

---

# Protective Relay & Setting Program

---



**AUGUST 5**

---

**EGAT**

**Authored by: Suttidet Suttirut  
(Electrical Engineer Intern)**



# Protection

## ระบบป้องกันเบื้องต้น

Protective Relay คือ อุปกรณ์ที่ใช้ในการตรวจจับความผิดปกติที่เกิดกับอุปกรณ์ไฟฟ้าในระดับแรงดัน High Voltage และทำงานสั่งปลดอุปกรณ์ไฟฟ้าที่เกิดปัญหาออกจากระบบไฟฟ้า โดยเร็วเพื่อไม่ให้อุปกรณ์เกิดความเสียหาย โดยจะต้องมีคุณสมบัติที่ดี คือ

1. Reliability (ความน่าเชื่อถือ) แบ่งเป็นข้อย่อยได้ คือ

1.1 Dependability (ความพึ่งพาได้)

1.2 Security (ความปลอดภัย)

2. Speed (ความรวดเร็ว)

3. Selectivity (ความสามารถในการแยกแยะได้)

4. Simplicity (ความสะดวกและง่ายในการใช้งาน)

Relay สามารถรับรู้ถึงความผิดปกติของอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูงได้โดยอาศัย Instrument Transformer

## CT (Current Transformer)

เป็นอุปกรณ์แปลงกระแสด้าน High Voltage ให้เป็นกระแสปริมาณเล็กน้อย เพื่อป้อนให้กับ Relay

โดยจะมี Ratio ให้เลือกใช้งานทั้งแบบ Single และ Multi Ratio เช่น 500/5 หรือ 100-2000/5 ใน CT 1 เฟส อาจมี 1 core หรือ 2 core ก็ได้ โดยแต่ละ core จะมี Ratio ของตัวเองเป็นอิสระต่อกัน

## PT

เป็นอุปกรณ์แปลงแรงดันจากระดับ High Voltage ลงมาให้เหมาะสมกับ Relay ทั่วไปจะอยู่ในช่วง

66-115 kV (phase-to-ground) การวัดแรงดันของ PT จะวัดในลักษณะ phase-to-ground เสมอ ดังนั้น

ในระบบไฟฟ้า เช่น 115 kV (Line to Line) PT Ratio ที่ใช้ก็จะเป็น  $115/\sqrt{3}$  kV /  $115/\sqrt{3}$  Volt เป็นต้น

บางครั้งจะพบว่ามีการใช้ CCVT (Coupling Capacitance Voltage Transformer) เป็นตัวลด Volt ให้กับ

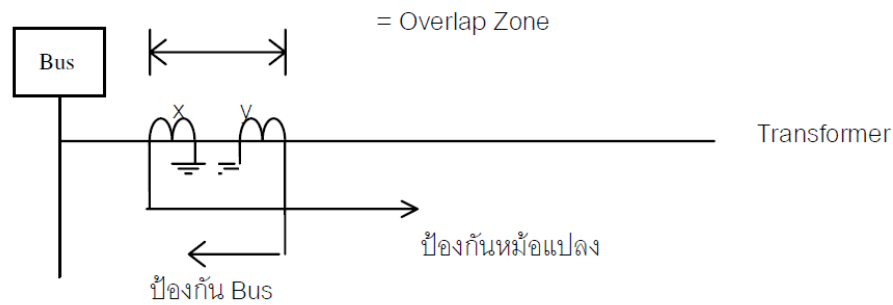
Relay แทน PT ด้วย

### ข้อควรระวังของ CT

ห้าม Open Circuit ด้าน Secondary ของ CT ในขณะที่มีกระแสไหลผ่านขดลวดของ CT ด้าน Primary

## Zone of Protection

เป็นการแบ่งพื้นที่การรับผิดชอบของ Relay ออกเป็นส่วนๆ (Zone) เพื่อให้ Relay สามารถแยกแยะ ส่วนที่เกิด Fault ได้และตัดส่วนของระบบไฟฟ้าออกเท่าที่จำเป็น โดยทั่วไปจะใช้ตำแหน่งของ CT เป็นจุด กำหนดขอบเขตของแต่ละ Zone และการกำหนด Zone ที่เหมาะสม ควรมีสิ่งทีเรียกว่า Over Lap Zone เพื่อ ป้องกันไม่ให้มีจุดบอด (Blind Spot) ขึ้นในระบบป้องกัน



รูปที่ 1.1 แสดงถึง zone of protection

## การคำนวณหาค่ากระแสใดๆ ในระบบ 3 Phase

$$I = \text{MVA}/(\text{root}3)\text{kV}$$

โดยค่า kV จะเป็น Line to Line เสมอ และค่า I จะเป็น Amp/Phase

ANSI Code สำหรับ Relay ต่างๆ

50 - Instantaneous O/C Relay 25 – Synchrocheck Relay 27 – U/V Relay

51 – Delay Time O/C Relay 79 – Recloser Relay 59 – O/V Relay

87 – Differential Relay 32 – Reverse Power Relay 81 – U/F Relay

86 – Lock Out Relay 46 – Negative Sequence Relay

21 – Distance Relay 40 – Loss of Excitation Relay

การป้องกันหม้อแปลงและ Feeder

การป้องกันหม้อแปลงโดยทั่วไปจะมีสิ่งทีเรียกว่า Self Protection อยู่คือ

1. Buchholz Relay
2. Pressure Relay
3. On load tap changer O/C Relay
4. Winding Temperature/Oil Temperature

---

ระบบป้องกันเหล่านี้มีไว้ตรวจสอบความผิดปกติใน Tank ของหม้อแปลงโดยเฉพาะ เช่นการตรวจจับ Gas ที่เกิดจาก Arc ในขดลวด, แรงดันที่เปลี่ยนแปลงไปใน Tank, การเกิด Overcurrent ขณะเปลี่ยน Tap และอุณหภูมิของขดลวดและน้ำมันที่เพิ่มขึ้นจากการใช้งาน Overload นอกจากนี้ยังใช้ Protective Relay เข้ามาช่วยป้องกันหม้อแปลงด้วย คือ

1. Over Current Relay (50/51, 50/51G)
2. Differential Relay (87)

### Overcurrent Relay (50/51)

การทำงานของ O/C คือ Relay จะให้ Output เมื่อมีกระแสเข้าตัว Relay เกินค่า Setting แบ่งเป็น 2 ชนิดคือ

1. Instantaneous O/C Relay (50)

เป็น Relay ที่ทำงานเมื่อกระแสเกินค่า Setting และให้ Output โดยไม่มีการหน่วงเวลา โดยทั่วไป Operating Time ประมาณ 50-100 ms ใช้ป้องกันอุปกรณ์ทั่วไป เช่น Motor, Transformer ที่อยู่ปลายทางไม่จำเป็นต้องรอเวลาเพื่อ Co-ordinate กับ Relay ตัวอื่น

บทที่ 10 protection 5 9 กุมภาพันธ์ 2547

2. Time Delay O/C Relay (51)

เมื่อกระแสเกินค่า Setting จะมีการหน่วงเวลาตามที่ตั้งไว้ก่อนจะให้ Output ออกมาสามารถแบ่งได้เป็น

2.1 Definite or Fix Time Delay (เวลาไม่ขึ้นกับกระแส)

2.2 Inverse Time Delay (เวลาแปรผกผันกับกระแส)

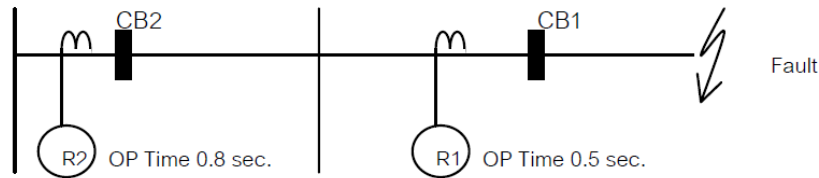
นอกจากนี้ใน Inverse Time Delay ยังมีลักษณะของ Curve แบบต่างๆ ด้วย เช่น Normal, Standard Inverse, Extremely Inv., Very Inv. Etc.

### การ Co-ordination

คือ การกำหนดให้ Relay ทำงานร่วมกันตั้งแต่ 2 ตัวขึ้นไป (หรือจะเป็น Relay กับ Fuse ก็ได้) โดยกำหนดลำดับการทำงานก่อนหลังกัน คือ ตัวที่อยู่ใกล้ Fault (R1) ควร Clear Fault ก่อน ขณะเดียวกัน Relay ในตำแหน่งที่ห่างออกมา (R2) ก็ต้องรอเวลาขณะหนึ่ง ถ้า Relay ที่ใกล้ Fault Trip Circuit Breaker 1 ไม่สำเร็จ คือ Fault ยังอยู่ Relay ตัวถัดมาก็จะทำงานเพื่อ Clear Fault ให้ได้โดยการ Trip CB2 เวลา ระหว่าง Relay 2 ตัวมีชื่อเรียกว่า Margin Time หรือ Coordination Time Interval (CTI) ซึ่งถูกกำหนดจาก

1. Circuit Breaker Open Time
2. Arcing Time
3. Relay Operating Time

โดยทั่วไปจะต้อง Set Relay ให้มี Margin Time อย่างน้อย 0.3 sec ขึ้นไปที่ค่า Fault ค่าเดียวกัน



รูปที่ 1.2 แสดงความสัมพันธ์ของเวลาในการทริป

การกำหนด Pickup ของ Phase และ Ground O/C (51 และ 51G)

Phase O/C - ค่า Pickup มักจะขึ้นกับ Load ของสิ่งที่มันป้องกันอยู่ มักจะใช้ Full Load Current เป็นตัวกำหนด เช่น 100%, 120% I Full Load เป็นต้น

Ground O/C - ค่า Pickup จะ Set ไว้ต่างๆ เพื่อให้มีความไวต่อ Ground Fault แต่ต้องสูงกว่า Unbalance Current ในระบบนั้น มักจะ set ไว้ 20-30% I Full Load ที่ set ต่ำได้เพราะปกติจะไม่มีกระแสไหลผ่าน Relay ตัวนี้เมื่อจ่าย Load ปกติแบบ Balance

การนำ Phase O/C มาป้องกันหม้อแปลงจำเป็นต้องรู้ข้อมูลต่อไปนี้

1. Transformer Damage Curve เพื่อ set ค่า Dial
2. ขนาดของ Transformer เพื่อ Set ค่า Pick up

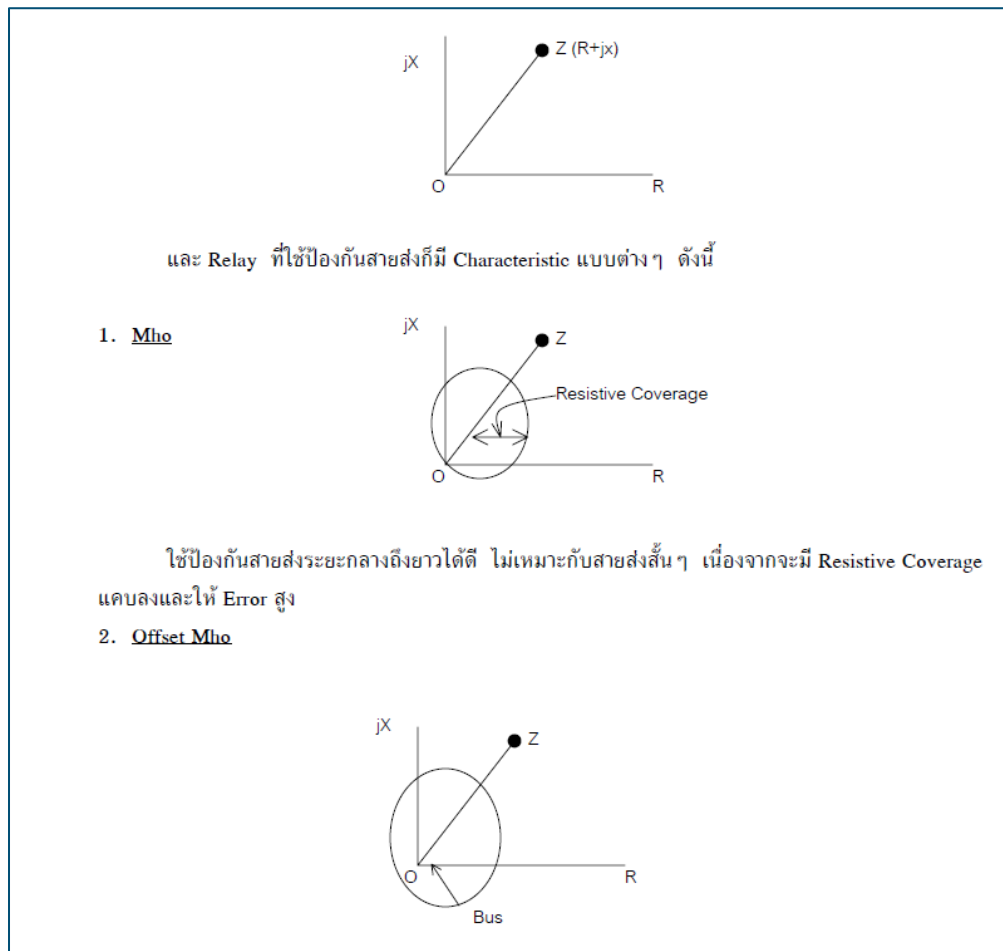
### Differential Relay (87)

หลักการทำงานของ Diff. Relay คือ ตรวจสอบความแตกต่าง (Different) ของกระแสที่ไหลเข้าและออกจากอุปกรณ์ที่ Relay ป้องกันอยู่ ถ้าแตกต่างกันน้อยไม่เกินค่า Setting ก็จะได้ถือว่าไม่มี Fault ในอุปกรณ์นั้น เมื่อนำมาใช้กับหม้อแปลง ก็คือการ Detect กระแส High Side และ Low Side ของหม้อแปลงนั่นเอง เนื่องจาก Relay นำ Current มาจาก CT ทั้ง 2 ด้านของหม้อแปลง ดังนั้นตำแหน่งของ CT จึงเป็นตัวกำหนด Zone และทำงานของ Relay และนี่คือข้อได้เปรียบของ Relay นี้ต่อพวก Self Protection เพราะสามารถ Detect Fault บริเวณกว้างกว่า Self Protection ที่จะเห็น Fault เฉพาะที่เกิดในหม้อแปลงเท่านั้น เนื่องจากหลักการทำงานของ Relay เป็นการ Check ความแตกต่างของกระแสที่ไหลผ่านหม้อแปลงทั้ง 2 ด้าน ดังนั้น เราจึงไม่สามารถใช้ Relay นี้ป้องกัน Overload ของหม้อแปลงได้

## Transmission Line Protection

ในการป้องกันสายส่งที่มีค่า Impedance แปรตามขนาดของความยาวของสายส่งนั้น เราจะใช้ Distance Relay (21) เป็นตัวป้องกัน โดยต้องมี Input มาให้ Relay 2 ตัวคือ Voltage จาก PT และ Current จาก CT ในอดีตการป้องกันสายส่งมักจะใช้ O/C Relay แต่เมื่อระบบขยายตัวขึ้นก็พบว่า O/C ไม่สามารถป้องกันได้อีกต่อไป จึงเปลี่ยนมาใช้ Distance Relay แทนเนื่องจากง่ายในการทำ Co-ordination ในระบบที่เป็น Loop Line และมีหลาย Source ขณะเดียวกันก็ไม่ต้องคำนวณค่า Setting และ Co-ordination ใหม่เมื่อ Fault Current เปลี่ยนไปด้วย

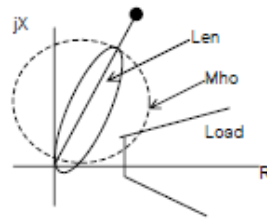
เนื่องจากค่า Impedance ของสายส่งประกอบด้วย Resistance และ Reactance ( $R+jX$ ) ดังนั้นเราสามารถ Plot ค่าของสายส่งลงใน R-X Diagram ได้ ดังนี้



รูปที่ 1.3 แผนภาพ Mho

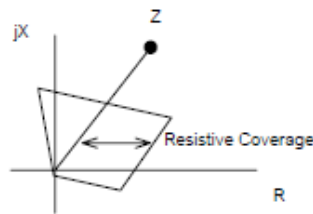
ต้นเหตุแบบ Mho แต่จะมีบริเวณด้านหลังซึ่งสามารถใช้เป็น Back Up ให้กับ Bus ได้และจุดศูนย์กลางของวงกลมไม่ได้อยู่ที่ Origin

3. Lenticular



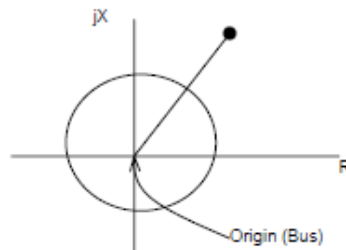
เป็นรูป Len ไว้แก้ปัญหาที่เกิดขึ้น 2 แบบแรกในกรณีที่มี Line ซาวมาก จะทำให้ Trip ได้เมื่อ Load สูงๆ แบบ Len สามารถ Set ขอบเขตการป้องกันสายส่งได้เท่าเดิม โดยลดผลกระทบของ Load ได้ แต่ทั้ง Mho และ Len ก็ไม่สามารถป้องกันการ Trip เมื่อเกิด Power Swing เข้ามาใน Zone ได้ ต้องมี Power Swing Relay เป็นตัว Block อีกที

4. Quadrilateral



เป็น Relay ที่สามารถปรับค่า Resistive Coverage ให้กว้างตามความเหมาะสมกับค่า Arc ได้ตลอดความยาวสายส่ง

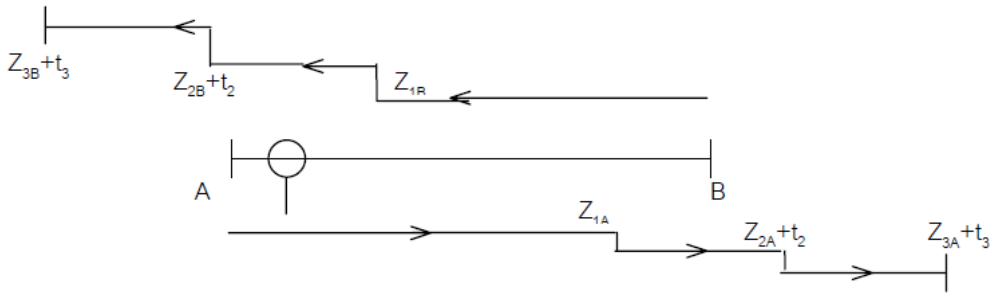
5. Impedance Relay



รูปที่ 1.4 แผนภาพ Mho

## Zone ป้องกันของ Distance Relay

ปกติเราจะใช้ Distance Relay ป้องกันสายส่งโดยแบ่งเป็น 3 Zone ต่อ 1 ด้านของสายส่ง คือ จาก A จะมี 3 Zone มองมาด้าน B (และ B จะมี 3 Zone มองกลับมา A ด้วย) โดย Zone 1 เมื่อเห็น Fault จะ Trip ทันที ในขณะที่ Zone 2 และ 3 จะมี Time Delay  $t_2$  และ  $t_3$  ตามลำดับ



รูปที่ 1.5 ภาพแสดงถึงขั้นตอนการทำงานของ Distance Relay

### Zone 1

จะ Set ไม่เกิน 80-90% สายส่ง เนื่องจากไม่ต้องการให้เกิด Overreach Trip เมื่อเกิด Fault ในสายส่ง Section ถัดไป

### Zone 2


จะ Set ประมาณ 120-150% ของความยาวสายส่งที่ป้องกัน เพื่อเป็น Back Up ให้ Zone 1 และป้องกันส่วนที่ Zone 1 มองไม่เห็น แต่ต้องตรวจสอบว่าค่าที่ Set ต้องไม่ครอบคลุมหม้อแปลงที่ฝั่งตรงข้าม

### Zone 3

ควร Set ให้มากกว่า Zone 2 เพื่อเป็น Backup ให้ Zone 1 และ 2 อีกที

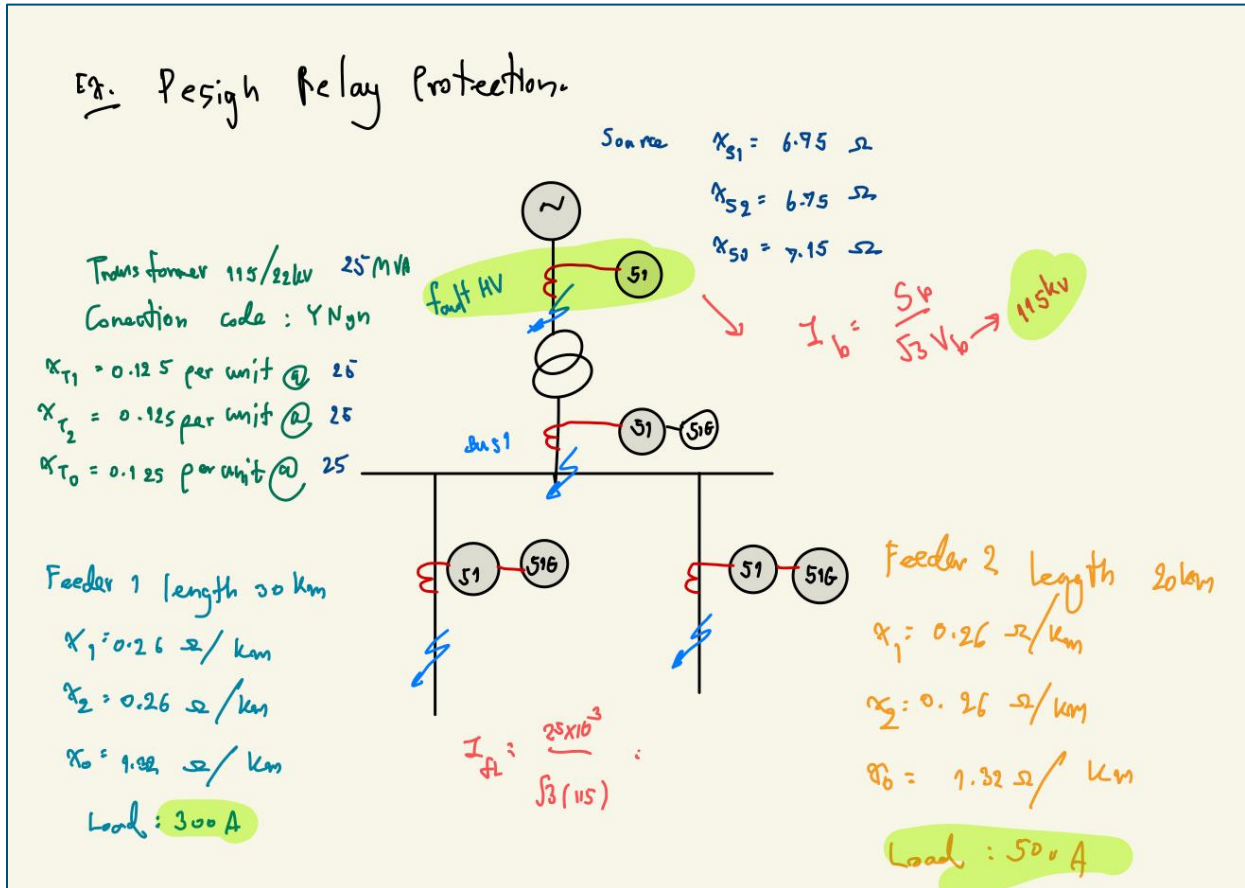


ตาราง Relay ชนิดต่างๆ

Description	ANSI	IEC 60617	Description	ANSI	IEC 60617
Overspeed relay	12	$\omega >$	Inverse time earth fault overcurrent relay	51G	$I_{\frac{1}{t}} >$
Underspeed relay	14	$\omega <$	Definite time earth fault overcurrent relay	51N	$I_{\frac{1}{t}} >$
Distance relay	21	$Z <$	Voltage restrained/controlled overcurrent relay	51V	$U/I >$
Overtemperature relay	26	$\theta >$	Power factor relay	55	$\cos \varphi >$
Undervoltage relay	27	$U <$	Overvoltage relay	59	$U >$
Directional overpower relay	32	$\rightarrow P >$	Neutral point displacement relay	59N	$U_{rsd} >$
Underpower relay	37	$P <$	Earth-fault relay	64	$I_{\frac{1}{t}} >$
Undercurrent relay	37	$I <$	Directional overcurrent relay	67	$\rightarrow I >$
Negative sequence relay	46	$I_2 >$	Directional earth fault relay	67N	$\rightarrow I_{\frac{1}{t}} >$
Negative sequence voltage relay	47	$U_2 >$	Phase angle relay	78	$\varphi >$
Thermal relay	49		Autoreclose relay	79	$0 \rightarrow I$
Instantaneous overcurrent relay	50	$I >>$	Underfrequency relay	81U	$f <$
Inverse time overcurrent relay	51	$I >$	Overfrequency relay	81O	$f >$
			Differential relay	87	$I_d >$

\*\*โปรแกรมการคำนวณค่า Setting Relay โดยใช้รูปแบบวงจรตายตัว(พารามิเตอร์สามารถกำหนดค่าใหม่ได้)

ตัวอย่างเช่นดังรูป



Link: <https://drive.google.com/file/d/1i8xqA4-7vza1hmVksVVbXGgs9PqDvxjR/view?usp=sharing>

ตาราง Characteristic ของกราฟมาตรฐานต่างๆ

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 standby earth fault	$t = TMS \times \frac{120}{I_r - 1}$

