 45 4
2 2 0.55 1.55 0.0585 0 27.9 13 60 45 4
3 3 0.55 1.55 0.0585 17.5 27.9 13 60 45 4
4 0 0.3 0.8 0.304 -13.2 41.05 26.15 0 0 0
5 0 0.3 0.8 0.304 13.2 41.05 26.15 0 0 0
www.elkraft.ntnu.no/


13.2 m
At tower = 41.05 m
Midspan = 26.15 m
At tower = 27.9 m
Midspan = 13.0 m
17.5 m
Separ=60 cm
Alpha=45 °
NB=4

Prob
Bran
Bran
Lines
Swit
Sour
Mach
Tran
MOD
TAC
User


Inspecting the lis file
Full system (14x14)

Fault recorder

System မှာ disturbance တစ်ခုဖြစ်ပြီ ဆိုတာနဲ့ ဘယ်ခွဲရုံက၊ ဘယ် relay တွေ အလုပ်လုပ်သွားတယ်ဆိုတဲ့ information ဟာ system engineer တွေအတွက် တစ်ကယ်ကို အရေးကြီးပါတယ်။

ရလာတဲ့ information ကနေ relay setting ပြန်လည်ချိန်ညှိဖို့လိုနေသလား၊ Circuit Breaker တွေ timing နှေးနေသလား၊ လဲဖို့လိုနေပြီလား စသဖြင့် သုံးသပ်ညွှန်ကြားနိုင်ပါတယ်။

Fault ဖြစ်လျှင်ဖြစ်ခြင်း NCC ကို relay fault record ရောက်ဖို့ဆိုတာ မကြာခင်ဖြစ်လာတော့မှာပါ။

ဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးမှု ပုံစံများ

credit:EEP

ဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးမှု ပုံစံအမျိုးမျိုးအနက် North American System နှင့် European System ဆိုပြီး အဓိကအားဖြင့် စနစ်နှစ်မျိုးရှိပါတယ်။ စနစ်နှစ်မျိုးဆိုပေမယ့် အသုံးပြုတဲ့ ဓာတ်အားလွှတ်ပစ္စည်းများ ဖြစ်တဲ့ (ဥပမာ- conductors၊ cables insulators၊ surge arrester and Transformers) စတာတွေကတော့ အတူတူပါပဲ။

ဒီ system နှစ်ခုအကြား အဓိက ခြားနားချက်ကတော့ layout(အပြင်အဆင်)၊ configuration (ပစ္စည်းများ ပါဝင်ပေါင်းစပ်မှု)၊ application (အသုံးချမှု)တို့ပဲဖြစ်ပါတယ်။ (fig-1)

European system မှာ three phase စနစ် (ဥပမာ-11/0.4 kV, Dyn11 three phase transformer) တွေနဲ့ ဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးပါတယ်။ capacity အနေနဲ့ (၃၀၀-1000 KVA

စသဖြင့်) transformer တစ်လုံးတည်းကနေ မီးသုံးသူများများကို ဖြန့်ဝေပေးတဲ့စနစ်ကို အသုံးပြုပါတယ်။

North American စနစ်ကတော့ (25-50KVA စသဖြင့်) single phase transformer (capacity) သေးသေးလေးတွေနဲ့ ဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးပါတယ်။

ဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးမှု စနစ်မှာ Transformer ရဲ့ secondary voltage ကလည်း အမျိုးမျိုးကွဲပြားနေပါတယ်။ North American စနစ်မှာ transformer ရဲ့ secondary voltage အနေနဲ့ 120/240V စနစ်ကို အသုံးပြုပြီး ဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးပါတယ်။ ဒီစနစ်မှာ Transformer ကနေ ပေ၂၅၀ အတွင်းသာ ဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးပါတယ်၊ ဒီအကွာအဝေးကျော်ရင် ဗို့အားကျဆင်းမှု ဖြစ်တတ်ပါတယ်။

European design မှာ Transformer secondary က three phase စနစ်ပါ။ (ဥပမာ- 11/0.4kV Dyn11 Transformer) Secondary voltage (phase-neutral) အနေနဲ့ 220-230-240V စသဖြင့် သုံးလေ့ရှိပြီး North American System (120V phase-neutral) ထက် နှစ်ဆပိုပါတယ်။ voltage နှစ်ဆတင်လိုက်ရင် တူညီတဲ့ဝန်အားကိုပဲ အကွာအဝေးမှာ လေးဆ (4 times) ပိုမိုဖြန့်ဖြူးပေးနိုင်ပါတယ်။Three phase စနစ်ဟာ single phase စနစ်ထက် အကွာအဝေးနှစ်ဆ ပိုမိုဖြန့်ဖြူးပေးနိုင်ပါတယ်။ ဒါ့ကြောင့် တူညီတဲ့ဝန်အား တူညီတဲ့ voltage drop မှာ European စနစ်ဟာ North American စနစ်ထက် အကွာအဝေးရှစ်ဆ (8 times) ဓာတ်အားပိုမိုဖြန့်ဖြူးပေးနိုင်ပါတယ်။

ဒီစနစ်နှစ်ခုအကြား အဓိကခြားနားချက်တွေကတော့

Cost
ယေဘုယျအားဖြင့် European system က ကုန်ကျစရိတ်ပိုများပါတယ်။ ဒါပေမယ့် primary level မှာ အလျှော့အတင်း လုပ်လို့ရတဲ့အတွက် ဘယ်ဟာကပိုကောင်းတယ် ပြောဖို့ခက်ပါတယ်။ single phase စနစ်နဲ့ မီးပေးလည်းရတဲ့ဧရိယာတစ်ခုကို three phase စနစ်နဲ့ မီးပေးရင်တော့ ကုန်ကျစရိတ်များမှာပါ။

Flexibility (ပြုလွယ်၊ ပြင်လွယ်ရှိမှု)

11/0.4 kV Transformer (11kV-primary ၊ 400V- secondary) နဲ့ ဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးထားတဲ့ စနစ်တစ်ခုမှာ North American က primary side မှာ ပိုကောင်းပြီးတော့၊ European system က secondary side မှာပိုကောင်းပါတယ်။

မြို့ပေါ်ဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးမှုမှာ Load area က တစုတစည်းတည်း ရှိတဲ့အတွက် European system (secondary three phase system) နဲ့ ဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးတာ ပိုအကျိုးရှိပါတယ်။
နယ်မြို့(သို့) ကျေးလက်ဒေသကို ဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးမှုတွင် load area က တစုတစည်းတည်းမရှိပဲ ပြန့်ကျဲနေတဲ့အတွက် North American system(single phase) နဲ့ ဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးတာက ပိုမိုသင့်လျော်ပါတယ်။

Safety

North American system ဟာ multi-grounded ဖြစ်လို့ under fault condition မှာ touch voltage မြင့်တက်မှုကို ကာကွယ်ပေးပါတယ်။ European system ဟာ high impedance fault (Line နဲ့ သစ်ပင်သစ်ကိုင်း ပွတ်တိုက်မိတဲ့ fault) ကို လွယ်ကူစွာမြင်နိုင်ပါတယ်။(three phase ကို star(Y) ပေါင်းပြီး earth ချထားတဲ့အတွက်)

Reliability (ယုံကြည်စိတ်ချရမှု)

North American system ဟာ ဓာတ်အားပြတ်တောက်သူ consumer အရေအတွက်ကို လျှော့ချနိုင်ပါတယ်။ (single phase နဲ့ ဓာတ်အားပေးတာဖြစ်တဲ့အတွက် fault ဖြစ်ရင် ဖြစ်တဲ့ phase က မီးသုံးသူတွေပဲ ဓာတ်အားပြတ်တောက်မှာပါ၊ ကျန်တဲ့ healthy phase နှစ်ခုက မီးသုံးသူများ ဓာတ်အားမပြတ်တောက်ပါ။ European system မှာ (three phase system ဖြစ်လို့) fault ဖြစ်လို့ Main ပါရင် မဆိုင်တဲ့ ကျန်healthy phase နှစ်ခုက မီးသုံးသူတွေပါ ဓာတ်အားပြတ်တောက်မှာပါ။ ဒါကြောင့် မှန်ကန်တဲ့ fuse တပ်ဆင်နိုင်ဖို့နဲ့ OC/EF relay တွေရဲ့ setting များ coordination ရရှိနေဖို့ အရေးကြီးပါတယ်။ (OC/EF protection ပညာရပ်ရဲ့ တစ်ကယ့်အခက်ခဲဆုံး အပိုင်းပါပဲ)

Europe နဲ့ North America နိုင်ငံများရဲ့ အပြင်ဘက် တစ်ခြားနိုင်ငံတွေမှာတော့ European system နဲ့ North American system ဒီစနစ်နှစ်ခုကို ဟိုနည်းနည်း၊ ဒီနည်းနည်း ရောစပ်အသုံးပြုလေ့ရှိကြပါတယ်။

Electrical Power Distribution Handbook by T.A.Short
(ဆီလျော်အောင် ပြန်ဆိုပါသည်)

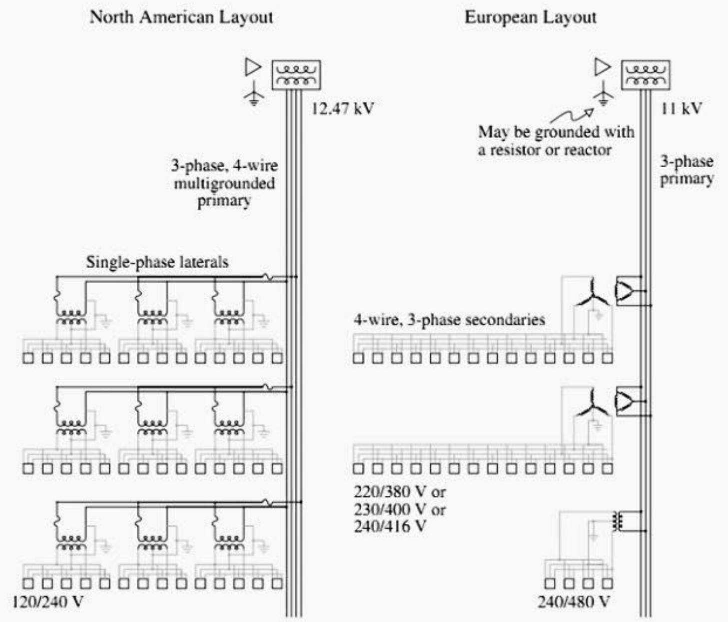


FIGURE 1 – North American versus European distribution layouts.

Bus Bar Protection
(Single-Bus)

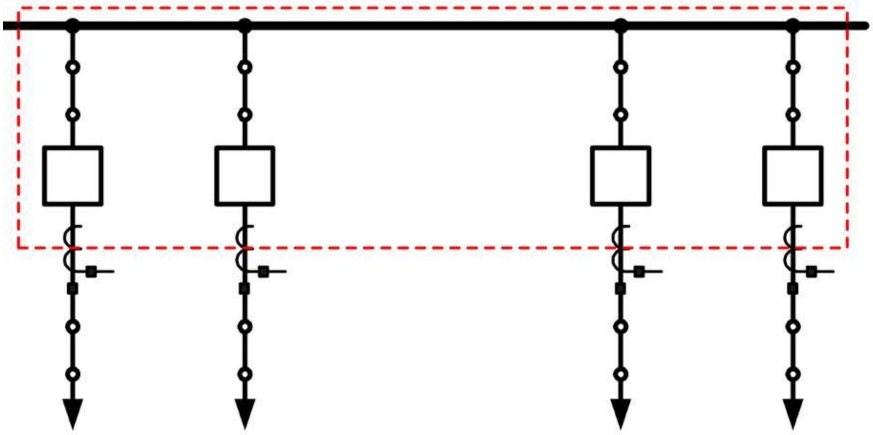
Single-Bus arrangement ဟာ အရိုးရှင်းဆုံးနဲ့ ကုန်ကျစရိတ် အသက်သာဆုံးပါပဲ။ (reliability လည်း အနည်းဆုံးပါပဲ)Bus ရဲ့ terminal (line bay or transformer bay) တစ်ခုမှာ CB တစ်ခုပဲလိုပါတယ်။ Bus protection အနေနဲ့ Bus differential relay ကို အသုံးပြုပါတယ်။

Fig-1 မှာ protection zone ပိုင်းခြားမှု မရှိပါ၊ only single zone ပါ။ ဒီလို ခွဲရုံမျိုးမှာ Bus မှာ fault ဖြစ်တာနဲ့ feeder အားလုံး ဓာတ်အားပြတ်တောက်သွားမှာပါ။

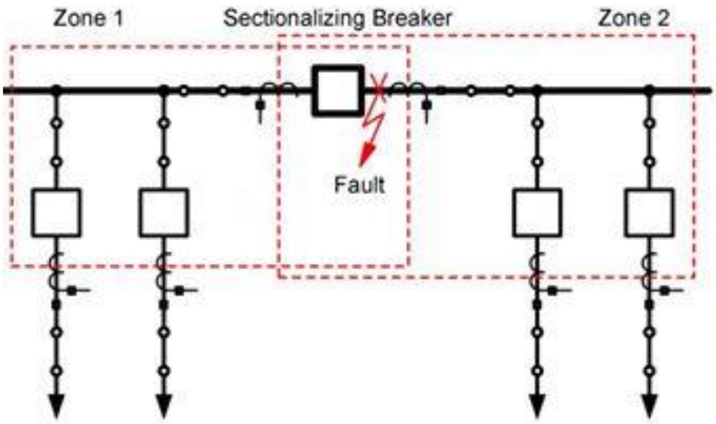
ဒီ single bus မှာ sectionalizing CB တစ်လုံးထည့်လိုက်မယ်ဆိုရင် reliability ပိုကောင်းလာမှာပါ။ Bus differential protection မှာတော့ ပိုရှုပ်လာမှာပါ။ Fig-2 ဟာ single-bus မှာ sectionalizing CB တစ်လုံးထည့်လိုက်တဲ့အတွက် Protection zone နှစ်ခုရလာပါတယ်။ sectionalizing CB မှာ CT နှစ်စုံပါပြီး Zone-1 နဲ့ Zone-2 ကို CT polarity reverse နဲ့ Zone overlap ဖြစ်အောင် လုပ်ထားပါတယ်။

Fig-2 Bus ရဲ့ ဘယ်ဘက်ခြမ်းမှာ fault ဖြစ်ရင် differential zone-1 နဲ့ trip ဖြစ်ပါမယ်။ Zone-1 မှာ ရှိတဲ့ feeder နှစ်ခုနဲ့ sectionalizing CB တို့ trip ဖြစ်သွားပါမယ်။ Zone-2 ကပေးထားတဲ့ feeder နှစ်ခု ဓာတ်အားပြတ်တောက်မှု မရှိပါ။ Fig-2 Bus ရဲ့ ညာဘက်မှာ fault ဖြစ်လည်း ဒီလိုပါပဲ၊ Zone-2 trip ဖြစ်ပြီး Zone-1 feeder များ ဓာတ်အား မပြတ်တောက်ပါ။

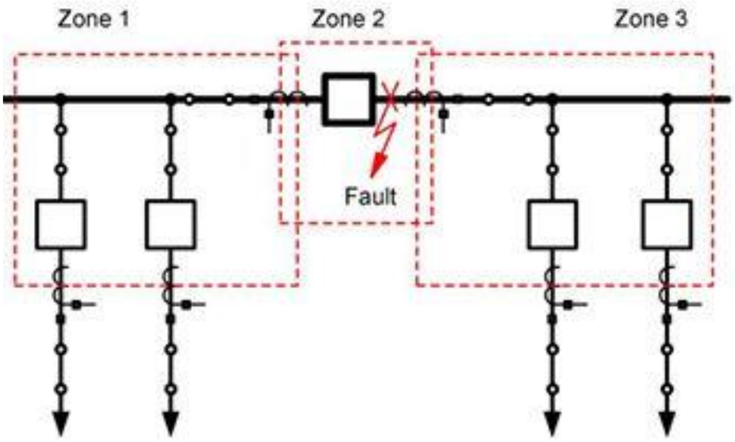
Differential zone overlap ကို non overlapping configuration ပြောင်းသုံးခြင်လည်း ရပါတယ်။ sectionalizing CB ရဲ့ CT နှစ်စုံကို polarity forward လုပ်ပေးလိုက်ရင် Zone-1&2&3 ဆိုပြီး ဖြစ်သွားမှာပါ။(Fig-3)Protection အလုပ်လုပ်ပုံကတော့ Fig-2 နဲ့ အတူတူနီးပါးပါပဲ။



. Single Bus Without Sectionalizing Breaker



. Single Bus With Sectionalizing Breaker and Overlapping
nalizing Breaker CTs



. Single Bus With Sectionalizing Breaker and Nonoverlapping
nalizing Breaker CTs

Main and Transfer Bus

ပုံမှန်ဓာတ်အားပေးနေစဉ်မှာ အဝင်လိုင်း၊ အထွက်လိုင်း အားလုံးကို Main Bus ပေါ်ကနေပဲ ဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးပေးပါတယ်။

ဓာတ်အားပေးထားတဲ့လိုင်းရဲ့ Circuit Breaker ကိုထိန်းသိမ်းပြုပြင်ရေးလုပ်ချင်တယ်ဆိုရင် ဒီလိုင်းကို မူလ Main Bus ကနေ Transfer Bus ဆီကို(ဓာတ်အားမပြတ်တောက်ဘဲ) ရွှေ့ပြီးဓာတ်အားပေးထားနိုင်ပါတယ်။

Transformer Bay ကို Main Bus မှတဆင့် ဓာတ်အားပေးထားတာ ဖြစ်ပါတယ်။ (Fig-1)
1. DS-1 open
2. DS-2 and DS-3 close
3. CB-1 close
4. Bus Tie Circuit Breaker နဲ့ သူ့ရဲ့ DS နှစ်ခု open

CB-1 ကို ထိန်း/ပြင် လုပ်ချင်တယ်ဆိုရင် Transformer Bay ကို Main Bus မှ Transfer Bus သို့ ပြောင်းရွှေ့ဓာတ်အားယူပါမယ်။
1. DS-1 close
2. Bus Tie CB ရဲ့ DS နှစ်ခု close
3. Bus Tie CB close
4. CB-1 open
5. DS-2 and DS-3 open

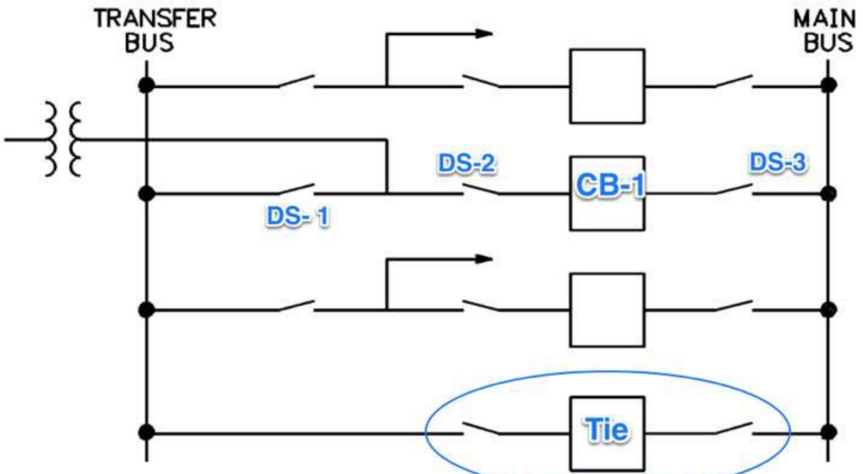
ဒီအခြေအနေမှာ Bus Tie CB ဟာ Transformer Bay ရဲ့ primary protection device ဖြစ်သွားပါပြီ။

Main and Transfer Bus စနစ်ဟာ ကုန်ကျစရိတ်အနည်းငယ်၊ မြေဧရိယာ အနည်းငယ်နဲ့ ဆောင်ရွက်နိုင်ပါတယ်။

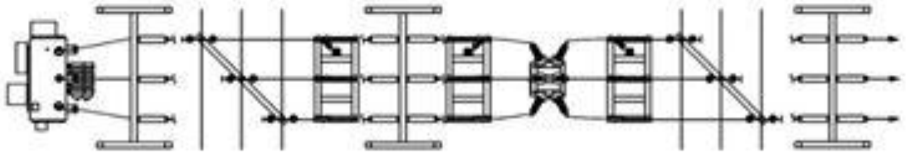
အားနည်းချက်တော့ ရှိပါတယ်။ Bus Tie အတွက် CB တစ်လုံး လိုပါမယ်။ Bus Tie CB ဟာ လိုင်းအားလုံးရဲ့ CB တွေကို လိုက်ပြီး အစားထိုးရမှာမို့ relaying အပိုင်း

ရှုပ်ထွေးပါမယ်။ Bus protection အနေနဲ့ Main Bus ကိုပဲ cover လုပ်နိုင်ပါမယ်။ Transfer Bus မပါဝင်ပါ။ Selectivity အနေနဲ့ Zone ခွဲခြားမှု မလုပ်နိုင်ပဲ single zone protection ဖြစ်နေလို့ Bus Fault ဖြစ်ရင်တော့ ခွဲရုံတစ်ခုလုံးဓာတ်အားပြတ်တောက်မှာပါ။

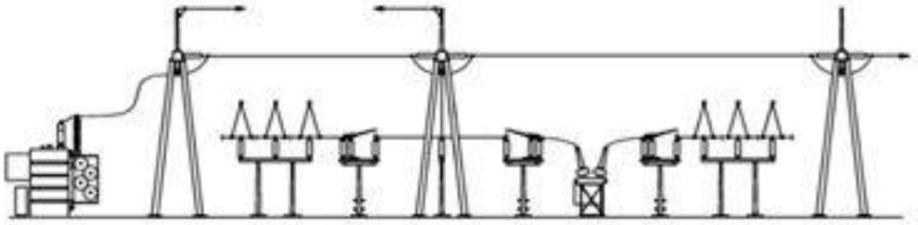
Ref: Design Guide for Rural Substation



TYPICAL ONE-LINE DIAGRAM

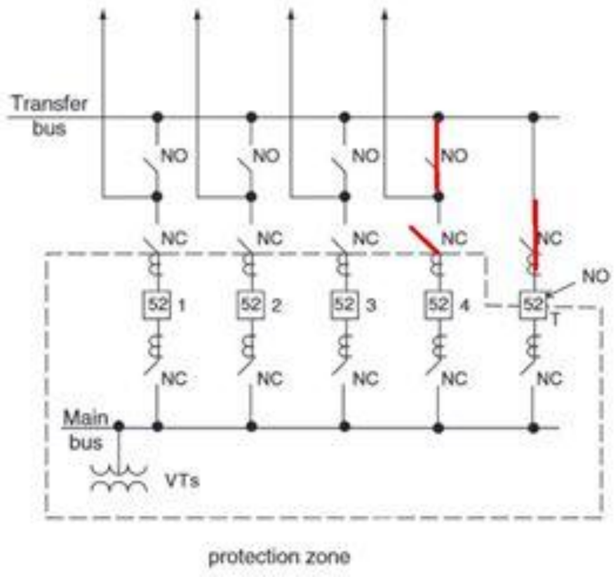


PLAN VIEW-TYPICAL BAY



ELEVATION TYPICAL BAY

- Breaker substitution
- Zone of Protection: Encompasses main bus only.
- Transfer bus protection
- No Selectivity
- Flexibility Increased
- Often combined



Bus configurations Vs Costs

Table 4-1: Switching Scheme Cost Comparison

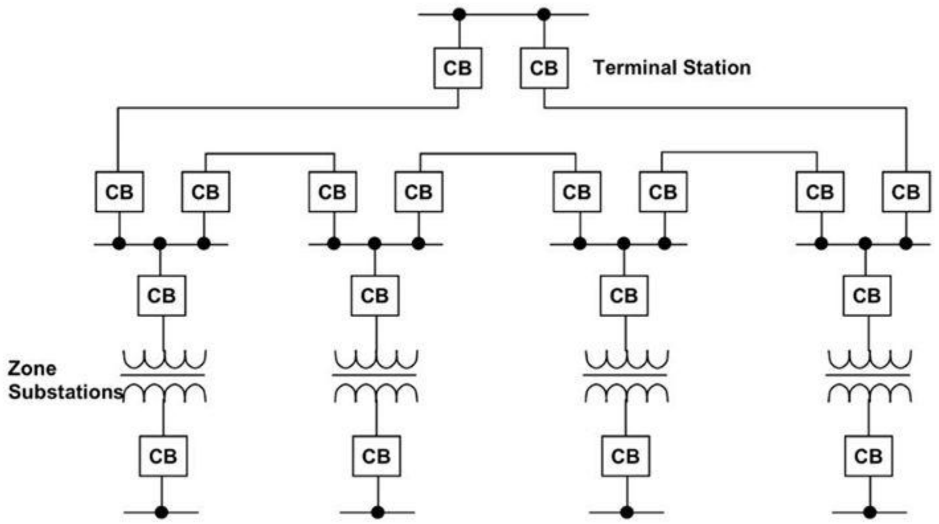
Switching Scheme	Approximate Relative Cost Comparison
Single Bus	100%
Sectionalized Bus	122%
Main and Transfer Bus	143%
Ring Bus	114%
Breaker-and-a-Half	158%
Double Breaker–Double Bus	214%

son is based on four-circuit low-profile arrangements with power circuit breakers
/er transformer costs are not included. In schemes utilizing other protective devic

Ring Main feeder system

�These are most common in urban and industrial environments.�Whilst the start and finish ends of the ring are at the same location, power is delivered by both pathways of the ring into substations located around the ring.�Should a fault occur on a feeder cable at any point around the ring the faulty section may be isolated by the operation of the protecting circuit breakers, at the same time maintaining supply to all substations on the ring.�In typical urban/suburban ring-main arrangements, the open ring is operated manually and loss of supply restored by manual switching.�Current practice is to use 'distribution automation', where operation and supply restoration in the feeder rings is done automatically by centrally-controlled supervisory systems.�This gives the advantages of ring main systems as line voltage drops are reduced at the various load Substations there is a 'firm' supply (ie an alternative path is available if the primary one fails) to each load substation.

Ref: Design overhead distribution systems



DOUBLE BUS SINGLE-BREAKER SUBSTATION SCHEME

Main and Transfer Bus design မျိုးကွဲတစ်ခုပါ။ ဒီ scheme မှာ Main Bus နှစ်ခုပါဝင်ပါတယ်။ အဝင်အထွက် feeder circuit တစ်ခုစီမှာ Bus DS နှစ်ခုစီပါဝင်ပါတယ်။ Bus-Tie circuit က Main Bus နှစ်ခုကို ဆက်သွယ်ပေးပါတယ်။ Bus-Tie Circuit Breaker ကို close လိုက်ပြီး၊ Bus DS နှစ်ခုကို အဖွင့်အပိတ်လုပ်ပေးခြင်းဖြင့် feeder တစ်ခုကို Main Bus တစ်ခုကနေတစ်ခုဆီသို့ ဓာတ်အားပြတ်တောက်မှု မရှိပဲ Transfer လုပ်ပေးပါတယ်။

ဒီလို design နဲ့ ခွဲရုံမျိုးမှာ operation ကို နှစ်မျိုးလုပ်နိုင်ပါတယ်။
၁-အဝင်အထွက် feeder အားလုံးကို Main Bus-1 သို့ Main Bus-2 တစ်ခုတည်းမှာ ချိတ်ဆက်ခြင်း
၂- feeder တစ်ဝက်ကို Main Bus-1 နဲ့ ကျန် feeder တစ်ဝက်ကို Main Bus-2 မှ ချိတ်ဆက်ခြင်း

ကောင်းကျိုးဆိုးကျိုး အနေနဲ့က နံပါတ်-၁ နည်းနဲ့ မီးပေးရင် Bus Fault ဖြစ်ရင် ခွဲရုံ တစ်ခုလုံး ဓာတ်အားပြတ်တောက်မှာပါ။ နံပါတ်-၂ နည်းနဲ့ ဓာတ်အားပေးရင် Bus Fault ဖြစ်ရင် ဖြစ်တဲ့ Bus က feeder တွေပဲ ဓာတ်အားပြတ်တောက်မှာပါ၊ ကျန် Bus က feeder များ ဓာတ်အားပြတ်တောက်မှု မရှိပါ။ ဘယ်လို ပုံစံနဲ့ operate လုပ်မယ်ဆိုတာက သက်ဆိုင်ရာ operator က load အခြေအနေကြည့်ပြီး ရွေးချယ်နိုင်ပါတယ်။

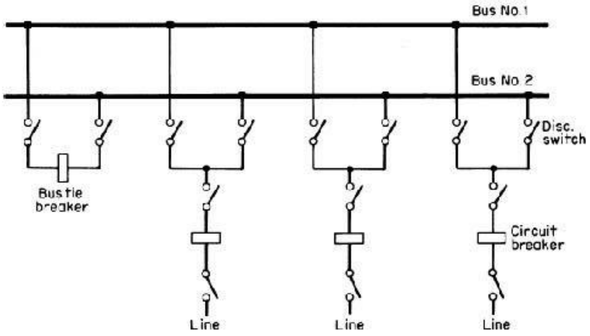
တခါတရံ feeder circuits တွေကို Bus-1 and Bus-2 နှစ်ခုလုံးပေါ်ကနေ operate လုပ်နိုင်ပါတယ်။(bus-tie breaker-closed, become single Bus) ဒီလိုoperation မျိုးမှာ Bus တစ်ခုမှာ fault ဖြစ်ရင် ခွဲရုံတစ်ခုလုံး ဓာတ်အားမပြတ်တောက်ဖို့အတွက် relay ပိုင်းအနေနဲ့ selective protection scheme ဖြစ်ဖို့လိုပါတယ်။ Main Bus နှစ်ခုနဲ့ Bus-Tie CB တွေကို operating လုပ်ပုံပေါ်မူတည်ပြီး protection scheme ကလည်း ရှုပ်ထွေးနေမှာပါ။

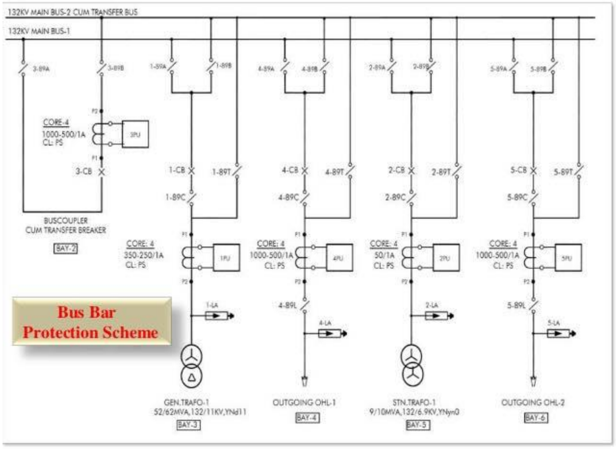
ဒီလို Bus design မျိုးကို အရှေ့ဒဂုံ၊ ပုသိမ်၊ ပျဉ်းမနား HT side တွေမှာ တွေ့နိုင်မှာပါ။ Main Bus နှစ်ခုပါတဲ့အတွက် Bus တစ်ခုကို maintenance လုပ်ချင်ရင် feeder

အားလုံးကို တခြား Bus ပေါ်ရွှေ့ပြီး အေးအေးဆေးဆေး ထိန်း/ပြင် လုပ်လို့ရပါတယ်။ Bus shutdown လည်း တောင်းစရာမလို၊ ဓာတ်အားပြတ်တောက်မှုလည်း မရှိပါ။

အားနည်းချက်အနေနဲ့က ဒီBus design ဟာ Bus Maintenance အတွက်ပဲ အဆင်ပြေပါတယ်။ feeder အတွက် CB၊ Bus DS နဲ့ Line DS တွေ ထိန်းပြင်လုပ်ဖို့အတွက်တော့ သက်ဆိုင်ရာ feeder မှာ ဓာတ်အားပြတ်တောက်မှု ရှိနေဦးမှာပါ။

Operation ပိုင်းအနေနဲ့လည်း Bus DS နှစ်ခုကို operation လုပ်ရတာပါတဲ့အတွက် operator အမှားအယွင်းနဲ့ ထိခိုက်မှုတွေ၊ ဓာတ်အားပြတ်တောက်မှုတွေ ရှိနိုင်ပါသေးတယ်။
ပြောရရင် double-bus, single-breaker scheme ဟာ အရေးကြီးတဲ့ ခွဲရုံတွေ အတွက်တော့ အကောင်းဆုံး solution မဖြစ်သေးပါ။





Smart Grid

အိမ်နီးခြင်းတွေက Smart Grid ကိုသွားနေပြီ၊ (AMR to AMI)
ဒီမှာလည်း AMR လောက်တော့ ဝိုင်းဝန်းကြိုးစားရဖို့ပါ

Glossary: automatic meter reading (AMR) advanced metering infrastructure (AMI)

Thailand prepares for 2018 smart grid pilot launch

The Provincial Electricity Authority (PEA) of Thailand is set to rollout a smart grid pilot project in Pattaya by early 2018 in a bid to improve citywide energy efficiency.

According to the Bangkok Post, the 1 billion baht AMI project is the first in Thailand, and will allow PEA to understand consumer behaviour and utilise behavioural data to improve service delivery.

Under the project, PEA will install 120 000 smart meters in homes, and construct a data centre for the processing of data.

The project will allow consumers to access reports of their energy consumption on mobile devices as well as via PEA's web portal. The project is aimed at encouraging consumers to adopt energy-efficiency measures that can help them save money on their energy bills and offset price increases.

The EGAT's AMR System

Introduction

EGAT ကို ၁၉၆၉ ခုနှစ်၊ မေလတွင် နိုင်ငံပိုင် enterprise (၃) ခုအား ပေါင်းစည်းစေ၍ ဖွဲ့စည်းတည်ထောင်ခဲ့ပါသည်။ EGAT ကို တစ်နိုင်ငံလုံး၏ electrical power Generation နှင့် Transmission အပိုင်းကို တာဝန်ယူ လုပ်ဆောင်စေပါသည်။ ဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးမှု ဝန်ဆောင်မှုအနေနှင့် MEA နှင့် PEA တို့က တာဝန်ယူ ဆောင်ရွက်ပေးပါသည်။ Metropolitan Electricity Authority (MEA) က မြို့တော် နယ်နိမိတ်အတွင်း (မြို့တော် ဘန်ကောက်နှင့် နီးစပ်ရာ မြို့နယ်များ) ဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးမှုကို တာဝန်ယူဆောင်ရွက်ပေးပါသည်။ (မြို့တော် နယ်နိမိတ်ပြင်ပ) အခြား ပြည်နယ်နှင့်တိုင်းများ၏ ဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးမှုကို Provincial Electricity Authority (PEA) မှ တာဝန်ယူဆောင်ရွက်ပေးပါသည်။ ဓာတ်အားလိုအပ်ချက်ပမာဏ ကြီးမားလာသည်နှင့်အမျှ EGAT အနေနှင့် ပုဂ္ဂလိကအခန်းကဏ္ဍ၏ အကူအညီမပါဘဲ စွမ်းဆောင်ရန် ခက်ခဲလာခဲ့ပါသည်။ ၁၉၉၂ နှစ်အကုန်တွင် ထိုင်းနိုင်ငံအစိုးရမှ လျှပ်စစ်ကဏ္ဍဖွံ့ဖြိုးရေးတွင် ပုဂ္ဂလိကအခန်းကဏ္ဍ ပါဝင်ဆောင်ရွက်နိုင်ရန် အစီအစဉ် (၃)မျိုးဖြင့် ခွင့်ပြုခဲ့ပါသည်။

၁။ EGAT ၏ လက်အောက်ခံ ကုမ္ပဏီခွဲအဖြစ် လည်းကောင်း
၂။ Small Power Producers (SPPs) အဖြစ်လည်းကောင်း
၃။ Independent Power Producers (IPPs) အဖြစ်လည်းကောင်း
ပါဝင်ဆောင်ရွက်နိုင်ရန် ခွင့်ပြုခဲ့ပါသည်။

*** သို့ရာတွင် EGAT ကိုသာ နိုင်ငံတော်၏ တစ်ဦးတည်းသော ဓာတ်အားဝယ်ယူသူအဖြစ် ဆောင်ရွက်စေပါသည်။ ***

MeteringHistory

၁၉၇၀၊ ၁၉၈၀ ခုနှစ် ကာလများ အထိ EGAT၊ MEA နှင့် PEA တို့အကြား high voltage နှင့် medium voltage ဓာတ်အားခပေးချေမှုများကို (class 1.0ရှိ) electromechanical meter များအသုံးပြု၍ ဆောင်ရွက်ကြပါသည်။ ၁၉၈၀ ခုနှစ်အကုန်မှစ၍ ဓာတ်အားခပေးချေမှုများကို electronic meter များအသုံးပြုဆောင်ရွက်ရန် EGAT မှ ဆုံးဖြတ်ခဲ့ပါသည်။ အဘယ်ကြောင့်ဆိုသော် electronic meter များအနေနှင့် ခေတ်ဟောင်း electromechanical meter များနှင့် ယှဉ်လျင် ဈေးနှုန်းကွာဟမှုနည်းပါးခြင်း၊

accuracy class အနေနှင့် class 1.0 မှ class 0.5၊ class 0.2 စသည်ဖြင့် accuracy ပိုမိုကောင်းမွန်လာခြင်း၊ meter setting ချိန်ညှိနိုင်ခြင်း၊ calibration နှင့် data ရယူနိုင်ခြင်းစသည့် function များကိုရယူသုံးစွဲနိုင်ပါသည်။ Power market အတွင်း ပုဂ္ဂလိကအခန်းကဏ္ဍ စတင်ပူးပေါင်းပါဝင်လာသည့် အချိန်မှစ၍ EGAT အနေနှင့် overall accuracy နှင့် လုပ်ဆောင်မှု ကောင်းမွန်သည့် မီတာများသုံးစွဲမှုကို မြှင်တင်ခဲ့ပါသည်။ IPPs ၊ SPPs များ၏ ဓာတ်အားပေးချေရမည့် exchange points များတွင် data loggers နှင့် communication port များစွာပါဝင်ပြီး accuracy လွန်စွာမြင့်မားသည့် class 0.2 မီတာများကို တပ်ဆင်သုံးစွဲခဲ့ပါသည်။

MeteringPoints

နိုင်ငံ၏ တစ်ဦးတည်းသော ဓာတ်အားဝယ်ယူသူ EGAT အနေနှင့် ဓာတ်အားထုတ်လုပ်သူ SPPs၊ IPPs များထံမှ ဓာတ်အားဝယ်ယူ၍ MEA ၊ PEA နှင့် Direct Customer များထံသို့ ပြန်လည်ရောင်းချပေးပါသည်။ ဒါကြောင့် metering points များဟာ EGAT နှင့် အခြားအဖွဲ့အစည်းများအကြား Energy exchange points များဖြစ်လာပါတယ်။ (fig-1)

လက်ရှိ ဒီဇိုင်းစံနှုန်း အနေနှင့် ဝင်ငွေရလမ်းဖော်ဆောင်ပေးသည့် မီတာစနစ်တွင် main meter နှင့် backup meter ဟူ၍ မီတာနှစ်ခု တပ်ဆင်ရပါမည်။ ပုံမှန်အနေနှင့် ဓာတ်အားခံ တောင်းခံမှုများကို main meter နှင့်သာ ဆောင်ရွက်ရမည် ဖြစ်ပြီး backup meter အနေနှင့် check မီတာ အဖြစ်သာ အသုံးပြုရပါမည်။ main နှင့် backup မီတာများ၏ metering circuit များသည် တစ်သီးတစ်သန့် ဖြစ်နေရပါမည်။ (သူ့ CT၊ PT နဲ့သူ သီးသန့်သုံးစွဲရမည်ဟု ဆိုလိုပါသည်) (fig-2)

သို့ရာတွင် လက်ရှိ EGAT ၏ metering system သည်လည်း main၊ backup စနစ် ပီပီပြင်ပြင် မဖြစ်သေးပါ။ ဆိုလိုသည်မှာ main နှင့် backup ဟူ၍ မီတာနှစ်လုံးတပ်ဆင်ထားသော်လည်း source ယူထားသည့် CT၊ PT မှာ တစ်စုံတည်းသာရှိပါသည်။ (fig-3)

AMRsystem

EGAT အနေနှင့် Automatic Meter Reading (AMR) စနစ်ကို ၁၉၉၇ ခုနှစ်မှစတင်၍ သုံးစွဲနေပြီဖြစ်ပါသည်။ (fig-4)

AMR စနစ်၏ computer sever ကို EGAT ရုံးချုပ်တွင် တပ်ဆင်ခဲ့ပါတယ်။ မီတာ data များကို collection, validation and editing များလုပ်ပြီးနောက် ထွက်ရှိလာတဲ့ report အား EGAT ၏ billing, dispatching and planning ဌာနသို့ဖြန့်ဝေခြင်း၊ MEA နှင့် PEA သို့ ငွေတောင်းခံလွှာပေးပို့ခြင်းများ ဆောင်ရွက်ပေးပါသည်။

FutureAMR

Electronic နှင့် communication နည်းပညာ တိုးတက်လာသည့် အလျောက် EGAT အနေနှင့် လက်ရှိအသုံးပြုနေသည့် မီတာများနေရာတွင် Time of Usage (TOU) မီတာများ အစားထိုးတပ်ဆင်သုံးစွဲရန် ဆုံးဖြတ်ခဲ့ပါသည်။ အဆိုပါ TOU meter များကို EGAT၊ MEA နှင့် PEA တို့အကြား energy exchange points များတွင် တပ်ဆင်သုံးစွဲသွားမည် ဖြစ်ပါသည်။ မီတာ၏ communication medium အနေနှင့် dial up (PSTN or GSM) and IP based network များကို သုံးစွဲသွားမည် ဖြစ်ပါသည်။

Tran: The EGAT’s AMR System

Energy Meter Department

Control and Protection System Division

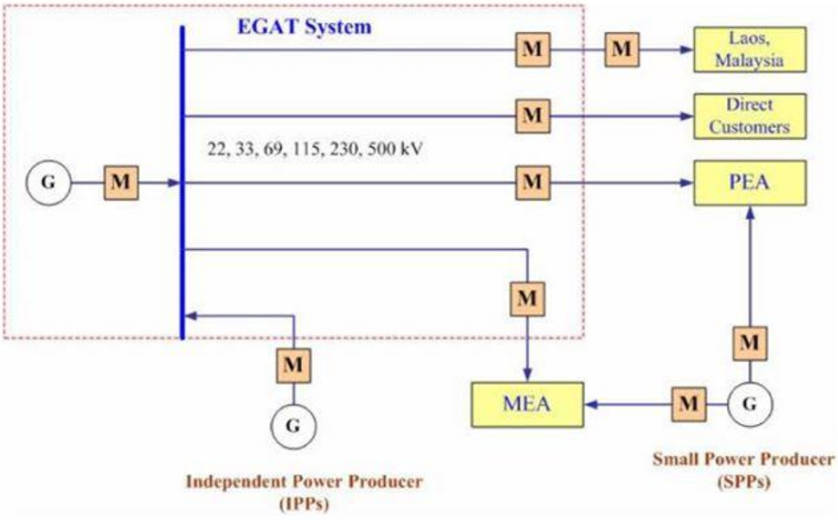
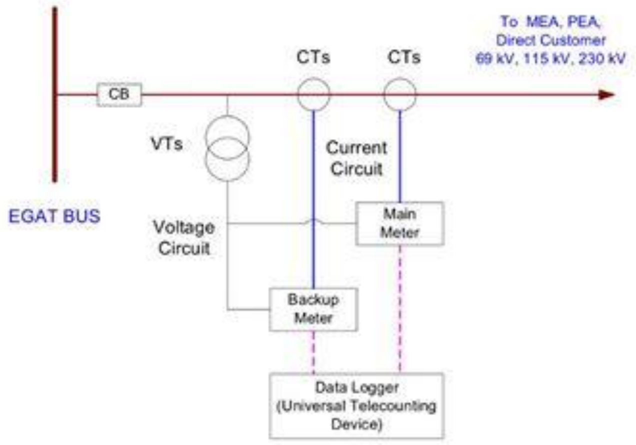
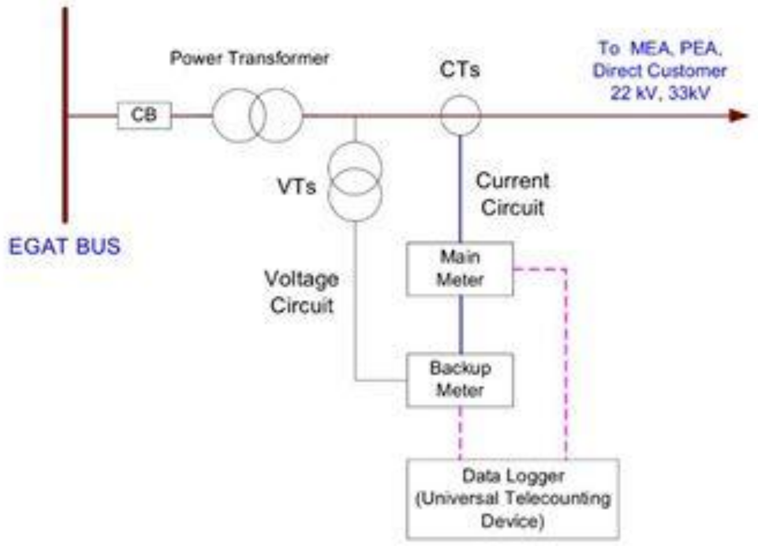
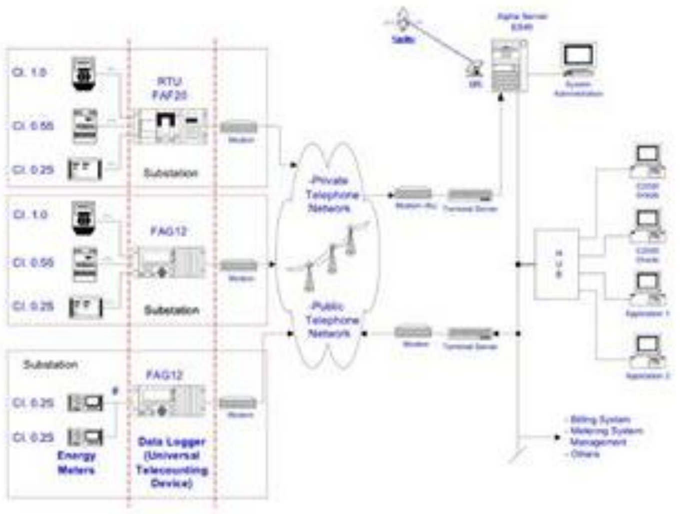


Fig. 1 Metering points


To MEA, PEA,
Direct Customer
69 kV, 115 kV, 230 kV
CTs
CTs
CB
VTs
Current
Circuit
EGAT BUS
Main
Meter
Voltage
Circuit
Backup
Meter
Data Logger
(Universal Telecounting
Device)


Power Transformer
CTs
To MEA, PEA,
Direct Customer
22 kV, 33kV
CB
VTs
Current
Circuit
EGAT BUS
Main
Meter
Voltage
Circuit
Backup
Meter
Data Logger
(Universal Telecounting
Device)


Cl. 1.0
Cl. 0.5S
Cl. 0.2S
RTU
FAF20
Substation
Cl. 1.0
Cl. 0.5S
Cl. 0.2S
FAG12
Substation
Substation
FAG12
Cl. 0.2S
Cl. 0.2S
Energy
Meters
Data Logger
(Universal
Telecounting
Device)
-Private
Telephone
Network
-Public
Telephone
Network
- Billing System
- Metering System
Management
- Others

Directional OC/EF
67/67N

အသုံးပြုသင့်တဲ့နေရာတွေက
parallel feeders
Transmission Lines
Generation sides

Directional relay ဆိုတာ relaying point ကနေ သတ်မှတ်ထားတဲ့ side (forward or reverse side) တစ်ခုတည်းကိုသာ protect လုပ်ပေးပါတယ်။ protect လုပ်မယ့် side ကို ဆုံးဖြတ်ပေးတာက CT's star point ပါ။ Transmission Line ကို protect လုပ်မယ်ဆိုရင် CT's star point ကို Line side ချပေးပါ။ line မှာ ဖြစ်တဲ့ fault ကိုforward protection လုပ်ပေးမှာပါ။ reverse fault (relaying point ရဲ့နောက်ကျော Bus fault) ကို trip မလုပ်ပါ။

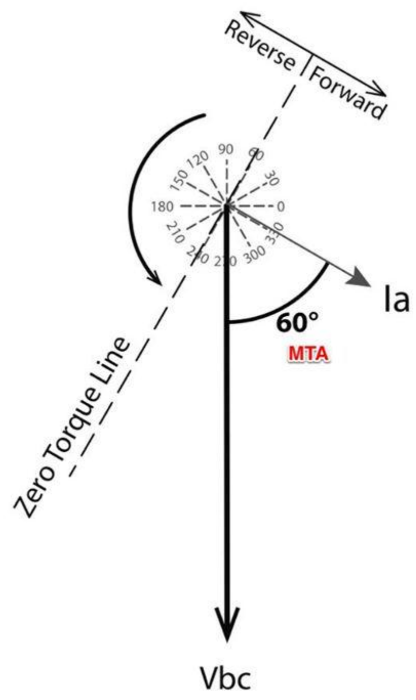
Directional relay မှာ Maximum Torque Angle(MTA) သတ်မှတ်ပေးရပါတယ်။ MTA ဆိုတာ angle between IA (lets say faulted phase) and Vbc OR angle between IA (lets say faulted phase) and Va (relay ထုတ်လုပ်သူအပေါ်မူတည်ပါတယ်)

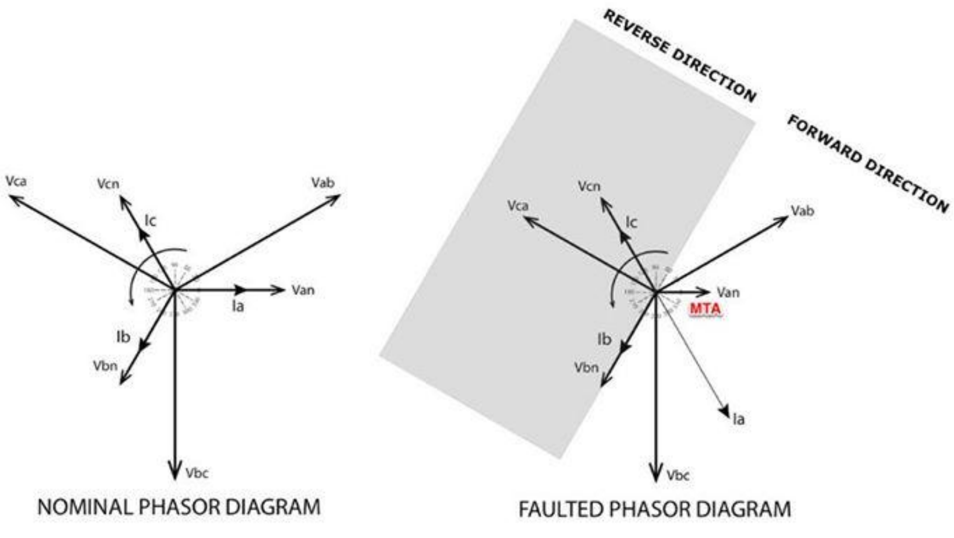
MTA angle ထိပ်ကနေ fault phase IA နဲ့ 90' ထောင့်မှန်လိုင်း ဆွဲလိုက်ပါ။ ရလာတဲ့ dotted လိုင်းရဲ့ ညာဘက်က forward fault ကို relay operate လုပ်မှာဖြစ်ပြီး၊ dotted လိုင်းရဲ့ ဘယ်ဘက် reverse fault ကို operate လုပ်မှာ မဟုတ်ပါ။

ဥပမာ
relay ရဲ့ forward (Line side) မှာ fault ဖြစ်ရင် fault current က setting current ထက်ကျော်သွားမယ်၊ faulted phase ရဲ့ phase angle ကလည်း dotted Line ရဲ့ ညာဘက်မှာ ရှိနေလို့ Directional OC/EF relay trip ဖြစ်ပါမယ်။ relay ရဲ့ backward fault (Bus fault)မှာ fault current က setting current

ထက်ကျော်သွားသော်လည်း၊ faulted phase ရဲ့ phase angle က dotted Line ရဲ့ ဘယ်ဘက်မှာ ရှိနေလို့ Directional OC/EF relay trip မဖြစ်ပါ။

Thanks





	PREFAULT	FAULT
Va	69.28V @ 0°	30V @ 0°
Vb	69.28V @ -120°	69.28V @ -120°
Vc	69.28V @ 120°	69.28V @ 120°
Ia	2A @ 30°	10A @ -65°
Ib	2A @ -150°	2A @ -150°
Ic	2A @ 90°	2A @ 90°

Breaker-and-a half configuration

Double bus -single Breaker design မှာ Bus ကိုတော့ ဓာတ်အားမပြတ်တောက်ပဲ ထိန်း/ပြင် လုပ်နိုင်ပေမယ့် feeder Breaker ကို ထိန်း/ပြင် လုပ်ဖို့တော့ ဓာတ်အားပြတ်တောက် ဦးမှာပါ။ ဒီအားနည်းချက်မျိုး Breaker-and-a half configuration မှာ မရှိတော့ပါဘူး။ ကြိုက်တဲ့ Bus ၊ Breaker ကို ဓာတ်အားမပြတ်တောက်ပဲ ထိန်း/ပြင်လုပ်နိုင်လို့ operation နဲ့ maintenance အပိုင်းတော်တော်ကောင်းလာပါတယ်။ Bus မှာ fault ဖြစ်ရင်တောင် ဓာတ်အားမပြတ်တောက်ပါဘူး။

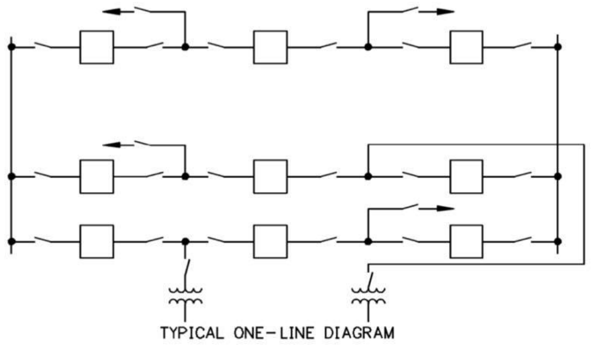
ကုန်ကျစရိတ်ကတော့ ပုံမှန် Single Bus ထက် တစ်ဆခွဲလောက် ကုန်ကျလို့ 400kV နဲ့ အထက် Extra High Voltage ခွဲရုံတွေမှာပဲ သုံးလေ့ရှိကြပါတယ်။ (ကျနော်တို့ဆီမှာလည်း သုံးတော့မယ်)

ဒီ Breaker-and-a half ဒီဇိုင်းမှာ Main Bus နှစ်ခုပါမယ်၊ Bus နှစ်ခုကို Breaker သုံးခု ကြားခံပြီးဆက်သွယ်ထားမယ်၊ Breaker နှစ်ခုကြားတိုင်းကနေ feeder တစ်ခုထွက်ပါမယ်။ fig-1
အထွက်ဖီဒါ နှစ်ခုကို Breaker သုံးခု တပ်ဆင်သုံးစွဲတာပါ။ အလယ်က Breaker ကိုတော့ အထွက်ဖီဒါနှစ်ခုက အဆင်ပြေသလို(operation အရ) မျှဝေသုံးစွဲကြပါတယ်။ ဆိုတော့ ဖီဒါတစ်ခုကို Breaker တစ်ခုခွဲ(one and a half) ခွဲတမ်းရတဲ့ သဘောပါပဲ။

Bay centerline spacing ကိုတော့ layout design လုပ်တဲ့အချိန်မှာ သေသေချာချာ စဉ်းစားရမှာပါ။(နောင်တချိန် ထိန်း/ပြင် လုပ်တဲ့အချိန်မှာ ပစ္စည်း အသွင်းအထုတ် လုပ်ဖို့အတွက်)

Center Breaker က အခြေအနေအရ အထွက်ဖီဒါ နှစ်ခုလုံးရဲ့ primary main ဖြစ်တဲ့အခါလည်းရှိမှာပါ။ Bus differential၊ Breaker Failure Protection ၊ line protection တွေနဲ့မို့ protection အပိုင်းကတော့ နည်းနည်းရှုပ်မှာပါ။

Thanks



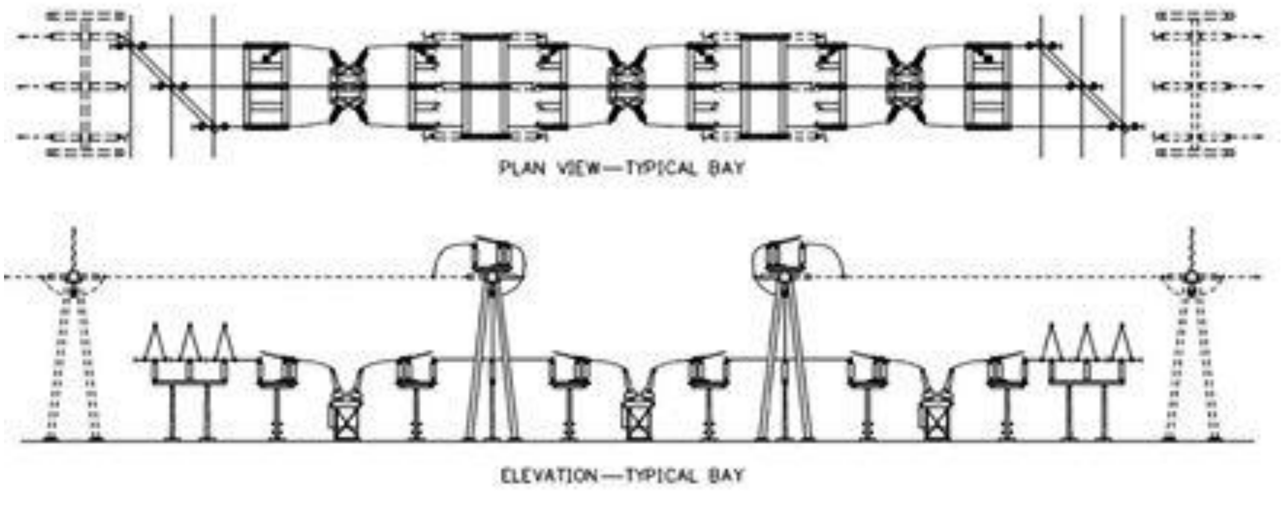


Figure 4-15: Breaker-and-a-Half

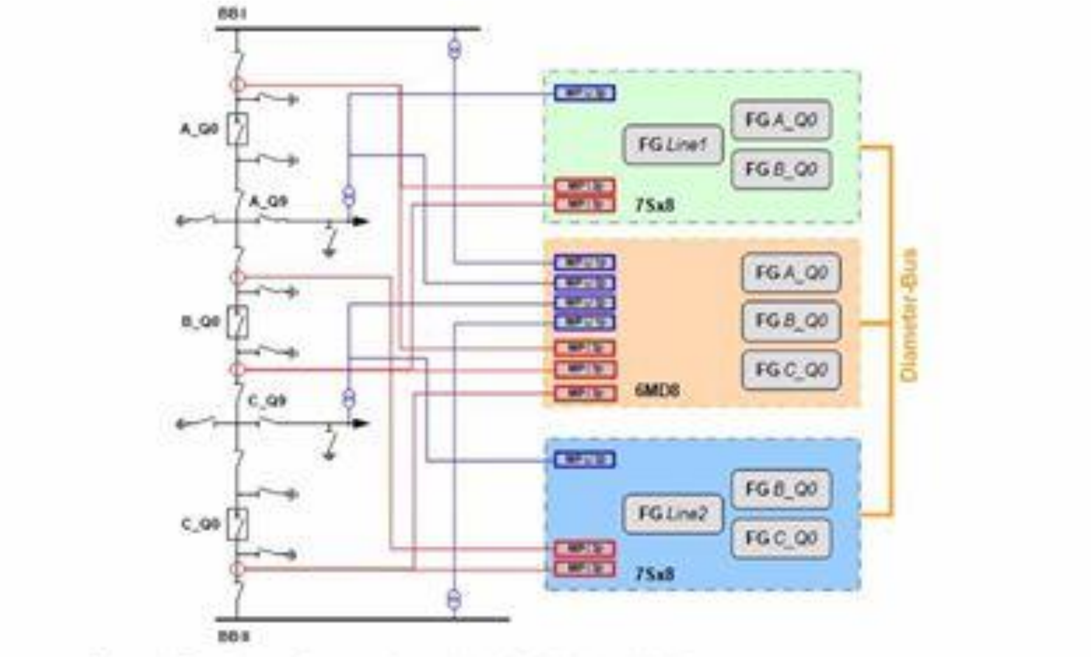


Figure 1: Overall concept for protection and control of breaker-and-a-half systems

Topology of Power System

(ခွဲရုံ အထွက် ဖီဒါ၊ လိုင်းတွေရဲ့ design အကြောင်း ပြောပါရစေ)

ဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးမှုပုံစံများ တည်ဆောက်ပုံနှင့် operation လုပ်ပုံ အခြေခံအားဖြင့် သုံးမျိုး ရှိပါတယ်။

Radial systems

Ring-main systems

Meshed systems

Radial Systems

သူ့ရဲ့ ဖွဲ့စည်းတည်ဆောက်ပုံက အရိုးရှင်းဆုံးပါပဲ။(fig-a)

400V၊ 11kV နဲ့ 33kV လိုင်းတွေမှာ အများဆုံးတွေ့နိုင်ပါတယ်။ ခွဲရုံရဲ့ ဖီဒါ တစ်ခုခြင်းကနေ အထွက်လိုင်း တစ်လိုင်းခြင်း အနေနဲ့ ထွက်လာတဲ့ ပုံစံ ဖြစ်ပါတယ်။

အထွက် တစ်လိုင်းခြင်းဆီကနေ branch off (tap off) ဖောက်ယူသုံးစွဲကြပါတယ်။ (fig-b)

Branch off ယူထားတဲ့ point မှာ DS သို့မဟုတ် Load Break Switch တပ်ဆင်သုံး စွဲကြတာလည်း ရှိပါတယ်။ ဒီလို topology မျိုးက မီးသုံးစွဲသူ ဦးရေ နည်းပါးတဲ့ ဒေသမျိုးတွေမှာ အသုံးပြုကြလေ့ရှိပါတယ်။

ဒီစနစ်ရဲ့ အားသာချက်က တည်ဆောက်ပုံ ရိုးရှင်းပါတယ်၊ တည်ဆောက်ရေးစရိတ် သက်သာပါတယ်၊ ထိန်းသိမ်းပြုပြင်ရေး စရိတ်သက်သာပါတယ်။

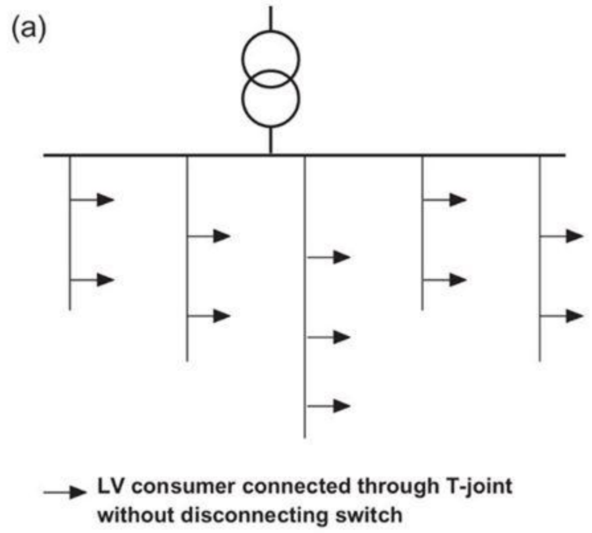
အားနည်းချက်တွေကတော့

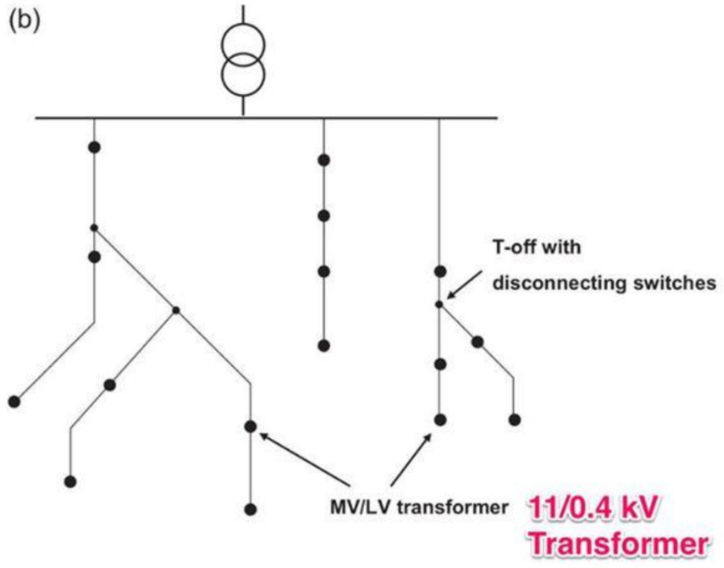
လိုင်း fault (သို့) ထိန်းပြင် လုပ်မယ်ဆိုရင် ဒီဖီဒါ၊ လိုင်းကနေ ဓာတ်အားရယူထားတဲ့ မီးသုံးသူများ ဓာတ်အားပြတ်တောက်ပါမယ်။ အရံ ဖီဒါ၊ လိုင်း မရှိပါ။

ဓာတ်အားပျောက်ဆုံးမှု Losses မလျှော့ချနိုင်ပါ။

ဗို့အား မပြည့်၊ ကျဆင်းမှုများ ဖြစ်ပေါ်ပါမယ်။

မီးခနဲ၊ ခနဲ လာမယ့် design ပါပဲ။





Ring-Main Topology

Radial system ကနေ Ring-Main စနစ်ကို upgrade လုပ်ဖို့ အလွယ်ဆုံးနည်းလမ်းက လက်ရှိမီးပေးနေတဲ့ (ဥပမာ-11kV Line) radial line နှစ်ခုရဲ့ အဆုံးကို disconnecting point တစ်ခုနဲ့ ချိတ်ဆက်လိုက်ရုံပါပဲ။ fig-1

ပုံမှန်မီးပေးနေစဉ်မှာတော့ radial feeder နှစ်ခုအနေနဲ့ မီးပေးနေမှာဖြစ်ပါတယ်။ feeder တစ်ခုခုမှာ Line fault ဖြစ်ခဲ့ရင် disconnecting point ကို close လုပ်ပြီး fault ဖြစ်နေတဲ့ Line ရဲ့ ဧရိယာတစ်ချို့ (သို့မဟုတ်) အားလုံးကို မီးဆက်လက်ပေးနေနိုင်မှာပါ။

disconnecting point အနေနဲ့ DS or Load Break Switch တို့ကိုအသုံးပြုနိုင်ပါတယ်။ မီးအမြန်ပြန်ပေးချင်တယ်ဆိုရင်တော့ အဝေးကနေ remote closing လုပ်နိုင်တဲ့ recloser တွေ တပ်ဆင်သုံးစွဲလေ့ရှိပါတယ်။

ဒီစနစ်မှာ လိုင်းတစ်ခုစီရဲ့ conductor size ဟာ လိုင်းနှစ်ခုမှာ ရှိတဲ့ ဝန်အားကို နိုင်နင်းဖို့လိုပါတယ်။ တစ်နည်းအားဖြင့် ပုံမှန် radial စနစ်နဲ့မီးပေးနေစဉ်မှာ သုံးစွဲတဲ့ဝန်အားဟာ Conductor current carrying capacity ရဲ့ 50% လောက်မှာ

ထိန်းထားရမှာပါ။ ပြောင်းပြန်ပြောရရင် ကြိုးအရွယ်အစားဟာ ဝန်အားရဲ့ နှစ်ဆဖြစ်နေဖို့လိုပါတယ်။

radial လိုင်းတွေကို ring-main စနစ် အဆင့်မြှင့်မယ်ဆိုရင် လက်ရှိသုံးစွဲနေတဲ့ လိုင်းကြိုးတွေကို လိုအပ်ရင် ကြိုးဆိုဒ်ကြီးတာနဲ့ (reconductor) လဲလှယ်ခြင်း၊ ခွဲရုံ feeder ရဲ့ CT ကို ratio ကြီးတာနဲ့ လဲလှယ်ခြင်းတွေ ပြုလုပ်ရမှာပါ။

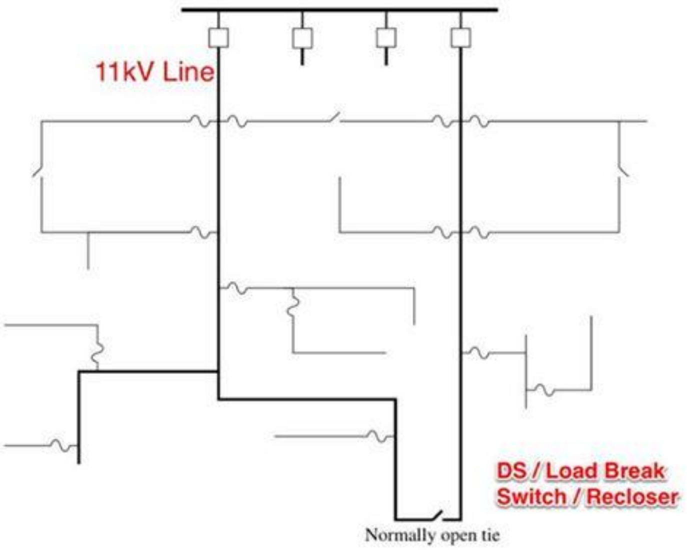
Ring-Main စနစ်ရဲ့ အားသာချက်က ဓာတ်အားပျောက်ဆုံးမှု (system loses) ကို လျှော့ချနိုင်ပါတယ်။ ဗို့အားကျဆင်းမှုကို လျှော့ချနိုင်ပါတယ်။ disconnecting point အဖြစ်အသုံးပြုတဲ့ (DS / Load Brake Switch / recloser) တွေကို လိုအပ်သလို နေရာချထားခြင်းဖြင့် ဗို့အားကျဆင်းမှုကို လျှော့ချနိုင်ပါတယ်။ ဒါကို optimum separation point လုပ်တယ်လို့ခေါ်ပါတယ်။ ETAP / NEPLAN စတဲ့ simulation software တွေ အသုံးပြုတွက်ချက်လို့လည်း ရပါတယ်။

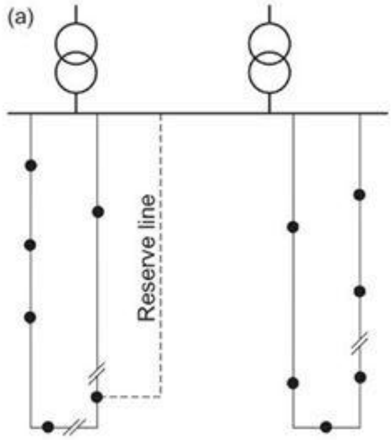
Ring-Main system မှာ မူကွဲအမျိုးမျိုးလည်း ရှိပါတယ်။ reserve line အသုံးပြုခြင်း (fig-2)။ ring-main with cross link system (fig-4)။

common use အနေနဲ့က Tuple system (triple system လို့လည်းခေါ်ကြပါတယ်) ကိုသုံးကြပါတယ် (fig-3) ။ radial line သုံးခုကို လိုင်းအဆုံးမှာ disconnecting point များနဲ့ ချိတ်ဆက်ထားတာပါ။ ring main unit တပ်ဆင်သုံးစွဲလဲ ရနိုင်ပါတယ်။Tuple system မှာ လိုင်းတစ်လိုင်းခြင်း capacity ရဲ့ 67% အထိ ဝန်အားသုံးစွဲလို့ ရပါတယ်။

အထက်မှာ ဆိုခဲ့တာတွေက 33/11 kV ခွဲရုံရဲ့ အထွက် 11kV လိုင်းတွေရဲ့ topology အကြောင်းပါ။ 33kV ခွဲရုံကို ring ပတ်ချင်တယ် ဆိုရင်လည်း၊ ပင်မခွဲရုံအထွက်ကို 33kV လိုင်းနှစ်ခုနဲ့ disconnecting point တွေအသုံးပြုပြီး ring ပတ်သွားလို့ရပါတယ်။ ဒါကို primary loop system လို့ ခေါ်ကြပါတယ်။ fig-5

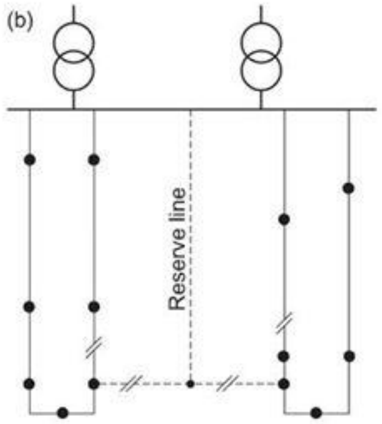
Ref: Power System Engineering by
Jurgen Schlabbch & Karl-Heinz Rofalski





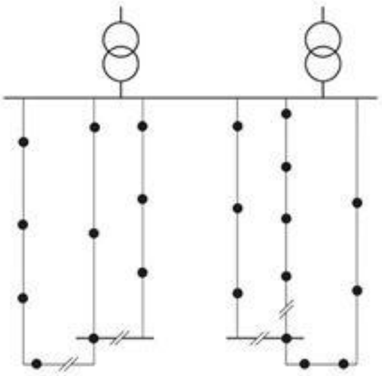
// Disconnection point (n.o.)

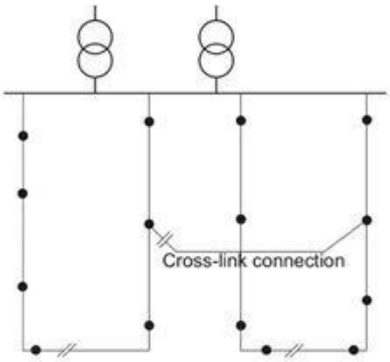
• MV/LV transformer connected through fuse or disconnecting switch



// Disconnection point (n.o.)

• MV/LV transformer connected through fuse or disconnecting switch





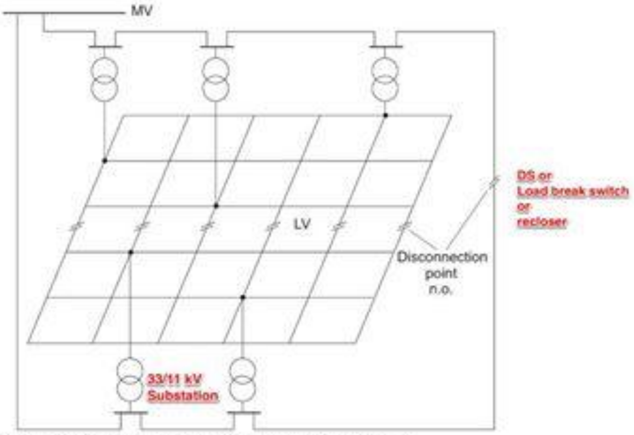


Figure 5.16 Structure of a meshed LV system with single-line supply.

Interlocking

Interlock ဆိုတာ DS၊ GCB စတဲ့ switching devices များကို အဖွင့်အပိတ်ဆောင်ရွက်ရာတွင် safe operation ဖြစ်စေဖို့ device တစ်ခုနဲ့တစ်ခု ချိတ်ဆက် ဆောင်ရွက်ခြင်း ဖြစ်ပါတယ်။

DS၊ GCB တို့ရဲ့ auxiliary contacts (NO/NC) များကို control wire နဲ့ (series or parallel) electrically ချိတ်ဆက်တာလည်း ရှိပါတယ်။

နောက်ပိုင်းပေါ်လာတဲ့ substation automation စနစ်တွေမှာတော့ Relay or Bay Control Unit devices ထဲကို DS/GCB တို့ရဲ့ (ON/OFF) status indication ပို့လိုက်ပါတယ်။ ပြီးမှ interlocking sequence ကို Logic နဲ့ ရေးယူပါတယ်။

Double Bus Bar with coupler တစ်ခုရဲ့ interlock condition တစ်ခုကို Reference ယူနိုင်ရန်အတွက် ဥပမာအဖြစ် ဖော်ပြပေးလိုက်ပါတယ်။
Q1, Q2 - Bus DS
Q0 - Circuit Breaker
Q9 - Line DS
Q8 - Line Earthing Switch
Q15, Q25 - Bus Earthing switch
Q51, Q52 - Maintenance Earthing Switch

1. Circuit Breaker Q0 (open) ဖြစ်နေတဲ့အချိန်မှသာ DS Q1, Q2, Q9 တို့ကို (open/close) operation လုပ်လို့ ရနိုင်ရပါမယ်။

2. DS Q1, Q2, Q9 intermediate position မှာ Circuit Breaker Q0 (close) operation လုပ်လို့ မရရပါ။ (intermediate ဆိုတာ rotary switch ကောင်းကောင်း အလုပ်မလုပ်၍ NO/NC contact မပီပြင်သောကြောင့် DS indication ဟာ ON လည်းမဟုတ်၊ OFF လည်းမဟုတ် ဟိုမရောက်၊ ဒီမရောက် ဖြစ်နေတာမျိုးပါ)

3. Bus DS Q1 နဲ့ Q2 တို့ဟာ operation တစ်ကြိမ်မှာ တစ်ခုပဲ လုပ်ရပါမယ်။ (Q2 close နေမှ Q1 open လုပ်ရပါမယ်၊ Q2 open ဖြစ်နေမှ Q1 close ရပါမယ်၊ အပြန်အလှန်ပါ)

4. Bus-tie Circuit Breaker Q0 close မှသာ second bus DS (Q1 or Q2) close လို့ရရပါမယ်။ Coupler မှာ Q0, Q1, Q2 close position ဖြစ်နေမှသာ Q1 or Q2 open လုပ်လို့ရရပါမယ်။ (ဓာတ်အားမပြတ်တောက်ပဲ Bus ချိန်းချင်တဲ့ အခါမျိုးအတွက်)

5. သက်ဆိုင်ရာ Bus earthing switch Q15, Q25 open ဖြစ်နေမှသာ Q1, Q2 open/close operation ကို ဆောင်ရွက်နိုင်ရပါမယ်။

6. Line Earthing Switch Q8 open ဖြစ်နေမှသာ Line DS Q9 open/close operation ကို ဆောင်ရွက်နိုင်ရပါမယ်။

7. Line DS Q9 open ဖြစ်နေမှသာ Line earthing switch Q8 open/close operation ကို ဆောင်ရွက်နိုင်ရပါမယ်။

8. Maintenance Earthing Switch Q51, Q52 open ဖြစ်နေမှသာ Line Bay ရဲ့ DS Q1, Q2, Q9 open/close operation ကို ဆောင်ရွက်နိုင်ရပါမယ်။

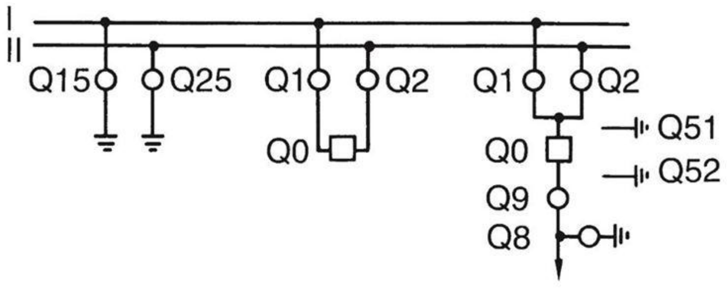
9. Line Bay ရဲ့ DS Q1, Q2, Q9 open ဖြစ်နေမှသာ Maintenance Earthing Switch Q51, Q52 open/close operation ကို ဆောင်ရွက်နိုင်ရပါမယ်။

10. Coupler bay ရဲ့ Bus DS Q1 or Q2 တစ်ခုတည်းပဲ close ဖြစ်နေမှသာ tie-breaker

Q0 open လုပ်နိုင်ရပါမယ်။ DS တစ်ခုထက်ပိုပြီး close ဖြစ်နေရင် (if both Q1 and Q2 close) tie-breaker Q0 open လုပ်၍ မရရပါ။

11. Double Bus မှာ သက်ဆိုင်ရာ Bus ရဲ့ Bus DS အားလုံး open ဖြစ်နေမှသာ သက်ဆိုင်ရာ Bus earthing switch Q15, Q25 open/close operation ကို ဆောင်ရွက်နိုင်ရပါမယ်။

Ref: ABB Switchgear Manual



MHO Vs QUADRILATERAL

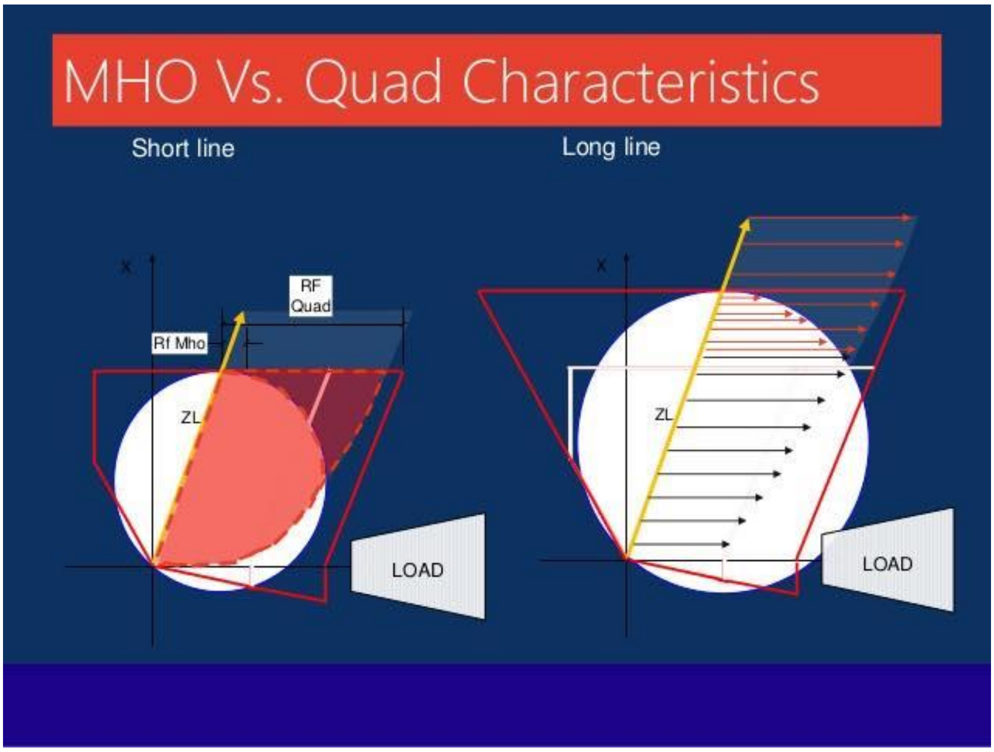
Distance protection မှာ အသုံးအများဆုံး zone shape နှစ်ခုက mho နဲ့ quadrilateral shape နှစ်ခုပါပဲ။ ကျနော်တို့ဆီမှာ အသုံးများတဲ့ AREVA P441, P442 relay တွေက quadrilateral shape ကိုအသုံးပြုပါတယ်။ P443 series တွေကတော့ mho shape ကို အသုံးပြုပါတယ်။ ကိုယ်ကြိုက်ရာ zone shape ရွေးချယ်၍ မရပါ။

SIEMENS distance relay တွေကတော့ mho or quadrilateral ကြိုက်ရာ ရွေးလို့ရပါတယ်။ အမေရိကား US မှာ mho shape တစ်မျိုးတည်းသာ သုံးပါတယ်တဲ့။ အမေရိကန် နည်းပညာကို စံထားတဲ့ ဂျပန် relay (e.g Mitsubishi) relay တွေလည်း mho shape တစ်မျိုးတည်းပဲ ရပါတယ်။

mho ရဲ့ အားသာချက်က setting ထည့်ရတာ လွယ်ပါတယ်။ zone reach အနေနဲ့ကတော့ ကျယ်ပြန့်မှု မရှိပါ။ quadrilateral ရဲ့ အားသာချက်က mho shape ထက် protection လုပ်နိုင်တဲ့ zone reach ပိုကျယ်ပြန့်ပါတယ်၊ resistance,R၊ reactance,X တန်ဖိုးတွေကို ကိုယ်အလိုရှိသလို ပြုပြင်ပီး zone shape ကို modified လုပ်နိုင်ပါတယ်။

အားသာချက်က အားနည်းချက်လည်း ပြန်ဖြစ်စေတတ်ပါတယ်။ R, X တန်ဖိုးတွေ လိုသလို ကစားတဲ့ နေရာမှာ system အခြေအနေကို သိဖို့လိုအပ်ဦးမှာပါ။

Distance protection ဟာ system နဲ့ တိုက်ရိုက် ဆက်စပ်နေလို့ ကျွမ်းကျင်စွာ ကိုင်တွယ်နိုင်ဖို့ ကျိုးစားလေ့လာနေရဦးမှာပါ။



The doubled DC system

Substation control system တစ်ခုမှာ Battery bank and chargers နှစ်စုံသုံးတဲ့စနစ် ဖြစ်ပါတယ်။ Battery bank နှစ်ခုလုံးနဲ့ DC distribution board တစ်ခုကိုချိတ်ဆက်ထားပါတယ်။ (Charger ကနေ Control Panel ကို တိုက်ရိုက်ချိတ်ဆက်ခြင်း မဟုတ်ပါ)။ Distribution board ထဲမှာ DC bus section နှစ်ခုခွဲထားပါတယ်။ တစ်ခုက bank-1 အတွက် ၊ နောက်တစ်ခုက bank-2 အတွက်ပါ။ DC bus section နှစ်ခုကို bus tie switch တစ်ခုခံပြီး ချိတ်ဆက်ထားပါတယ်။ fig-1

ပုံမှန်အခြေအနေမှာတော့ bus tie switch ကို open လုပ်ထားပီး bank နှစ်ခုလုံးက သူ့section နဲ့သူ supply ပေးနေပါတယ်။ အကယ်၍ bank တစ်ခုခုမှာ fault ဖြစ်ခဲ့ရင် သို့မဟုတ် ထိန်း/ပြင် လုပ်ချင်ရင် ဒီ bus tie switch ကို close လုပ်ပြီး battery bank တစ်ခုတည်းနဲ့ Load အားလုံးကို supply ပေးပါတယ်။ (Bank တစ်ခုခြင်းရဲ့ capacity ဟာ load အားလုံးကို ပေးနိုင်တဲ့ capacity ရှိဖို့လိုပါမယ်)

DC distribution board ကနေ Control Panel တစ်ခုစီကို DC supply circuit နှစ်ခုစီ ပို့ပါတယ် (fig-2)။ circuit တစ်ခုက bank-1 (section-1)မှ၊ နောက် circuit တစ်ခုက bank-2 (section-2) မှ ဖြစ်ပါတယ်။ DC circuit from bank-1 က trip circuit-1 အတွက်၊ DC circuit from bank-2 က trip circuit-2 အတွက်ပါ။ DC bank တစ်ခုခု fault ဖြစ်ခဲ့ရင်တောင် relay tripping မပျောက်စေရန် ရည်ရွယ်ထားတာပါ။

Doubled DC စနစ်ဟာ အထူးသဖြင့် protection circuit အတွက် ရည်ရွယ်တာပါ။ ဒါကြောင့် Circuit Breaker မှာလည်း Trip coil နှစ်ခုပါဖို့ လိုမှာပါ။ Control Panel ကနေ CB ရဲ့ trip coil-1 နဲ့ trip cool-2 ကိုသွားမယ့် control cable ကလည်း သီးခြားစီ ဖြစ်သင့်ပါတယ်။

Transmission Line အတွက် Control Panel Design မှာ main and backup protection ဆိုပီးရှိပါတယ်။ကျနော်တို့ဆီမှာတော့ main protection အနေနဲ့ Distance relay၊ backup protection အနေနဲ့ OC/EF relay ကိုအသုံးပြုပါတယ်။

Doubled DC စနစ်မှာ အသုံးပြုလေ့ရှိတဲ့ ပုံစံက main protection relays ဟာ auxiliary supply ကို Bank-1 (section-1) ၊ control circuit-1 မှ ရယူပြီး relay trip command ကို control circuit-1 မှတဆင့် CBရဲ့ trip coil-1 ကို မောင်းပါတယ်။ backup protection relays ဟာ auxiliary supply ကို Bank-2 (section-2) ၊ control circuit-2 မှ ရယူပြီး relay trip command ကို control circuit-2 မှတဆင့် CBရဲ့ trip coil-2 ကို မောင်းပါတယ်။

Control Panel(remote) သို့မဟုတ် CB local မှတဆင့် Circuit Breaker ကို open လုပ်ချင်ရင်တော့ trip circuit-1 & trip coil-1 ကို အသုံးပြုလေ့ ရှိကြပါတယ်။ (Fig-2)

ref: ABB-Distribution Automation Handbook

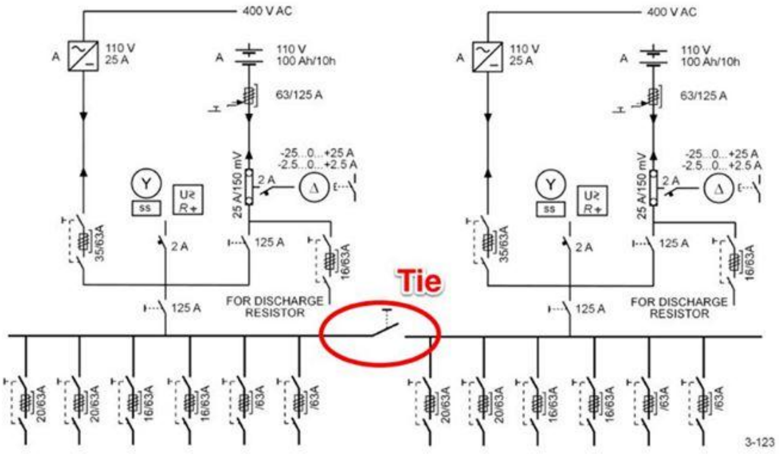
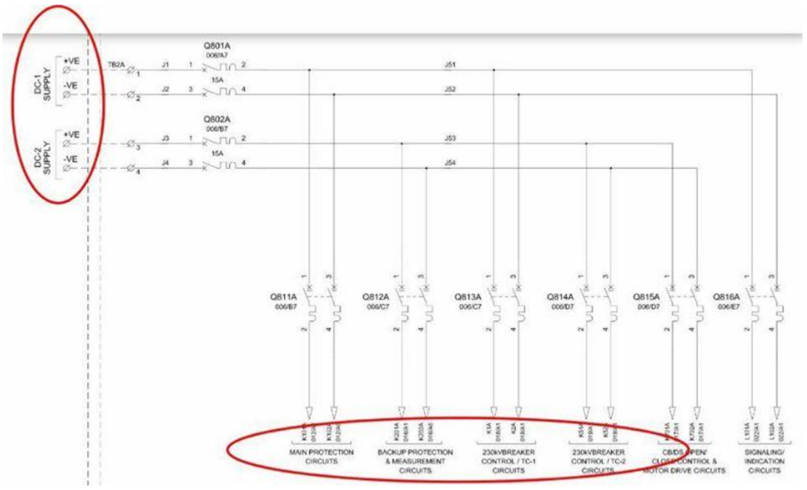


Figure 3.123: Typical doubled battery and charger application



Fault Calculation

များသောအားဖြင့် Three phase fault ဟာ current magnitude အများဆုံးပါပဲ။ Line to Line fault ဟာ three phase fault magnitude ရဲ့ 86% နီးပါးရှိပါတယ်။

Line to Ground fault ရဲ့ magnitude က three phase dead short fault ထက် ပိုများတာလည်း ရှိပါတယ်။ အခြေအနေနှစ်မျိုးမှာ တွေ့ရတတ်ပါတယ်။
1-Tr vector group
2-Location (near generation source)

Distribution Tr ဖြစ်တဲ့ 33/11kV Dyn11 vector group မှာ 11kV side မှာ ဖြစ်တဲ့ L-G fault ဟာ three phase fault ထက် ပိုပြင်းပါမယ်။

L-G fault ပမာဏကို လျှော့ချချင်ရင် Tr ရဲ့ grounding system ကို ပြင်ပေးဖို့လိုပါမယ်။ ပုံမှန် solid ground ချနေရာက NGR ခံသုံးတာမျိုးနဲ့ လျှော့ချနိုင်ပါတယ်။ ဒါပေမယ့် impedance ground ဟာ Line to Ground ပမာဏကိုပဲ လျှော့ချပေးနိုင်တာပါ၊ Three phase fault ပမာဏကိုတော့ မလျှော့ချနိုင်ပါဘူး။

Three phase fault ပမာဏကို နည်းလမ်းနှစ်မျိုးနဲ့ လျှော့ချနိုင်ပါတယ်။
1- Tr ရဲ့ %impedance ကို တိုးမြှင့်ခြင်း
2- Tr တို့၊ Line တို့ရဲ့ထိပ်မှာ Current Limiting Reactor တပ်ဆင်သုံးစွဲခြင်းတို့ပဲ ဖြစ်ပါတယ်။
နှစ်နည်းလုံးကတော့ system ရဲ့ technical lossless ကို အနည်းငယ် မြင့်တက်စေမှာပါ။

ဖြစ်နိုင်ချေ နောက်တစ်မျိုးကတော့ Network Configuration change တဲ့ နည်းပါ။ New generation sources တွေ၊ SPP တွေက နီးစပ်ရာ စက်ရုံ၊ ခွဲရုံ Bus တွေကို ချိတ်ဆက်လိုက်ခြင်း၊ Tr တွေကို parallel operation ပြုလုပ်ခြင်းတွေဟာ ဒီBus တွေရဲ့ fault level ကို မြင့်တက်စေမှာပါ။ Circuit Breaker အစရှိတဲ့ component တွေရဲ့ short ckt rating ထက် fault level က မြင့်တက်လာရင်တော့ CB failure ၊ equipment failure တွေ မကြာခဏ ဖြစ်နေတတ်ပါတယ်။

Raised floor and MIMIC

Current Transformer Wiring Circuit and Polarity

Credit: U Aye Min Thu

=======================
3-Phase,4-Wire Multimeter နဲ့ 3-Phase,3-Wire kWh Meter များကို Current Transformer နှင့် ချိတ်ဆက်တပ်ဆင်ခြင်း။

Current ဖြစ်စဉ်အရ Meter နှစ်လုံးကို တပ်ဆင်လျှင် Series ချိတ်ဆက်ပါ။ အဝင်အထွက်ပြုလုပ်ခြင်း ဖြစ်ပါတယ်။ 3-Phase,4-Wire Meter ဆိုလျှင် CT Secondary ကို (3)Phase Connection ဝင်ရပါတယ်။ 3-Phase,3Wire Meter ဆိုလျှင် (2)Phase သာ ဝင်ရပါတယ်။

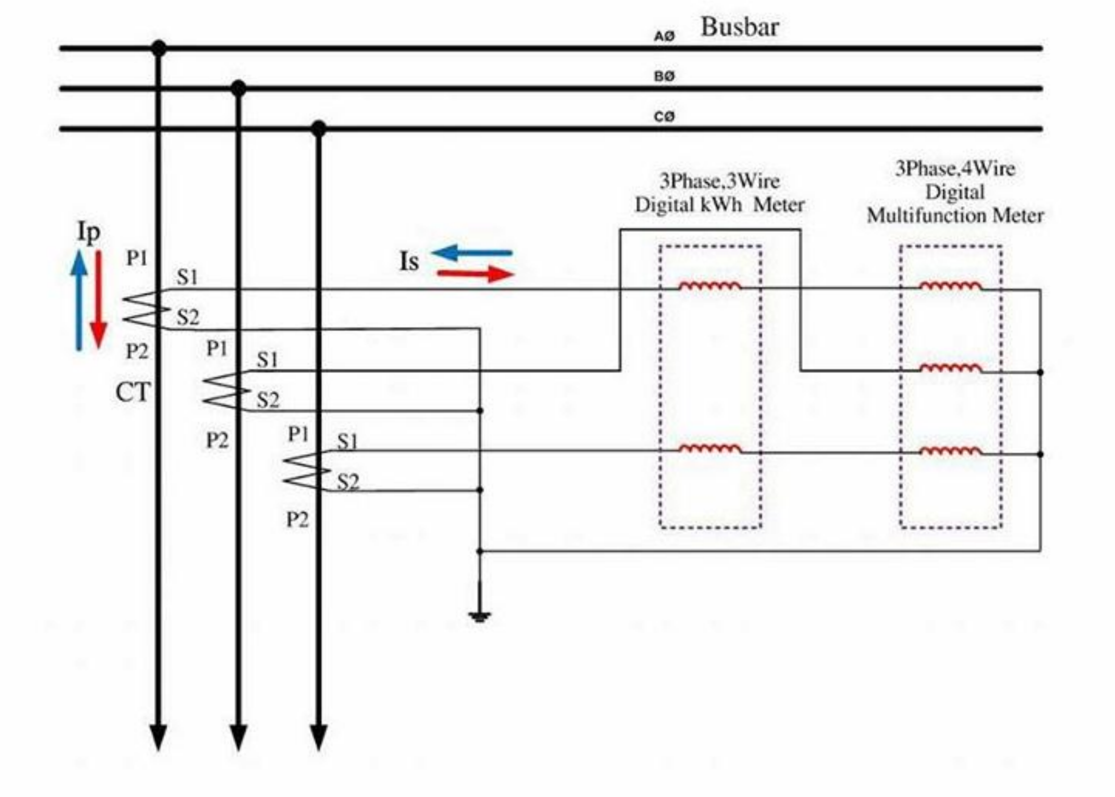
CT နဲ့ Meter များ ချိတ်ဆက်တပ်ဆင်ရာတွင် CT မှ Secondary Terminal(S1,S2) စများကို Control Cable နဲ့ချိတ်ဆက်ပါ။ CT ၏ Primary(P1)ကို Bus Side ဘက် လှည့်ထားလျှင် CT (3)Phase စလုံး၏ Secondary(S2)စများကို Star ပေါင်းပြီး Ground ချပါ။ Outdoor CT ဆိုလျှင် Marshalling Kiosk Panel တွင် Ground ချပါ။ CT (3)Phase စလုံး၏ Secondary(S1)စများကို kWh Meter များ၏ Input Terminal များတွင် B-Phase ကို ချန်ထားပြီး A,C Phase များကို ဝင်ပါ။ kWh Meter က 3-Phase, 3-Wire အမျိုးအစား ဖြစ်လို့ပါ။

kWh Meter ၏ Output Terminal(A,C) များမှ ထွက်လာသည့် အစများနှင့် kWh Meter ကို မဝင်ပဲ ချန်ထားသည့် B-Phase အစများကို Multimeter ၏ Input Terminal များတွင် ဝင်ပါ။ ထို့နောက် Multimeter ၏ Output Terminal စများကို Star ပေါင်းပြီး MK တွင် S2 Terminal များ Star ပေါင်း၍ Ground ချထားသည့် Point နှင့် ချိတ်ဆက်ပါ။

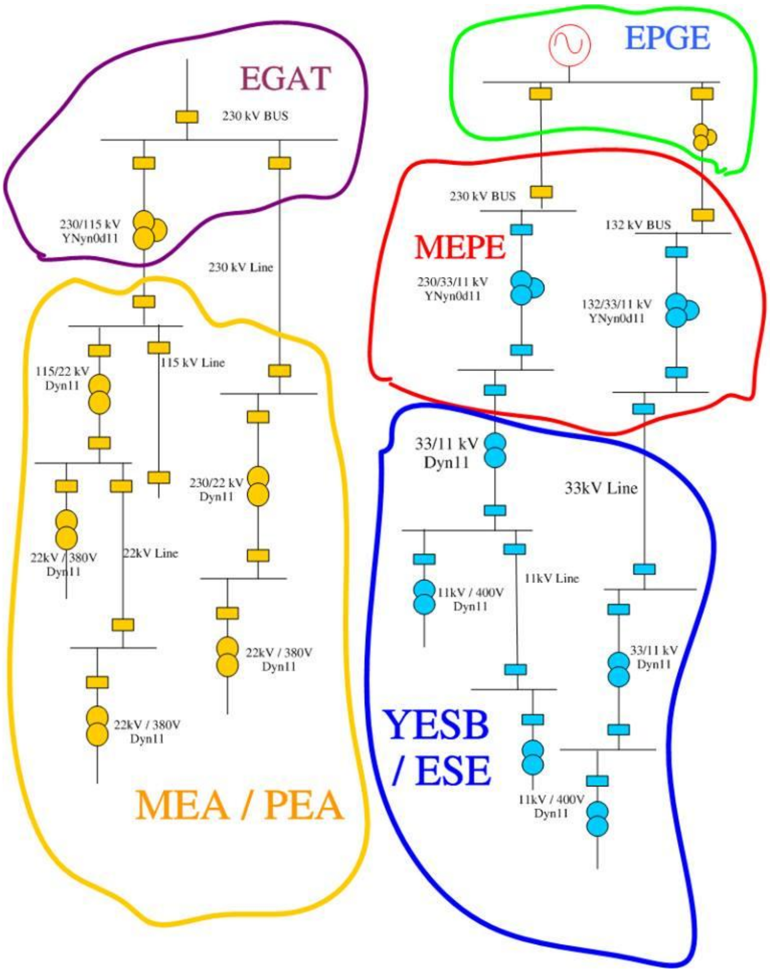
အမြဲတမ်း သိထားရမှာက CT ရဲ့ Secondary Current ၏ Direction သည် Primary Current နှင့် ပြောင်းပြန် စီးဆင်းပါတယ်။ Digital Meter အများစုသည် Bi-directional အမျိုးအစားများ ဖြစ်တဲ့အတွက် Loadflow က မည်သည့်ဘက်သို့ စီးနေပါစေ Flow ပြမှာပါ။ CT Secondary Star Point ကို Busbar ရဲ့ ဆန့်ကျင်ဘက် Terminal စများအား

Ground ချထားသည့်အတွက် အဝင် Loadflow ဖြစ်နေလျှင် (-)Sign ပြပါ့မယ်။ အထွက် Loadflow ဖြစ်နေလျှင် (+)Sign ပြပါ့မယ်။ တကယ်လို့ Ground ချတာ မှားနေတယ်ဆိုရင် MK မှာ Ground Point မပြောင်းချင်ဘူးဆိုလျှင် Meter ရဲ့ Input နဲ့ Output ကို ပြောင်းပြန် Connection ဝင်လိုက်ပါ။ Output ကို အဝင် လုပ်ပြီး Input ကို အထွက်ပြုလုပ်ခြင်းပါ။ ဒီနည်းကို မသုံးသင့်ပါ။

Loadflow Sign များ မှန်ကန်စေရန် Current Kirchol 's Law အရ Bus ကို Star Point အနေဖြင့် ထားပြီး စဉ်းစားရပါမယ်။ ဒါကြောင့် CT Secondary များ Star Point Ground ချရာတွင် Bus Side မဟုတ်သည့် Side ကိုသာ ချရပါမယ်။ CT ၏ Primary (P1) ကို Bus Side ဘက် ထားလျှင် Secondary(S2) များကို Star ပေါင်းပြီး Ground ချရမယ်။ လက်ရှိ ခွဲရုံတွေမှာ မှားနေတာ များပါတယ်။



Voltage Levels & Enterprises



CT's secondary unused terminal

Secondary မှာ three winding ပါတဲ့ 100-200 / 1-1-1 CT တစ်လုံးကို နမူနာ အသုံးပြုပြထားတာပါ။

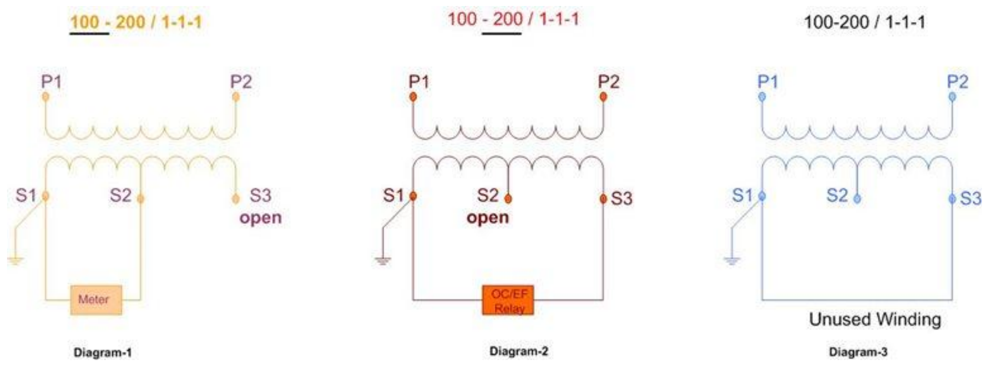
(Dual ratio CT တွေကို တစ်ကြိမ်မှာ ratio တစ်ခုပဲ သုံးနိုင်ပါတယ်)

Meter-> 100 ratio သုံးချင်လို့ 1S1-1S2 သုံးထားပါတယ်၊ 1S3 ကို open လုပ်ထားရပါမယ်။

OC/EF relay-> 200 ratio ကိုသုံးချင်လို့ 1S1-1S3 သုံးထားပါတယ်၊ 1S2 ကို open လုပ်ထားရပါမယ်။

Third winding ကိုတော့ အသုံးမပြုဖြစ်လို့ short ပိတ်ပြီး earth ချထားပါတယ်။

Dual ratio CT တွေမှာ အသုံးမပြုတဲ့ terminal တွေကို open လုပ်ထားရပါမယ်၊ CT open မဖြစ်ပါ။ 1S1-1S2 သုံးထားရင် 1S3 ကို လွှတ်ထားရပါမယ်။ 1S1-1S2 connection ရှိနေတဲ့အတွက် 1S3 terminal မှာ လူ၊ ပစ္စည်းတွေကို အန္တရယ်ဖြစ်စေမယ့် voltage မရှိပါ။ CT ဆိုတာ open မလုပ်ရဘူးဆိုပြီး စိုးရိမ်လို့ အသုံးမပြုတဲ့ terminal တွေကိုပါ short ပိတ် earth ချလိုက်ရင်၊ current ခွဲစီးသွားလို့ ratio မမှန်တော့ပါ။
Meter unit အတက်မမှန်တော့ပါ၊ relay ပုံမှန် အလုပ်မလုပ်နိုင်တော့ပါ။



စတင်လေ့လာသင့်သည့် Control Circuit Drawing

လုပ်ငန်းခွင်ဝင်စ ညီ၊ ညီမတွေ အနေနဲ့ ဘာကို စတင်လေ့လာ သင့်သလဲဆိုရင် ကျနော့်အမြင်က Drawing ဖတ်တာကို လေ့လာနားလည်စေလိုပါတယ်။ Drawing ဖတ်တတ်ပြီဆိုတာနဲ့ အတော်အတန် ဆီပျောက်၊ မီးပျောက်လောက်ကို ဖြေရှင်းနိုင်လာပါပြီ။ လေ့လာထားတာနဲ့ အခက်အခဲကို ဖြေရှင်းလိုက်နိုင်လို့ တော်တော်လည်း ပျော်သွားပြီ (ပိုက်ဆံ ရတာ၊ မရတာက တကဏ္ဍပေါ့)။

Drawing ဖတ်တတ်ပြီးနောက် ပိုပြီး ကိုယ့်ကိုယ်ကို ယုံကြည်မှု ရဖို့က 230kV သို့မဟုတ် 33kV switch bay တစ်ခုလောက်၊ 11kV switchgear လဲတာ တစ်ခုလောက် installations လုပ်ခွင့်ရလိုက်ရင် တော်တော့်ကို နားလည်သွားပြီ။ ဒီ Drawing တစ်ခုကိုပဲ maintenance ရှုထောင့်ကနေ ကြည့်ရတာနဲ့ installation ရှုထောင့်ကနေ ကြည့်ရတာနဲ့ တခါတလေ မတူဘူးလေ။
Drawing ဖတ်တာနဲ့ ၊ new installation လုပ်လိုက်ရတဲ့ အတွက် equipment တွေရဲ့ အကြောင်းပါ ဆက်စပ်သိလာရပါပြီ။ CT polarityတွေ၊ GCB trip coil တွေ၊ OC/EF relayတွေ အကြောင်း ဟိုမေးဒီမေး မေးရင်းနဲ့ သိလာရပါပြီ။ ဒီလိုနဲ့ပဲ မျိုးဆက်သစ်တွေ ထွက်လာရတာပဲ မဟုတ်လား အမျိုးတို့။

Drawing တစ်ခုအပေါ် Installation ရှုထောင့်ရဲ့ အမြင်ကို ပြောပြပါရစေ

Installation လုပ်မယ်ဆိုတာနဲ့ အခြေခံအကျဆုံး နဲ့ အဓိကအကျဆုံး အလုပ်တစ်ခုက cable schedule ရေးဆွဲရတာပါပဲ။ Drawing ကြည့်ပြီးတော့ GCB control အတွက် 12Cx2.5 တစ်ချောင်းသုံးမယ်၊ CT အတွက် 4Cx4 သုံးချောင်း meter ဘယ်လောက်သုံးမယ်စသဖြင့်တွက်ချက်ရပါတယ်။
ဥပမာ- GCB control အတွက် Drawing အရဆိုရင် 10 core ပဲသုံးထားတယ်၊ ဒါပေမယ့် ရေရှည် ထိန်းပြင်လုပ်ဖို့အတွက် spare 2 core ထပ်ထည့်ပြီး 12Cx2.4 သုံးလိုက်မယ်။ spare GCB auxiliary contacts တွေကိုလည်း နောင်တချိန် ထိန်းပြင်လုပ်နိုင်ဖို့ marshaling kiosk ကို အကုန်ထုတ်ပေးထားလိုက်မယ် စသဖြင့် ရေရှည်အတွက်ပါ စဉ်းစားပြီး လုပ်ပေးရတာပါ။ Drawing ကိုကြည့်ပြီး drawing မှာသုံးထားတာထက် နည်းနည်းပိုဆောင်းပြီး ကြိုးခင်းရုံပါပဲ၊ ရိုးရှင်းပါတယ်၊ according to drawing အတိုင်းလုပ်ရုံပါပဲ။

ဒီရိုးရှင်းတာကို လိုက်လုပ်နိုင်ဖို့ ကြုံတွေ့ရတဲ့ အခက်အခဲတွေက
cable schedule ထုတ်မယ့် Installation Engineer ဆီကို Drawing တွေ အချိန်မီ ရောက်မလာတာတွေ

contractor တွေက control cable
1-Lot ဆိုပီးပို့လိုက်တာက Drawing အတိုင်းသာ cable laying လုပ်မယ်ဆိုရင် မလုံလောက်တာတွေ တွေ့ကြုံလာရတာပါပဲ။

Drawing ကို အကြောင်းကြောင်းကြောင့် modified ရတဲ့အခါ Drawing မှာ DC two circuit ဆိုရင်၊ one circuit ပဲ cable laying လုပ်ပြီး Panel မှာ looping လုပ်ပေးလိုက်တယ် (protection အောက်မှာစိုးတဲ့ ရည်ရွယ်ချက် ပျက်တာပါပဲ) ။ မူရင်းမှာ Tripping က one pole one circuit ဆိုရင် one circuit ပဲဆင်းသွားပြီး ကျန် two pole ကို looping ပေးလိုက်တယ် (နောင်တစ်ချိန် single-pole reclosing သုံးလို့မရနိုင်တော့ပါ) ။ Interlocking တွေကျော်ရတော့ safety out တော့တာပါပဲ။

Project တစ်ခုရဲ့ design stage မှာ contractor တွေနဲ့ ငြင်းရခုန်ရ ရန်ဖြစ်ရပါတယ်။ အဲ့ဒီထဲက တစ်ခုက Drawing approval မလုပ်ခင် ကိုယ်လိုချင်တဲ့ control design ကို ညှိနှိုင်း ငြင်းခုန်ရတာပါပဲ။ DC two bank ပေးဖို့၊ two bank ကို point to point radial system (သို့) circular loop system ပေးဖို့။ protection ကို Main၊ Backup နဲ့ GCB မှာလည်း trip coil နှစ်ခုကို separate tripping ဖြစ်ဖို့။ auto reclosing ကို ယခုအသုံးမပြုသေးပေမယ့် နောင်တချိန်သုံးနိုင်ဖို့ Panel circuit design အနေနဲ့ ready to use ဖြစ်နေဖို့ စတဲ့ အကြောင်းအရာများစွာကို ဆွေးနွေးငြင်းခုန်ပြီးမှ final Drawing ဆိုတာ ထွက်လာတာပါ။မြေပြင်လက်တွေ့မှာ အကြောင်းကြောင်းကြောင့် Drawing ကို modified ရပြီဆိုတာနဲ့ လုပ်ခဲ့တဲ့ Design တွေ ရေစုံမျောတော့တာပါပဲ။

ကျနော့်တစ်ဦးတည်း အမြင်ရ အကြိုက်ဆုံး ကတော့ အရှေ့ဒဂုံပါ။ Installation လုပ်တာက မြန်မာ ကုမ္ပဏီပါပဲ။ ဒါပေမယ့် supervise လုပ်တာက ယိုးဒယားကပါ။ Inspection ကောင်းလို့ Installation ကောင်းတယ်လို့ ယူဆမိပါတယ်။ Design ကောင်းမယ်၊ proper installation ဖြစ်မယ်ဆိုရင် un-manned substation ဆိုတာ မဖြစ်နိုင်စရာ မရှိပါဆိုတဲ့အကြောင်း။

မည်သူ့ကိုမှ မရည်ရွယ်ပါ၊ အမှားပါရင် ခွင့်လွှတ်ပေးပါ။
လေးစားစွာဖြင့်

Interference in Distance relay Testing

Distance relay Testing လုပ်တဲ့အချိန်မှာ အနှောက်အယှက်ပေးတဲ့အရာ နှစ်ခုက 60element and SOTF ပါ။ IEEE နံပါတ် 60 က negative sequence Protection ကို ဆိုလိုတာပါ။ negative sequence voltage-V2, negative sequence current-I2 ကို protection လုပ်ပေးတာပါ။ Fault တစ်ခုဖြစ်တာနဲ့ Current ထောင်လာမယ်၊ Voltage ကျသွားမယ်။ အဲ့ဒီထဲမှာ V2,I2 တွေလည်း ရောပါလာမှာပါ။ Distance protection စမ်းတဲ့အခါမှာလည်း setting ရဲ့ Voltage အကျ Current အတက် နဲ့ tripping စမ်းရတာပါပဲ။
Distance protection မှာ mal-protection မဖြစ်စေဖို့ Voltage ကျပေမယ့် Current မှာ I2 မပေါ်ရင် fault လို့ မယူဆစေဖို့ tripping logic မှာ ထည့်ရေးဆွဲလို့ရပါတယ်။ အားသာချက်အနေနဲ့ operator or တခြား error တစ်ခုခုကြောင့် PT breaker ကျသွားတောင်(V down-I up) ဖြစ်ပေမယ့် I2 မပေါ်လို့ relay trip မဖြစ်ပါ။ (PT fail protection လို့ ခေါ်ပါတယ်)။ ဒီ logic က တစ်ကယ် Distance protection test လုပ်တဲ့အခါမှာလည်း PT fail လို့ပဲ မြင်လို့ relay tripping မဖြစ်တာလည်း ကြုံရတတ်ပါတယ်။

Switch on to fault (SOTF) ကတော့ under fault condition (fault မရှင်းသေးပဲ) Breaker တင်မိတဲ့အခါ instant trip တန်းပေးပါတယ်။ Distance trip test လုပ်တဲ့အခါမှာလည်း Zone trip မပြပဲ SOTF trip ပဲ ပြနေတတ်ပါတယ်။

Distance trip test လုပ်နေတဲ့ အချိန်မှာ ဒီ negative sequence & SOTF function တွေကလွတ်ဖို့ ဒီfunction တွေကို block လုပ်ပြီး စမ်းသပ်လို့ ရပါတယ်။ အကောင်းဆုံး နောက်တစ်နည်းကတော့ fault V,I injection မလုပ်ခင်၊ pre-fault V,I ကို Inject လုပ်ပြီးမှ fault V,I ကို ပြောင်းလိုက်တာက အကောင်းဆုံးပါ။ OMICRON က state sequencer function နဲ့ ဒီလိုမျိုး စမ်းလို့ရပါတယ်။

Just for knowledge!!

Transmission Line Voltage Calculation

Distance (KM)	No. of Phases	Standard working voltage (KV)
Upto 8	3	6.6
Upto 16	3	11
Upto 64	3	33
Upto 116	3	66
Upto 240	3	132
Upto 480	3	220
Upto 800	3	400

Table I: Selection criteria for voltage level

$$V_L = 5.5\sqrt{((L/1.6) + (P*1000/\cos\Phi*N_c*150))}$$

Where,

VL = Transmission Line voltage in KV.

L = Length of line in kms.

P = Power to be transmitted.

Nc = No. of circuits

Nc = 1(for single circuit)

SCADA and SAS Installation

SCADA Installation စလုပ်ကြတော့ Singapore တွေက ခွဲရုံ တစ်ခုခြင်း Control and Measurement ပြီးမှ နောက်ခွဲရုံတစ်ခုလုပ်မယ် စဉ်းစားကြပါတယ်။ DyCE ဦးမိုးသက်၊ ဦးသန်းဇော်မျိုး တို့နဲ့ တိုင်ပင်ပြီးနောက် ခွဲရုံတစ်ခုပြီးမှနောက်တစ်ခု ဆိုတာထက် လုပ်ငန်းအလျှာလိုက်လုပ်ဖို့ ဆုံးဖြတ်ခဲ့ပါတယ်။

Singapore တွေ တာဝန်ယူလုပ်မယ့် ခွဲရုံတွေကို Measurement အပိုင်းကို first stage လုပ်ဖို့၊ ပြီးမှ Control ပိုင်း second stage လုပ်ဖို့ ဆုံးဖြတ်ခဲ့တာပါ။ ဆုံးဖြတ်ချက်မှန်တဲ့အတွက် progress ကောင်းခဲ့ပါတယ်။ Project အစောပိုင်းမှာတင် ဒီခွဲရုံတွေရဲ့ Measurement၊ Load flow data တွေကို Control Center မှာ မြင်နေရပါပြီ။ Second stage, Control ပိုင်းကို အေးအေးဆေးဆေး ဆက်လုပ်နိုင်ခဲ့ပါတယ်။

Control ပိုင်းကို HT line တွေမှာ ထည့်နိုင်ခဲ့ပါတယ်။ ကုန်ကျစရိတ်ကြောင့်ပါ၊ feeder တစ်ခု control & measurement ရဖို့ BCU အသုံးပြုသွားမယ်ဆိုရင် cost ကလည်းမသေးလှပါ။

Singapore တွေပြီးတဲ့နောက် နောက်ပိုင်း ခွဲရုံ ၄၀ ကျော်ကို ဌာနဝန်ထမ်းတွေနဲ့ တပ်ဆင်နိုင် ခဲ့ပါတယ်။ (SS 5ခုက Measurement and Control နဲ့ ကျန် SS တွေက measurement only ပါ)

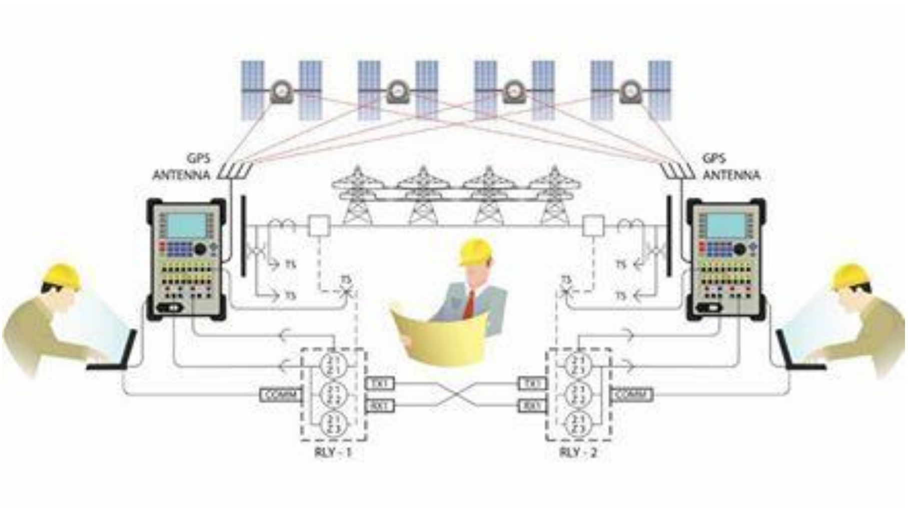
Existing SS တွေရဲ့ feeder အားလုံးကို လက်ရှိအခြေအနေကို မြေမလှန်ပဲ၊ ကုန်ကျစရိတ် သက်သက်သာသာနဲ့ Control လုပ်နိုင်ဖို့ နည်းလမ်းများလည်း ရှာဖွေထားပါတယ်။

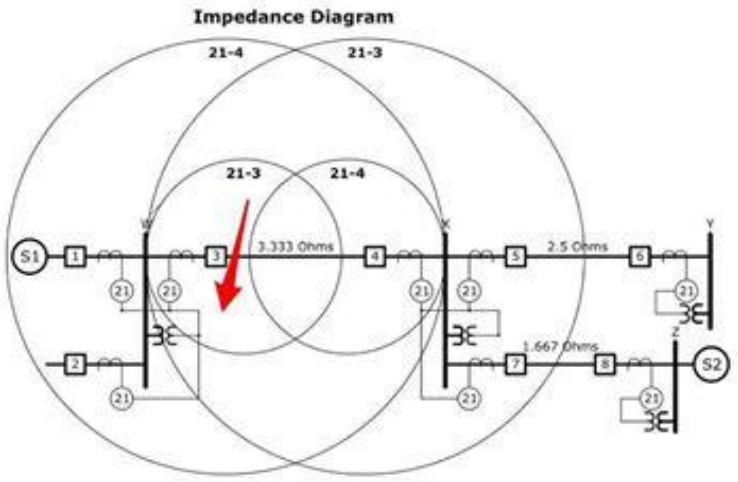
(ဤခရီး နီးသလား ??)

End to End testing

(For Distance relay, Tele-protection testing)

1- Obtain and review all test case
2- setup the GPS antenna
3- Isolate the equipment under test
4- Relay Input and Output connections
5- Connect test equipment to replace CT's and PT's
6- Apply a meter test
7- Apply the test plan
8- Evaluate the results
9- Repeat step 7-8 for all test
10- Return Protection System to service
11- Prepare Test Report





Analog and Digital kWh Meter

Meter တစ်လုံးမှာ Electrical ပိုင်း၊ Communication ပိုင်း ရှိပါတယ်။

Electrical ပိုင်းအနေနဲ့က Meter ရဲ့ accuracy class၊ rated current ၊ လည်ပတ်နှုန်း မှန်ကန်မှု စတာတွေပါဝင်ပါတယ်။ ဒီအချက်တွေက အရင်ကသုံးစွဲခဲ့ဘူးတဲ့ analog meter ပဲဖြစ်ဖြစ်၊ ခေတ်ပေါ် digital meter မှာပဲ ဖြစ်ဖြစ် အရေးကြီးတဲ့ အချက်အလက်တွေပါ။

Communication ပိုင်းက remote meter reading စနစ်အတွက်ပါ။ analog မီတာတွေမှာ communication စနစ်မပါဝင်ပါ။ Digital meter တွေမှာ communication facility ပါပါတယ်။ PLC၊ RF၊ GSM ကိုယ်ကြိုက်တာ ရွေးလို့ ရပါတယ်။ OMR၊ AMR ၊ AMI ကိုယ် ဘယ်စနစ်နဲ့ meter reading လုပ်ချင်လဲ ကိုယ်သွားမယ့် စနစ်အတွက် PLC သုံးမလား၊ RF, GSM သုံးမလား ရွေးရပါမယ်။

နှစ်စဉ် မီတာလိုအပ်မှုတွေရှိနေလို့ မီတာ အသစ် ဝယ်ယူမှုတွေကတော့ရှိနေမှာပါ။ ဝယ်ယူတဲ့အချိန်မှာ စဉ်းစားရမှာက မီတာခကောက်တာကို လူနဲ့ကောက်မှာလား။ ဒါဆိုရင် analog meter ဆက်သုံးမလား ၊ digital meter သုံးမယ်ဆိုလည်း communication facility မပါလဲရပါတယ်။ ဒါမှမဟုတ် အခုချိန်မှာ လူနဲ့ မီတာဖတ်နေပေမယ့် နောင်တချိန် AMR၊ AMI သွားရင် အဆင်သင့် ဖြစ်နေဖို့ communication facility တွေ ထည့်ထားမလား ဆိုတာ စဉ်းစားရမှာပါ။

အခုက meter reading စနစ်ကို ပြောချင်တာလား၊ မီတာဝယ်ယူမှုကို ပြောချင်တာလား မသဲကွဲပါ။ နှစ်စဉ် မီးသုံးသူတိုးလာလို့၊ ရပ် ပျက် နေး တွေ လဲလှည်ရလို့ စသဖြင့် မီတာအသစ် ဝယ်ယူမှုကတော့ ရှိနေရတာပါပဲ။ ဂျင်းဆိုတာကတော့ ဦးတဲ့သူက ထည့်ကြတာပါပဲ။ ဝယ်သူကလည်း လတ်ဆတ်တာ၊ အရွယ်လှတာ၊ အနံ့မွှေးတာ တတ်နိုင်သမျှ ရွေးရတာပေါ့။ ကိုယ့်ပစ္စည်းကိုယ်တော့ "Grade ကတော့ ရွှတ်သမျှ အကုန်ပါသဗျာ" ဆိုတဲ့သူတွေကြည့်ပါပဲ ပရိတ်သတ်။

သဗ္ဗေသတ္တာ ကမ္မသကာ