

A. GIỚI THIỆU CHUNG VỀ MÁY PHÁT ĐIỆN

Máy phát điện (MFĐ) là một phần tử rất quan trọng trong hệ thống điện (HTĐ), sự làm việc tin cậy của các MFĐ có ảnh hưởng quyết định đến độ tin cậy của HTĐ. Vì vậy, đối với MFĐ đặc biệt là các máy có công suất lớn, người ta đặt nhiều loại bảo vệ khác nhau để chống tất cả các loại sự cố và các chế độ làm việc không bình thường xảy ra bên trong các cuộn dây cũng như bên ngoài MFĐ. Để thiết kế tính toán các bảo vệ cần thiết cho máy phát, chúng ta phải biết các dạng hư hỏng và các tình trạng làm việc không bình thường của MFĐ.

I. Các dạng hư hỏng và tình trạng làm việc không bình thường của MFĐ

I.1. Các dạng hư hỏng:

- Ngắn mạch nhiều pha trong cuộn stator. (1)
- Chạm chập giữa các vòng dây trong cùng 1 pha (đối với các MFĐ có cuộn dây kép). (2)
- Chạm đất 1 pha trong cuộn dây stator. (3)
- Chạm đất một điểm hoặc hai điểm mạch kích từ. (4)

I.2. Các tình trạng làm việc không bình thường của MFĐ:

- Dòng điện tăng cao do ngắn mạch ngoài hoặc quá tải. (5)
 - Điện áp đầu cực máy phát tăng cao do mất tải đột ngột hoặc khi cắt ngắn mạch ngoài. (6)
- Ngoài ra còn có các tình trạng làm việc không bình thường khác như: Tải không đối xứng, mất kích từ, mất đồng bộ, tần số thấp, máy phát làm việc ở chế độ động cơ, ...

II. Các bảo vệ thường dùng cho MFĐ

Tùy theo chủng loại của máy phát (thủy điện, nhiệt điện, turbine khí, thủy điện tích năng...), công suất của máy phát, vai trò của máy phát và sơ đồ nối dây của nhà máy điện với các phần tử khác trong hệ thống mà người ta lựa chọn phương thức bảo vệ thích hợp. Hiện nay không có phương thức bảo vệ tiêu chuẩn đối với MFĐ cũng như đối với các thiết bị điện khác. Tùy theo quan điểm của người sử dụng đối với các yêu cầu về độ tin cậy, mức độ dự phòng, độ nhạy... mà chúng ta lựa chọn số lượng và chủng loại role trong hệ thống bảo vệ. Đối với các MFĐ công suất lớn, xu thế hiện nay là lắp đặt hai hệ thống bảo vệ độc lập nhau với nguồn điện thao tác riêng, mỗi hệ thống bao gồm một bảo vệ chính và một số bảo vệ dự phòng có thể thực hiện đầy đủ các chức năng bảo vệ cho máy phát.

Để bảo vệ cho MFĐ chống lại các dạng sự cố nêu ở phần I, người ta thường dùng các loại bảo vệ sau:

- Bảo vệ so lệch dọc để phát hiện và xử lý khi xảy ra sự cố (1).
- Bảo vệ so lệch ngang cho sự cố (2).
- Bảo vệ chống chạm đất một điểm cuộn dây stator cho sự cố (3).
- Bảo vệ chống chạm đất mạch kích từ cho sự cố (4).
- Bảo vệ chống ngắn mạch ngoài và quá tải cho sự cố (5).
- Bảo vệ chống điện áp đầu cực máy phát tăng cao cho sự cố (6).

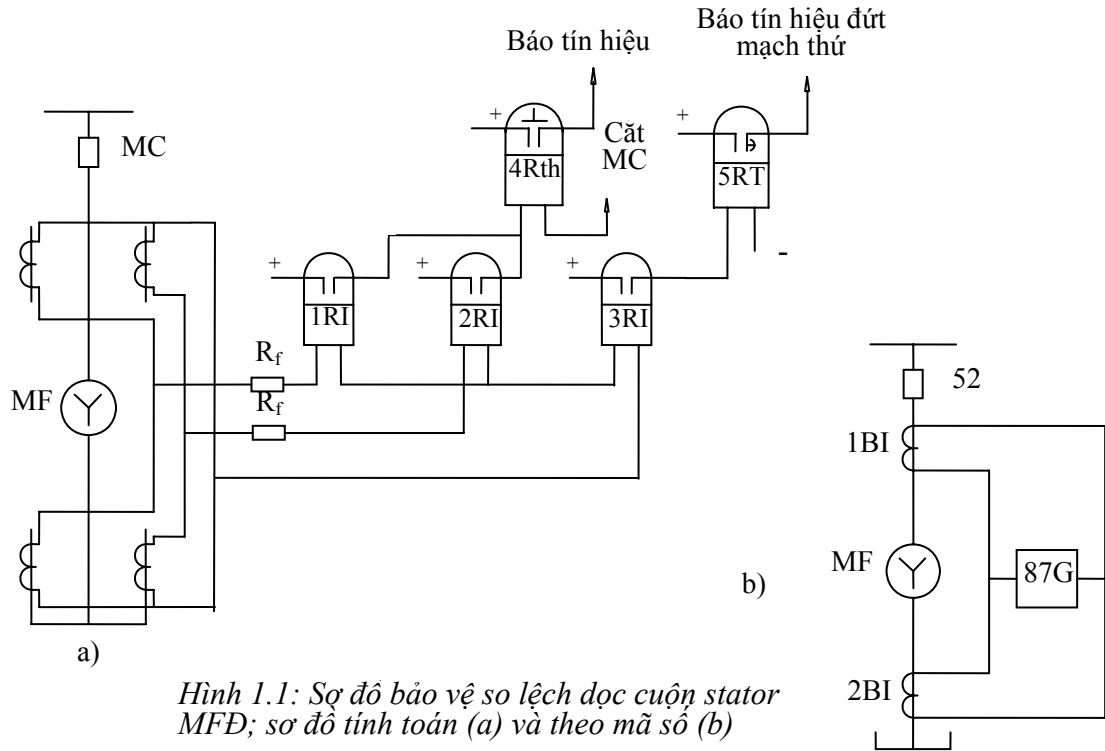
Ngoài ra có thể dùng: Bảo vệ khoảng cách làm bảo vệ dự phòng cho bảo vệ so lệch, bảo vệ chống quá nhiệt rotor do dòng máy phát không cân bằng, bảo vệ chống mất đồng bộ, ...

B. CÁC BẢO VỆ ROLE CHO MÁY PHÁT ĐIỆN

I. Bảo vệ số lệch dọc (87G)

I.1. Nhiệm vụ và sơ đồ nguyên lý:

Bảo vệ số lệch dọc (BVSLD) có nhiệm vụ chống ngắn mạch nhiều pha trong cuộn dây stator máy phát. Sơ đồ thực hiện bảo vệ như hình 1.1.



Hình 1.1: Sơ đồ bảo vệ số lệch dọc cuộn stator MFĐ; sơ đồ tính toán (a) và theo mã số (b)

Trong đó:

- R_f : dùng để hạn chế dòng điện không cân bằng (I_{KCB}), nhằm nâng cao độ nhạy của bảo vệ.
 - 1RI, 2RI, 4Rth: phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt đầu cực máy phát không thời gian (thực tế thường $t \approx 0,1$ sec).
 - 3RI, 5RT: báo tín hiệu khi xảy ra đứt mạch thứ sau một thời gian cần thiết (thông qua 5RT) để tránh hiện tượng báo nhầm khi ngắn mạch ngoài mà tưởng đứt mạch thứ.
- Vùng tác động của bảo vệ là vùng giới hạn giữa các BI nối vào mạch số lệch. Cụ thể ở đây là các cuộn dây stator của MFĐ, đoạn thanh dẫn từ đầu cực MFĐ đến máy cắt.

I.2. Nguyên lý làm việc:

BVSLD hoạt động theo nguyên tắc so sánh độ lệch dòng điện giữa hai đầu cuộn dây stator, dòng vào role là dòng số lệch:

$$I_R = I_{1T} - I_{2T} = I_{SL} \quad (1-1)$$

Với I_{1T} , I_{2T} là dòng điện thứ cấp của các BI ở hai đầu cuộn dây.

Bình thường hoặc ngắn mạch ngoài, dòng vào role 1RI, 2RI là dòng không cân bằng I_{KCB} :

$$I_{SL} = I_{1T} - I_{2T} = I_{KCB} < I_{KDR} \text{ (dòng khởi động role)} \quad (1-2)$$

nên bảo vệ không tác động (hình 1.2a).

Khi xảy ra chạm chập giữa các pha trong cuộn dây stator (hình 1.2b), dòng điện vào các role 1RI, 2RI:

$$I_{SL} = I_{1T} - I_{2T} = \frac{I_N}{n_1} > I_{KDR} \quad (1-3)$$

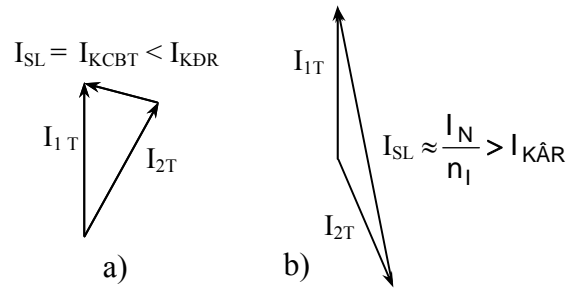
Trong đó:

- I_N : dòng điện ngắn mạch.
- n_1 : tỉ số biến dòng của BI

Bảo vệ tác động đi cắt 1MC đồng thời đưa tín hiệu đi đến bộ phận tự động diệt từ (TDT).

Trường hợp đứt mạch thứ của BI, dòng vào role là:

$$I_R = \frac{I_F}{n_1} \quad (1-4)$$



Hình 1.2: Đồ thị vectơ của dòng điện trong mạch BVSLD

- a) Bình thường và khi ngắn mạch ngoài
- b) Khi ngắn mạch trong vùng bảo vệ

Dòng điện này có thể làm cho bảo vệ tác động nhầm, lúc đó chỉ có 3RI khởi động báo đứt mạch thứ với thời gian chậm trễ, để tránh hiện tượng báo nhầm trong quá trình quá độ khi ngắn mạch ngoài có xung động lớn.

Ở sơ đồ hình 1.1, các BI nội theo sơ đồ sao khuyết nên bảo vệ so lệch dọc sẽ không tác động khi xảy ra ngắn mạch một pha ở pha không đặt BI. Tuy nhiên các bảo vệ khác sẽ tác động.

1.3. Tính các tham số và chọn Role:

1.3.1. Tính chọn 1RI và 2RI:

Dòng điện khởi động của role 1RI, 2RI được chọn phải thỏa mãn hai điều kiện sau:

□ Điều kiện 1: Bảo vệ không tác động đối với dòng không cân bằng cực đại I_{KCBmax} khi ngắn mạch ngoài vùng bảo vệ.

$$I_{KDB} \geq K_{at} \cdot I_{KCBtt} \quad (1-5)$$

$$I_{KCBtt} = K_{dn} \cdot K_{KCK} \cdot f_i \cdot I_{Nngmax} \quad (1-6)$$

Trong đó:

- K_{at} : hệ số an toàn tính đến sai số của role và dự trữ cần thiết. K_{at} có thể lấy bằng 1,3.
- K_{KCK} : hệ số tính đến sự có mặt của thành phần không chu kỳ của dòng ngắn mạch, K_{KCK} có thể lấy từ 1 đến 2 tùy theo biện pháp được sử dụng để nâng cao độ nhạy của bảo vệ.
- K_{dn} : hệ số tính đến sự đồng nhất của các BI ($K_{dn} = 0,5 \div 1$).
- f_i : sai số tương đối của BI, f_i có thể lấy bằng 0,1 (có kể đến dự trữ, vì các máy biến dòng chọn theo đường cong sai số 10%).
- I_{Nngmax} : thành phần chu kỳ của dòng điện chạy qua BI tại thời điểm đầu khi ngắn mạch ngoài trực tiếp 3 pha ở đầu cực máy phát.

□ Điều kiện 2: Bảo vệ không được tác động khi đứt mạch thứ BI.

Lúc đó dòng vào role 1RI, 2RI: (giả sử MF đang làm việc ở chế độ định mức)

$$I_{SL} = \frac{I_{âmF}}{n_1} \quad (1-7)$$

Dòng khởi động của bảo vệ:

$$I_{KDB} = \frac{K_{at}}{n_1} I_{âmF} \quad (1-8)$$

Như vậy, điều kiện để chọn dòng khởi động cho 1RI, 2RI:

$$I_{KDB} = \max \{ K_{at} \cdot I_{KCBtt}; K_{at} \cdot I_{dmF} \} \quad (1-9)$$

Dòng điện khởi động của role:

$$I_{KDR} = \frac{K^{(3)} \cdot I_{KAB}}{n_1} \quad (1-10)$$

Với $K^{(3)}$ là hệ số sơ đồ. Sau khi tính được I_{KDR} ta sẽ chọn được loại role cần thiết.

Kiểm tra độ nhạy K_n của bảo vệ:

$$K_n = \frac{I_{Nmin}}{I_{KAB}} \quad (1-11)$$

Với I_{Nmin} : dòng điện ngắn mạch 2 pha ở đầu cực máy phát khi máy phát làm việc riêng lẻ.
 Vì bảo vệ có tính chọn lọc tuyệt đối nên yêu cầu $K_n > 2$.

I.3.2. Tính chọn Role 3RI:

Dòng khởi động sơ cấp của role 3RI phải lớn hơn dòng không cân bằng cực đại khi ngắn mạch ngoài vùng bảo vệ. Nhưng trong tính toán thì điều kiện ổn định nhiệt của role là quyết định. Theo kinh nghiệm có thể chọn dòng khởi động cho 3RI:

$$I_{KDS(3RI)} = 0,2 \cdot I_{dmf} \quad (1-12)$$

Ta tính được I_{KDR} của 3RI và chọn được loại role tương ứng.

I.3.3. Thời gian làm việc của 5RT:

Khi xảy ra ngắn mạch ngoài vùng bảo vệ, có thể xuất hiện những xung dòng lớn thoáng qua làm cho bảo vệ tác động nhầm do vậy phải chọn thời gian tác động của 5RT thỏa mãn điều kiện:

$$t_{5RT} > t_{cát\ Ng\ oài} \quad (1-13)$$

$$t_{5RT} = t_{cát\ Ng} + \Delta t \quad (1-14)$$

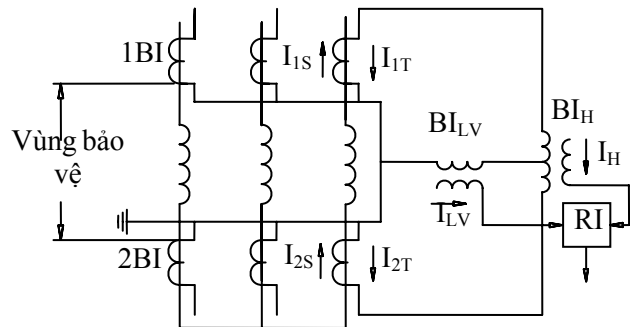
Trong đó:

- $t_{cát\ Ng}$: thời gian lớn nhất của các bảo vệ nối vào thanh góp điện áp máy phát.
- Δt : bậc chọn lọc thời gian, thường $\Delta t = (0,25 \div 0,5)$ sec.

□ Nhận xét:

- Bảo vệ sẽ tác động khi ngắn mạch nhiều pha trong cuộn dây stator máy phát.
- Bảo vệ không tác động khi chạm chập giữa các vòng dây trong cùng 1 pha hoặc khi xảy ra chạm đất 1 điểm trong cuộn dây phân tĩnh.

Để tăng độ nhạy của bảo vệ so lệch người ta có thể sử dụng role so lệch có hãm.



Hình 1.3: Bảo vệ so lệch dòng điện có hãm cuộn dây stator MFĐ

I.4. Bảo vệ so lệch có hãm:

Sơ đồ bảo vệ như hình 1.3. Role gồm có hai cuộn dây: Cuộn hãm và cuộn làm việc. Role làm việc trên nguyên tắc so sánh dòng điện giữa I_{LV} và I_H .

- Dòng điện vào cuộn làm việc I_{LV} :

$$I_{LV} = |I_{1T} - I_{2T}| = I_{SL} \quad (1-15)$$

- Dòng điện hãm vào cuộn hãm I_H :

$$I_H = |I_{1T} + I_{2T}| \quad (1-16)$$

Khi làm việc bình thường hay ngắn mạch ngoài vùng bảo vệ: Dòng điện I_{1T} cùng chiều với dòng I_{2T} : $|I_{1T}| \approx |I_{2T}|$

$$I_{SL} = I_{LV} = |I_{1T} - I_{2T}| = I_{KCB} \quad (1-17)$$

$$I_H = |I_{1T} + I_{2T}| \approx 2 \cdot |I_{1T}| > I_{LV} \quad (1-18)$$

nên bảo vệ không tác động.

Khi xảy ra ngắn mạch trong vùng bảo vệ: Dòng điện I_{1T} ngược pha với I_{2T} :

$$\begin{aligned} |I_{1T}| &= |-I_{2T}| \\ I_H &= |I_{1T} - I_{2T}| \approx 0 \\ I_{LV} &= |I_{1T} + I_{2T}| \approx 2 \cdot |I_{1T}| > I_H \end{aligned} \quad (1-19)$$

bảo vệ sẽ tác động.

□ **Nhận xét:**

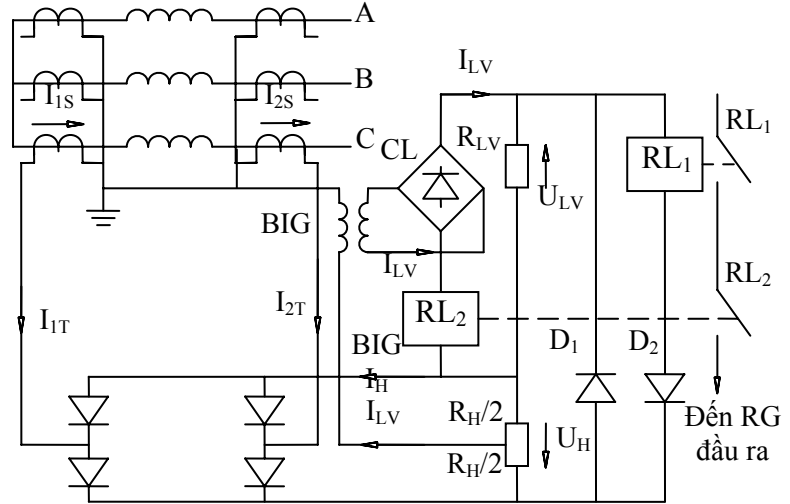
□

- Bảo vệ hoạt động theo nguyên tắc so sánh dòng điện giữa I_{LV} và I_H , nên độ nhạy của bảo vệ rất cao và khi xảy ra ngắn mạch thì bảo vệ tác động một cách chắc chắn với thời gian tác động thường $t = (15 \div 20)$ msec.

- Bảo vệ so lệch dọc dùng rơle có hãm có thể ngăn chặn bảo vệ tác động nhầm do ảnh hưởng bão hoà của BI.

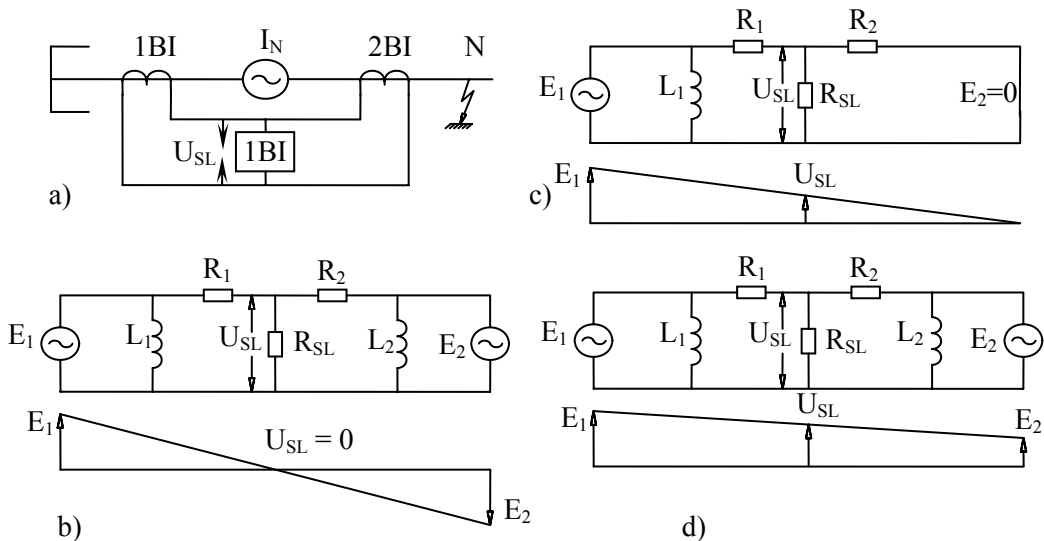
- Đối với các máy phát điện có công suất lớn có thể sử dụng sơ đồ bảo vệ so lệch hãm tác động nhanh (hình 1.4).

Ở chế độ làm việc bình thường, dòng điện thứ cấp I_{1T} và I_{2T} của các nhóm biến dòng 1BI, 2BI chạy qua điện trở hãm R_H , tạo nên điện áp hãm U_H , còn hiệu dòng thứ cấp (dòng so lệch) I_{SL} chạy qua biến dòng trung gian BIG, cầu chỉnh lưu CL và điện trở làm việc R_{LV} tạo nên điện áp làm việc U_{LV} . Giá trị điện áp $U_H > U_{LV}$, bảo vệ không tác động.



Hình 1.4: Bảo vệ so lệch có hãm tác động nhanh cho MFD công suất lớn

Khi ngắn mạch trong vùng bảo vệ, điện áp $U_{LV} \gg U_H$, dòng điện chạy qua rơle RL_1 làm rơle này tác động đóng tiếp điểm RL_1 lại. Dòng điện làm việc sau khi nấn chạy qua rơle RL_2 , RL_2 đóng tiếp điểm lại, rơle cắt đầu ra sẽ được cấp nguồn thao tác qua hai tiếp điểm nối tiếp RL_1 và RL_2 đi cắt máy cắt đầu cực máy phát. Ngoài ra, người ta còn dùng rơle so lệch tổng trở cao để bảo vệ so lệch máy phát điện (hình 1.5). Rơle so lệch RU trong sơ đồ có tổng trở khá lớn sẽ tác động theo điện áp so lệch U_{SL} , ở chế độ làm việc bình thường và khi ngắn mạch ngoài, các biến dòng 1BI, 2BI (được chọn giống nhau) có cùng dòng điện máy phát đi qua do đó các sức điện động E_1 và E_2 bằng nhau và ngược pha nhau, $L_1 = L_2$, phân bố điện áp trong mạch như hình 1.5b.



Hình 1.5: Bảo vệ so lệch dùng rơle tổng trở cao cho MFD

a) Sơ đồ nguyên lý b) Mạch điện đẳng trị và phân bố điện áp trong chế độ làm việc bình thường c) nhóm 2BI bị bão hoà khi ngắn mạch ngoài và hoàn toàn d) khi có ngắn mạch trong.

Trị số điện áp đặt lên role so lệch RU phụ thuộc vào quan hệ giữa các điện trở R_1 và R_2 . Điện trở R_1, R_2 gồm điện trở cuộn dây thứ cấp và dây dẫn phụ nối giữa hai nhóm biến dòng 1BI và 2BI, với $R_1 = R_2 \Rightarrow U_{SL} = 0$

Khi xảy ra ngắn mạch trong vùng bảo vệ:

* **Trường hợp máy phát làm việc biệt lập với hệ thống:** Dòng điện qua 1BI là dòng của máy phát. Dòng điện qua 2BI bằng không $E_2 = 0$. Điện áp đặt lên role so lệch RU hình 1.5c:

$$U_{SL1} = \frac{I_N'' \cdot (R_1 + R_2)}{n_1} \quad (\text{vì } R_{SL} \gg R_2) \quad (1-20)$$

Trong đó:

- I_N'' : trị hiệu dụng của dòng siêu quá độ khi ngắn mạch trên đầu cực máy phát.
- $I_N'' = I_{Nngmax}^{(3)} = I_{Nđầu cực MF}^{(3)}$

với:

- n_1 : tỷ số biến dòng của BI.
- R_{SL} : điện trở mạch so lệch (gồm role và dây nối).
-

* **Trường hợp máy phát nối với hệ thống:** Khi đó tại điểm ngắn mạch, ngoài dòng điện do bản thân máy phát cung cấp I_{NF}'' còn có thêm thành phần dòng điện do hệ thống đổ về I_{NH}'' . Mạch điện đẳng trị và phân bố điện áp như hình 1.5d. Giá trị điện áp đặt lên role so lệch RU:

$$U_{SL2} = \frac{(I_{NF}'' + I_{NH}'') \cdot (R_1 + R_2)}{n_1} \quad (1-21)$$

Để đảm bảo tính chọn lọc, điện áp khởi động của role so lệch RU phải chọn lớn hơn $\min\{U_{SL1}; U_{SL2}\}$, nghĩa là:

$$U_{KĐR} = K_{at} \cdot U_{SL1} = \frac{K_{at} \cdot I_N'' \cdot (R_1 + R_2)}{n_1} \quad (1-22)$$

Với $K_{at} = (1,15 \div 1,2)$ là hệ số an toàn.

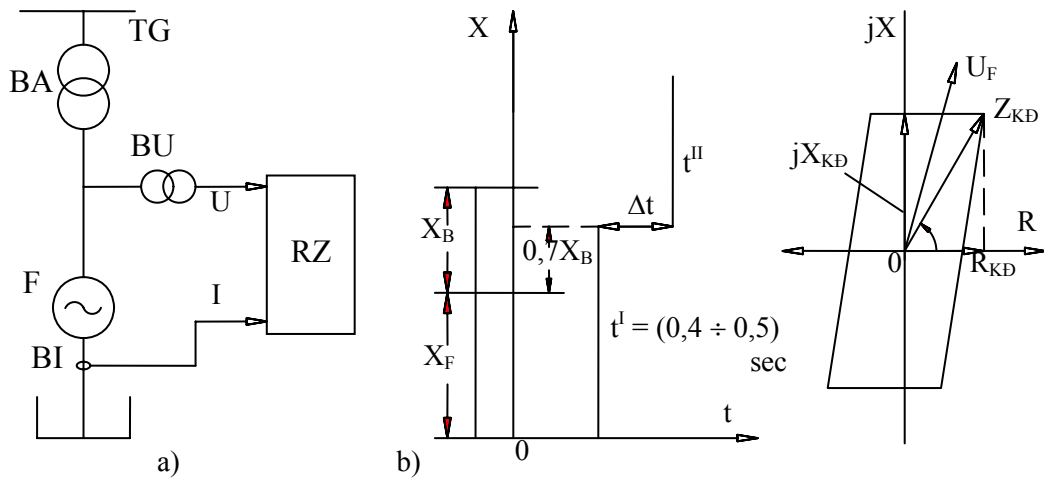
Thời gian tác động của bảo vệ thường: $t = (15 \div 20)$ msec

□ **Nhận xét:**

- Đối với các MFĐ có công suất lớn, hằng số thời gian tắt dần của thành phần một chiều trong dòng điện ngắn mạch có thể đạt đến hàng trăm msec, gây bão hòa mạch từ của các máy biến dòng và làm chậm tác động của bảo vệ khi có ngắn mạch trong vùng bảo vệ. Vì vậy cần phải sử dụng sơ đồ bảo vệ tác động nhanh trước khi xảy ra bão hòa mạch từ của máy biến dòng, tức là: $t_{bh} > t_{bv}$, với t_{bv} là thời gian cắt ngắn mạch của bảo vệ; t_{bh} thời gian bão hòa mạch từ của BI.

I.5. Bảo vệ khoảng cách (21):

Đối với các MFD công suất lớn người ta thường sử dụng bảo vệ khoảng cách làm bảo vệ dự phòng cho BVSL (hình 1.6a).



Hình 1.6: Sơ đồ nguyên lý (a); đặc tính thời gian (b) và đặc tuyến khởi động (c) của bảo vệ khoảng cách cho MFD

Vi khoảng cách từ MBA đến máy cắt cao áp khá ngắn, để tránh tác động nhầm khi ngắn mạch ngoài MBA, vùng thứ nhất của bảo vệ khoảng cách được chọn bao gồm điện kháng của MFD và khoảng 70% điện kháng của MBA tăng áp (để bảo vệ hoàn toàn cuộn hạ của MBA), nghĩa là:

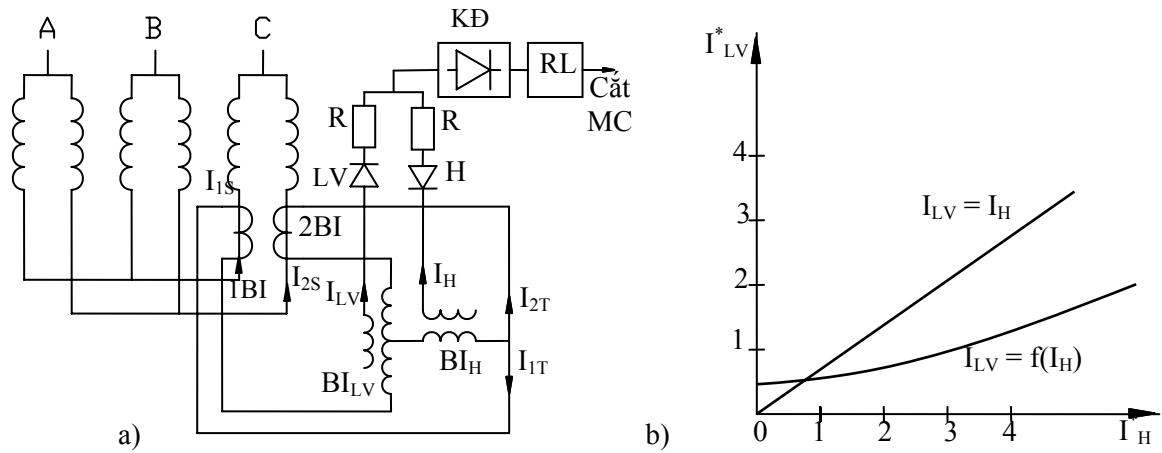
$$Z_{kd}^I = Z_F + 0,7.Z_B \quad (1-23)$$

Thời gian làm việc của vùng thứ nhất thường chọn $t^I = (0,4 \div 0,5)$ sec (hình 1.6b).

Vùng thứ hai thường bao gồm phần còn lại của cuộn dây MBA, thanh dẫn và đường dây truyền tải nối với thanh góp liên kế. Đặc tuyến khởi động của rơle khoảng cách có thể có dạng vòng tròn với tâm ở góc tọa độ hoặc hình bình hành với độ nghiêng của cạnh bên bằng độ nghiêng của véctor điện áp U_F hình 1.6c.

II. Bảo vệ so lệch ngang (87G)

Các vòng dây của MFD chập nhau thường do nguyên nhân hư hỏng cách điện của dây quấn. Có thể xảy ra chập chập giữa các vòng dây trong cùng một nhánh (cuộn dây đơn) hoặc giữa các vòng dây thuộc hai nhánh khác nhau trong cùng một pha, dòng điện trong các vòng dây bị chập chập có thể đạt đến trị số rất lớn. Đối với máy phát điện mà cuộn dây stator là cuộn dây kép, khi có một số vòng dây chập nhau sức điện động cảm ứng trong hai nhánh sẽ khác nhau tạo nên dòng điện cân bằng chạy quanh trong các mạch vòng sự cô và đốt nóng cuộn dây có thể gây ra hư hỏng nghiêm trọng. Trong nhiều trường hợp khi xảy ra chập chập giữa các vòng dây trong cùng một pha nhưng BVSLD không thể phát hiện được, vì vậy cần phải đặt bảo vệ so lệch ngang để chống dạng sự cô này.



Hình 1.7: Bảo vệ so lệch ngang có hãm (a) và đặc tính khởi động (b)

Đối với MFĐ công suất vừa và nhỏ chỉ có cuộn dây đơn, lúc đó chạm chập giữa các vòng dây trong cùng một pha thường kèm theo chạm vỏ, nên bảo vệ chống chạm đất tác động (trường hợp này không cần đặt bảo vệ so lệch ngang).

Với MFĐ công suất lớn, cuộn dây stator làm bằng thanh dẫn và được quấn kép, đầu ra các nhánh đưa ra ngoài nên việc bảo vệ so lệch ngang tương đối dễ dàng. Người ta có thể dùng sơ đồ bảo vệ riêng hoặc chung cho các pha.

II.1. Sơ đồ bảo vệ riêng cho từng pha: (hình 1.7, 1.8)

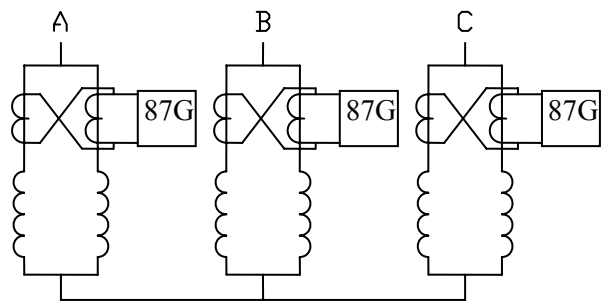
Trong chế độ làm việc bình thường hoặc ngắn mạch ngoài, sức điện động trong các nhánh cuộn dây stator bằng nhau nên $I_{1T} = I_{2T}$. Khi đó:

$$|I_H| = |I_{1T} + I_{2T}| = 2.I_{1T} \quad (1-24)$$

$$|I_{SL}| = |I_{LV}| = |I_{1T} - I_{2T}| = I_{KCB} \quad (1-25)$$

$\Rightarrow I_H > I_{LV}$ nên bảo vệ không tác động

Khi xảy ra chạm chập giữa các vòng dây của hai nhánh khác nhau cùng một pha, giả thiết ở chế độ máy phát chưa mang tải, ta có: $I_{1T} = -I_{2T}$

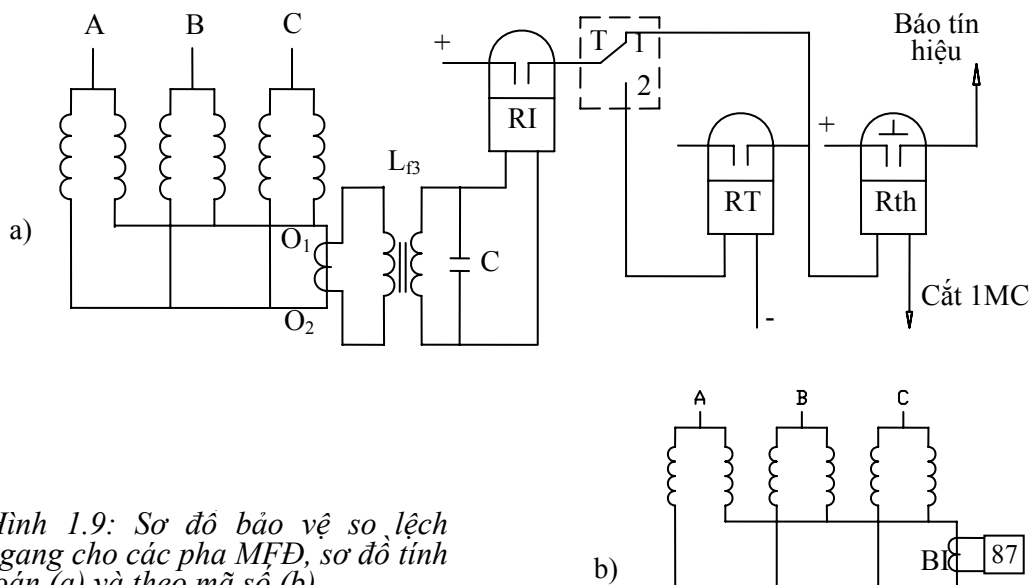


Hình 1.8: Sơ đồ bảo vệ so lệch ngang theo mã số

$$\begin{aligned} |I_H| &= |I_{1T} - I_{2T}| = I_{KCB} \\ |I_{LV}| &= |I_{1T} + I_{2T}| = 2.I_{1T} \\ \Rightarrow I_{LV} &> I_H \text{ nên role tác động cắt máy cắt đầu cực máy phát.} \end{aligned} \quad (1-26)$$

II.2. Sơ đồ bảo vệ chung cho các pha: (hình 1.9)

Trong sơ đồ BI được đặt ở giữa hai điểm nối trung tính của 2 nhóm nhánh của cuộn dây stator, thứ cấp của BI nối qua bộ lọc sóng hài bậc ba L_{3f} dùng để giảm dòng không cân bằng đi vào role.



Hình 1.9: Sơ đồ bảo vệ so lệch ngang cho các pha MFD, sơ đồ tính toán (a) và theo mã số (b)

CN: cầu nối, bình thường CN ở vị trí 1 và bảo vệ tác động không thời gian. Khi máy phát đã chạm đất 1 điểm mạch kích từ (không nguy hiểm), CN được chuyển sang vị trí 2 lúc đó bảo vệ sẽ tác động có thời gian để tránh tác động nhầm khi chạm đất thoáng qua điểm thứ 2 mạch kích từ.

II.2.1. Nguyên lý hoạt động:

Bảo vệ hoạt động trên nguyên lý so sánh thế V_1 và V_2 của trung điểm O_1 và O_2 giữa 2 nhánh song song của cuộn dây.

* Ở chế độ bình thường hoặc ngắn mạch ngoài:

$$U_{12} = V_1 - V_2 \approx 0 \quad (1-27)$$

nên không có dòng qua BI do đó bảo vệ không tác động (cầu nối ở vị trí 1).

* Khi xảy ra chạm chập 1 điểm mạch kích từ, máy phát vẫn được duy trì vận hành nhưng phải chuyển cầu nối sang vị trí 2 để tránh trường hợp bảo vệ tác động nhầm khi ngắn mạch thoáng qua điểm thứ 2 mạch kích từ.

* Khi sự cố (chạm chập giữa các vòng dây):

$$U_{12} = V_1 - V_2 \neq 0 \quad (1-28)$$

nên có dòng qua BI bảo vệ tác động cắt máy cắt.

II.2.2. Dòng khởi động của role:

Dòng điện khởi động của bảo vệ được xác định theo công thức:

$$I_{KDB} \geq K_{at} \cdot I_{KCBtt} \quad (1-29)$$

Thực tế việc xác định dòng không cân bằng tính toán I_{KCBtt} tương đối khó, nên thường xác định theo công thức kinh nghiệm:

$$I_{KDB} = (0,05 \div 0,1) \cdot I_{dmf} \quad (1-30)$$

$$\Rightarrow I_{KDR} = \frac{I_{KAB}}{n_1} \quad (1-31)$$

từ đó có thể chọn được loại role cần thiết.

II.2.3. Thời gian tác động của bảo vệ:

Bình thường bảo vệ tác động không thời gian (cầu nối CN ở vị trí 1). Khi chạm đất điểm thứ nhất mạch kích từ thì cầu nối CN được chuyển sang vị trí 2. Thời gian tác động của role RT được xác định như sau:

$$t_{RT} = t_{BV \text{ 2 điểm từ}} + \Delta t \quad (1-32)$$

Trong đó:

- $t_{BV \text{ 2 điểm từ}}$: thời gian tác động của bảo vệ chống chạm đất điểm thứ hai mạch kích từ.
- Δt : bậc chọn thời gian, thường lấy $\Delta t = 0,5 \text{ sec}$.

□ **Nhận xét:**

- Bảo vệ so lệch ngang cũng có thể làm việc khi ngắn mạch nhiều pha trong cuộn dây stator. Tuy nhiên nó không thể thay thế hoàn toàn cho BVSLD được vì khi ngắn mạch trên đầu cực máy phát bảo vệ so lệch ngang không làm việc.
- Bảo vệ tác động khi chạm đất điểm thứ hai mạch kích từ (nếu bảo vệ chống chạm đất điểm thứ hai mạch kích từ không tác động) do sự không đối xứng của từ trường làm cho $V_1 \neq V_2$.

III. Bảo vệ chống chạm đất trong cuộn dây stator (50/51n)

Mạng điện áp máy phát thường làm việc với trung tính cách điện với đất hoặc nối đất qua cuộn dập hồ quang nên dòng chạm đất không lớn lắm. Tuy vậy, sự cô một điểm cuộn dây stator chạm lỗi từ lại thường xảy ra, dẫn đến đốt cháy cách điện cuộn dây và lan rộng ra các cuộn dây bên cạnh gây ngắn mạch nhiều pha. Vì vậy, cần phải đặt bảo vệ chống chạm đất một điểm cuộn dây stator.

Dòng điện tại chỗ chạm đất khi trung điểm của cuộn dây máy phát không nối đất là:

$$I_{\hat{A}\alpha}^{(1)} = \frac{\alpha \cdot U_p}{\sqrt{r_{qđ}^2 + X_{C_{0\Sigma}}^2}} \quad (1-33)$$

Trong đó:

- α : số phần trăm cuộn dây tính từ trung điểm đến vị trí chạm đất ($\alpha \leq 1$).
- U_p : điện áp pha của máy phát.
- $r_{qđ}$: điện trở quá độ tại chỗ sự cố.
- $X_{C_{0\Sigma}}$: dung kháng 3 pha đẳng trị của tất cả các phần tử trong mạng điện áp

máy phát. $X_{C_{0\Sigma}} = \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_{0\Sigma}}$

Nếu bỏ qua điện trở quá độ tại chỗ sự cố ($r_{qđ} = 0$), dòng chạm đất bằng:

$$I_{\hat{A}\alpha}^{(1)} = 3 \cdot \alpha \cdot \omega \cdot C_{0\Sigma} \cdot U_p \quad (1-34)$$

Khi chạm đất xảy ra tại đầu cực máy phát ($\alpha = 1$) dòng chạm đất đạt trị số lớn nhất:

$$I_{\hat{A}\alpha \max}^{(1)} = 3 \cdot \omega \cdot C_{0\Sigma} \cdot U_p \quad (1-35)$$

Nếu dòng chạm đất lớn cần phải đặt cuộn dập hồ quang (CDHQ), theo quy định của một số nước, CDHQ cần phải đặt khi:

$$I_{\hat{A}\max}^{(1)} \geq 30 \text{ A đối với mạng có } U = 6 \text{ kV}$$

$$I_{\hat{A}\max}^{(1)} \geq 20 \text{ A đối với mạng có } U = 10 \text{ kV}$$

$$I_{\hat{A}\max}^{(1)} \geq 15 \text{ A đối với mạng có } U = (15 \div 20) \text{ kV}$$

$$I_{\hat{A}\max}^{(1)} \geq 10 \text{ A đối với mạng có } U = 35 \text{ kV}$$

Kinh nghiệm cho thấy rằng dòng điện chạm đất $I_{\hat{A}}^{(1)} \geq 5 \text{ A}$ có khả năng duy trì tia lửa điện tại chỗ chạm đất làm hỏng cuộn dây và lõi thép tại chỗ sự cố, vì vậy bảo vệ cần phải tác động cắt máy phát. Phần lớn sự cố cuộn dây stator là chạm đất một pha vì các cuộn dây cách điện nằm trong các rãnh lõi thép. Để giới hạn dòng chạm đất trung tính máy phát thường nối đất qua một tổng trở. Các phương pháp nối đất trung tính được trình bày trong hình 1.10.

Nếu tổng trở trung tính đủ lớn dòng chạm đất có thể giới hạn nhỏ hơn dòng điện định mức máy phát. Không có công thức tổng quát nào cho giá trị tối ưu của tổng trở giới hạn dòng. Nếu tổng trở trung tính quá cao, dòng chạm đất bé làm cho role không tác động. Ngoài ra điện trở quá lớn sẽ xuất hiện hiện tượng cộng hưởng quá độ giữa các cuộn dây với đất và đường dây kết nối. Để tránh hiện tượng này khi tính chọn điện trở trung tính cực đại

dựa vào dung dẫn giữa 3 cuộn dây stator máy phát, thường yêu cầu: $R \leq \frac{1}{3\omega C}$ (Ω)
(1-36)

với C là điện dung của mỗi cuộn dây stator máy phát.

Nếu điện trở trung tính thấp, dòng điện chạm đất sẽ cao và sẽ gây nguy hiểm cho máy phát. Khi điện trở trung tính giảm độ nhạy của role chống chạm đất giảm do điện thế thứ tự không nhỏ. Role chống chạm đất sẽ cảm nhận điện thế giáng trên điện trở nối đất do vậy giá trị điện thế này phải đủ lớn để đảm bảo độ nhạy của role.

Hình 1.10 giới thiệu một số phương án áp dụng nối đất trung tính máy phát.

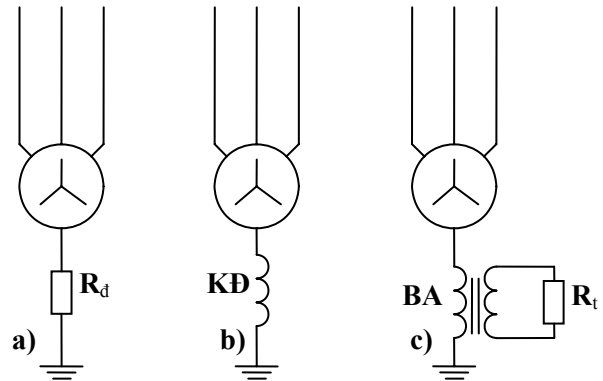
□ **Phương án a:** Trung tính nối đất qua điện trở cao R_t (hình 1.10a) để giới hạn dòng chạm đất nhỏ hơn 25A. Một phương án khác cũng nối đất qua điện trở thấp cho phép dòng chạm đất có thể đạt đến 1500A.

□ **Phương án b:** Trung tính nối đất qua điện kháng có kháng trở bé (hình 1.10b), với phương án này cho phép dòng chạm đất lớn hơn khi dùng *phương án a*, giá trị dòng chạm đất khoảng (25÷100)% dòng ngắn mạch 3 pha.

□ **Phương án c:** Trung tính nối đất qua máy biến áp BA hình 1.10c, điện áp của cuộn sơ MBA bằng điện áp máy phát, điện áp của cuộn thứ MBA khoảng 120V hay 240V.

- Đối với sơ đồ có thanh góp cấp điện áp máy phát khi $I_{d\alpha} > 5$ (A) cần phải cắt máy phát.

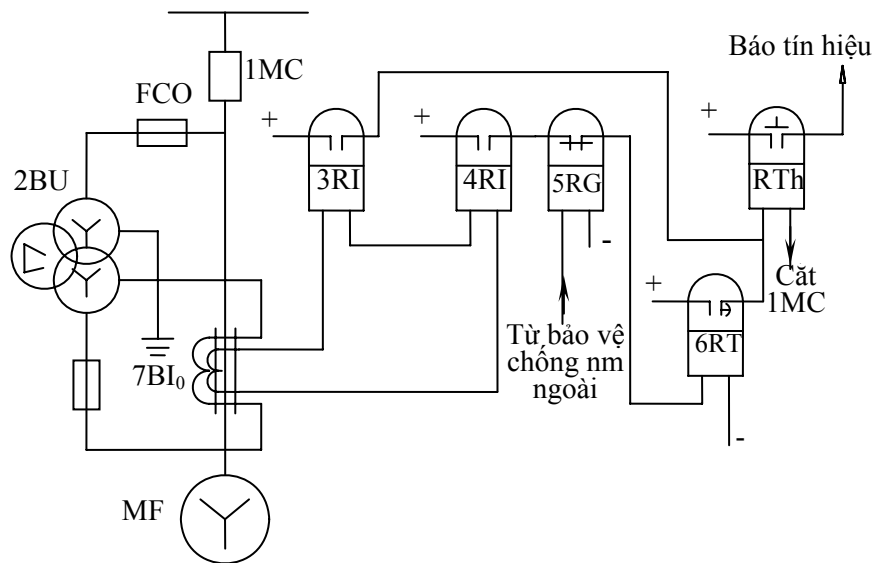
- Đối với sơ đồ nối bộ MF-MBA thường $I_{d\alpha} < 5$ (A) chỉ cần đặt bảo vệ đơn giản hơn để báo tín hiệu chạm đất stator mà không cần cắt máy phát.



Hình 1.10: Các phương án nối đất trung tính MFD

III.1. Đối với sơ đồ thanh góp điện áp máy phát:

Sơ đồ hình 1.11 được dùng để bảo vệ cuộn dây stator máy phát khi xảy ra chạm đất. Bảo vệ làm việc theo dòng thứ tự không qua biên dòng thứ tự không $7BI_0$ có kích từ phụ từ nguồn xoay chiều lấy từ 2BU.



Hình 1.11: Sơ đồ bảo vệ chống chạm đất 1 điêm cuộn stator MFD

- 3RI: role chống chạm đất 2 pha tại hai điểm khi dùng bảo vệ so lệch dọc đặt ở 2 pha (sơ đồ sao khuyết).
- 4RI: role chống chạm đất 1 pha cuộn dây stator.
- 5RG: khoá bảo vệ khi ngắt mạch ngoài.
- 6RT: tạo thời gian làm việc cần thiết để bảo vệ không tác động đối với những giá trị quá độ của dòng điện dung đi qua máy phát khi chạm đất 1 pha trong mạng điện áp máy phát.
- Rth: role báo tín hiệu.

III.1.1. Nguyên lý hoạt động:

Tình trạng làm việc bình thường, dòng điện qua role 3RI, 4RI:

$$I_R = \frac{1}{n_l} (I_A + I_B + I_C) = \frac{1}{n_l} I_{KCBtt} \quad (1-37)$$

Dòng điện không cân bằng do các pha phía sơ cấp của 7BI₀ đặt không đối xứng với cuộn thứ cấp và do thành phần kích từ phụ gây nên. Dòng điện khởi động của role cần phải chọn lớn hơn dòng điện không cân bằng trong tình trạng bình thường này:

$$I_{KĐR} > I_{KCBtt}$$

Khi xảy ra chạm đất 1 pha trong vùng bảo vệ:

Dòng qua chỗ chạm đất bằng:

$$I_D = (3 \cdot \alpha \cdot \omega \cdot C_{OHT} + 3 \cdot \alpha \cdot \omega \cdot C_{OF}) \cdot U_{pF} \quad (1-38)$$

Trong đó:

- α : phần số vòng dây bị chọc thủng kể từ điểm trung tính cuộn dây stator.
- C_{OF} , C_{OHT} : điện dung pha đối với đất của máy phát và hệ thống.
- U_{pF} : điện áp pha của máy phát.

Dòng điện vào role bằng:

$$I'_D = 3 \cdot \omega \cdot \alpha \cdot C_{OHT} \cdot U_{pF} \quad (1-39)$$

để bảo vệ có thể tác động được cần thực hiện điều kiện:

$$I_{KĐB} \leq I'_{D\alpha} - I_{KCBtt} \quad (1-40)$$

để đơn giản, ta giả thiết dòng chạm đất đi qua bảo vệ và dòng không cân bằng tính toán ngược pha nhau.

Khi số vòng chạm α bé, dòng điện chạm đất $I'_{D\alpha}$ nhỏ và bảo vệ có thể có vùng chết ở gần trung tính máy phát.

Khi chạm đất một pha ngoài vùng bảo vệ, dòng điện đi qua bảo vệ:

$$I''_{D\alpha} = 3 \cdot \omega \cdot \alpha \cdot C_{OF} \cdot U_{pF} \quad (1-41)$$

để bảo vệ không tác động trong trường hợp này, dòng khởi động của bảo vệ phải được chọn:

$$I_{K\hat{A}B} > I''_{D\alpha q\hat{a}} + I_{KCBtt} \quad (1-42)$$

Ở đây chúng ta chọn điều kiện nặng nề nhất là khi dòng điện chạm đất qua bảo vệ và dòng không cân bằng có chiều trùng nhau, đồng thời phải chọn giá trị của dòng điện chạm đất bằng giá trị quá độ lớn nhất vì chạm đất thường là không ổn định.

Khi xảy ra chạm đất 2 pha tại hai điểm, trong đó có một điểm nằm trong vùng bảo vệ. Bảo vệ sẽ tác động cắt máy phát nhờ role 3RI. Trong trường hợp này role 4RI cũng khởi động nhưng tín hiệu từ 4RI bị trễ do 6RT.

III.1.2. Tính chọn Role:

* **Dòng khởi động của role 3RI:** Việc xác định dòng không cân bằng đi qua bảo vệ khi ngắt mạch ngoài vùng bảo vệ rất phức tạp vì thế người ta thường chỉnh định với một độ dự trữ khá lớn, theo kinh nghiệm vận hành thường chọn:

$$I_{KĐB3RI} = (100 \div 200) \text{ (A)} \quad (\text{phía sơ cấp}) \quad (1-43)$$

* **Dòng khởi động của role 4RI:** Dòng khởi động của 4RI được chọn theo 2 điều kiện:

- Bảo vệ không được tác động khi ngắt mạch ngoài vùng bảo vệ, khi đó:

$$I_{K\hat{A}B4RI} = \frac{K_{at}}{K_{tv}} (3\omega C_0 k_{q\hat{a}} U_{pF} + I_{KCBtt \max}) \text{ (A)} \quad (\text{phía sơ cấp}) \quad (1-44)$$

□ Theo giá trị dòng điện sơ cấp bé nhất tương ứng với dòng điện khởi động cực tiểu của 4RI (giá trị này phụ thuộc vào cấu tạo và độ nhạy của role 4RI). Đối với các role thường gặp giá trị này khoảng:

$$I_{KDB4RI} = (2 \div 3) \text{ (A) (phía sơ cấp)} \quad (1-45)$$

Từ hai điều kiện trên chúng ta sẽ chọn được dòng điện lớn hơn làm dòng điện tính toán.

* **Thời gian làm việc của role 6RT:** Để loại trừ ảnh hưởng của những giá trị quá độ của dòng điện dung khi chạm đất một pha trong mạng điện áp máy phát, người ta thường chọn:

$$t_{6RT} = (1 \div 2) \text{ sec} \quad (1-46)$$

III.2. Đối với sơ đồ nối bộ MF-MBA:

Với sơ đồ nối bộ, khi xảy ra chạm đất một điểm cuộn dây stator dòng chạm đất bé vì vậy bảo vệ chỉ cần báo tín hiệu, ở đây chỉ cần dùng sơ đồ bảo vệ đơn giản, làm việc theo điện áp thứ tự không như hình 1.12.

Giá trị khởi động của RU (U_{KDRU}) thường chọn theo hai điều kiện sau:

- Điều kiện 1: $U_{KDRU} > U_{KCBmax}$
- Điều kiện 2: U_{KDRU} chọn theo điều kiện ổn định nhiệt của role và thường lấy bằng 15V.

Thường chọn theo điều kiện 2 là đã thỏa điều kiện 1.

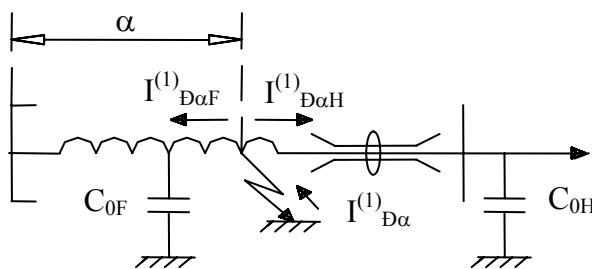
Role thời gian dùng để tạo thời gian trễ tránh trường hợp bảo vệ tác động nhầm do quá độ sự cố bên ngoài.

$$t_{RT} = t_{max} \text{ (BV của phần tử kế cận)} + \Delta t. \quad (1-47)$$

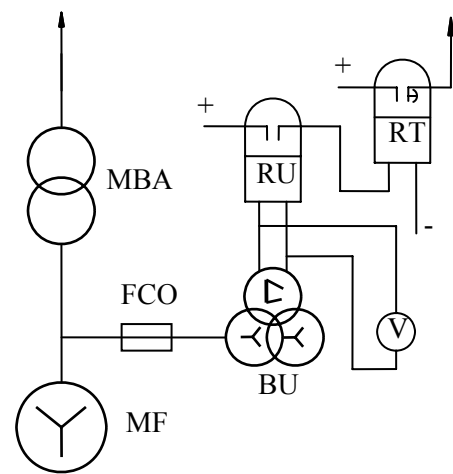
III.3. Một số sơ đồ khác:

MFĐ nối với thanh góp điện áp thường có công suất bé và sơ đồ bảo vệ thường dựa trên nguyên lý làm việc theo biên độ hoặc hướng dòng điện chạm đất.

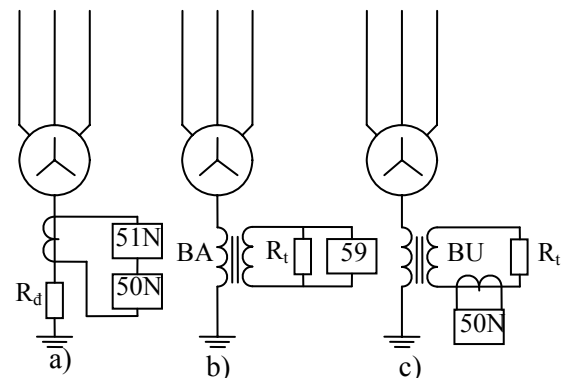
III.3.1. Phương pháp biên độ:



Hình 1.13: Chạm đất trong cuộn dây stator MFĐ



Hình 1.12: Sơ đồ bảo vệ chạm đất một điểm cuộn stator bộ MF-MBA



Hình 1.14: Bảo vệ chạm đất dây quấn stator

Phương pháp biên độ thường được sử dụng khi thành phần dòng điện chạm đất từ phía điện dung hệ thống $I_{d\alpha H}^{(1)}$ lớn hơn nhiều so với thành phần chạm đất từ phía điện dung máy phát $I_{d\alpha F}^{(1)}$ nghĩa là:

$$I_{d\alpha H}^{(1)} \gg I_{d\alpha F}^{(1)} \text{ với } I_{d\alpha F} = 3 \cdot j \cdot \omega \cdot C \cdot U \alpha$$

Vì dòng chạm đất $I(1)_{đđ}$ (hình 1.13) phụ thuộc vào vị trí α của điểm chạm đất, nên nếu xảy ra chạm đất gần trung tính ($\alpha \rightarrow 0$) bảo vệ sẽ không đủ độ nhạy, vì vậy phương pháp này chỉ bảo vệ được khoảng 70% cuộn dây stator máy phát kể từ đầu cực máy phát.

Ngoài sơ đồ nêu ở phần III.1, sau đây chúng ta sẽ xét thêm một số sơ đồ bảo vệ theo phương pháp biên độ khác sau:

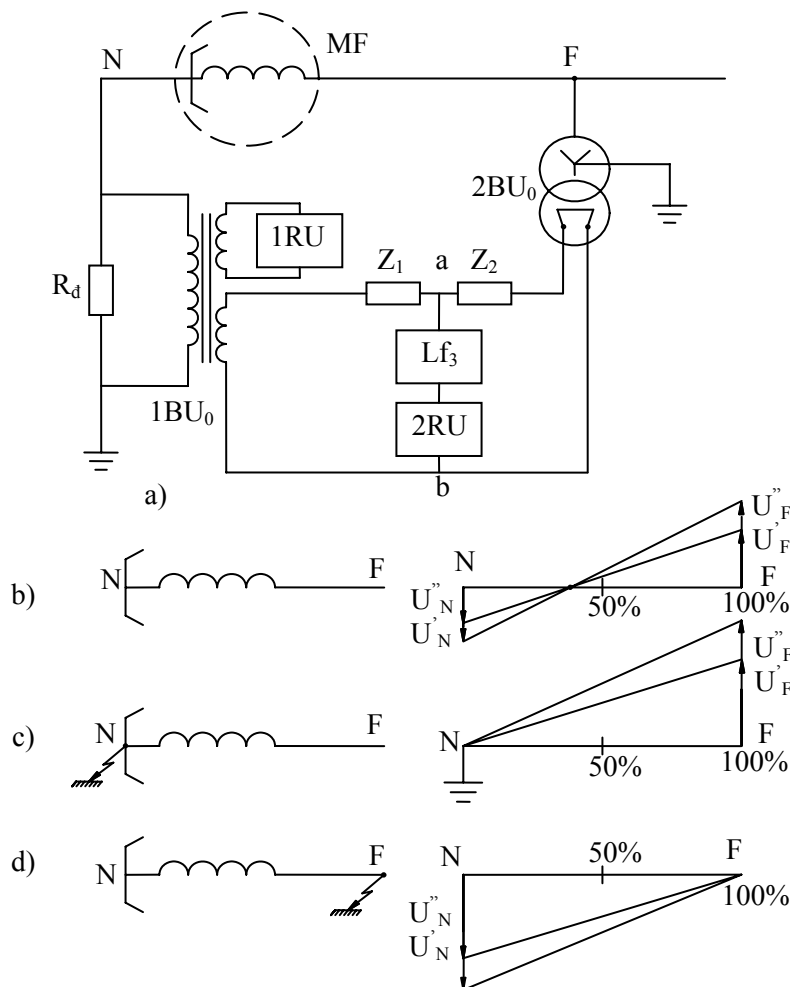
□ **Trung tính máy phát nối đất qua điện trở cao R_d :** (hình 1.14a)

Máy biến dòng đặt ở dây nối trung tính MFD qua điện trở nối đất R_d , cuộn thứ cấp nối vào role dòng cắt nhanh (có mã số 50N). Trị số dòng điện đặt của role lấy bằng 10% giá trị dòng điện chạm đất cực đại ở cấp điện áp máy phát. Đây là trị số đặt nhỏ nhất có tính đến độ an toàn khi thành phần dòng điện thứ tự không từ hệ thống cao áp truyền qua điện dung cuộn dây MBA tới máy phát. Để nâng cao hiệu quả của bảo vệ người ta có thể đặt thêm bảo vệ dòng cực đại (51N) có đặc tính thời gian phụ thuộc có trị số dòng điện đặt khoảng 5% giá trị dòng chạm đất cực đại $I_{đmax}$ ở cấp điện áp máy phát.

□ **Máy phát nối đất trung tính qua MBA:** (hình 1.14b)

MBA nối đất đặt ở trung tính máy phát điện, vừa có chức năng như một kháng điện nối đất của máy phát vừa cung cấp nguồn cho bảo vệ. Cuộn thứ cấp của MBA được nối với role quá điện áp (59) song song với tải trở R_t nhằm ổn định sự làm việc cho MBA và tạo giá trị điện áp đặt lên role quá điện áp. Trị số điện áp đặt khoảng (5,4 ÷ 20) V. Sơ đồ chỉ có thể bảo vệ được khoảng 90% cuộn stator tính từ đầu cực máy phát. Người ta cũng có thể sử dụng phương án hình 1.14c để bảo vệ chống chạm đất cuộn stator máy phát. Cuộn thứ cấp của MBA được mắc thêm tải trở R_t , điện trở này làm tăng thành phần tác dụng chạm đất lên khoảng 10A và trên mạch thứ cấp này đặt biên dòng nối vào role dòng cực đại (50N). Giá trị đặt của role này khoảng 5% giá trị dòng điện chạm đất cực đại ở cấp điện áp máy phát. Dòng điện thứ cấp của BI chọn 1A còn dòng điện phía sơ cấp của BI chọn bằng hoặc nhỏ hơn dòng điện đi qua cuộn sơ cấp của MBA nối đất.

□ **Sơ đồ sử dụng điện áp sóng hài bậc 3:** (hình 1.15)



Hình 1.15: Sơ đồ bảo vệ chạm đất 100% cuộn stator theo điện áp hài bậc 3 (a); đồ thị vectơ trong chế độ vận hành bình thường (b); khi chạm đất ở trung tính (c) và khi chạm đất ở đầu cực điểm máy phát

Các sơ đồ bảo vệ mô tả trên không bảo vệ được hoàn toàn cuộn stator máy phát khi xảy ra chạm đất một pha. Với các máy phát công suất lớn hiện đại, yêu cầu phải bảo vệ 100% cuộn dây stator khi xảy ra sự cố trên, nghĩa là bảo vệ phải tác động khi xảy ra chạm đất một pha bất kỳ vị trí nào cuộn dây stator máy phát. Một trong những phương pháp lựa chọn ở đây là sử dụng điện áp sóng hài bậc ba.

Do tính phi tuyến của mạch từ máy phát nên điện áp cuộn dây stator luôn chứa thành phần sóng hài bậc ba, giá trị của thành phần điện áp này phụ thuộc vào trị số điện kháng của thiết bị nối với trung tính máy phát, điện dung với đất của cuộn stator, điện dung nối đất của các dây dẫn, thanh dẫn mạch máy phát và điện dung cuộn dây MBA nối với máy phát điện.

Trong điều kiện vận hành bình thường, nếu đo điện áp sóng hài bậc ba với đất ở các điểm khác nhau trên cuộn dây stator ta có phân bố điện áp như trên hình 1.15b. Ở đây kí hiệu U_N, U_F là điện áp hài bậc ba khi máy phát không tải và U_N, U_F khi máy phát đầy tải.

Khi xảy ra chạm đất ở đầu cực hoặc ở trung tính máy phát, điện áp sóng hài ở đầu cực không chạm đất tăng lên gần gấp hai lần so với chế độ tương ứng trước khi chạm đất (hình 1.15c,d).

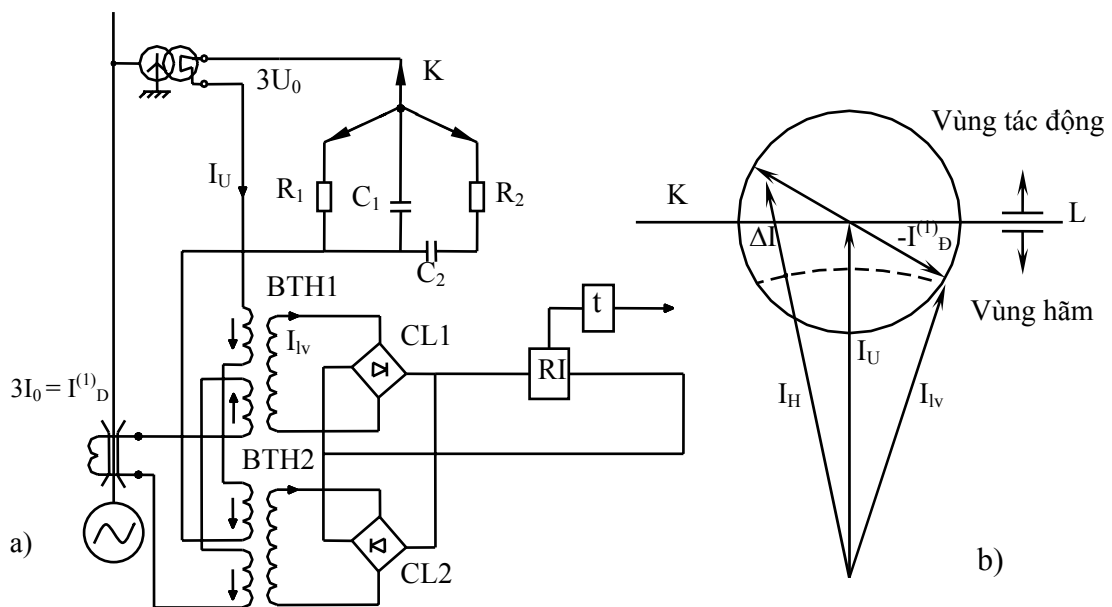
Nguyên lý làm việc của sơ đồ bảo vệ là so sánh trị số điện áp hài bậc ba ở trung tính máy phát và trị số điện áp hài bậc ba lấy ở cuộn tam giác hở của 2BU. Role le điện áp 2RU nối qua bộ lọc tần số hài bậc ba L_{f3} và sẽ tác động khi có chạm đất trong cuộn dây stator.

Như đã phân tích ở phần trước, role điện áp 1RU chỉ bảo vệ được khoảng 90% cuộn stator tính từ đầu cực máy phát, ở đây role 2RU cũng bảo vệ được khoảng $(70 \div 80)\%$ cuộn stator tính từ điểm trung tính. Như vậy sự phối hợp làm việc giữa 1RU và 2RU có thể bảo vệ được toàn bộ cuộn stator máy phát khi xảy ra chạm đất một pha.

Các tổng trở Z_1, Z_2 được chọn sao cho ở chế độ làm việc bình thường điện áp đặt lên 2RU bằng không, khi xảy ra chạm đất cuộn stator điện áp đặt lên role sẽ lớn hơn nhiều so với điện áp đặt của 2RU.

III.3.2. Phương pháp hướng dòng điện chạm đất: (hình1.16)

Phương pháp hướng dòng điện chạm đất có thể mở rộng vùng bảo vệ chống chạm đất khoảng 90% cuộn dây kể từ đầu cực máy phát.



HÌNH 1.16 : bảo vệ có hướng chống chạm đất cuộn dây stator thanh góp điện áp mfd

Rolle so sánh tương quan giữa dòng điện làm việc I_{LV} và dòng điện hãm I_H theo quan hệ :

$$\Delta I = I_H - I_{LV} \quad (1-48)$$

Trong đó:

$$I_H = I_U + I_D^1 \quad (1-49a)$$

$$I_{LV} = I_U - I_D^1 \quad (1-49b)$$

Với I_U là dòng điện lấy từ nguồn điện áp U_0 ; I_D^1 lấy từ bộ lọc dòng thứ tự không.

Từ đồ thị vectơ hình 1.16b ta có thể thấy rằng, điều kiện làm việc của bảo vệ được xác định theo dấu của ΔI , bảo vệ sẽ tác động cắt MC khi $\Delta I > 0$, nghĩa là $I_H > I_{LV}$ điều này được thoả mãn nếu chạm đất xảy ra trong vùng bảo vệ. Đường K-L trên đồ thị vectơ hình 1.16b là ranh giới giữa miền tác động và miền hãm của bảo vệ.

Nếu chuyển mạch khoá K (hình 1.16a) đầu vào điện áp U_0 qua điện trở R_1 thay cho tụ điện C_1 thì sơ đồ có thể sử dụng để bảo vệ cho các máy phát có trung tính nối đất qua điện trở lớn. Khi ấy thành phần tác dụng của dòng điện tác dụng sẽ được so sánh với thành phần phản kháng của dòng điện khi trung điểm cuộn dây máy phát không nối đất.

Nếu thành phần tác dụng và thành phần phản kháng của dòng điện chạm đất gần bằng nhau, người ta sử dụng sơ đồ có tên gọi là sơ đồ 45^0 khi ấy khoá K sẽ chuyển sang mạch R_2, C_2 với thông số được lựa chọn thích hợp.

Một phương án khác để thực hiện bảo vệ chống chạm đất cuộn dây stator máy phát có trung tính không nối đất hoặc nối đất qua điện trở lớn làm việc trực tiếp với thanh góp điện áp máy phát trình bày trên hình 1.17.

Trong phương án này người ta sử dụng thiết bị tạo thêm tải thứ tự không. Tải này được đưa vào làm việc khi phát hiện có chạm đất và làm tăng thành phần tác dụng của dòng điện sự cố lên khoảng 10A, tạo điều kiện thuận lợi cho việc xác định hướng dòng điện. Thiết bị tạo thêm tải bao gồm BI_{0N} đầu vào trung tính của máy phát, tải R của BI này được đóng mở bằng tiếp điểm của role điện áp RU_0 . Khi có chạm đất, điện áp U_0 xuất hiện, RU_0 đóng tức thời tiếp điểm của mình và duy trì một khoảng thời gian t_2 đủ cho sơ đồ làm việc chắc chắn.

Tỉ số biến đổi của BIG trong mạch thiết bị tạo thêm tải được chọn sao cho thành phần tác dụng của dòng điện đưa vào bộ so sánh pha α đủ để xác định đúng hướng sự cố. Hình 1.17b,c trình bày sơ đồ nguyên lý và đồ thị vectơ để xác định hướng sự cố khi chạm đất xảy ra bên trong (hình 1.17b) và bên ngoài (hình 1.17c) cuộn dây stator máy phát.

Khi chạm đất ngoài vùng bảo vệ, dòng điện tổng I_Σ đưa vào bộ so sánh pha:

$$I_\Sigma = I_A - I_D^{(1)} \quad (1-50)$$

Trong đó:

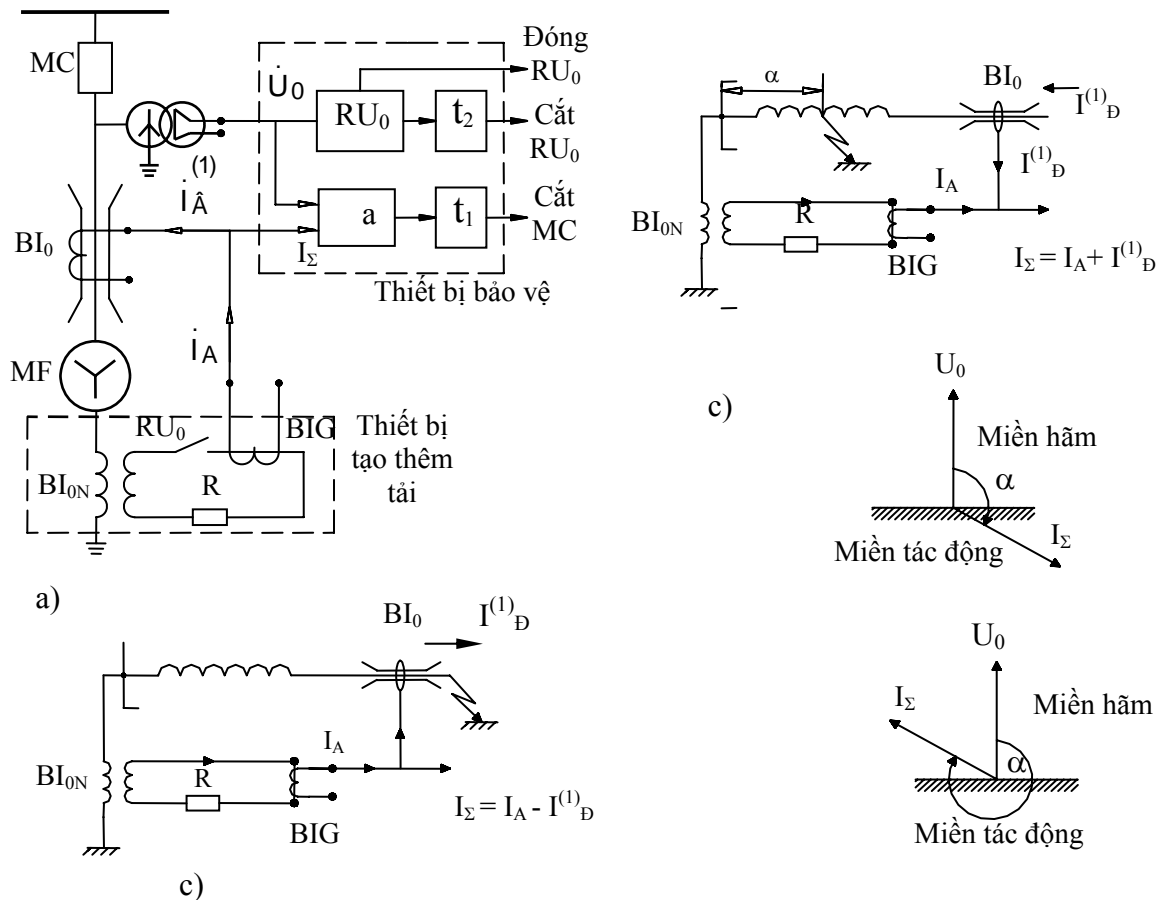
- I_A dòng điện được tạo nên bởi thiết bị tạo thêm tải.
- $I_D^{(1)}$ dòng điện chạm đất chạy qua bảo vệ.

Trong trường hợp này góc pha α giữa điện áp thứ tự không U_0 và dòng điện tổng I_Σ vượt qua trị số góc làm việc giới hạn nên sẽ không có tín hiệu cắt.

Khi chạm đất trong cuộn dây stator MFD ta có:

$$I_\Sigma = I_A + I_D^{(1)}$$

và góc pha α giữa điện áp thứ tự không U_0 và dòng điện tổng I_Σ nằm trong miền tác động của bảo vệ. Role tác động cắt với thời gian t_1 .



Hình 1.17 : Sơ đồ bảo vệ chống chạm đất cuộn dây stator MFĐ có thiết bị tạo thêm tải (a) đồ thị vectơ khi có chạm đất ngoài (b) và trong (c) vùng bảo vệ.

Sơ đồ ở hình 1.17 có thể bảo vệ được 90% cuộn dây. Khi chạm đất trong vùng 10% còn lại (gần trung điểm) bảo vệ không đủ độ nhạy. Tuy nhiên, do điện áp ở phần này của cuộn dây không lớn (không vượt quá 10% U_p) nên xác suất xảy ra hỏng hóc về điện (chẳng hạn do cách điện bị đánh thủng) rất thấp nên ở các máy phát công suất bé người ta thường không đòi hỏi bảo vệ toàn bộ cuộn dây.

Đối với các MFĐ nối bộ với MBA, thông thường cuộn dây MBA phía máy phát đầu tam giác nên chạm đất ở phía cáo áp dòng thứ tự không không ảnh hưởng đến MFĐ.

Với các điểm chạm đất xảy ra trong mạng cấp điện áp máy phát có thể phát hiện bằng sự xuất hiện U_0 ở đầu cực tam giác hồ của BU đặt ở đầu cực MFĐ, hoặc đầu ra của MBA đầu với trung điểm của MFĐ.

Với các MFĐ công suất lớn, người ta yêu cầu phải bảo vệ 100% cuộn dây stator chống chạm đất để ngăn ngừa khả năng chạm đất ở vùng gần trung điểm của cuộn dây do các nguyên nhân cơ học.

Ngày nay để bảo vệ 100% cuộn dây stator chống chạm đất, người ta thường dùng hai phương pháp sau đây:

- Theo dõi sự biến thiên của hài bậc ba của sóng điện áp ở trung điểm và đầu cực MFĐ.
- Đưa thêm một điện áp hãm tần số thấp vào trung điểm của cuộn dây MFĐ.

* Phương theo dõi sự biến thiên của sóng hài bậc ba (xem mục III.3.1) có một số nhược điểm:

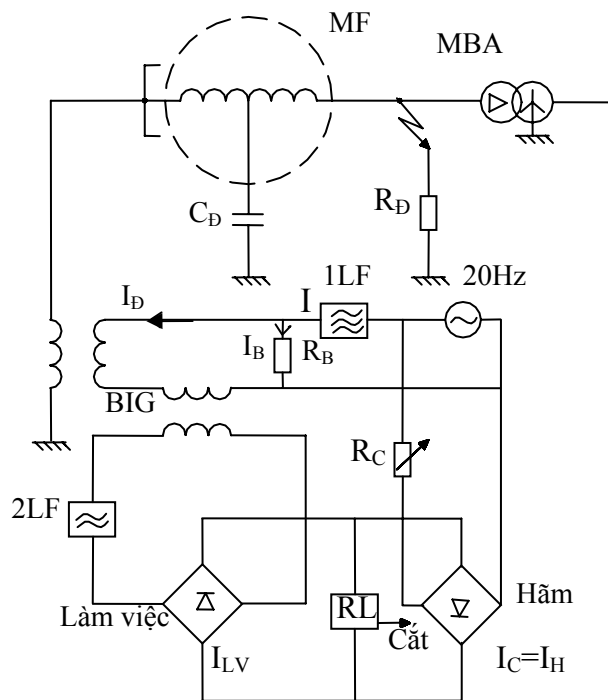
- Khi chạm đất ở vùng gần giữa cuộn dây, bảo vệ có thể không làm việc vì thành phần sóng hài bậc ba trong điện áp quá bé.
- Điện áp U_{ab} đặt vào rơle sẽ suy giảm khi điện trở chổ sự cố lớn.
- Sơ đồ không phát hiện được chạm đất khi MFĐ không làm việc. Trong một số MFĐ, thành phần hài bậc ba không đủ lớn để bảo vệ có thể phát hiện được.

Để khắc phục những nhược điểm này người ta dùng phương pháp đưa thêm một điện áp hãm tần số thấp vào mạch trung tính của MFĐ.

* Phương pháp đưa thêm một điện áp hãm tần số thấp vào trung điểm của cuộn dây MFĐ (hình 1.18):

- Dòng điện I từ nguồn 20Hz sau khi qua bộ lọc 1LF được phân thành hai thành phần I_D chạy qua BU_0 nối với trung tính MFĐ và I_B chạy qua điện trở đặt R_B . Thành phần I_D thông qua biến dòng trung gian BIG và bộ lọc tần số 2LF được nắn thành dòng điện làm việc.

- I_{LV} đưa vào role để so sánh với dòng điện hãm I_H cũng do nguồn 20Hz tạo nên thông qua điện trở đặt R_C , dòng điện hãm có trị số không đổi. Ở chế độ làm việc bình thường ($R_D = \infty$) dòng điện I_D được xác định theo điện dung của cuộn dây đối với đất C_D nên có trị số bé do đó $I_{LV} < I_H$ và role sẽ không tác động.



Hình 1.18: Sơ đồ bảo vệ 100% cuộn dây stator chống chạm đất có đưa thêm điện áp hãm 20Hz vào trung điểm MFĐ

- Khi có chạm đất, dòng I_D được xác định chủ yếu theo điện trở chạm đất R_D , $I_{LV} > I_H$ role sẽ tác động cắt máy phát.

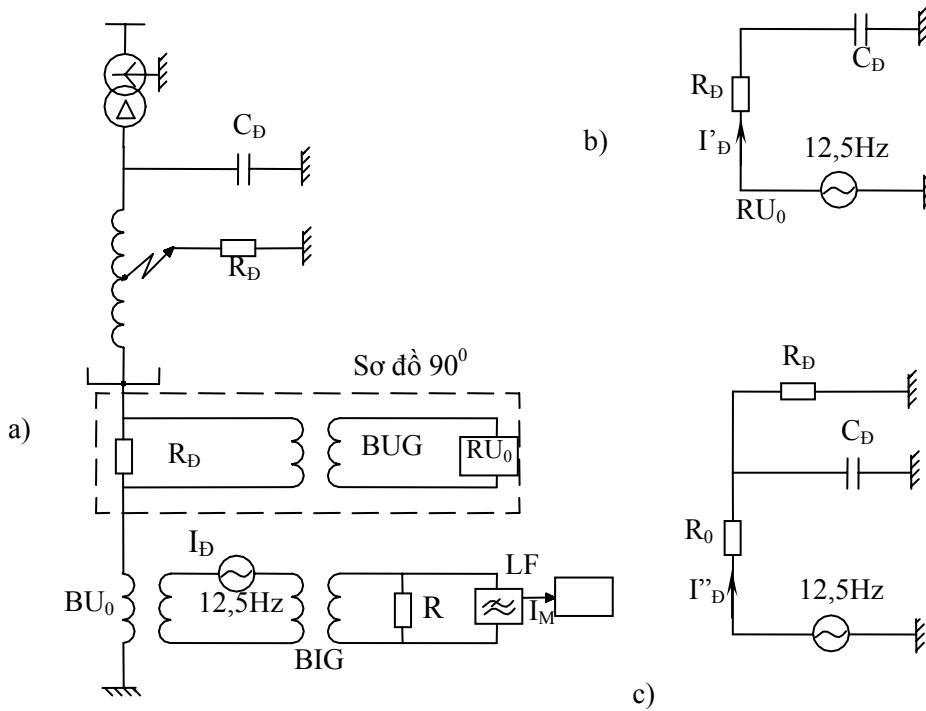
- Các bộ lọc tần số 1LF, 2LF đảm bảo cho sơ đồ chỉ làm việc với thành phần 20Hz, ngoài ra bộ lọc 1LF bảo vệ cho máy phát 20Hz khỏi bị quá tải bởi dòng điện công nghiệp khi có chạm đất xảy ra ở đầu cực MFĐ.

Một phương án khác để thực hiện bảo vệ 100% cuộn dây stator chống chạm đất là dùng nguồn phụ 12,5Hz (với tần số công nghiệp là 60Hz người ta dùng 15Hz) có tín hiệu được mã hóa để đưa vào mạch sơ cấp thông qua BU_0 đầu vào mạch trung tính của MFĐ (hình 1.19a).

Trong chế độ làm việc bình thường, dòng điện I_D' chạy qua điểm trung tính MFĐ được xác định theo trị số điện dung đẳng trị của MFĐ là C_D (hình 1.19b).

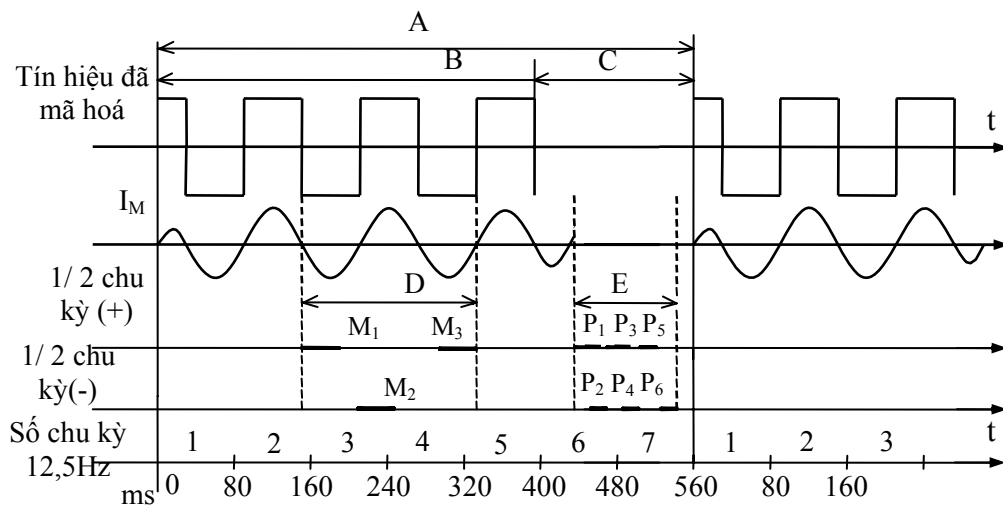
Khi xảy ra chạm đất, điện trở chạm đất R_D được ghép song song với C_D làm tăng dòng điện đến trị số $I_D'' > I_D'$ (hình 1.19c). Role đầu ra sẽ phản ứng theo sự tăng dòng điện và theo tín hiệu phản hồi đã được mã hóa.

Trên hình 1.20 trình bày việc mã hóa tín hiệu bằng cách thay đổi thời gian phát tín hiệu và thời gian dừng. Trong các khoảng thời gian này nhiều phép đo được tiến hành: M_1, M_2 và M_3 cho khoảng thời gian truyền tín hiệu và P_1, P_2, P_6 cho khoảng thời gian dừng. Phương pháp này cho phép loại trừ được ảnh hưởng của nhiễu do dòng điện phía sơ cấp và phép đo được tiến hành riêng cho từng nửa chu kỳ dương và âm sẽ tránh được ảnh hưởng của nhiễu có tần số bội của 12,5Hz.



Hình 1.19 : Sơ đồ nguyên lý (a) của bảo vệ 100% cuộn dây stator MFD chống chạm đất dùng biện pháp bơm tín hiệu 12,5Hz được mã hoá và sơ đồ xác định dòng điện chạm đất I_a khi làm việc bình thường (b) và khi chạm đất (c).

Các sơ đồ bảo vệ 100% cuộn dây stator chống chạm đất thường được sử dụng kết hợp với sơ đồ bảo vệ 90% để tăng độ tin cậy cho hệ thống chạm đất.



Hình 1.20: Biểu đồ bơm tín hiệu 12,5Hz được mã hoá để thực hiện bảo vệ 100% cuộn dây stator chống chạm đất. A- chu kỳ hoạt động; B- thời gian phát tín hiệu; C- thời gian dừng; D- thời gian đo; E- thời gian kiểm tra tín hiệu phản hồi

IV. Bảo vệ chống chạm đất mạch kích từ của MFĐ (64)

Đối với MFĐ, do nguồn kích từ là nguồn một chiều nên khi chạm đất một điểm mạch kích từ các thông số làm việc của máy phát hầu như thay đổi không đáng kể. Khi chạm đất điểm thứ hai mạch kích từ, một phần cuộn dây kích từ sẽ bị nối tắt, dòng điện qua chỗ cách điện bị đánh thủng có thể rất lớn sẽ làm hỏng cuộn dây và phần thân rotor. Ngoài ra dòng điện trong cuộn rotor tăng cao có thể làm mạch từ bị bão hòa, từ trường trong máy phát bị yếu làm cho máy phát bị rung, ... gây hư hỏng nghiêm trọng máy phát.

Đối với MFĐ công suất bé và trung bình (máy phát nhiệt điện), thường người ta đặt bảo vệ báo tín hiệu khi có một điểm chạm đất trong mạch kích từ và tác động cắt máy phát khi xảy ra chạm đất điểm thứ hai.

Đối với MFĐ công suất lớn (máy phát thủy điện), hậu quả của việc chạm đất điểm thứ hai trong mạch kích từ có thể rất nghiêm trọng, vì vậy khi chạm đất một điểm trong cuộn dây rotor bảo vệ phải tác động cắt máy phát ra khỏi hệ thống.

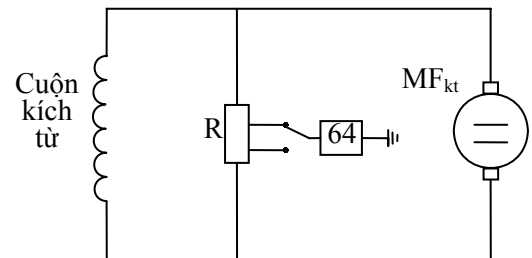
IV.1 Bảo vệ chống chạm đất một điểm mạch kích từ:

Có ba phương pháp được sử dụng để phát hiện chống chạm đất một điểm mạch kích từ :

- * Phương pháp phân thế.
- * Phương pháp dùng nguồn phụ AC.
- * Phương pháp dùng nguồn phụ DC.

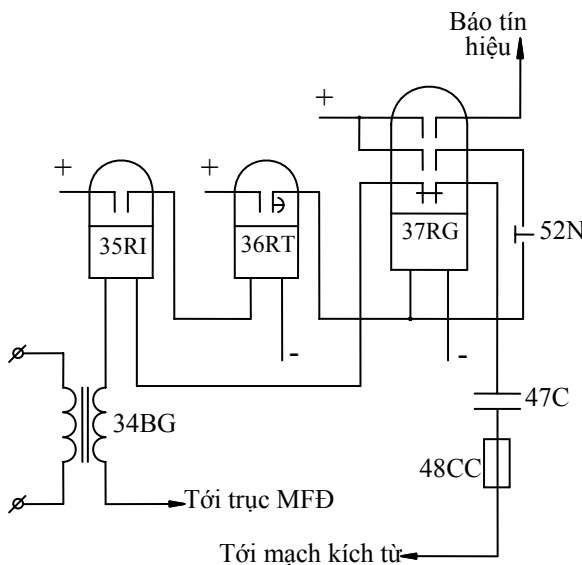
IV.1.1 Phương pháp phân thế: (hình 1.21)

Trong sơ đồ bảo vệ chống chạm đất cuộn dây rotor, người ta dùng điện trở mắc song song với cuộn dây kích từ, điểm giữa của điện trở nối qua rơle điện áp, khi có một điểm chạm đất sẽ xuất hiện một điện thế ở rơle điện áp, điện thế này lớn nhất khi điểm chạm đất ở đầu cuộn dây. Để tránh vùng chết khi điểm chạm đất ở gần trung tính cuộn dây kích từ, người ta chuyển nấc thay đổi điện đầu vào rơle tác động.

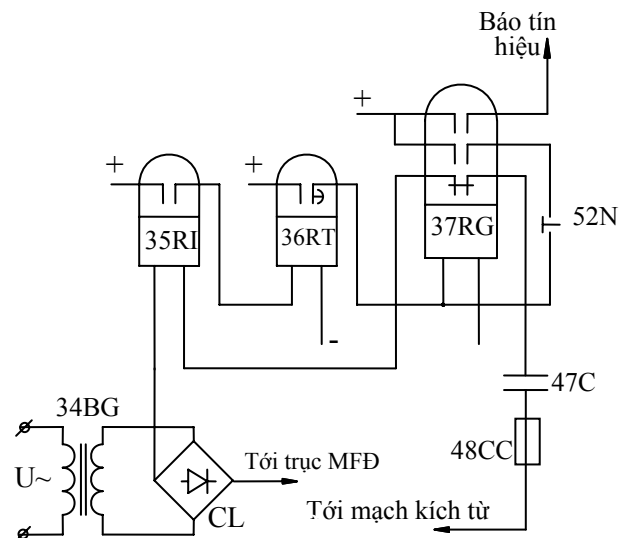


HÌNH 1.21 : Bảo vệ chạm đất rotor bằng phương pháp phân thế

IV.1.2. Phương pháp dùng nguồn điện áp phụ AC:



HÌNH 1.22: Sơ đồ bảo vệ chống chạm đất 1 điểm cuộn rotor dùng nguồn điện phụ AC



HÌNH 1.23: Sơ đồ bảo vệ chống chạm đất 1 điểm cuộn rotor dùng nguồn điện phụ DC

Sơ đồ bảo vệ được trình bày ở hình 1.22. Điện áp nguồn phụ xoay chiều thường bằng điện áp cuộn kích từ,

- 34BG: biến áp trung gian, lấy điện từ thanh góp tự dùng.
- 35 RI: role dòng điện, để phát hiện sự cố.
- 36RT: role thời gian, tạo thời gian trễ tránh trường hợp bảo vệ tác động nhầm khi ngắn mạch thoáng qua.

- 37RG: rơle trung gian.
- 52N: nút ấn giải trừ tự giữ.
- 47CC: cầu chì bảo vệ.
- 48C: tụ điện dùng để cách ly mạch kích từ một chiều với mạch xoay chiều.

Nguyên lý làm việc của sơ đồ như sau:

- Bình thường, phía thứ cấp của biến áp trung gian 34RG hở mạch do đó không có dòng qua role 35RI, bảo vệ không tác động.

- Khi xảy ra chạm đất một điểm mạch kích từ, thứ cấp của biến áp trung gian khép mạch, có dòng chạy qua role 35RI làm cho bảo vệ tác động đi báo tín hiệu.

Sơ đồ có ưu điểm là không có vùng chết nghĩa là chạm đất bất kỳ điểm nào trong mạch kích từ bảo vệ đều có thể tác động. Tuy nhiên do dùng nguồn xoay chiều nên phải chống sự xâm nhập điện áp xoay chiều vào nguồn kích từ một chiều.

IV.1.3 . Phương pháp dùng nguồn điện áp phụ DC:

Phương pháp này khắc phục được nhược điểm của phương pháp trên bằng sơ đồ hình 1.23, nhờ bộ chỉnh lưu điốt mà ta có thể cách li nguồn một chiều và nguồn xoay chiều.

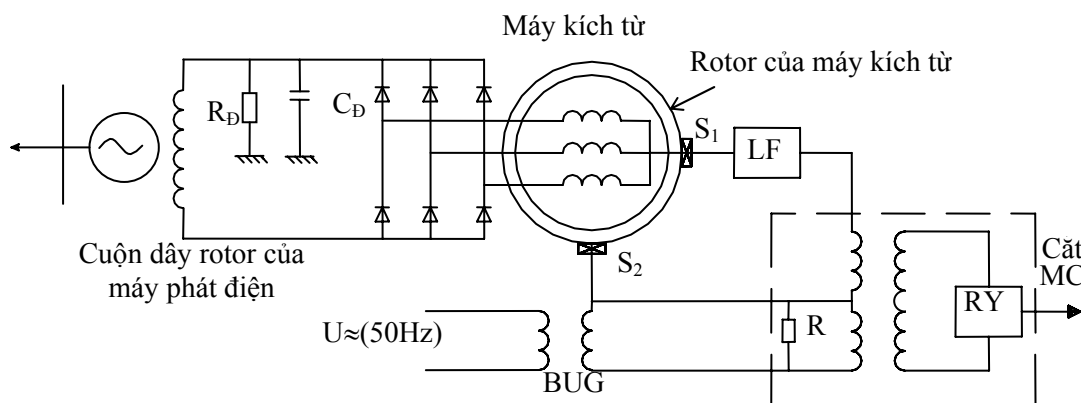
Nguồn điện phụ một chiều cho phép loại trừ vùng chết và thực hiện bảo vệ 100% cuộn dây rotor chống chạm đất. Sơ đồ có nhược điểm là sự liên hệ trực tiếp về điện giữa thiết bị bảo vệ và điện áp kích từ U_{KT} có trị số khá lớn đôi với các MFD có công suất lớn.

IV.2. Một số sơ đồ bảo vệ chống chạm đất một điểm trong các MFD hiện đại:

Đối với các MFD có hệ thống kích từ không chổi than với các điốt chỉnh lưu lắp trực tiếp trên thân rotor của máy phát, điện dung của hệ thống kích từ đối với đất sẽ tăng lên đáng kể và hệ thống bảo vệ chống chạm đất của cuộn dây rotor cũng trở nên phức tạp.

Các sơ đồ bảo vệ chống chạm đất một điểm trong cuộn dây rotor của các MFD hiện đại thường tác động cắt máy phát (để loại trừ xảy ra chạm đất điểm thứ hai) và dựa trên một trong những nguyên lý sau:

- Đo điện dẫn trong mạch kích từ (đối với đất) bằng tín hiệu điện áp xoay chiều tần số 50Hz.
- Đo điện trở của mạch kích từ (đối với đất) bằng tín hiệu điện áp một chiều hoặc tín hiệu sóng chữ nhật tần số thấp. Nguyên lý đo điện dẫn của mạch kích từ đối với đất của MFD có hệ thống kích từ không chổi than trình bày trên hình 1.24.



HÌNH 1.24: bảo vệ chống chạm đất cuộn rotor MFD có hệ thống kích từ không chổi than với điốt chỉnh lưu lắp trực tiếp trên thân rotor theo nguyên lý đo điện dẫn.

Nguồn điện áp phụ xoay chiều tần số 50Hz được đặt vào mạch trung tính của cuộn dây máy kích thích xoay chiều ba pha và thân rotor của MFD thông qua các vành góp và chổi than S_1, S_2 . Bộ lọc tần số LF chỉ cho tần số công nghiệp chạy qua role đo điện dẫn RY để loại trừ ảnh hưởng của hài bậc cao trong phép đo.

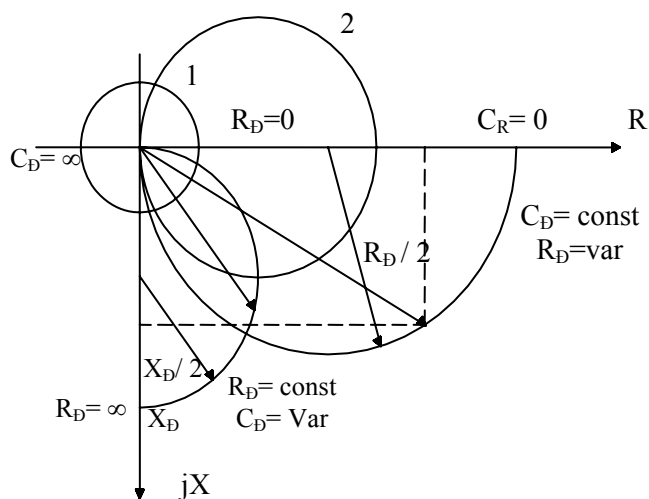
Điện dẫn mà role RY đo được chủ yếu xác định theo điện trở R_D và điện dung C_D đối với đất của mạch kích từ.

Trên hình 1.25 trình bày quỹ đạo của nút véctor tổng trở Z mà role đo được cho hai trường hợp: Khi $R_D = \text{const}, C_D = \text{var}$ và khi $C_D = \text{const}, R_D = \text{var}$.

Role RY được chỉnh định với hai mức tác động: mức cảnh báo với đặc tính khởi động 2 và mức tác động cắt máy phát với đặc tính khởi động 1. Đặc tính 1 bọc lấy một phần của góc phân tư thứ hai và thứ ba trên mặt phẳng tọa độ để đảm bảo cho bảo vệ tác động một cách chắc chắn khi có chạm đất trực tiếp ($R_D \approx 0$).

Sơ đồ bảo vệ hình 1.24 có một số nhược điểm là: sự có mặt của chổi than S_1, S_2 làm cho độ tin cậy của sơ đồ không cao và trị số của điện trở tiếp xúc có thể ảnh hưởng đến trị số đo của role. Ngoài ra bản thân hệ thống kích thích một chiều cũng có thể ảnh hưởng đến sự làm việc của bảo vệ khi điện dung của mạch kích thích đối với đất C_D lớn, điện trở rò R_D lớn nhất có thể đo được 10 k Ω .

Để khắc phục nhược điểm này, người ta dùng sơ đồ với nguồn điện phụ một chiều hoặc xoay chiều với tần số thấp có dạng sóng hình chữ nhật.



Hình 1.25: Đặc tính biên thiên của tổng trở đối với đất của mạch kích từ và đặc tính tác động của Role đo điện dẫn để chống chạm đất mạch roto MFD đồng bộ. 1- đặc tính cắt; 2- đặc tính cảnh báo.

Trên hình 1.26 trình bày nguyên lý phát hiện chạm đất trong cuộn dây rotor của MFD được kích thích từ nguồn điện tự dùng qua bộ chỉnh lưu Thyristor dùng nguồn tín hiệu sóng chữ nhật có tần số 1Hz.

Các điện trở phụ R_1, R_2 được chọn có chỉ số khá lớn so với điện trở R_M để tạo điện áp U_M đặt vào bộ phận đo lường M.

Dòng điện do nguồn điện phụ U tạo ra bằng:

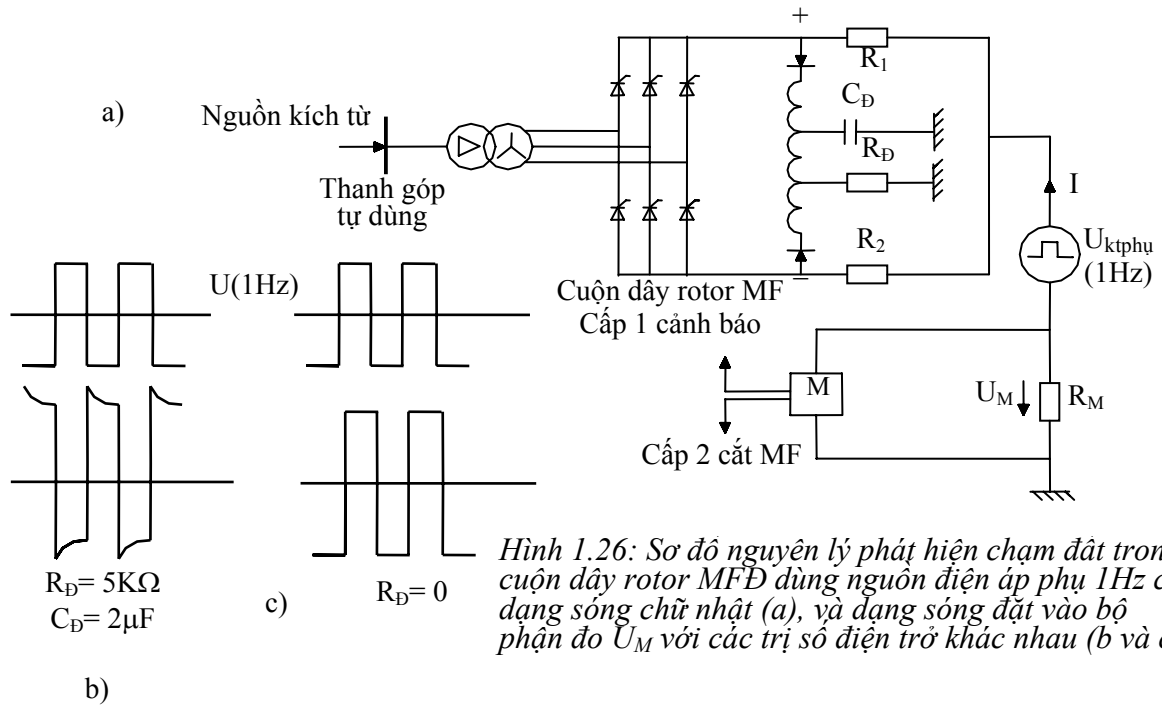
$$I = \frac{U}{R_A + R_M + R} \quad (1-51)$$

Trong đó:

$$R = \frac{R_1 \cdot R_2}{R_1 + R_2}$$

Lưu ý rằng $R_M \ll R$ và bỏ qua điện trở của bản thân cuộn dây rotor, ta có:

$$U_M \approx \frac{U \cdot R_M}{R + R_A} \quad (1-52)$$

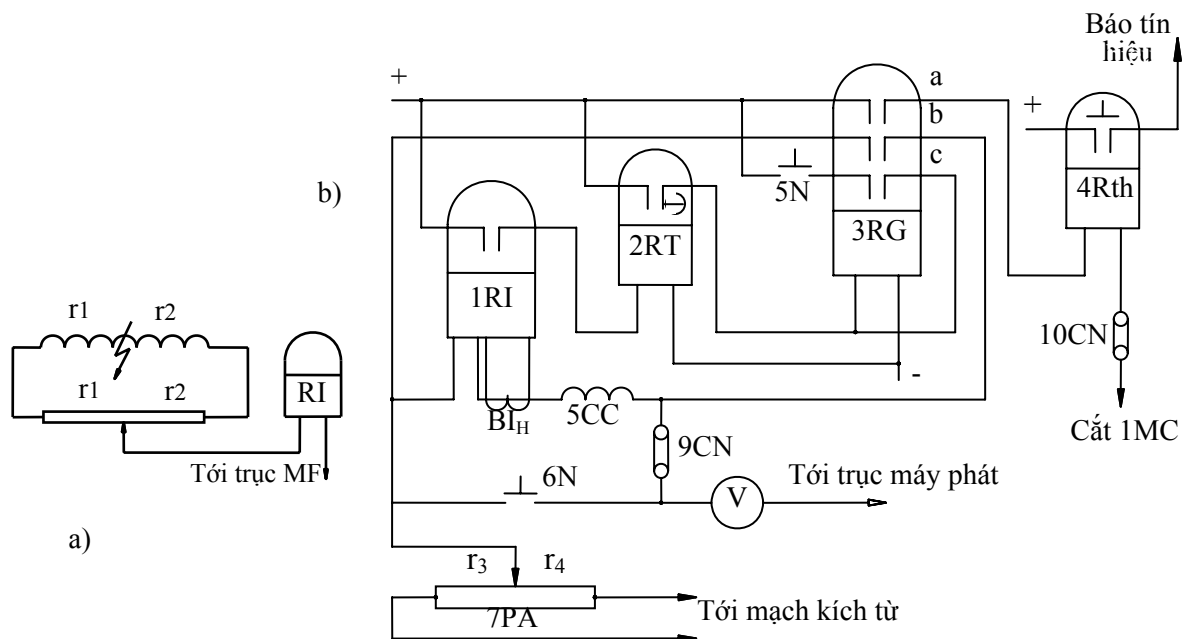


Điện dung đối với đất của mạch kích từ C_D mắc song song với điện trở R_D sẽ làm tức thời tăng trị số dòng điện I và điện áp U_M ở thời điểm đầu của mỗi nửa chu kỳ của nguồn điện áp U .

Điện trở R_D có tác dụng làm suy giảm trị số của I và U_M . R_D càng bé độ suy giảm càng nhanh, trên hình 1.26b và 1.26c trình bày dạng sóng U_M đo được cho hai trị số của R_D khác nhau.

Bảo vệ được chỉnh định để tác động báo hiệu khi điện trở rò R_D tụt dưới $80\text{k}\Omega$ (mức 1) và tác động cắt máy phát khi $R_D < 5\text{k}\Omega$ (mức 2).

IV.3. Bảo vệ chống chạm đất điểm thứ hai mạch kích từ:



Hình 1.27: Sơ đồ bảo vệ chống chạm đất thứ hai mạch kích từ
a) Sơ đồ nguyên lý b) Sơ đồ bảo vệ

Bảo vệ chống chạm đất điểm thứ hai mạch kích từ (hình 1.27) được đưa vào làm việc sau khi có tín hiệu báo chạm đất một điểm mạch kích từ. Thường bảo vệ được đặt trên một bảng di động và được dùng chung cho nhiều tổ máy của nhà máy. Bảo vệ làm việc dựa trên nguyên tắc cầu bốn nhánh: Khi chạm đất một điểm mạch kích từ, người ta điều chỉnh cho cầu cân bằng nhờ đồng hồ V. Khi cầu cân bằng ta có: $\frac{r_1}{r_2} = \frac{r_3}{r_4}$, do đó không có dòng qua 1RI, bảo vệ không tác động.

Khi chạm đất điểm thứ hai mạch kích từ sẽ làm cho cầu mất cân bằng, có dòng qua 1RI và 2RT có điện, sau một thời gian 3RG có điện đi báo tín hiệu thông qua 4Rth, cắt máy cắt đồng thời nối tắt cuộn dây của 1RI để tránh bị hư hỏng và tự giữ cho 3RG thông qua mạch tự giữ.

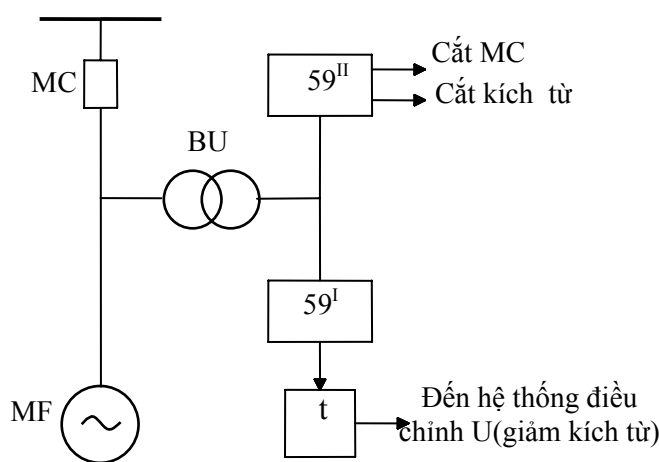
Các phần tử trong sơ đồ:

- 3RG: rơle trung gian, bao gồm các tiếp điểm:
 - Tiếp điểm a: đưa tín hiệu đi cắt máy phát.
 - Tiếp điểm b: để bảo vệ RI không bị cháy (nối tắt RI).
 - Tiếp điểm c: tiếp điểm tự giữ.
- BI_H: lấy thành phần xoay chiều của nhiễu để tăng cường tác động hãm cho RI.
- 9CN: cầu nối, dùng để khoá bảo vệ khi sửa chữa hoặc không muốn bảo vệ tác động.
- 6N: nút ấn, kết hợp với đồng hồ V để điều chỉnh cho cầu cân bằng khi xảy ra chạm đất điểm thứ nhất mạch kích từ.
- 5N: nút ấn, để giải tự giữ sau khi bảo vệ đã tác động đi cắt máy cắt.
- 5CC: cuộn cảm nhằm hạn chế thành phần nhiễu xoay chiều, tránh làm cho RI tác động nhầm.
- 10CN: khoá bảo vệ không cho cắt máy cắt.

V. Bảo vệ chống quá điện áp (59)

Điện áp ở đầu cực máy phát có thể tăng cao quá mức cho phép khi có trục trặc trong hệ thống tự động điều chỉnh kích từ hoặc khi máy phát bị mất tải đột ngột.

Khi mất tải đột ngột, điện áp ở đầu cực các máy phát thủy điện có thể đạt đến 200% trị số danh định là do hệ thống tự động điều chỉnh tốc độ quay của turbine nước có quán tính lớn và khả năng vượt tốc của rotor máy phát cao hơn nhiều so với máy phát turbine hơi.



Hình 1.28: Bảo vệ chống quá điện áp hai cấp đặt ở MFĐ

Ở các máy phát nhiệt điện (turbine hơi hoặc turbine khí) các bộ điều tốc làm việc với tốc độ cao, có quán tính bé hơn nên có thể khống chế mức vượt tốc thấp hơn, ngoài ra các turbine khí hoặc hơi còn được trang bị các van STOP đóng nguồn năng lượng đưa vào turbine trong vòng vài msec khi mức vượt tốc cao hơn mức chính định.

Mặt khác, các máy phát thủy điện nằm xa trung tâm phụ tải và bình thường phải làm việc với các mức điện áp đầu cực cao hơn điện áp danh định để bù lại điện áp giáng trên hệ thống truyền tải, khi mất tải đột ngột mức điện áp lại càng tăng cao.

Quá điện áp ở đầu cực máy phát có thể gây tác hại cho cách điện của cuộn dây, các thiết bị dầu nổi ở đầu cực máy phát, còn đối với các máy phát làm việc hợp bộ với MBA sẽ làm bão hoà mạch từ của MBA tăng áp, kéo theo nhiều tác dụng xấu.

Bảo vệ chống quá điện áp ở đầu cực máy phát thường gồm hai cấp hình 1.28.

* Cấp 1 (59^I) với điện áp khởi động: $U_{KD59}^I = 1,1U_{Fdm}$ (điện áp định mức MFĐ). Cấp 1 làm việc có thời gian và tác động lên hệ thống tự động điều chỉnh kích từ để giảm kích từ của máy phát.

* Cấp 2 (59^{II}) với điện áp khởi động: $U_{KD59}^{II} = (1,3 \div 1,5)U_{Fdm}$. Cấp 2 làm việc tức thời, tác động cắt MC ở đầu cực máy phát và tự động diệt từ trường của máy phát.

VI. Bảo vệ chống ngắn mạch ngoài và quá tải

Mục đích đặt bảo vệ:

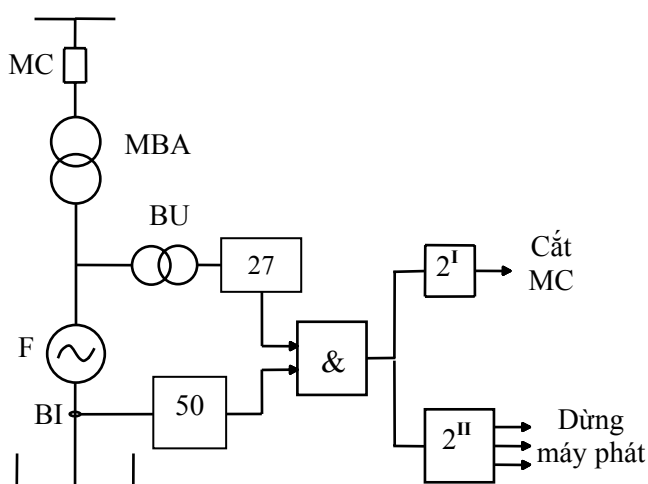
- Chống ngắn mạch trên các phần tử kề (thanh góp máy phát, máy biến áp,...) nếu bảo vệ của các phần tử này không làm việc.
- Chống quá tải do hệ thống cắt giảm một số nguồn cung cấp.
- Làm dự trữ cho BVSLD máy phát điện.

Để thực hiện bảo vệ chống ngắn mạch ngoài và quá tải ta có thể sử dụng các phương thức bảo vệ sau:

VI.1. Bảo vệ quá dòng điện:

Với các máy phát bé và trung bình, người ta thường sử dụng bảo vệ quá dòng điện có khoá điện áp thấp (hình 1.29). Bảo vệ thường có 2 cấp thời gian:

Cấp 1 (2^I) tác động cắt MC ở đầu cực máy phát (nếu nối với thanh góp điện áp máy phát) hoặc MC của bộ MF-MBA. Cấp 1 được phối hợp với thời gian tác động của bảo vệ dự phòng của đường dây và MBA.



Hình 1.29: Bảo vệ quá dòng điện có khoá điện áp thấp

Cấp 2 (2^{II}) tác động dừng máy phát nếu sau khi cắt MC đầu cực máy phát (có thanh góp điện áp máy phát) hoặc đầu hợp bộ (MF-MBA) mà dòng sự cố vẫn tồn tại (tức là sự cố xảy ra bên trong hợp bộ hoặc máy phát).

Khóa điện áp thấp cho phép phân biệt ngắn mạch với quá tải và cho phép bảo vệ làm việc chắc chắn khi máy phát được kích từ bằng chính lưu lấy điện từ đầu cực máy phát. Trong trường hợp này dòng ngắn mạch sẽ suy giảm nhanh chóng khi xảy ra ngắn mạch tại đầu cực máy phát. Trong một số sơ đồ người ta còn dùng biện pháp đảm bảo cho bảo vệ tác động chắc chắn là chỉ lấy tín hiệu điện áp thấp sau khi role dòng điện đã trở về do sự suy giảm dòng ngắn mạch.

Dòng điện khởi động của role quá dòng 50 (khi bảo vệ quá dòng có khoá điện áp thấp 27):

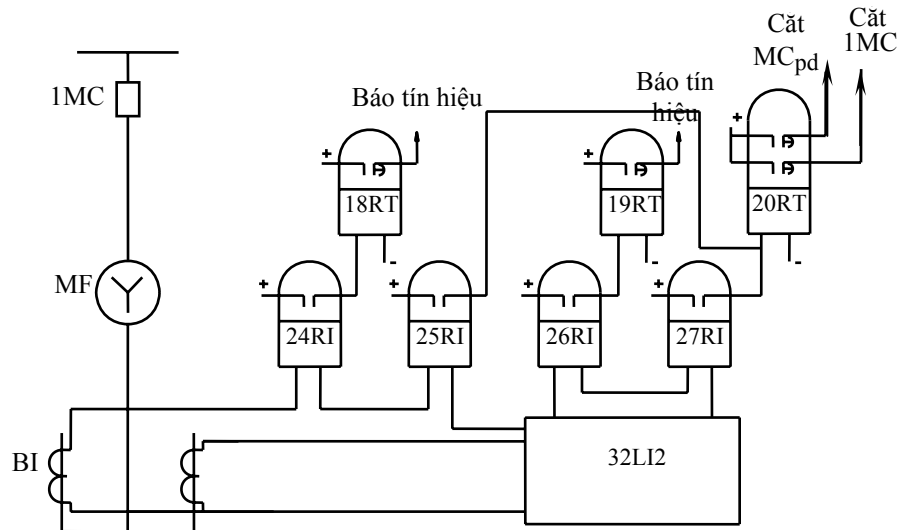
$$I_{K\dot{A}50} = \frac{K_{at}}{K_{tv} n_I} I_{lvmax} \quad (1-53)$$

với I_{lvmax} là dòng điện làm việc lớn nhất qua cuộn thứ cấp của BI.

VI.2. Bảo vệ chống ngắn mạch ngoài và quá tải MFD:

Quá tải gây phát nóng cuộn dây stator có thể do nhiều nguyên nhân như máy phát điện vận hành với hệ số công suất thấp, thành phần công suất phản kháng vượt quá mức cho phép, có hư hỏng trong hệ thống làm mát hoặc hệ thống điều chỉnh điện áp làm cho máy phát bị quá kích thích. Cuộn dây rotor cũng có thể bị quá tải ngắn hạn trong quá trình điều chỉnh điện áp khi máy phát đầy tải công suất tác dụng.

Thời gian chịu đựng quá tải của các cuộn dây máy phát có giới hạn và phụ thuộc vào mức độ quá tải, kết cấu của máy phát, hệ thống làm mát và công suất của máy phát. Thường các nhà chế tạo cho sẵn quan hệ giữa mức quá tải ($I^* = I/I_{dm}$) với thời gian quá tải cho phép của từng loại máy phát điện.



Hình 1.30: Sơ đồ bảo vệ chống quá tải và ngắn mạch ngoài

Có nhiều nguyên lý khác nhau có thể được áp dụng để thực hiện bảo vệ chống quá tải cho cuộn dây của máy phát điện: theo số đo trực tiếp của nhiệt độ cuộn dây, nhiệt độ của chất làm mát hoặc gián tiếp qua trị số dòng điện chạy qua cuộn dây.

Để bảo vệ chống ngắn mạch ngoài và quá tải cho máy phát người ta có thể sử dụng sơ đồ hình 1.30, thực chất đây cũng là một bảo vệ quá dòng.

Trong đó:

- 24RI, 18RT; 25RI, 20RT: để chống quá tải và ngắn mạch đối xứng.
- 26RI, 19RT; 27RI, 20RT: chống quá tải và ngắn mạch không đối xứng.
- 32LI₂: bộ lọc dòng thứ tự nghịch (để nâng cao độ nhạy cho bảo vệ, thường dùng cho các máy phát có công suất lớn).

VI.3. Tính chọn các thông số của role:

VI.3.1. Bảo vệ chống quá tải đối xứng 24RI, 18RT:

Dòng điện khởi động của 24RI:

$$I_{K\hat{A}24RI} = \frac{K_{at} \cdot I_{âmF}}{K_{tv} \cdot n_I} \quad (1-54)$$

Thời gian tác động của 18RT:

$$t_{18RT} = (7 \div 9) \text{ sec} \quad (1-55)$$

VI.3.2. Bảo vệ chống ngắn mạch đối xứng 25RI, 20RT:

$$I_{K\hat{A}4RI} = \frac{K_{at} \cdot K_{mm} \cdot I_{âmF}}{K_{tv} \cdot n_I} \quad (1-56)$$

$$t_{20RT} = t_{\max \text{ các phần tử lân cận}} + \Delta t \quad (1-57)$$

VI.3.3. Bảo vệ chống quá tải không đối xứng 26RI, 19RT:

Dòng điện khởi động cho role 26RI được chọn theo hai điều kiện:

- Điều kiện 1: I_{KD26RI} phải lớn hơn dòng thứ tự nghịch lâu dài cho phép I_{2cp} :

$$I_{K\hat{A}26RI} = K_{at} \cdot I_{2cp} \quad (1-58)$$

- Đối với máy phát điện turbine nước: $I_{2cp} = 5\% \cdot I_{dmF}$
 - Đối với máy phát điện turbine hơi: $I_{2cp} = 10\% \cdot I_{dmF}$
- Điều kiện 2: Role phải trở về sau khi đã cắt ngắn mạch ngoài.

Từ hai điều kiện trên và theo kinh nghiệm người ta chọn:

$$I_{K\hat{A}26RI} = 0,1 \cdot \frac{I_{âmF}}{n_1} \quad (1-59)$$

Thời gian tác động của 19RT thường được chọn:

$$t_{19RT} = (7 \div 9) \text{ sec} \quad (1-60)$$

VI.3.4. Bảo vệ chống ngắn mạch không đối xứng 27RI, 20RT:

Dòng khởi động của 27RI chọn theo các điều kiện sau:

- Điều kiện 1: Bảo vệ không được tác động khi đứt một pha trong hệ thống nối với nhà máy.

- Điều kiện 2: Bảo vệ phải phối hợp độ nhạy với các bảo vệ lân cận.

Trên thực tế tính toán dòng thứ tự nghịch khá phức tạp, theo kinh nghiệm người ta chọn:

$$I_{K\hat{A}26RI} = (0,5 \div 0,6) \frac{I_{âmF}}{n_1} \quad (1-61)$$

từ giá trị dòng khởi động tính được ta có thể chọn được role thích hợp.

Thời gian tác động của role 20RT phải phối hợp với các bảo vệ lân cận:

$$t_{20RT} = t_{\max \text{ các phần tử lân cận}} + \Delta t \quad (1-62)$$

VI.3.5. Kiểm tra độ nhạy của bảo vệ:

Độ nhạy K_n của bảo vệ được tính theo công thức sau:

$$K_n = \frac{I_{N\min}}{I_{K\hat{A}B}} \quad (1-63)$$

Tùy vào nhiệm vụ của bảo vệ mà giá trị độ nhạy của bảo vệ phải đạt yêu cầu. Khi làm bảo vệ chính $K_n \geq 1,5$ và khi đóng vai trò làm bảo vệ dự trữ $K_n \geq 1,2$.

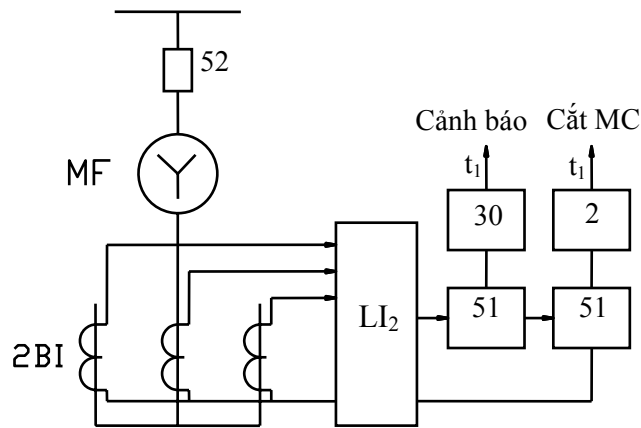
VI.4. Bảo vệ dòng thứ tự nghịch: (hình 1.31)

Dòng điện thứ tự nghịch có thể xuất hiện trong cuộn dây stator máy phát khi xảy ra đứt dây (hoặc hở mạch một pha), khi phụ tải không đối xứng hoặc ngắn mạch không đối xứng trong hệ thống.

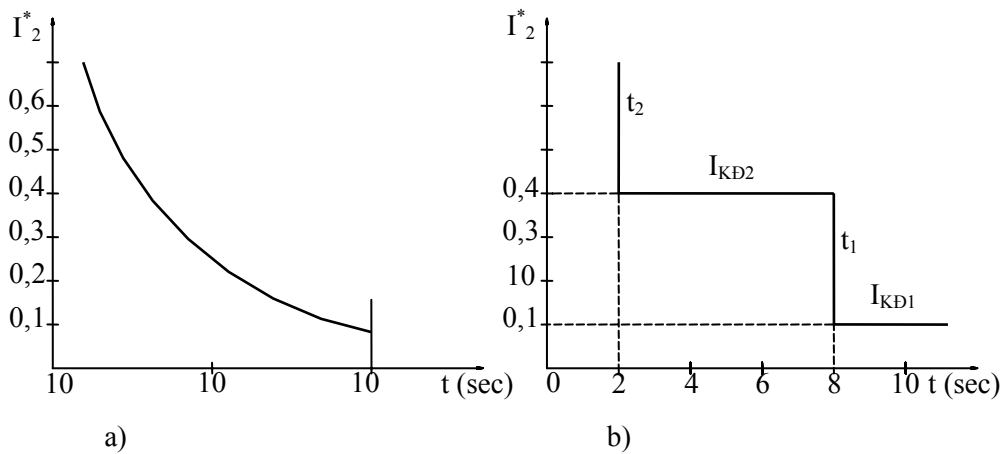
Quá tải không đối xứng nguy hiểm hơn quá tải đối xứng rất nhiều vì nó tạo nên từ thông thứ tự nghịch ϕ_2 biến thiên với vận tốc 2ω gấp hai lần tốc độ của rotor, làm cảm ứng trên thân rotor dòng điện lớn đốt nóng rotor và máy phát.

Dòng thứ tự nghịch I_2 càng lớn thì thời gian cho phép tồn tại càng bé, vì vậy bảo vệ chống dòng điện thứ tự nghịch có thời gian tác động t phụ thuộc tỉ lệ nghịch với dòng I_2 :

$$t = \frac{K_1}{\left(\frac{I_2}{I_{âmF}}\right)^2 - K_2^2} \quad (1-64)$$



HÌNH 1.31: Bảo vệ dòng điện TTN cho máy phát



HÌNH 1.32: ĐẶC TÍNH THỜI GIAN PHỤ THUỘC (A) VÀ ĐỘC LẬP CÓ HAI

Trong đó:

$$-K_1, K_2 \text{ là hệ số tỉ lệ, } K_2 = \alpha \frac{I_{2cp}}{I_{âmF}}$$

với:

- α là hằng số đối với từng loại role cụ thể.
- I_{2cp} : dòng thứ tự nghịch cho phép vận hành lâu dài, nó phụ thuộc vào chủng loại máy phát, công suất và hệ thống làm mát của cuộn dây rotor.
- $I_{âmF}$: dòng điện định mức của máy phát.

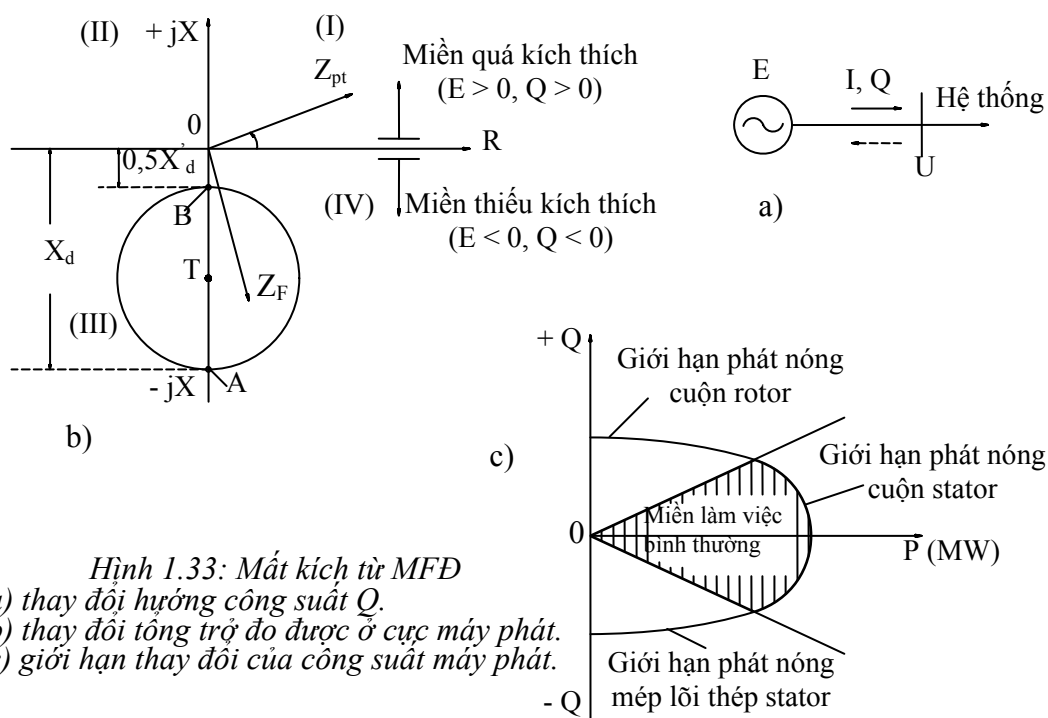
$$- I_2^*: \text{ dòng thứ tự nghịch tương đối, } I_2^* = \frac{I_2}{I_{âmF}}$$

Bảo vệ có thể có đặc tính thời gian phụ thuộc tỉ lệ nghịch theo quan hệ $t = f(I_2)$ (hình 1.32a) hoặc đặc tính thời gian độc lập 2 cấp (hình 1.32b): cấp 1 cảnh báo và cấp 2 đi cắt máy cắt.

VII. BẢO VỆ CHỐNG MẮT KÍCH TỪ

Trong quá trình vận hành máy phát điện có thể xảy ra mất kích từ do hư hỏng trong mạch kích thích (do ngắn mạch hoặc hở mạch), hư hỏng trong hệ thống tự động điều chỉnh điện áp, thao tác sai của nhân viên vận hành... Khi máy phát bị mất kích từ thường dẫn đến mất đồng bộ ở stator và rotor. Nếu hở mạch kích thích có thể gây quá điện áp trên cuộn rotor nguy hiểm cho cách điện cuộn dây.

Ở chế độ vận hành bình thường, máy phát điện đồng bộ làm việc với sức điện động E cao hơn điện áp đầu cực máy phát U_F (chế độ quá kích thích, đưa công suất phản kháng Q vào hệ thống, $Q > 0$). Khi máy phát làm việc ở chế độ thiếu kích thích hoặc mất kích thích, sức điện động E thấp hơn điện áp U_F , máy phát nhận công suất phản kháng từ hệ thống ($Q < 0$) (hình 1.33a,c). Như vậy khi mất kích từ, tổng trở đo được đầu cực máy phát sẽ thay đổi từ Z_{pt} (tổng trở phụ tải nhìn từ phía máy phát) nằm ở góc phân tư thứ nhất trên mặt phẳng tổng trở phức sang Z_F (tổng trở của máy phát nhìn từ đầu cực của nó trong chế độ $Q < 0$) nằm ở góc phân tư thứ tư trên mặt phẳng tổng trở phức (hình 1.33b).



Hình 1.33: Mất kích từ MFĐ

- a) thay đổi hướng công suất Q .
 b) thay đổi tổng trở đo được ở cực máy phát.
 c) giới hạn thay đổi của công suất máy phát.

Khi xảy ra mất kích từ, điện kháng của máy phát sẽ thay đổi từ trị số X_d (điện kháng đồng bộ) đến trị số X_d (điện kháng quá độ) và có tính chất dung kháng. Vì vậy để phát hiện mất kích từ ở máy phát điện, chúng ta có thể sử dụng một rơle điện kháng cực tiêu có $X_d < X_{kd} < X_d$ với đặc tính vòng tròn có tâm nằm trên trục $-jX$ của mặt phẳng tổng trở phức. Đặc tính khởi động của rơle điện kháng cực tiêu hình 1.33b có thể nhận được từ sơ đồ nguyên lý hình 1.34a. Tín hiệu đầu vào của rơle là điện áp dây U_{bc} lấy ở đầu cực máy phát và dòng điện pha I_b, I_c lấy ở các pha tương ứng. Điện áp sơ cấp U_{BC} được đưa qua biến áp trung gian BÙG sao cho điện thứ cấp có thể lấy ra các đại lượng $a.U_{BC}$ và $b.U_{BC}$ (với $b > a$) tương ứng với các điểm A và B trên đặc tính điện kháng khởi động ở hình 1.33b.

Khi mất kích từ, dòng điện chạy vào máy phát mang tính chất dung và vượt trước điện áp pha tương ứng một góc 90° . Hiệu dòng điện các pha B và C thông qua biến dòng cảm kháng BIG tạo nên điện áp phía thứ cấp U_D vượt trước dòng điện I_{BC} một góc 90° . Như vậy góc lệch pha giữa hai vectơ điện áp U_D và U_{BC} là 180° (hình 1.34).

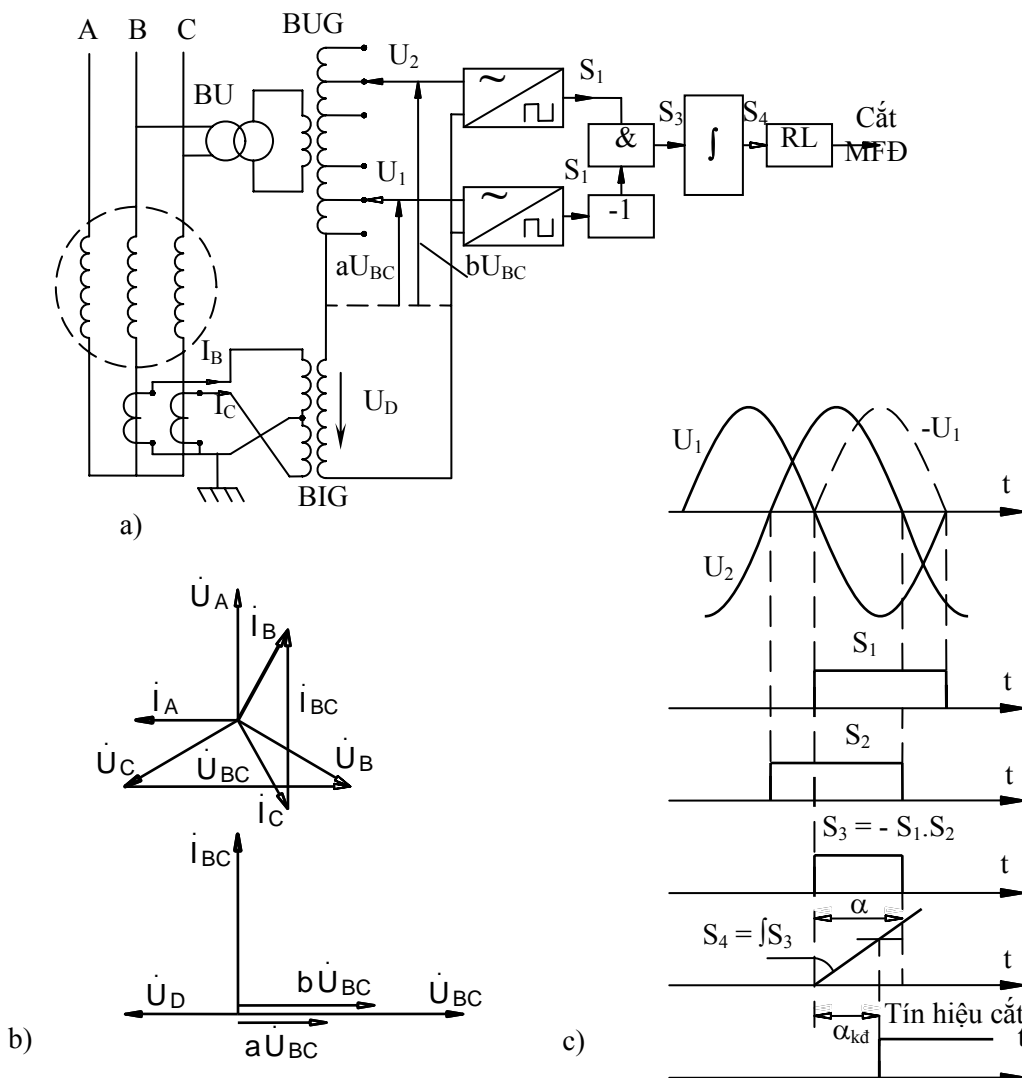
Điện áp đưa vào các bộ biến đổi dạng sóng (hình sin sang hình chữ nhật) S_1 và S_2 tương ứng bằng:

$$\dot{U}_1 = a.\dot{U}_{BC} - \dot{U}_D \quad (1-65)$$

$$\dot{U}_2 = b.\dot{U}_{BC} - \dot{U}_D \quad (1-66)$$

Góc lệch pha α giữa \dot{U}_1 và \dot{U}_2 sẽ được kiểm tra. Ở chế độ bình thường $\alpha = 0^\circ$, role không làm việc. Khi bị mất kích từ $\alpha = 180^\circ$, role sẽ tác động. Góc khởi động được chọn khoảng 90° . Các hệ số a, b được chọn (bằng cách thay đổi đầu phân áp của BUG) sao cho các điểm A và B trên hình 1.34b thoả mãn điều kiện:

$$b \cdot \dot{U}_{BC} > \dot{U}_D > a \cdot \dot{U}_{BC} \quad (1-67)$$



HÌNH 1.34: Sơ đồ bảo vệ chống mất kích từ máy phát điện dùng role điện kháng cực tiểu a) sơ đồ nguyên lý; b) đồ thị vectơ; c) dạng sóng của các đại lượng

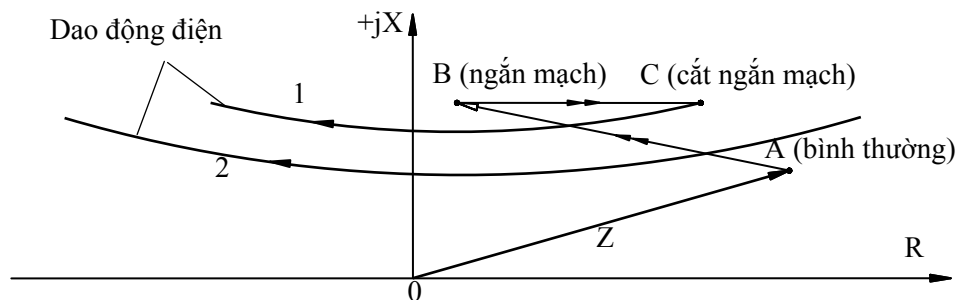
Khi mất kích thích, góc pha dòng điện thay đổi, góc lệch pha α được kiểm tra thông qua độ dài của tín hiệu $S_3 = -S_1 \cdot S_2$. Nếu $\alpha > \alpha_{kd}$ (hình 1.34c) bảo vệ sẽ tác động đi cắt máy phát trong khoảng thời gian từ $(1 \div 2)$ sec.

VIII. BẢO VỆ CHỐNG MẤT ĐỒNG BỘ

Bảo vệ chống mất đồng bộ đôi khi còn có tên gọi là bảo vệ chống trượt cực từ. Khi máy phát điện đồng bộ bị mất kích từ, rotor máy phát có thể bị mất đồng bộ với từ trường quay. Việc mất đồng bộ cũng có thể xảy ra khi có dao động công suất trong hệ thống điện do sự cô kéo dài hoặc do cắt một số đường dây trong hệ thống. Hậu quả của việc mất đồng bộ gây nên sự dao động công suất trong hệ thống có thể làm mất ổn định kéo theo sự tan rã hệ

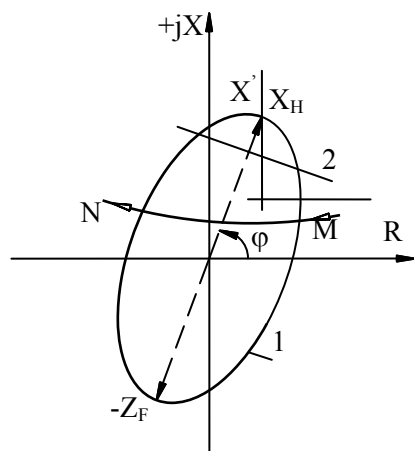
thông điện, ngoài ra nó còn tạo ra các ứng suất cơ nguy hiểm trên một số phần tử của máy phát. Để phát hiện sự cố này có thể sử dụng nguyên lý đo tổng trở đầu cực máy phát.

Trên hình 1.35 trình bày đặc tính biến thiên của mút vectơ tổng trở đo được trên đầu cực máy phát trong quá trình sự cố và xảy ra dao động điện trong hệ thống. Ở chế độ vận hành bình thường, mút vectơ tổng trở nằm ở vị trí điểm A. khi xảy ra ngắn mạch mút vectơ dịch chuyển từ A đến B, sau khi bảo vệ cắt ngắn mạch vectơ tổng trở nhảy từ B sang C và nếu xảy ra dao động, mút vectơ ở chu kỳ đầu tiên sẽ dịch chuyển theo quỹ đạo 2... Hành vi này của vectơ tổng trở khi có dao động điện có thể được phát hiện bằng một rơle với đặc tính khởi động như trên hình 1.36. Đặc tính khởi động có dạng hình elíp hoặc thấu kính 1 và dạng điện kháng 2 kết hợp với nhau theo nguyên lý "và". Khi có dao động nếu quỹ đạo của mút vectơ Z đi vào miền khởi động ở điểm M và ra khỏi miền khởi động ở điểm N dưới đặc tuyến 2 (hình 1.37) có nghĩa là tâm dao động (tâm điện) nằm trong miền tổng trở của bộ MF-MBA, bảo vệ sẽ tác động cắt máy phát ngay trong chu kỳ dao động đầu tiên.

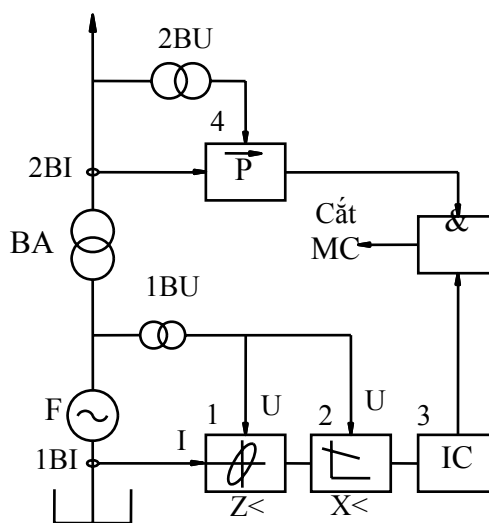


HÌNH 1.35: Hành trình của vectơ tổng trở Z khi xảy ra sự cố và dao động

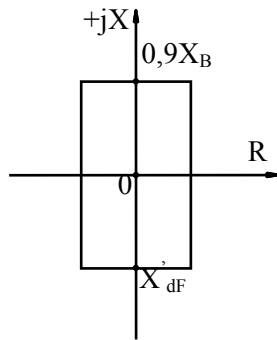
Nếu tâm dao động nằm ở phía hệ thống quỹ đạo của mút vectơ Z sẽ nằm cao hơn đặc tuyến 2, khi ấy bảo vệ sẽ tác động cắt sau một số chu kỳ định trước. Trên hình 1.37 trình bày sơ đồ nguyên lý của bảo vệ chống trượt cực từ, bảo vệ gồm bộ phận đo khoảng cách với đặc tuyến thấu kính 1 kết hợp với bộ phận hạn chế theo điện kháng 2 để giới hạn miền tác động từ phía hệ thống, bộ phận đếm chu kỳ dao động 3 để cắt máy phát khi số chu kỳ đạt trị số đặt trước. Ở phía cao áp của MBA tăng có đặt thêm bộ phận định hướng công suất 4 thực hiện chức năng giống như bộ phận 2 và làm nhiệm vụ dự phòng cho bộ phận này. Thay vì đặc tuyến tổng trở kết hợp 1 và 2 trên hình 1.36 người ta có thể sử dụng đặc tuyến hình chữ nhật như trên hình 1.38 để phát hiện dao động điện.



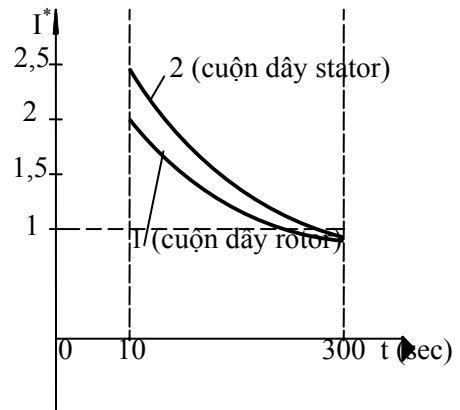
HÌNH 1.36: Đặc tính khởi động hình thấu kính để phát hiện dao động điện



HÌNH 1.37: Sơ đồ nguyên lý của bảo vệ chống trượt cực từ (dao động điện)



HÌNH 1.38: Đặc tính khởi động hình chữ nhật để phát hiện dao động điện



HÌNH 1.39: Quan hệ giữa mức quá tải và thời gian quá tải cho phép của các cuộn dây máy phát

IX. bảo vệ chống luồng công suất ngược

Công suất sẽ đổi chiều từ hệ thống vào máy phát nếu việc cung cấp năng lượng cho Turbine (dầu, khí, hơi nước hoặc dòng nước...) bị gián đoạn. Khi đó máy phát điện sẽ làm việc như một động cơ tiêu thụ công suất từ hệ thống. Nguy hiểm của chế độ này đối với các máy phát nhiệt điện là Turbine sẽ làm việc ở chế độ máy nén, nén lượng hơi thừa trong Turbine làm cho cánh Turbine, có thể phát nóng quá mức cho phép. Đối với các máy phát diezen chế độ này có thể làm nổ máy.

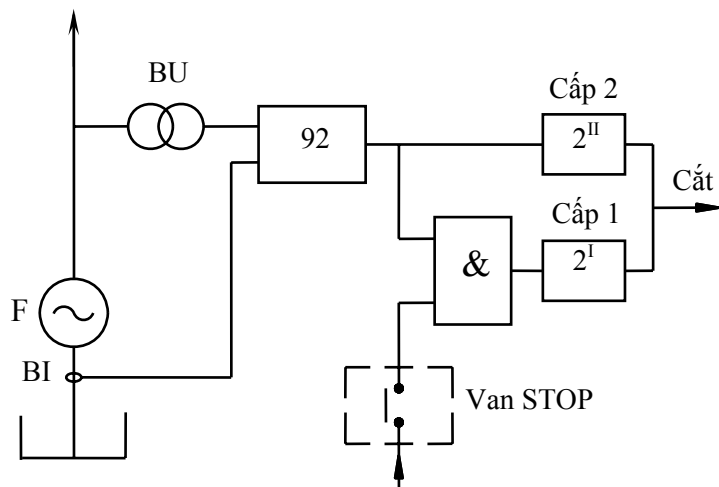
Để bảo vệ chống chế độ công suất ngược, người ta kiểm tra hướng công suất tác dụng của máy phát. Yêu cầu rơle hướng công suất phải có độ nhạy cao để phát hiện được luồng công suất ngược với trị số khá bé (thường chỉ bù đắp lại tổn thất cơ của máy phát trong chế độ này). Với các máy phát điện Turbine hơi, công suất khởi động ΔP_{kd} bằng:

$$\Delta P_{kd} = (0,01 \div 0,03)P_{dm} \quad (1-68)$$

Với các máy phát thủy điện và Turbine khí:

$$\Delta P_{kd} = (0,03 \div 0,05)P_{dm} \quad (1-69)$$

Để đảm bảo độ nhạy của bảo vệ cho các máy phát công suất lớn, mạch dòng điện của bảo vệ thường được đấu vào lõi đo lường của máy biến dòng (thay cho lõi bảo vệ thường dùng cho các thiết bị khác). Bảo vệ chống công suất ngược thường có hai cấp tác động: cấp 1 với thời gian khoảng (2 ÷ 5) sec sau khi van STOP khẩn cấp làm việc và cấp thứ 2 với thời gian cắt máy khoảng vài chục giây không qua tiếp điểm của van STOP (hình 1.40).



HÌNH 1.40: Sơ đồ nguyên lý của bảo vệ chống công suất ngược

X. Một số sơ đồ bảo vệ máy phát điện dùng rơle số

X.1. Sơ đồ bảo vệ máy phát điện công suất trung bình ($\leq 1\text{MW}$):

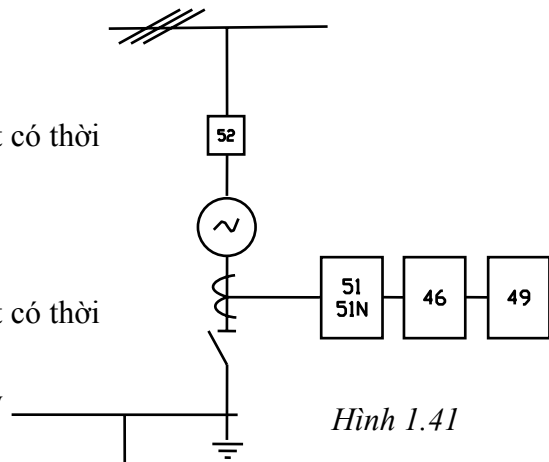
Phương án 1:

Sơ đồ sử dụng các bảo vệ sau:

- 51: bảo vệ quá dòng có thời gian.
- 51N: bảo vệ quá dòng chống chạm đất có thời gian.
- 46: bảo vệ dòng thứ tự nghịch.
- 49: rơle nhiệt độ.

Phương án 2: hình 1.42

- 51: bảo vệ quá dòng có thời gian.
- 51N: bảo vệ quá dòng chống chạm đất có thời gian.
- 46: bảo vệ dòng thứ tự nghịch.
- 64: bảo vệ chống chạm đất cuộn dây rotor.
- 32: rơle định hướng công suất.
- 40: rơle phát hiện mất kích từ máy phát điện.

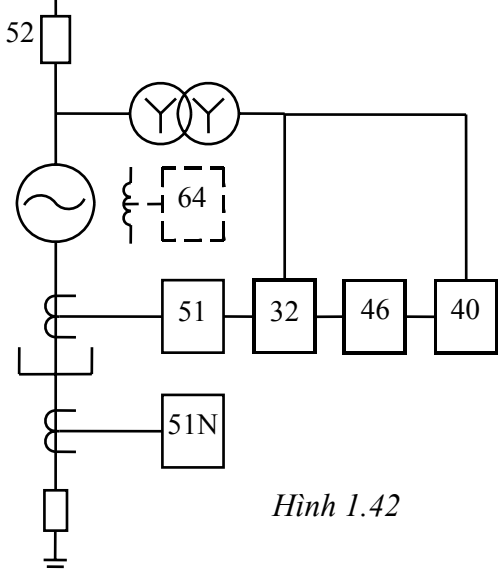


Hình 1.41

X.2. Sơ đồ bảo vệ máy phát điện công suất lớn ($> 1\text{MW}$): (hình 1.43)

Sơ đồ sử dụng các bảo vệ sau:

- 51: bảo vệ quá dòng có thời gian.
- 51N: bảo vệ quá dòng chống chạm đất có thời gian.
- 46: bảo vệ dòng thứ tự nghịch.
- 32: rơle định hướng công suất.
- 40: rơle phát hiện mất kích từ máy phát điện.
- 49: rơle nhiệt độ.
- 87,87N: rơle so lệch chống chạm pha và chạm đất.
- 27: rơle điện áp thấp.
- 59: rơle quá điện áp.
- 81: rơle tần số.
- 64F: chống chạm đất cuộn dây rotor.



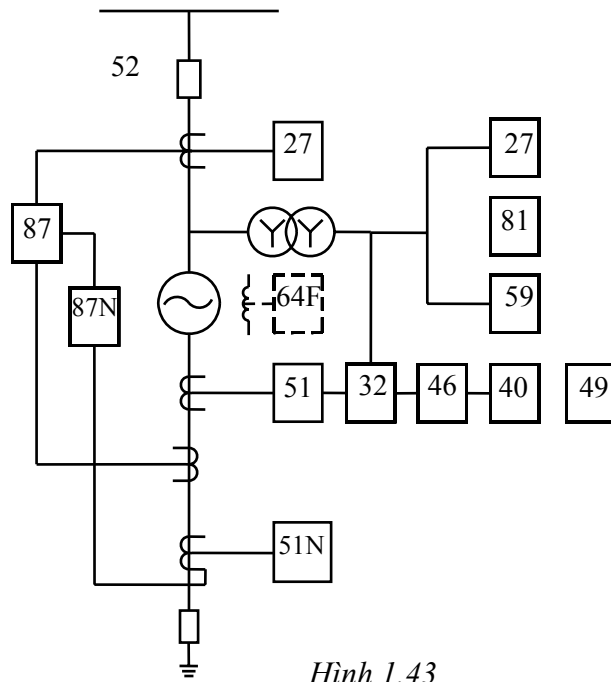
Hình 1.42

X.3. Sơ đồ bảo vệ bộ MFD-MBA:

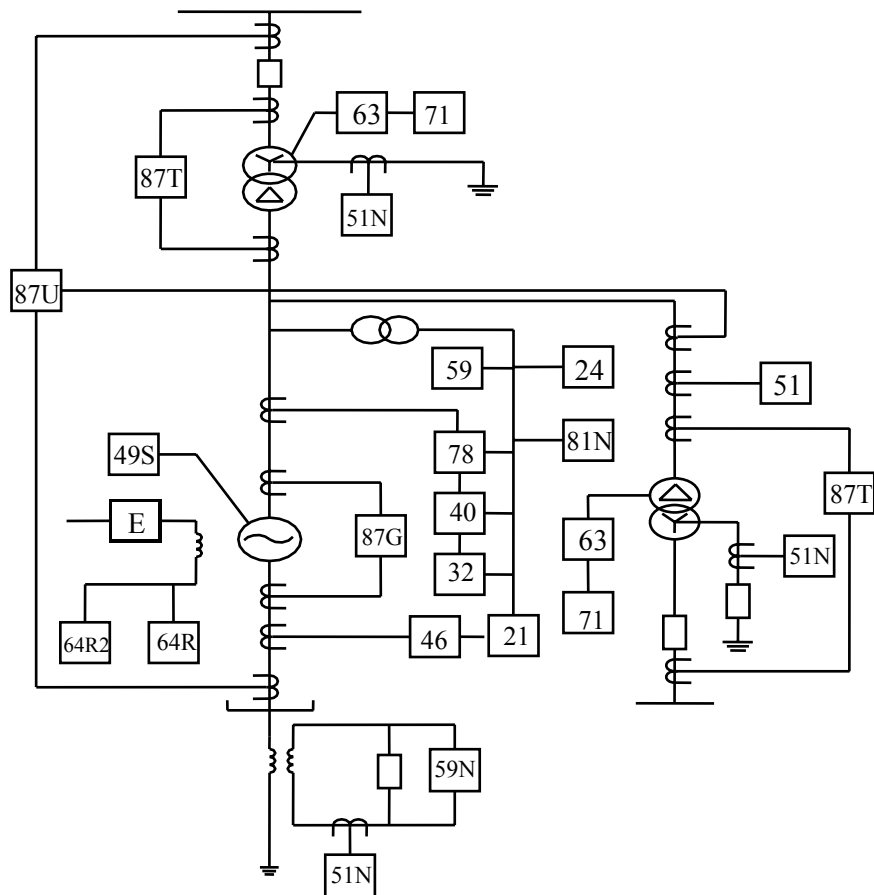
Phương án 1: hình 1.44

- 87U: bảo vệ so lệch dọc chung cho máy phát và MBA tăng áp và MBA tự dùng.
- 87T: bảo vệ so lệch dọc MBA tăng áp và MBA tự dùng.
- 51: bảo vệ quá dòng có chỉnh định thời gian.
- 51N: bảo vệ quá dòng chống chạm đất có thời gian.
- 63: rơle áp suất dùng cho MBA.
- 71: rơle hơi dùng cho MBA.
- 64R, 64R2: bảo vệ chống chạm đất 1 điểm và 2 điểm mạch kích từ.
- 51N, 59N: bảo vệ chống chạm đất cuộn dây rotor.
- 87G: bảo vệ so lệch chống chạm pha trong máy phát.
- 49S: bảo vệ quá nhiệt cuộn dây stator.
- 59: rơle quá điện áp.
- 81N: rơle tần số.
- 24: rơle quá từ. 78: rơle kiểm tra đồng bộ.
- 40: rơle phát hiện mất kích từ máy phát điện.
- 21: rơle khoảng cách.
- 32: rơle định hướng công suất.

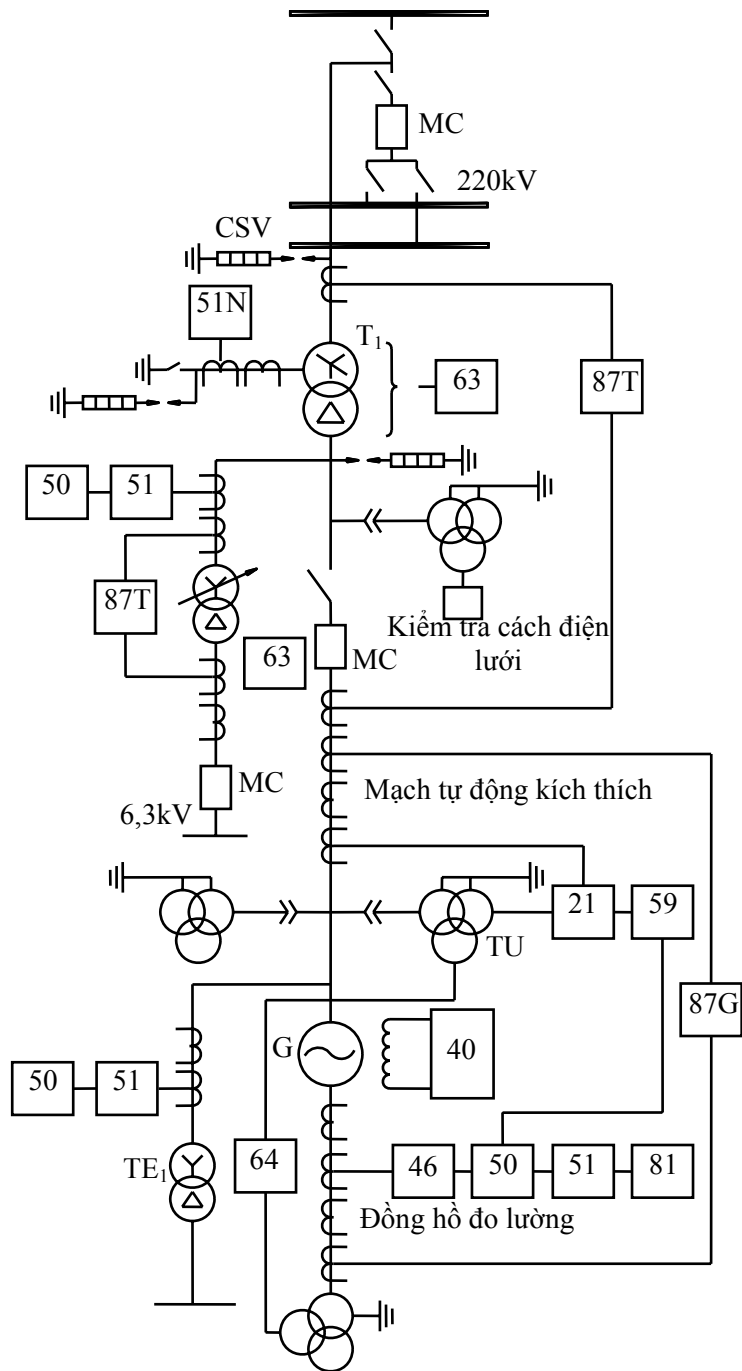
Phương án 2: hình 1.45



Hình 1.43



HÌNH 1.44: Sơ đồ bảo vệ bộ máy phát và máy biến áp.



HÌNH 1.45: SƠ ĐỒ BẢO VỆ BƠ MÁY PHÁT VÀ MÁY

A. GIỚI THIỆU CHUNG

I. MỤC ĐÍCH ĐẶT BẢO VỆ

Trong hệ thống điện, máy biến áp là một trong những phần tử quan trọng nhất liên kết hệ thống sản xuất, truyền tải và phân phối. Vì vậy, việc nghiên cứu các tình trạng làm việc không bình thường, sự cố... xảy ra với MBA là rất cần thiết.

Đề bảo vệ cho MBA làm việc an toàn cần phải tính đầy đủ các hư hỏng bên trong MBA và các yếu tố bên ngoài ảnh hưởng đến sự làm việc bình thường của máy biến áp. Từ đó đề ra các phương án bảo vệ tốt nhất, loại trừ các hư hỏng và ngăn ngừa các yếu tố bên ngoài ảnh hưởng đến sự làm việc của MBA.

II. CÁC HƯ HỎNG VÀ TÌNH TRẠNG LÀM VIỆC KHÔNG BÌNH THƯỜNG XẢY RA VỚI MBA

II.1. Sự cố bên trong MBA:

Sự cố bên trong được chia làm hai nhóm sự cố trực tiếp và sự cố gián tiếp.

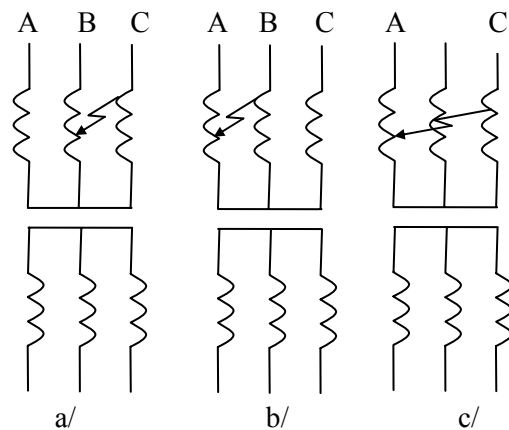
1. Sự cố trực tiếp là ngắn mạch các cuộn dây, hư hỏng cách điện làm thay đổi đột ngột các thông số điện.

2. Sự cố gián tiếp diễn ra từ từ nhưng sẽ trở thành sự cố trực tiếp nếu không phát hiện và xử lý kịp thời (như quá nhiệt bên trong MBA, áp suất dầu tăng cao...).

Vì vậy yêu cầu bảo vệ sự cố trực tiếp phải nhanh chóng cách ly MBA bị sự cố ra khỏi hệ thống điện để giảm ảnh hưởng đến hệ thống. Sự cố gián tiếp không đòi hỏi phải cách ly MBA nhưng phải được phát hiện, có tín hiệu báo cho nhân viên vận hành biệt để xử lý. Sau đây phân tích một số sự cố bên trong thường gặp.

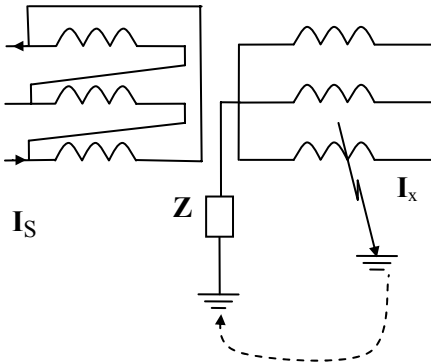
II.1.1. Ngắn mạch giữa các pha trong MBA ba pha:

Dạng ngắn mạch này (hình 2.1) rất hiếm khi xảy ra, nhưng nếu xảy ra dòng ngắn mạch sẽ rất lớn so với dòng một pha.

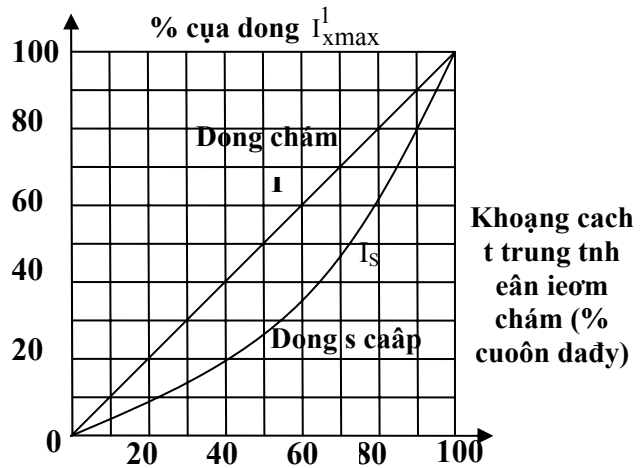


Hình 2.1: Ngắn mạch nhiều pha trong cuộn dây MBA

II.1.2. Ngắn mạch một pha:



Hình 2.2: Ngắn mạch một pha chạm đất



Hình 2.3: Dòng điện chạm đất một pha của MBA nối đất qua toang tr

Có thể là chạm vỏ hoặc chạm lõi thép MBA. Dòng ngắn mạch một pha lớn hay nhỏ phụ thuộc chế độ làm việc của điểm trung tính MBA đối với đất và tỷ lệ vào khoảng cách từ điểm chạm đất đến điểm trung tính.

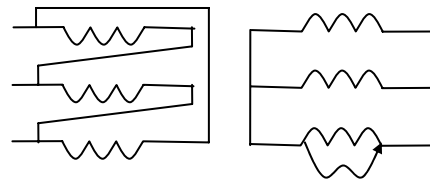
Dưới đây là đồ thị quan hệ dòng điện sự cố theo vị trí điểm ngắn mạch (hình 2.3). Từ đồ thị ta thấy khi điểm sự cố dịch chuyển xa điểm trung tính tới đầu cực MBA, dòng điện sự cố càng tăng.

II.1.3. Ngắn mạch giữa các vòng dây của cùng một pha:

Khoảng (70÷80)% hư hỏng MBA là từ chạm chập giữa các vòng dây cùng 1 pha bên trong MBA (hình 2.4).

Trường hợp này dòng điện tại chỗ ngắn mạch rất lớn vì một số vòng dây bị nối ngắn mạch, dòng điện này phát nóng đốt cháy cách điện cuộn dây và dầu biến áp, nhưng dòng điện từ nguồn tới máy biến áp I_s có thể vẫn nhỏ (vì tỷ số MBA rất lớn so với số ít vòng dây bị ngắn mạch) không đủ cho bảo vệ rơle tác động.

Ngoài ra còn có các sự cố như hư thùng dầu, hư sứ dẫn, hư bộ phận điều chỉnh đầu phân áp ...



Hình 2.4: Ngắn mạch giữa các vòng dây trong cùng một pha

II.2. Dòng điện từ hoá tăng vọt khi đóng MBA không tải:

Hiện tượng dòng điện từ hoá tăng vọt có thể xuất hiện vào thời điểm đóng MBA không tải. Dòng điện này chỉ xuất hiện trong cuộn sơ cấp MBA. Nhưng đây không phải là dòng điện ngắn mạch do đó yêu cầu bảo vệ không được tác động.

II.3. Sự cố bên ngoài ảnh hưởng đến tình trạng làm việc của MBA:

3. Dòng điện tăng cao do ngắn mạch ngoài và quá tải.
4. Mức dầu bị hạ thấp do nhiệt độ không khí xung quanh MBA giảm đột ngột.
5. Quá điện áp khi ngắn mạch một pha trong hệ thống điện...

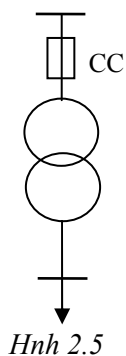
B. CÁC LOẠI BẢO VỆ THƯỜNG SỬ DỤNG ĐỂ BẢO VỆ MBA

I. BẢO VỆ CHỐNG SỰ CỐ TRỰC TIẾP BÊN TRONG MBA

I.1. Bảo vệ quá dòng điện:

I.1.1. Cầu chì:

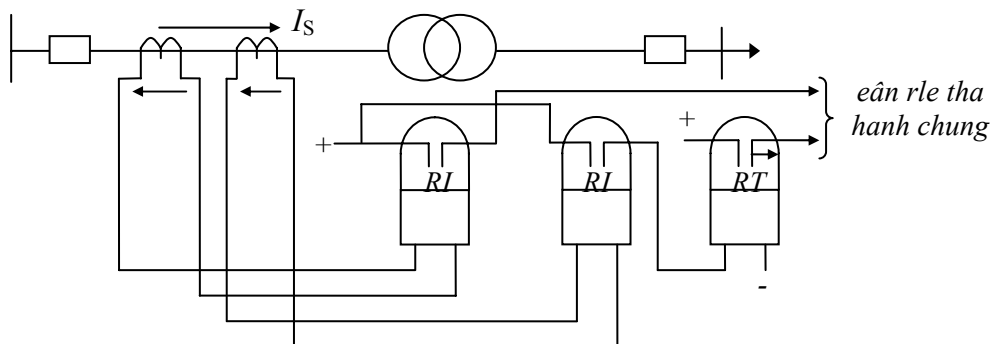
Với MBA phân phối nhỏ thường được bảo vệ chỉ bằng cầu chì (hình 2.5). Trong trường hợp máy cắt không được dùng thì cầu chì làm nhiệm vụ cắt sự cố tự động, cầu chì là phân tử bảo vệ quá dòng điện và chịu được dòng điện làm việc cực đại của MBA. Cầu chì không được đứt trong thời gian quá tải ngắn như động cơ khởi động, dòng từ hoá nhảy vọt khi đóng MBA không tải...



Hnh 2.5

I.1.2. Role quá dòng điện:

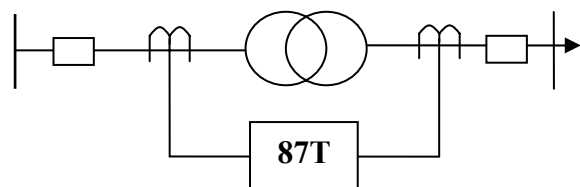
Máy biến áp lớn với công suất (1000-1600)KVA hai dây quấn, điện áp đến 35KV, có trang bị máy cắt, bảo vệ quá dòng điện được dùng làm bảo vệ chính, MBA có công suất lớn hơn bảo vệ quá dòng được dùng làm bảo vệ dự trữ. Để nâng cao độ nhạy cho bảo vệ người ta dùng bảo vệ quá dòng có kiểm tra áp (BVQIKU). Đôi khi bảo vệ cắt nhanh có thể được thêm vào và tạo thành bảo vệ quá dòng có hai cấp (hình 2.6). Với MBA 2 cuộn dây dùng một bộ bảo vệ đặt phía nguồn cung cấp. Với MBA nhiều cuộn dây thường mỗi phía đặt một bộ.



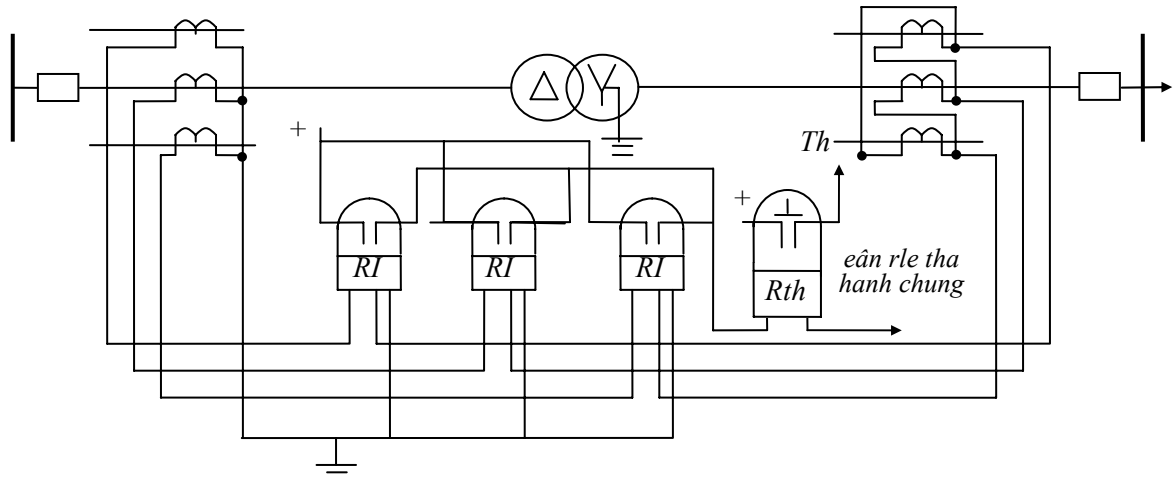
Hình 2.6: Sơ đồ nguyên lý bảo vệ quá dòng cắt nhanh và có thời gian

I.2. Bảo vệ so lệch dọc:

Đối với MBA công suất lớn làm việc ở lưới cao áp, bảo vệ so lệch (87T) được dùng làm bảo vệ chính. Nhiệm vụ chống ngắn mạch trong các cuộn dây và ở đầu ra của MBA.



Bảo vệ làm việc dựa trên nguyên tắc so sánh trực tiếp dòng điện ở hai đầu phân tử được bảo vệ. Bảo vệ sẽ tác động đưa tín hiệu đi cắt máy cắt khi sự cố xảy ra trong vùng bảo vệ (vùng bảo vệ là vùng giới hạn giữa các BI mắc vào mạch so lệch).



Hnh 2.7: Sơ đồ nguyên lý bảo vệ số lệch MBA 2 cuộn dây

Khác với bảo vệ số lệch các phần tử khác (như máy phát...), dòng điện sơ cấp ở hai (hoặc nhiều) phía của MBA thường khác nhau về trị số (theo tỷ số biến áp) và về góc pha (theo tổ đấu dây). Vì vậy tỷ số, sơ đồ BI được chọn phải thích hợp để cân bằng dòng thứ cấp và bù sự lệch pha giữa các dòng điện ở các phía MBA.

Dòng không cân bằng chạy trong bảo vệ số lệch MBA khi xảy ra ngắn mạch ngoài lớn hơn nhiều lần đối với bảo vệ số lệch các phần tử khác.

Các yếu tố ảnh hưởng nhiều đến dòng không cân bằng trong bảo vệ số lệch MBA khi ngắn mạch ngoài là:

6. Do sự thay đổi đầu phân áp MBA.
7. Sự khác nhau giữa tỷ số MBA, tỷ số BI, nấc chỉnh role.
8. Sai số khác nhau giữa các BI ở các pha MBA.

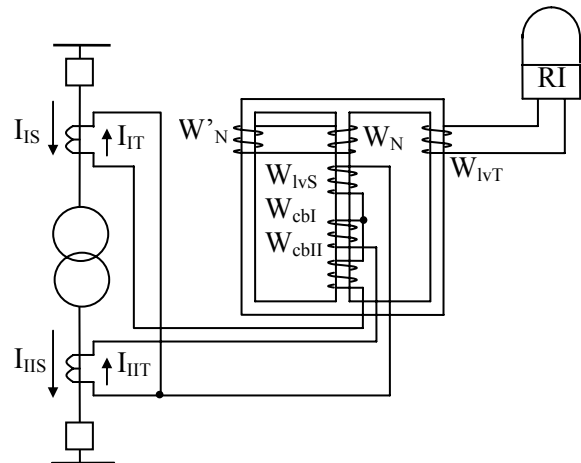
Vì vậy, bảo vệ số lệch MBA thường dùng role thông qua máy biến dòng bão hòa trung gian (loại role điện cơ điển hình như role PHT của Liên Xô) hoặc role số lệch tác động có hãm (như loại ÔZT của Liên Xô).

Hình 2.8 cho sơ đồ nguyên lý một pha của bảo vệ số lệch có dùng máy biến dòng bão hòa trung gian. Trong đó máy biến dòng bão hòa trung gian có hai nhiệm vụ chính:

9. Cân bằng các sức từ động do dòng điện trong các nhánh gây nên ở tình trạng bình thường và ngắn mạch ngoài theo phương trình:

$$I_{IT}(W_{cbI} + W_{IVS}) + I_{IIT}(W_{cbII} + W_{IVS}) = 0$$

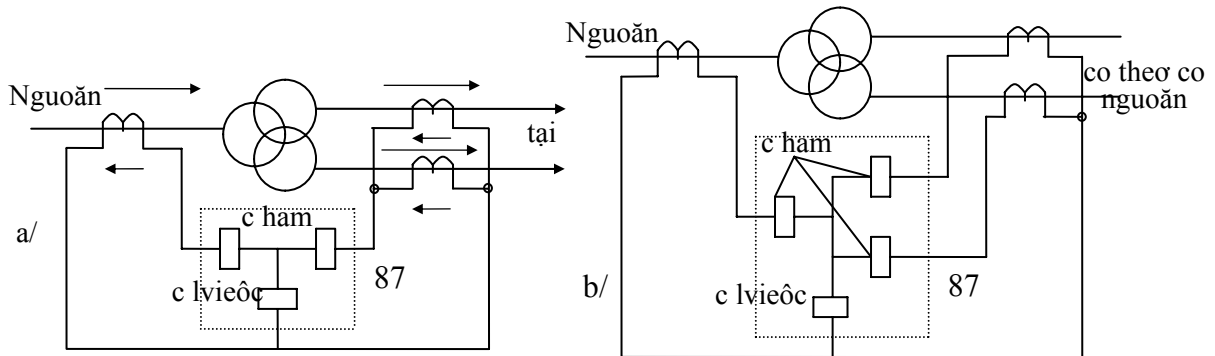
10. Nhờ hiện tượng bão hòa của mạch từ làm giảm ảnh hưởng của dòng điện không cân bằng I_{kcb} (có chứa phần lớn dòng không chu kỳ).



Hnh 2.8: Sơ đồ nguyên lý bảo vệ số lệch có dùng máy biến dòng bão hòa trung gian

I.3. Bảo vệ MBA ba cuộn dây dùng role so lệch có hãm:

Nếu MBA ba cuộn dây chỉ được cung cấp nguồn từ một phía, hai phía kia nối với tải có các cấp điện áp khác nhau, role so lệch được dùng như bảo vệ MBA hai cuộn dây (hình 2.9a). Tổng dòng điện thứ cấp hai BI phía tải sẽ cân bằng với dòng điện thứ cấp BI phía nguồn trong điều kiện làm việc bình thường. Khi MBA có hơn một nguồn cung cấp, role so lệch dùng hai cuộn hãm riêng biệt bố trí như hình 2.9b.

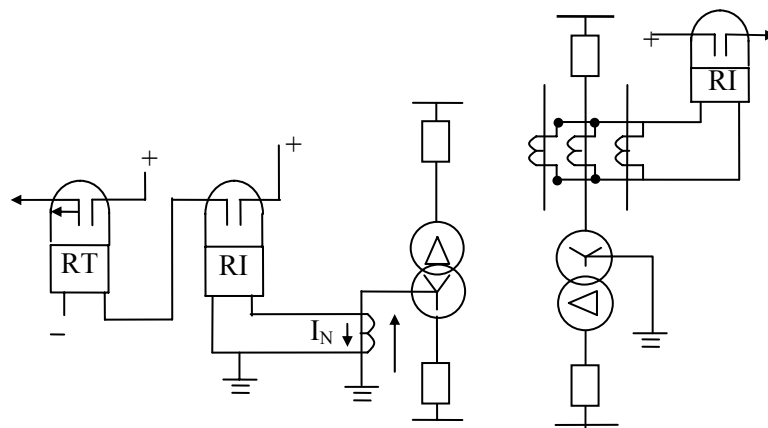


Hình 2.9: Sơ đồ bảo vệ so lệch có hãm MBA ba cuộn dây

I.4. Bảo vệ chống chạm đất cuộn dây MBA:

Đối với MBA có trung tính nối đất, để bảo vệ chống chạm đất một điểm trong cuộn dây MBA có thể được thực hiện bởi role quá dòng điện hay so lệch thứ tự không. Phương án được chọn tùy thuộc vào loại, cỡ, tô đầu dây MBA.

Khi dùng bảo vệ quá dòng thứ tự không bảo vệ nối vào BI đặt ở trung tính MBA, hoặc bộ lọc dòng thứ tự không gồm ba BI đặt ở phía điện áp có trung tính nối đất trực tiếp (hình 2.10). Đối với trường hợp trung tính cuộn dây nối sao nối qua tổng trở nối đất bảo vệ quá dòng điện thường không đủ độ nhạy, khi đó người ta dùng role so lệch như hình 2.12a. Bảo vệ này so sánh dòng chạy ở dây nối đất I_N và tổng dòng điện 3 pha (I_O). Chọn I_N là thành phần làm việc và nó xuất hiện khi có chạm đất trong vùng bảo vệ. Khi chạm đất ngoài vùng bảo vệ dòng thứ tự không (I_O tổng dòng các pha) có trị số bằng nhưng ngược pha với dòng qua dây trung tính I_N .



Hình 2.10: Sơ đồ nguyên lý bảo vệ chống chạm đất MBA bằng bảo vệ quá dòng điện

Các đại lượng làm việc vẽ hêm như sau:

$$I_{IV} = |I_N| \quad (2-1)$$

$$I_{h1} = I_N + I_0; I_{h2} = I_N - I_0 \quad (2-2)$$

Các dòng điện hêm được phối hợp với nhau về độ lớn để tạo nên tác dụng hêm theo quan hệ:

$$I_h = k(|I_N - I_0| - |I_N + I_0|) \quad (2-3)$$

Với I_N : dòng dây nối đất; $I_0 \approx I_A + I_B + I_C$; k: hằng số tỷ lệ.

Khảo sát cách làm việc của role so lệch thứ tự không:

Khi chạm đất bên ngoài:

I_0 ngược pha với I_N và bằng nhau về trị số: $I_0 = -I_N$.

Giả thiết chọn $k=1$, lúc đó

$$I_{IV} = |I_N|, I_h = |I_N + I_N| - |I_N - I_N| = 2|I_N|,$$

$$I_h = 2I_{IV}.$$

Khi chạm đất bên trong, chỉ có thành phần qua trung tính: $I_0 = 0$;

$$I_{IV} = |I_N|;$$

$$I_h = |I_N - 0| - |I_N + 0| = 0.$$

Qua phân tích trên ta thấy, khi chạm đất bên trong thành phần hêm không xuất hiện. Như thế chỉ cần dòng

chạm đất nhỏ xuất hiện khi chạm đất trong vùng bảo vệ (vùng giới hạn giữa các BI), bảo vệ sẽ cho tín hiệu tác động. Ngược lại khi chạm đất bên ngoài tác động hêm rất mạnh.

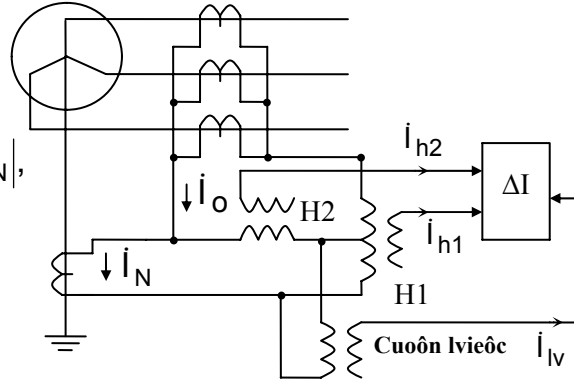
Nếu cuộn sao MBA nối đất qua tổng trở cao, role so lệch 87N có thể không đủ độ nhạy tác động, người ta có thể thay bằng role so lệch chống chạm đất tổng trở cao 64N (hình 2.12b). Role so lệch tổng trở cao được mắc song song với điện trở R có trị số khá lớn.

Trong chế độ làm việc bình thường hay ngắn mạch ngoài vùng bảo vệ (vùng giới hạn giữa các BI), ta có:

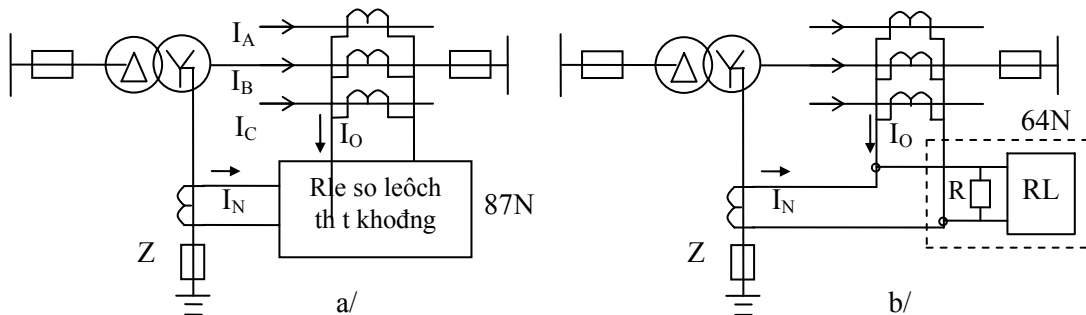
$$\Delta I_0 = I_0 - I_N \quad (2-4)$$

Nếu bỏ qua sai số của BI, ta có dòng điện thứ cấp chạy qua điện trở R bằng không và điện áp đặt lên role cũng bằng không, role sẽ không tác động.

Khi chạm đất trong vùng bảo vệ, lúc đó $I_0 = 0$ nên $\Delta I_0 = I_N$ toàn bộ dòng chạm đất sẽ chạy qua điện trở R tạo nên điện áp rất lớn đặt trên role, role sẽ tác động.



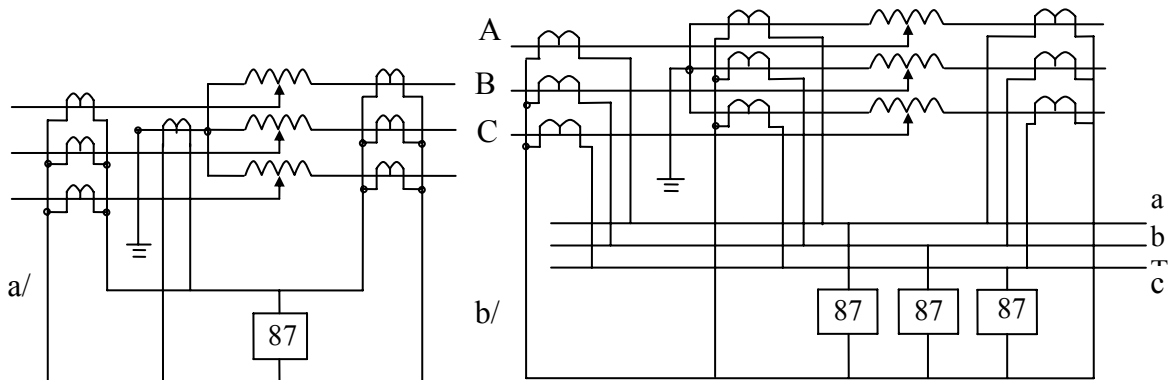
Hnh 2.11: Sơ đồ nguyên lý bảo vệ so lệch thứ tự không khoảng cơ ham



Hnh 2.12: Sơ đồ nguyên lý bảo vệ so lệch thứ tự không

I.5. Bảo vệ MBA tự ngẫu:

Bảo vệ chính MBA tự ngẫu cũng là bảo vệ so lệch. Bảo vệ dựa trên cơ sở định luật Kirchoff, đó là tổng vectơ dòng điện vào ra các nhánh của đối tượng bảo vệ bằng không (ngoại trừ trường hợp sự cố).

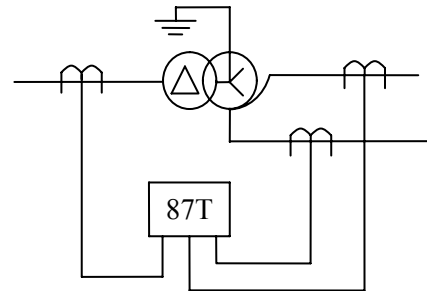


Hnh 2.13: Bảo vệ so lệch MBA t ngẫu

Bảo vệ so sánh dòng điện thuộc hai nhóm: nhóm BI nối vào đầu cực MBA và nhóm BI nối vào trung tính MBA. Nếu bảo vệ chỉ dùng một biến dòng đặt ở trung tính MBA, các BI đặt ở đầu cực MBA được nối thành bộ lọc thứ tự không và nối đến một role, khi đó tạo thành bảo vệ so lệch chống chạm đất bên trong MBA tự ngẫu (hình 2.13a).

Trong trường hợp cuộn thứ ba (cuộn tam giác) không nối với tải, máy biến áp tự ngẫu dùng để liên kết hệ thống siêu cao áp và cao áp. Sơ đồ bảo vệ có thể thực hiện như hình 13b, các BI được phối hợp trên mỗi pha gần trung tính (điểm cuối của cuộn dây MBA) và dùng 3 role, lúc đó bảo vệ đáp ứng chống ngắn mạch nhiều pha và một pha bên trong cuộn dây chính MBA tự ngẫu. Sơ đồ này không đáp ứng khi sự cố cuộn dây thứ ba, để bảo vệ cho cuộn dây thứ ba trong trường hợp này người ta thường dùng bảo vệ quá dòng điện.

Bảo vệ tất cả các cuộn dây MBA tự ngẫu tương tự như bảo vệ cho MBA ba cuộn dây (hình 2.14).



Hnh 2.14: Sơ đồ nguyên lý bảo vệ so lệch MBA t ngẫu

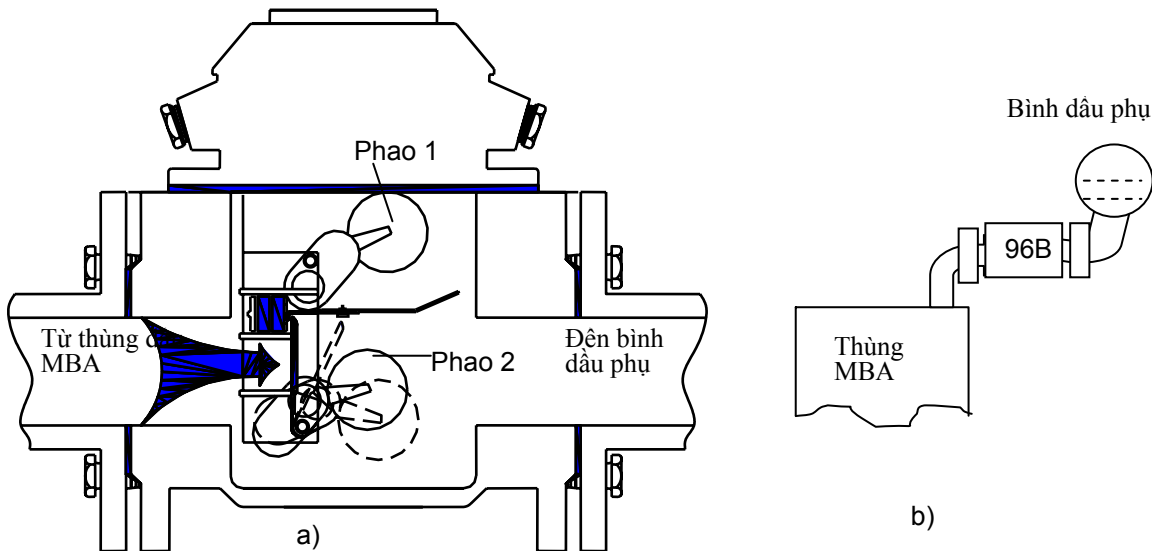
II. BẢO VỆ CHỐNG SỰ CỐ GIÁN TIẾP BÊN TRONG MBA

- ~ Có các loại bảo vệ sau:
- ~ Role khí (BUCHHOLZ).
- ~ Bảo vệ quá nhiệt.
- ~ Role phát hiện tốc độ tăng, giảm áp suất dầu.
- ~ Bảo vệ dòng dầu bộ điều áp.

Sử dụng loại nào là tùy quan điểm của nhà sản xuất và tùy từng cỡ máy. Thường được dùng phổ biến là role khí (hình 2.15).

II.1. Role khí Buchholz (96B):

Role hoạt động dựa vào sự bốc hơi của dầu máy biến áp khi bị sự cố và mức độ hạ thấp dầu quá mức cho phép.



Hình 2.15: Nguyên lý cấu tạo (a) và vị trí bố trí trên MBA của role hơi

Role khí được đặt trên đoạn ống nối từ thùng dầu đến bình dẫn dầu của MBA. Role có hai cấp tác động gồm có hai phao bằng kim loại mang bầu thủy tinh có tiếp điểm thủy ngân hay tiếp điểm từ. Ở chế độ làm việc bình thường trong bình đầy dầu, các phao nổi lơ lửng trong dầu, tiếp điểm role ở trạng thái hở. Khi khí bốc ra yếu (ví dụ vì dầu nóng do quá tải), khí tập trung lên phía trên của bình role đẩy phao số 1 xuống, role gửi tín hiệu cấp 1 cảnh báo. Nếu khí bốc ra mạnh (chẳng hạn do ngắn mạch cuộn dây MBA đặt trong thùng dầu) lượng khí đi chuyên từ thùng dầu lên bình dẫn dầu đẩy phao số 2 xuống gửi tín hiệu đi cắt máy cắt của MBA.

Một van thử được lắp trên role: Khi thử nghiệm role, lắp máy bơm không khí nén vào đầu van thử. Mở khóa van, không khí nén bên trong role cho đến khi phao hạ xuống đóng tiếp điểm.

Một nút nhấn thử để kiểm tra sự làm việc của 2 phao. Khi nhấn nút thử đến nửa hành trình, sẽ tác động cơ khí cho phao trên hạ xuống, (lúc này cả 2 phao đang nâng lên vì role chứa đầy dầu) đóng tiếp điểm báo hiệu (cấp 1) của phao trên. Tiếp tục nhấn nút thử đến cuối hành trình, sẽ tác động cơ khí cho phao dưới cũng bị hạ xuống (do phao trên đã hạ xuống rồi) đóng tiếp điểm mở máy cắt (cấp 2) của phao dưới.

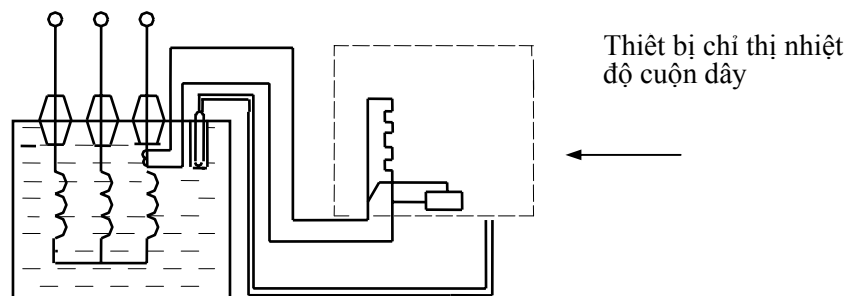
Dựa vào thành phần và khối lượng hơi sinh ra người ta có thể xác định được tính chất và mức độ sự cố. Do đó trên role hơi còn có thêm van để lấy hỗn hợp khí sinh ra nhằm phục vụ cho việc phân tích sự cố. Role hơi tác động chậm thời gian làm việc tối thiểu là 0,1s; trung bình là 0,2s.

II.2. Role bảo vệ quá nhiệt cuộn dây MBA (26W):

Nhiệt độ định mức máy biến áp phụ thuộc chủ yếu vào dòng điện tải chạy qua cuộn dây MBA và nhiệt độ của môi trường xung quanh. Tùy theo từng loại cũng như công suất định mức của MBA mà dải nhiệt độ cho phép của chúng có thể thay đổi, thông thường nhiệt độ của cuộn dây dưới 95°C được xem là bình thường.

Thiết bị chỉ thị nhiệt độ cuộn dây được trình bày như hình 2.39 (tương tự thiết bị chỉ thị nhiệt độ dầu).

Để đo nhiệt độ cuộn dây MBA người ta thường dùng thiết bị loại AKM 35, đây là thiết bị sử dụng điện trở nhiệt có phân tử đốt nóng được cấp điện từ biến dòng phía cao và hạ máy biến áp. Rơle nhiệt độ cuộn dây gồm bốn bộ tiếp điểm (mỗi bộ có một tiếp điểm thường mở, một tiếp điểm thường đóng với cực chung) lắp bên trong một nhiệt kế có kim chỉ thị.



Hình 2.40: Thiết bị chỉ thị nhiệt độ cuộn dây

Cơ cấu rơle gồm: chỉ thị quay để ghi số đo, một bộ phận cảm biến nhiệt, một ống mao dẫn nối bộ phận cảm biến nhiệt với cơ cấu chỉ thị. Bên trong ống mao dẫn là chất lỏng được nén lại. Sự co giãn của chất lỏng trong ống mao dẫn thay đổi theo nhiệt độ mà bộ cảm biến nhận được, tác động lên cơ cấu chỉ thị và bốn bộ tiếp điểm. Đồng thời, tác động lên cơ cấu chỉ thị và các tiếp điểm, còn có một điện trở đốt nóng. Cuộn dây thứ cấp của một máy biến dòng điện đặt tại chân sứ máy biến áp được nối với điện trở đốt nóng. Để chỉnh định cho phân tử đốt nóng, người ta sử dụng một biến trở đặt ở tủ điều khiển cạnh máy biến áp. Tác dụng của điện trở đốt nóng (tùy theo dòng điện qua cuộn dây máy biến áp) và bộ cảm biến nhiệt lên cơ cấu đo cùng các bộ tiếp điểm sẽ tương ứng với nhiệt độ điểm nóng, nhiệt độ của cuộn dây.

Có 4 vít điều chỉnh nhiệt độ để đặt trị số tác động cho 4 bộ tiếp điểm. Tùy theo thiết kế, các tiếp điểm rơle nhiệt độ có thể được nối vào các mạch, báo hiệu sự cố “nhiệt độ cuộn dây cao”, mạch tự động mở máy cắt để cô lập máy biến áp, mạch tự động khởi động và ngừng các quạt làm mát máy biến áp.

- Rơle nhiệt độ cuộn dây hoạt động ở 2 cấp:

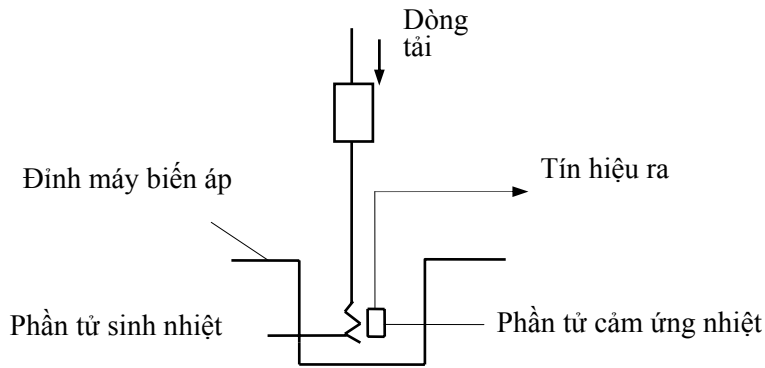
Cấp 1: Khi nhiệt độ cuộn dây MBA ở 115°C sẽ báo động bằng tín hiệu đèn còi.

Cấp 2: Khi nhiệt độ cuộn dây MBA là 120°C thì báo động bằng tín hiệu đèn còi và tác động đi cắt máy cắt cô lập máy biến áp ra khỏi lưới.

Ngoài ra, rơle nhiệt độ cuộn dây MBA còn có tác dụng đưa các tín hiệu đi điều khiển hệ thống làm mát cho MBA. Ví dụ đối với MBA làm mát bằng quạt thổi thì hệ thống quạt mát sẽ làm việc khi nhiệt độ cuộn dây MBA đạt đến một trong các giá trị 75°C ở cuộn cao, 80°C ở cuộn hạ và 60°C đối với nhiệt độ dầu. Hệ thống này sẽ dừng khi nhiệt độ cuộn dây và dầu MBA giảm 10°C dưới các giá trị khởi động trên.

II.3. Rơle nhiệt độ dầu (26Q):

Để đo nhiệt độ lớp dầu trên sử dụng hai đồng hồ. Một đồng hồ nhiệt độ dầu báo tín hiệu ở 80°C và một đồng hồ nhiệt độ dầu tác động cắt máy cắt ở 90°C. Các đồng hồ này sử dụng nguyên lý cảm ứng nhiệt độ. Phân tử cảm ứng nhiệt được bỏ trong hộp nhỏ và được đặt gần đỉnh của thùng dầu của máy biến áp.



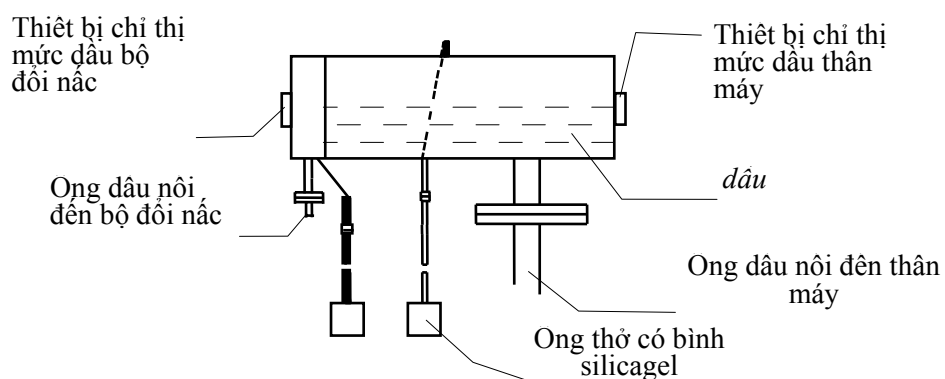
Hình 2.38: Cách lắp role nhiệt độ trong máy biến áp

Role nhiệt độ dầu gồm có cơ cấu chỉ thị quay để ghi số đo, một bộ phận cảm biến nhiệt, một ống mao dẫn nối bộ phận cảm biến nhiệt với cơ cấu chỉ thị. Bên trong ống mao dẫn là chất lỏng (dung dịch hữu cơ) được nén lại. Sự co giãn của chất lỏng (trong ống mao dẫn) thay đổi theo nhiệt độ mà bộ phận cảm biến nhiệt nhận được, sẽ tác động cơ cấu chỉ thị và các tiếp điểm. Các tiếp điểm sẽ đổi trạng thái “mở” thành “đóng”, “đóng” thành “mở” khi nhiệt độ cao hơn trị số đặt trước. Bộ phận cảm biến nhiệt được lắp trong lỗ trụ bọc kín, ở phía trên nắp máy biến áp, bao quanh lỗ trụ là dầu, để đo nhiệt độ lớp dầu trên cùng của máy biến áp. Thường dùng nhiệt kế có 2 (hoặc 4) vít điều chỉnh nhiệt độ để có thể đặt sẵn 2 (hoặc 4) trị số tác động cho 2 (hoặc 4) bộ tiếp điểm riêng rẽ lắp trong nhiệt kế. Khi nhiệt độ cao hơn trị số lắp đặt cấp 1, role sẽ đóng tiếp điểm cấp 1 để báo tín hiệu sự cố “nhiệt độ dầu cao” của máy biến áp. Khi nhiệt độ tiếp tục cao hơn trị số cấp 2, role sẽ đóng thêm tiếp điểm cấp 2 để tự động cắt máy cắt, cắt điện máy biến áp, đồng thời cũng có mạch đi báo hiệu sự cố “cắt do nhiệt độ dầu cao” (Bộ phận chỉ thị nhiệt độ như hình 2.39).

Trong đó:

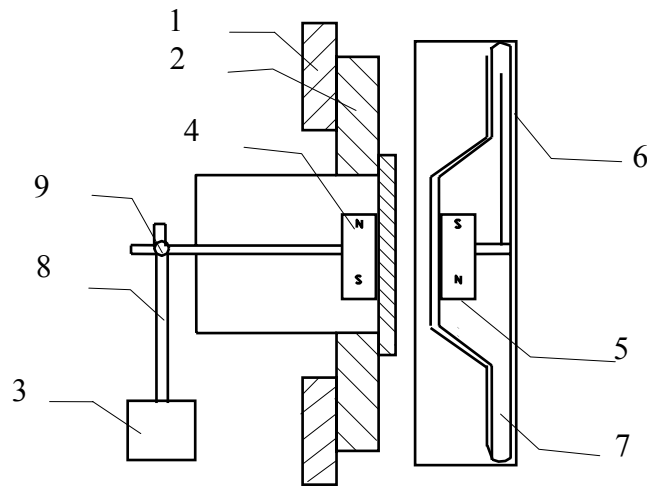
- ~ 1. Bộ phận cảm biến nhiệt.
 - ~ 2. Ống mao dẫn (capillary tubo).
 - ~ 3. Kim chỉ thị nhiệt độ.
 - ~ 4. Hai vít điều chỉnh nhiệt độ hai bộ tiếp điểm.
 - ~ 5. Hai bộ tiếp điểm role nhiệt độ dầu.
- Nhiệt độ môi trường sử dụng : -10°C đến 70°C .
- Thang đo : $-20^{\circ}\text{C} \rightarrow 0 \rightarrow +130^{\circ}\text{C}$.
- Thang điều chỉnh : $-20^{\circ}\text{C} \rightarrow 0 \rightarrow +130^{\circ}\text{C}$.
- Sai số của trị số đo được : $+3^{\circ}\text{C}$.
- Khoảng sai biệt tác động của tiếp điểm : 10-14.

II.4. Cấu tạo role mức dầu tại máy biến áp (33):



Hình 2.41: Vị trí lắp role mức dầu tại máy biến áp

Rơle mức dầu gồm hai bộ tiếp điểm lắp bên trong thiết bị chỉ thị mức dầu, ở máy biến áp có bộ đôi nấc điện áp có tải (bộ điều áp dưới tải) thì thùng giãn nở dầu được chia làm hai ngăn (hình 2.41). Ngăn có thể tích chiếm phần lớn thùng giãn nở, được nối ống liên thông dầu qua rơle hơi đến thùng chính máy biến áp (để có thể tích giãn nở dầu cho máy biến áp). Ngăn có thể tích chiếm phần nhỏ hơn nhiều của thùng giãn nở, sẽ được nối ống liên dầu đến thùng chứa bộ điều áp dưới tải. Thùng chính máy biến áp và thùng bộ đôi nấc được thiết kế riêng rẽ, không có liên thông dầu với nhau. Vì vậy, có hai thiết bị chỉ mức dầu lắp tại hai đầu thùng giãn nở để đo mức dầu của hai ngăn thiết bị chỉ thị mức dầu máy biến áp và thiết bị chỉ thị mức dầu bộ điều áp dưới tải.



Hình 2.42: Cấu tạo của thiết bị chỉ thị mức dầu

- | | |
|-----------------------|-----------------|
| 1. Vỏ máy. | 6. Kim chỉ thị. |
| 2. Vòng đệm. | 7. Mặt chỉ thị. |
| 3. Phao. | 8. Thanh quay. |
| 4. Nam châm vĩnh cửu. | 9. Trục quay. |
| 5. Nam châm vĩnh cửu. | |

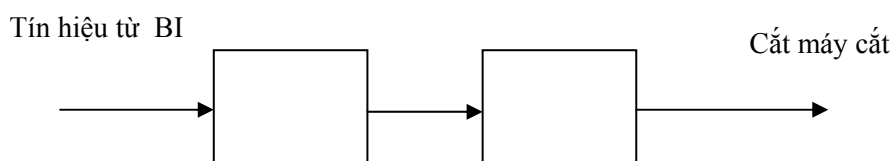
Cơ cấu của thiết bị chỉ thị mức dầu gồm hai bộ phận (hình 2.42): Bộ phận điều khiển và bộ phận chỉ thị. Bộ phận điều khiển có một phao (3), thanh quay (8) trục quay (9) có lắp nam châm vĩnh cửu (4). Bộ phận điều khiển lắp trên vỏ máy (đầu thùng giãn nở) có vòng đệm. Bộ phận chỉ thị gồm kim chỉ (6) lắp trên trục mang một nam châm vĩnh cửu (5). Bộ phận chỉ thị được làm bằng nhôm để tránh bị ảnh hưởng từ trường nam châm và chống ảnh hưởng của nước.

Khi mức dầu nâng hạ thì phao (3) nâng hạ theo. Chuyển động nâng hạ của phao được chuyển thành chuyển động quay của trục (9) nhờ thanh quay (8). Khi quay từ trường do nam châm (4) sẽ điều khiển cho nam châm (5) quay sao cho hai cực khác tên (N và S) của hai nam châm đối diện nhau (hai cực cùng tên có lực đẩy, hai cực khác tên có lực hút nhau). Do vậy kim chỉ thị quay theo nam châm (5), ghi được mức dầu trên mặt chỉ thị. Bộ phận chỉ thị cũng tác động đóng mở các tiếp điểm rơle mức dầu để đưa tín hiệu vào mạch báo động hoặc mạch cắt tùy theo từng thiết kế.

II.5. Bảo vệ áp suất tăng cao trong máy biến áp (63):

Rơle bảo vệ dự phòng cho máy biến thế lực, chỉ danh vận hành là R.63. Khi có sự cố trong máy biến áp, hồ quang điện làm dầu sôi và bốc hơi ngay, tạo nên áp suất rất lớn trong máy biến áp. Thiết bị an toàn áp suất lắp trên nắp thùng chính máy biến áp sẽ mở rất nhanh (mở hết van khoảng 2ms) để thoát khí dầu từ thùng chính MBA ra môi trường ngoài, áp suất trong thùng chính sẽ giảm. Trong thiết bị an toàn áp suất có gắn rơle áp suất.

* Sơ đồ khối của bảo vệ R.63 tại trạm:



Hình 2.43: Sơ đồ khối bảo vệ R.63

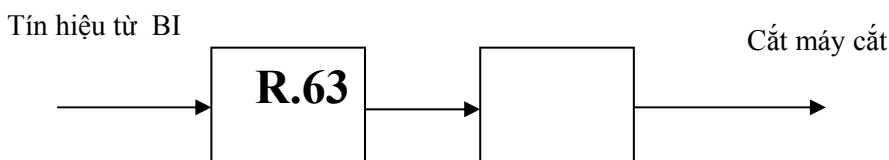
Ở tình trạng làm việc bình thường, van đĩa bị nén bởi lò xo nên làm kín thùng chính máy biến áp. Khi có sự cố bên trong thùng chính máy biến áp thì áp suất trong thùng chính tăng cao sẽ lớn hơn áp lực nén của lò xo, van đĩa sẽ chuyển động thẳng lên, làm hở thành khe hở xung quanh chu vi van đĩa. Khí sẽ thoát ra tại khe hở vòng đệm, làm giảm áp suất trong thùng. Khi van đĩa di chuyển lên thì cũng tác động lên cái chỉ thị cơ khí bung lên, đồng thời tác động tiếp điểm role áp suất gọi tín hiệu tới mạch bảo động và tự động cắt máy cắt cô lập máy biến áp ra khỏi lưới điện. Khi áp suất trở lại bình thường, muốn tái lập lại MBA thì phải nhân cái chỉ thị cơ khí (đã bị bung lên) về vị trí cũ, đồng thời đặt lại role áp suất bằng nút nhấn.

II.6. Bảo vệ áp suất tăng cao trong bộ đổi nấc máy biến áp (R.63 OLTC):

Role bảo vệ tác động theo áp suất thùng điều áp dưới tải máy biến áp lực, là bảo vệ dự phòng cho máy biến áp. Chỉ danh vận hành trên sơ đồ bảo vệ là R.63 OLTC (On Load Tap Changer).

Cấu tạo và nguyên lý vận hành của role tương tự như R.63 đã nói ở trên. Khi có sự cố bên trong thùng đổi nấc máy biến áp thì role sẽ tác động và tự động cắt máy cắt cô lập MBA ra khỏi lưới điện.

Sơ đồ khối của bảo vệ R.63 OLTC tại trạm:



Hình 2.44: Sơ đồ khối bảo vệ R63 OLTC

Muốn tái lập lại MBA sau khi role tác động phải đặt lại Role khóa trung gian R86.

II.7. Role khóa trung gian (86):

Role khóa trung gian R.86 thường được dùng là loại kiểu MVAJ-21 nhà chế tạo GEC ALSTOM.

- Đặc điểm và ứng dụng của role như sau:

Thiết bị này dùng để ngắt mạch điện với độ an toàn cao, đặc biệt chúng có thể dùng để ngắt mạch điện hoặc điều khiển các hoạt động đóng ngắt do tín hiệu được gọi tới từ các role khác. Role này có thể hoạt động ở hai chế độ tức thời hoặc có thời gian trì hoãn.

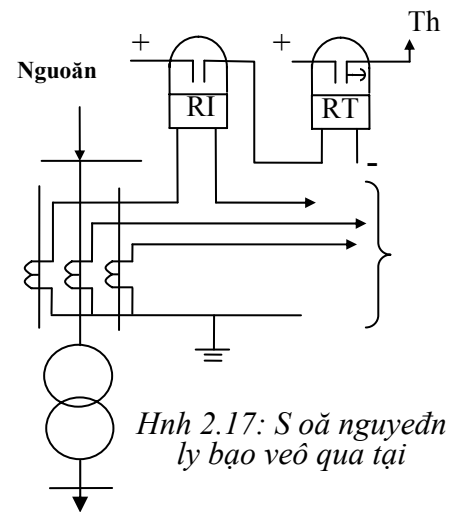
- Role MVAJ có khả năng dập tắt được sự phóng điện do điện dung.

Role MVAJ là loại thiết bị bảo vệ dùng để giám sát sự hoạt động của các loại role bảo vệ khác.

* Nguyên tắc hoạt động:

Role MVAJ-21 chỉ hoạt động khi các role khác (có liên quan) đã làm việc. Khi role bảo vệ chính của thiết bị hoạt động thì cũng đồng thời tác động role R.86

làm việc. R.86 hoạt động sẽ cô lập nguồn điều khiển của các role điều khiển khác. Muốn tái lập lại sự làm việc bình thường của mạch điều khiển các thiết bị thì phải đặt lại R.86.



Hnh 2.17: Sơ đồ nguyên lý bảo vệ qua tải

III. BẢO VỆ CHỐNG NGẮN MẠCH NGOÀI VÀ QUÁ TẢI

III.1. Bảo vệ quá tải (BVQT):

Có chức năng báo tín hiệu quá tải MBA. Dùng bảo vệ quá dòng điện. Ở MBA hai dây quấn bảo vệ được bố trí phía nguồn (hình 2.17), máy biến áp ba dây quấn bảo vệ quá tải có thể bố trí ở hai hoặc cả ba dây quấn. Bảo vệ quá tải chỉ bố trí ở một pha và đi báo tín hiệu sau một thời gian định trước.

Tuy nhiên role dòng điện không thể phản ánh được chế độ mang tải của MBA trước khi xảy ra quá tải. Vì vậy đối với MBA công suất lớn người ta sử dụng nguyên lý hình ảnh nhiệt để thực hiện bảo vệ chống quá tải.

Bảo vệ loại này phản ánh mức tăng nhiệt độ ở những thời điểm kiểm tra khác nhau trong máy biến áp và tùy theo mức tăng nhiệt độ mà có nhiều cấp tác động khác nhau: cảnh báo, khởi động các mức làm mát bằng tăng tốc độ tuần hoàn của không khí hoặc dầu, giảm tải máy biến áp.

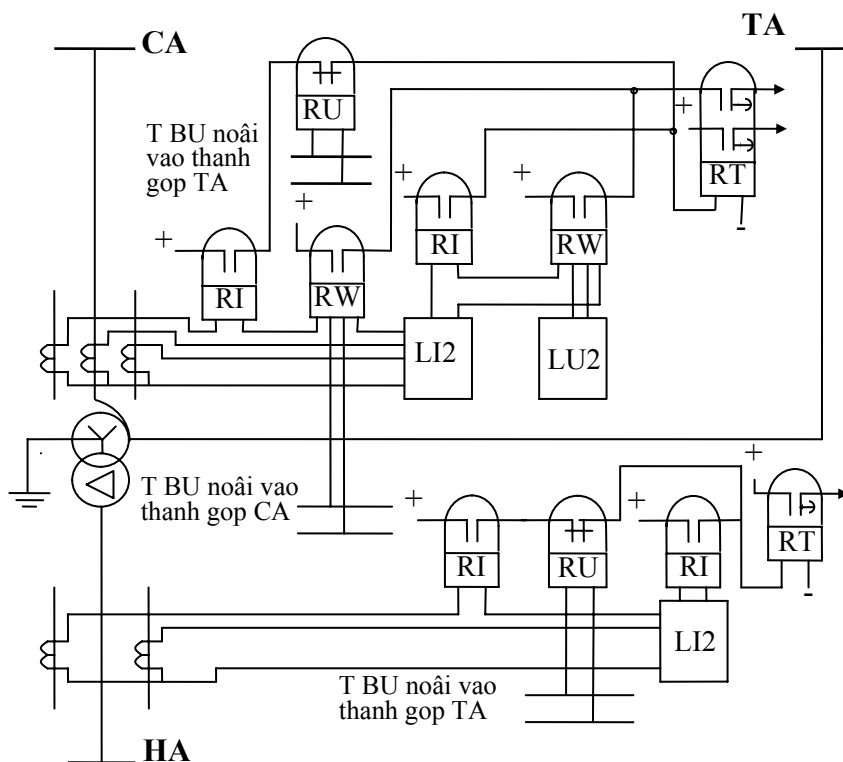
Nếu các cấp tác động này không mang lại hiệu quả và nhiệt độ máy biến áp vẫn vượt quá giới hạn cho phép và kéo dài quá thời gian quy định thì máy biến áp sẽ được cắt ra khỏi hệ thống.

III.2. Bảo vệ dòng điện tăng cao do ngắn mạch ngoài:

Thông thường người ta dùng bảo vệ quá dòng điện. Về nguyên tắc với MBA ba cuộn dây khi ở cả ba cấp điện áp đều có thể có nguồn cung cấp nên đặt ở mỗi cấp điện áp một bộ.

Với MBA ba cuộn dây và MBA tự ngẫu một trong các bộ bảo vệ dòng điện cực đại thường là bảo vệ có hướng (để đảm bảo tính chọn lọc giữa các bảo vệ). Để nâng cao độ nhạy người ta dùng bảo vệ dòng điện thứ tự nghịch (BVI_2) kèm theo một role dòng điện có kiểm tra áp. Các bảo vệ chống dòng điện tăng cao do ngắn mạch ngoài dùng làm bảo vệ dự trữ cho bảo vệ chính của MBA khi ngắn mạch nhiều pha ở MBA, nó còn làm bảo vệ dự trữ cho bảo vệ của các phần tử lân cận nếu điều kiện độ nhạy cho phép.

Hình 2.18 cho sơ đồ nguyên lý bảo vệ chống ngắn mạch ngoài cho máy biến áp tự ngẫu. Trong đó role định hướng công suất (RW) chỉ tác động khi hướng công suất ngắn mạch truyền từ máy biến áp đến thành góp cao áp, còn theo chiều ngược lại thì không tác động.



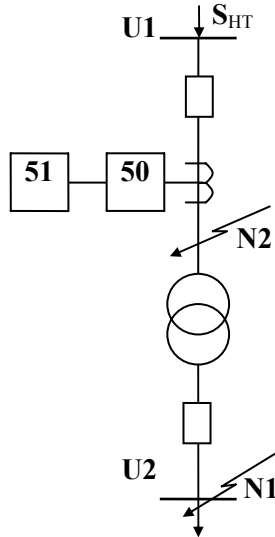
Hnh 2.18: Sơ đồ nguyên lý bảo vệ chống ngắn mạch ngoài

C. TÍNH TOÁN BẢO VỆ ROLE CHO MBA

- Cơ sở tính chọn bảo vệ role cho MBA:
Cần phải biết các thông số của MBA do nhà chế tạo cung cấp trên nhãn máy hoặc trong các catalogue:
Ví dụ với MBA ba pha hai cuộn dây:

Loại MBA	Có điều chỉnh điện áp	S_{Bdm}	Thông số sản xuất					
			U_{dm} cuộn dây		$U_n(\%)$	ΔP_n	ΔP_o	$I_o(\%)$
			U_c	U_h				

- Dòng ngắn mạch lớn nhất, nhỏ nhất xuất hiện trong các dạng ngắn mạch.
- Các thông số, đặc tính của máy biến dòng điện, biến điện áp.
- Các yêu cầu bảo vệ role của MBA.



I. BẢO VỆ QUÁ DÒNG ĐIỆN

I.1. Cầu chì:

Cầu chì được chọn theo điều kiện sau:

$$I_{cc} \geq K_{at} \cdot I_{dm} \quad (2-5)$$

Với I_{dm} : dòng làm việc định mức phía đặt cầu chì; K_{at} hệ số an toàn lấy bằng 1,2.

Số liệu tham khảo đặt cầu chì cho MBA ở cấp điện áp 11 Kv

Công suất MBA		Cầu chì	
S (KVA)	I (A)	$I_{mđ}$	$t_{cát}$ (s)
100	5,25	16	3
200	10,5	25	3
300	15,8	36	10
500	26,2	50	20
1000	52,5	90	30

I.2. Bảo vệ quá dòng điện:

- Chọn máy biến dòng điện cho bảo vệ.
 - Định mức thứ cấp của BI được tiêu chuẩn hoá là 5A hoặc 1A.
- BI được chọn có dòng định mức sơ cấp bằng hay lớn hơn dòng định mức cuộn dây MBA mà nó được đặt. Đối với MBA hai cuộn dây dòng định mức sơ cấp và thứ cấp MBA phụ thuộc công suất định mức của MBA và tỷ lệ nghịch với điện áp. Đối với MBA ba cuộn dây dòng định mức phụ thuộc vào cuộn dây tương ứng.

$$I_{lv \ n\ m} = \frac{S_{B\ n\ m}}{\sqrt{3}U_{B\ n\ m}} \quad (2-6)$$

Với $S_{B\ n\ m}$: công suất định mức của máy biến áp.

$U_{B\ n\ m}$: điện áp định mức của MBA.

I.2.1. Bảo vệ cắt nhanh:

Xác định dòng ngắn mạch sơ cấp cực đại chạy qua chỗ đặt bảo vệ khi ngắn mạch ngoài (I_{Nngmax}) tại điểm N_1 trong hình.

$$I_{Nngmax} = I_{N1}^{(3)} = \frac{U_1}{\sqrt{3}(x_B + x_{ht})} \quad (2-7)$$

Trong đó: x_B : điện kháng của MBA, $x_B = \frac{U_N \% \cdot U_{B\tilde{n}m}^2}{100 \cdot S_{B\tilde{n}m}}$

x_{ht} : điện kháng của hệ thống.

Dòng điện khởi động bảo vệ:

$$I_{k\tilde{n}} = K_{at} \cdot I_{Nngmax} \quad (2-8)$$

với K_{at} là hệ số an toàn, $K_{at} = (1,3-1,4)$

Dòng khởi động thứ cấp của rơle :

$$I_{k\tilde{a}R} = \frac{K_{at} \cdot K_{s\tilde{a}}^{(3)} \cdot I_{Nngmax}}{n_I} \quad (2-9)$$

$K_{s\tilde{a}}^{(3)}$: hệ số kể đến sơ đồ nối dây của BI.

Kiểm tra độ nhạy của bảo vệ ứng với tình trạng ngắn mạch hai pha trên cực MBA ở phía nối với nguồn trong chế độ làm việc cực tiêu của hệ thống (điểm N_2).

$$K_n = \frac{I_{Nmin}}{I_{k\tilde{n}}} \geq 2 \quad (2-10)$$

Thời gian bảo vệ: $t = 0sec$.

I.2.2. Bảo vệ quá dòng có thời gian:

Xác định dòng khởi động của bảo vệ:

$$I_{k\tilde{n}} = \frac{K_{at} \cdot K_{mm}}{K_{tv}} \cdot I_{lv \max} \quad (2-11)$$

Ở đây dòng $I_{lv \max}$ dòng làm việc max qua chỗ đặt bảo vệ. Trong trường hợp không biết có thể lấy $I_{lv \max} = I_{B\tilde{d}m}$. Với MBA ba cuộn dây dòng $I_{lv \max}$ lấy tương ứng của từng cuộn.

K_{at} : hệ số an toàn (1,1 - 1,2).

K_{mm} : hệ số mở máy (1,3 - 1,8).

K_{tv} : hệ số trở về (0,85 - 0,9).

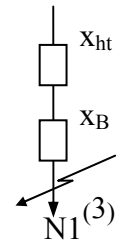
Dòng khởi động của rơle: $I_{k\tilde{a}R} = \frac{K_{s\tilde{a}}^{(3)} \cdot I_{k\tilde{n}}}{n_I} \quad (2-12)$

Kiểm tra độ nhạy của bảo vệ: $K_n = \frac{I_{N1min}}{I_{k\tilde{n}}} \quad (2-13)$

Yêu cầu $K_n \geq 1,5$: khi làm bảo vệ chính.

Ở đây I_{N1min} dòng ngắn mạch nhỏ nhất qua bảo vệ khi ngắn mạch trực tiếp cuối vùng bảo vệ (điểm N_1). Dạng ngắn mạch tính toán là dạng ngắn mạch hai pha nên:

$$I_{N1}^{(2)} = \frac{U_1}{\sqrt{3} \cdot (x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma})}$$



Trong đó:

- $X_{1\Sigma}$: điện kháng thứ tự thuận tổng đến điểm ngắn mạch, $X_{1\Sigma} = X_{1B} + X_{1ht}$.
- $X_{2\Sigma}$: điện kháng thứ tự nghịch tổng đến điểm ngắn mạch, $X_{2\Sigma} = X_{2B} + X_{2ht}$.

Yêu cầu $K_n \geq 1,2$: khi làm bảo vệ dự trữ (ngắn mạch ở cuối vùng dự trữ).

Nếu độ nhạy không đạt yêu cầu, phải dùng bảo vệ quá dòng có kiểm tra áp (BVQIKU). Lúc đó dòng khởi động của bảo vệ được tính:

$$I_{kñ} = \frac{K_{at}}{K_{tv}} \cdot I_{lv \max} \quad (2-14)$$

Không kể đến K_{mm} vì sau khi cắt ngắn mạch ngoài các động cơ tự khởi động nhưng không làm điện áp giảm nhiều và bảo vệ không thể tác động.

Điện áp khởi động của RU < :

$$U_{kñ} = \frac{U_{lv \min}}{K_{at} \cdot K_{tv}} \quad (2-15)$$

$K_{at} = 1,2$, $K_{tv} = 1,15$, $U_{lv \min}$: điện áp tại chỗ đặt bảo vệ trong điều kiện tự khởi động của động cơ sau khi cắt ngắn mạch ngoài. Thông thường có thể lấy $(0,7-0,75) U_{dm}$.

Thời gian làm việc thường được phân thành 2 cấp:

Cấp thứ nhất cắt máy cắt thứ cấp:

$$t_{c1} = t_{(2)} + \Delta t \quad (2-16)$$

với - $t_{(2)}$: thời gian tác động lớn nhất của bảo vệ kề nó.

- Δt : bậc chọn lọc về thời gian $(0,3 - 0,5)$ sec.

Cấp thời gian thứ hai cắt tất cả các máy cắt của MBA:

$$t_{c2} = t_{c1} + \Delta t \quad (2-17)$$

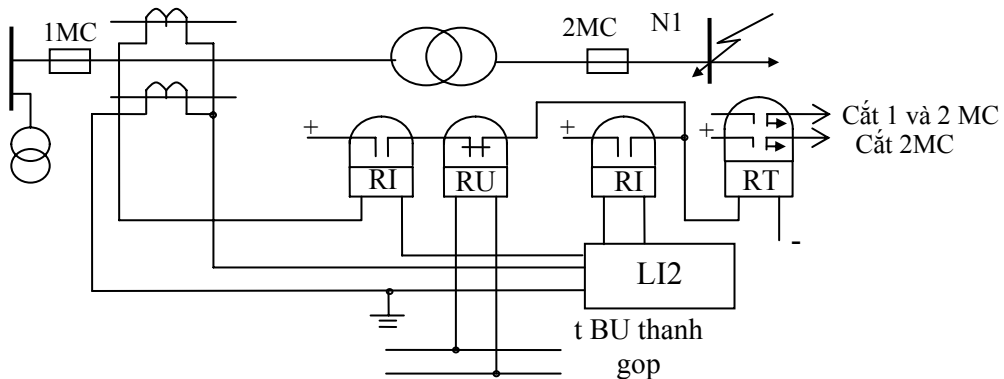
I.3. Bảo vệ dòng thứ tự nghịch:

Để tăng độ nhạy cho BVQIKU, người ta sử dụng kết hợp với BVI_2 (hình 2.19). Khi đó, bảo vệ quá dòng chỉ bố trí ở một pha để chống ngắn mạch ba pha và độ nhạy được kiểm tra theo dòng ngắn mạch ba pha thứ cấp:

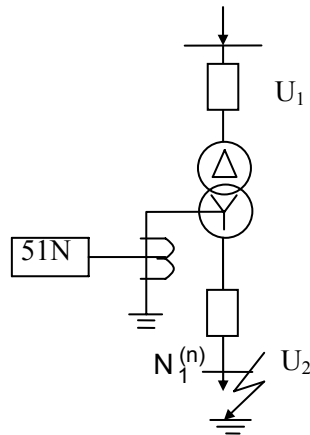
$$K_n = \frac{I_{N1 \min}^{(3)}}{I_{kñ}} \geq 1.5 \quad (2-18)$$

Dòng khởi động của BVI_2 :

$$I_{2kñ} = \frac{K_{at}}{K_{tv}} \cdot I_{Bñm} \cdot \text{Với } K_{at} = 1,2; K_{tv} = 0,85 \quad (2-19)$$



Hình 2.19: Sơ đồ nguyên lý bảo vệ qua dòng có kiểm tra áp kết hợp BVI_2 tác động có thời gian



Hình 2.20: Sơ đồ nguyên lý bảo vệ chống chạm đất MBA bằng bảo vệ qua dòng điện

II. Bảo vệ quá tải

~ Dòng khởi động của bảo vệ quá tải :
$$I_{k\ddot{n}} = \frac{K_{at} \cdot I_{B\ddot{n}m}}{K_{tv}} \quad (2-20)$$

~ Dòng khởi động của rơle :
$$I_{k\ddot{n}R} = \frac{K_{s\ddot{n}}^{(3)} \cdot I_{k\ddot{n}}}{n_l} \quad (2-21)$$

$K_{at} = 1,05; K_{tv} = 0,85$

~ $I_{B\ddot{n}m}$: dòng định mức phía đặt bảo vệ tính theo công suất định mức MBA.
Thời gian đặt của bảo vệ:

$$t = t_{bv \max} + \Delta t \quad (2-22)$$

$t_{bv \max}$: thời gian lớn nhất của bảo vệ lân cận.

III. BẢO VỆ DÒNG THỨ TỰ KHÔNG (BVI_0) CỦA MBA TRONG MẠNG CÓ DÒNG CHẠM ĐẤT LỚN

III.1. Bảo vệ I_0 MBA một phía nối đất:

Dòng khởi động sơ cấp BVI_0 được chọn theo hai điều kiện :

➤ Theo điều kiện chỉnh định khởi dòng không cân bằng khi ngắn mạch ngoài:
$$I_{k\ddot{n}} > I_{kcb\max} \quad (2-23)$$

➤ Theo điều kiện phối hợp về độ nhạy với các bảo vệ đường dây nối vào thanh góp của trạm:

$$I_{k\ddot{n}} \geq K_{at} \cdot 3I_{ott} \quad (2-24)$$

Trong đó :

K_{at} : hệ số an toàn khi phối hợp có thể chọn $K_{at} = (1,1-1,2)$.

I_{ott} : dòng thứ tự không (TTK) tại chỗ đặt bảo vệ, ứng với dạng ngắn mạch nào gây ra dòng TTK lớn nhất.

Khi chọn $I_{k\ddot{n}}$ theo điều kiện (2-24) thì điều kiện (2-23) cũng được thỏa mãn, vì vậy thường chỉ tính theo điều kiện (2-24).

Độ nhạy của bảo vệ:
 Khi làm bảo vệ chính:

$$K_n = \frac{3I_{0min}}{I_{K\grave{a}n}} \geq 1,5 \quad (2-25)$$

Lấy ($3I_{0min}$) khi ngắn mạch trên thanh góp của trạm.

Khi làm bảo vệ dự trữ: $K_n \geq 1,2$. Lúc đó dòng $3I_{0min}$ là dòng bé nhất khi ngắn mạch cuối vùng dự trữ.

Điện kháng TTK của MBA

Với MBA hai dây quấn điện kháng thứ tự thuận (TTT) bằng điện kháng thứ tự nghịch (TTN) bằng điện kháng thứ tự không $X_{1B} = X_{2B} = X_{0B}$.

MBA ba pha ba dây quấn nối $\Delta/Y_0/Y$ loại này thường được sử dụng với cuộn Δ nối với máy phát điện, cuộn Y_0 nối với thanh cái cao áp, cuộn Y là trung áp 35KV thường trung tính không nối đất. Do vậy tổng trở TTK của loại này bằng tổng trở TTT của cuộn Y_0 . Nếu tổ nối dây $\Delta/Y_0/Y_0$, với cuộn Δ có tải, điện kháng TTK của mỗi cuộn chính bằng TTT,

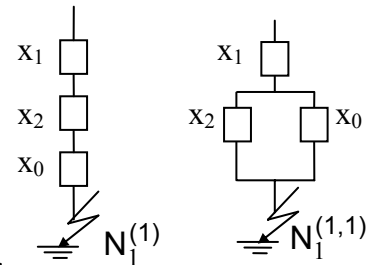
MBA tự ngẫu điện kháng TTK của mỗi cuộn chính bằng điện kháng TTT.

$$I_1^{(n)} = \frac{U_p}{(x_1 + z_{\Delta}^{(n)})} \quad (2-26)$$

Dạng ngắn mạch	(n)	Z_{Δ}^n	I_0^n
NM 1 pha(A)	1	$x_2 + x_0$	I_1
NM 2 pha chạm đất (B,C)	1,1	$\frac{x_2 \cdot x_0}{x_2 + x_0}$	$\frac{-x_2}{x_2 + x_0} I_1$

Trong đó:

- n: dạng ngắn mạch.
- I_0 : dòng điện thứ tự không.
- $z_{\Delta}^{(n)}$: Tổng trở sự cố thêm vào.
- x_1 : điện kháng thứ tự thuận tới điểm ngắn mạch.
- x_2 : điện kháng thứ tự nghịch tới điểm ngắn mạch.
- x_0 : điện kháng thứ tự không tới điểm ngắn mạch.



Ví dụ ta có sơ đồ thay thế tính toán MBA hai cuộn dây của hình 2.20.

Xác định dòng thứ tự không khi ngắn mạch một pha và dòng thứ tự không khi ngắn mạch hai pha chạm đất trên thanh góp (điểm N_1 khi bảo vệ làm nhiệm vụ bảo vệ chính). Chọn giá trị lớn hơn làm giá trị tính toán dòng khởi động, giá trị nhỏ hơn dùng để kiểm tra độ nhạy của bảo vệ. Khi bảo vệ làm nhiệm vụ dự trữ dòng $3I_{0min}$ lấy ở cuối vùng bảo vệ (cuối đường dây dài nhất nối đến thanh cái MBA đặt bảo vệ).

III.2. Bảo vệ I_0 máy biến áp có hai phía nối đất dùng role quá dòng điện:

Ở MBA có hai dây quấn nối đất trực tiếp (hình 2.21), dòng $3I_0$ đi như hình vẽ. Trong đó:

- $I_0N_2(1-2)$: dòng $3I_0$ do nguồn I cung cấp khi ngắn mạch chạm đất tại N_2 .
- $I_0N_1(2-1)$: dòng $3I_0$ do nguồn II cung cấp khi ngắn mạch chạm đất tại N_1 .
- $I_0N_1(1-1)$: dòng thứ tự không tổng cung cấp đến điểm ngắn mạch N_1 .
- $I_0N_2(2-2)$: dòng thứ tự không tổng cung cấp đến điểm ngắn mạch N_2 .

Vì thế, cần đặt BVI_0 có hướng, thường có 2-3 cấp tác động.

Cấp I: Là BVI₀ cắt nhanh, phối hợp với BVI₀ đường dây nối đến thanh cái phía đặt bảo vệ: $I_{k\check{n}I} = K_{at}K_{fm}I_{k\check{n}I\check{n}z\max}$ (2-27)

Trong đó:

K_{at} : hệ số an toàn, $K_{at} = 1,1$.

K_{fm} : hệ số phân mạch I₀, $K_{fm} = \frac{I_{0\text{bv\check{e}}}}{I_{0\text{d\check{a}y}}}$.

$I_{0\text{bv\check{e}}}$: dòng I₀ qua chỗ đặt bảo vệ.

$I_{0\text{d\check{a}y}}$: dòng I₀ qua đường dây có $I_{kd\ I\check{d}z\max}$.

$I_{kd\ I\check{d}z\max}$: dòng chỉnh định cấp 1 của BVI₀ đường dây có trị số lớn nhất trong tất cả các đường dây nối đến thanh cái MBA được bảo vệ.

Thời gian chỉnh định:

$$t_1 = t_{\check{d}z\max} + \Delta t \quad (2-28)$$

$t_{\check{d}z\max}$: thời gian tác động của bảo vệ đường dây có $I_{kd\ I\check{d}z\max}$.

Cấp II: Chọn phối hợp với cấp 2 của BVI₀ đường dây, tính tương tự như cấp I trên, thay ký hiệu I bằng ký hiệu II.

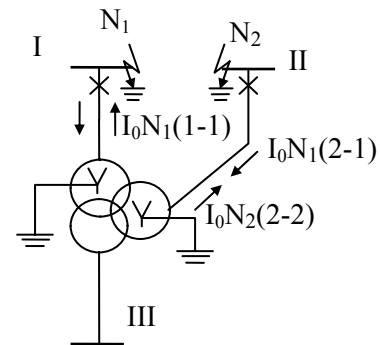
Độ nhạy cấp I và cấp II:

$$K_{nI} = \frac{3I_{0\min}}{I_{k\check{n}I}} \geq 1,5 \quad (2-29)$$

$$K_{nII} = \frac{3I_{0\min}}{I_{k\check{n}II}} \geq 1,5 \quad (2-30)$$

trong đó $3I_{0\min}$ lấy với ngắn mạch ngay trên thanh góp của trạm.

Cấp III: Là bảo vệ quá dòng điện vô hướng, tính như BVI₀ của MBA có một phía nối đất.



Hình 2.21: Dòng ngắn mạch vô hướng MBA có hai dây quấn nối đất

IV. TÍNH TOÁN CÁC BẢO VỆ SO LỆCH

IV.1. Biến dòng cho bảo vệ so lệch:

Như đã nói ở trên với bảo vệ so lệch MBA sơ đồ đấu dây BI được chọn để có thể bù sự lệch pha giữa dòng điện ở các phía MBA do tổ đấu dây MBA gây ra. Ví dụ MBA có tổ đấu dây $\Delta/Y-11$ thì dòng thứ cấp lệch 30° so với dòng sơ cấp. Để dòng điện thứ cấp MBA không lệch pha nhau, người ta nối mạch thứ cấp của BI ngược lại, nghĩa là phía nối sao của MBA người ta nối BI theo kiểu Δ và ngược lại. Mục đích là tránh dòng không cân bằng quá lớn chạy qua bảo vệ so lệch trong trạng thái làm việc bình thường cũng như khi ngắn mạch ngoài có thể làm cho bảo vệ tác động nhầm. Sơ đồ đấu dây BI theo các cách đấu các cuộn dây MBA khác nhau như hình 2.22.

* Ví dụ cách chọn máy biến dòng: máy biến áp hai cuộn dây $S_{\check{d}m} = 20 \text{ MVA}$, $U_{\check{d}m} = 110 \text{ Kv} / 6 \text{ Kv}$, tổ nối dây MBA $Y/\Delta-11$.

+ Chọn máy biến dòng cấp điện áp 110 Kv, mạch thứ cấp BI nối Δ nên dòng điện cuộn dây bằng dòng điện pha. Do vậy dòng điện tính toán để chọn BI phía cao áp bằng:

$$I_{sC} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{\check{n}m}}{\sqrt{3} \cdot U_{\check{n}m}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 181,8 \text{ A}$$

Chọn loại biến dòng 200/5 A.

+ Chọn biến dòng phía hạ 6 kV. Mạch thứ cấp BI nối sao. Dòng điện tính toán để chọn BI phía hạ áp bằng:

$$I_{sH} = \frac{S_{\text{rhm}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{rhm}}} = \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1937 \text{ A}$$

Chọn biến dòng loại 2000/5 A.

Dòng điện thứ cấp BI ở hai phía tương ứng bằng:

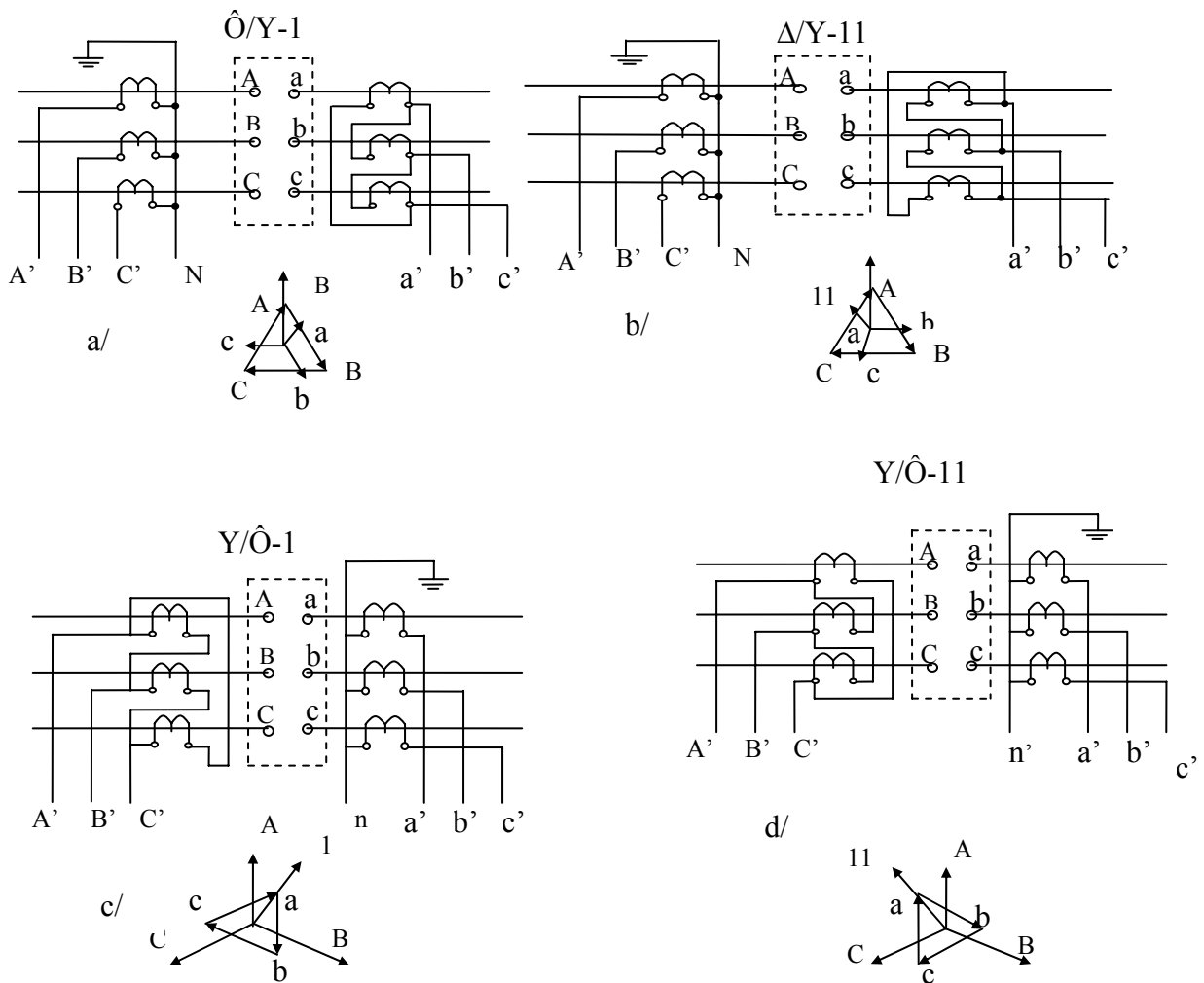
$$I_{tC} = \left[\frac{I_{sC}}{n_I} \right] \cdot \sqrt{3} = 4,55 \text{ A}$$

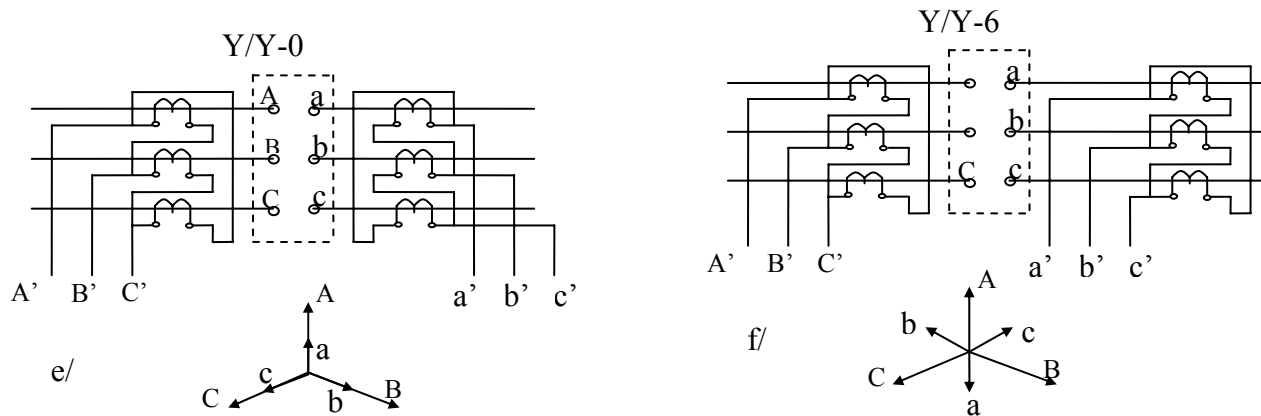
$$I_{tH} = \frac{I_{sH}}{n_I} = 4,84 \text{ A}$$

Độ chênh lệch dòng điện thứ cấp hai phía bằng :

$$\frac{|I_{tC} - I_{tH}|}{I_{tC}} \cdot 100 = \frac{|4,55 - 4,84|}{4,55} \cdot 100 = 6,4\%$$

Gần đây, trong role so lệch hiện đại người ta đã thực hiện việc cân bằng pha và trị số dòng điện thứ cấp ở các phía của MBA ngay trong role so lệch.





Hình 2.22: Sơ đồ nối dây mạch th cấp máy biến dòng phụ hợp vì tơ nối dây MBA:
 A, B, C : vect dòng iôn s cấp pha A, B, C của MBA.
 a, b, c : vect dòng iôn th cấp pha a, b, c của MBA.

IV.2. Bảo vệ so lệch dòng điện có sử dụng biến dòng bão hòa trung gian:(Loại PHT)

Trình tự tính toán:

1. Xác định dòng sơ cấp ở tất cả các phía của MBA hoặc biến áp tự ngẫu được bảo vệ. Dòng này được xác định tương ứng công suất định mức (công suất định mức của cuộn dây khỏe nhất) còn đối với MBA tự ngẫu thì tương ứng với công suất truyền qua của nó.

Xác định tỷ số biến dòng dựa vào dòng điện sơ cấp vừa tính ở trên. Theo các tỷ số biến đổi của tổ máy biến dòng tính các dòng thứ cấp tương ứng trong các nhánh của bảo vệ: $I_{IT}, I_{IIIT}, I_{IIIIT}$

Đôi khi người ta chọn tỷ số biến dòng lớn hơn giá trị tính toán của nó để có thể chọn số vòng dây của BIG gần với giá trị tính toán của nó hơn, do đó làm tăng độ nhạy của bảo vệ.

Lập bảng giá các trị tính toán trên:

STT	Tên gọi các đại lượng	Giá trị bằng số cho phía		
		U_C	U_T	U_H
1	Dòng sơ cấp các phía của MBA tương ứng với công suất định mức			
2	Hệ số biến đổi của BI			
3	Tổ nối dây của BI			
4	Dòng thứ cấp trong các nhánh của bảo vệ tương ứng với công suất định mức			

Chọn phía có giá trị dòng điện sơ cấp lớn nhất làm phía cơ bản.

2. Xác định dòng ngắn mạch sơ cấp cực đại chạy qua MBA khi ngắn mạch ngoài trong chế độ làm việc cực đại ở tất cả các phía của MBA.

3. Tính toán dòng điện không cân bằng sơ cấp chưa kể đến thành phần I_{kcbtt}''' do chọn số vòng dây không chính xác gây ra.

Dòng không cân bằng sơ cấp toàn phần tính theo công thức sau:

$$I_{kcbtt} = I'_{kcbtt} + I''_{kcbtt} + I'''_{kcbtt} \quad (2-31)$$

Với:

$-I'_{kcbtt}$: thành phần do sai số của máy biến dòng gây nên:

$$I'_{kcbtt} = K_{kck} \cdot K_{\tilde{n}} \cdot f_i \cdot I_{Nngmax} \quad (2-32)$$

K_{kck} : hệ số kể đến thành phần không chu kỳ trong quá trình quá độ. Đối với role PHT có máy biến dòng bão hòa với cuộn dây ngắn mạch, hệ số này lấy bằng 1.

$K_{\tilde{n}}$: hệ số đồng nhất của các máy biến dòng, đối với bảo vệ MBA thường lấy bằng 1.

f_i : sai số cực đại cho phép của BI, $f_{i_{max}} = 10\%$.

I_{Nngmax} : thành phần chu kỳ của dòng ngắn mạch chạy qua MBA khi ngắn mạch ba pha trực tiếp ngoài vùng bảo vệ.

I''_{kcbtt} : thành phần do việc điều chỉnh điện áp của MBA được bảo vệ gây nên.

$$I''_{kcbtt} = \Delta U_{\alpha} I_{\alpha Nngmax} + \Delta U_{\beta} I_{\beta Nngmax} \quad (2-33)$$

Trong đó:

$\Delta U_{\alpha}, \Delta U_{\beta}$: sai số tng oài do việc điều chỉnh điện áp các pha của MBA có bảo vệ lấy bằng na khoảng điều chỉnh cho tng pha tng ng. oảng thì khi tnh số vòng dây của máy biến dòng bão hòa trung gian phải lấy giá trị trung bình của điện áp pha có điều chỉnh.

$I_{\alpha Nngmax}$ và $I_{\beta Nngmax}$: thành phần chu kỳ của dòng cháy qua pha có điều chỉnh điện áp của MBA khi ngắn mạch ngoài tnh toán.

I'''_{kcbtt} : thành phần do việc chọn số vòng dây các pha không cân bằng phụ hợp vì giá trị tnh toán của chúng gây nên:

$$I'''_{kcbtt} = \frac{W_{I_{tt}} - W_I}{W_{I_{tt}}} \cdot I_{INngmax} + \frac{W_{II_{tt}} - W_{II}}{W_{II_{tt}}} \cdot I_{IINngmax} \quad (2-34)$$

Trong đó:

$W_{I_{tt}}, W_{II_{tt}}$: số vòng tính toán của các cuộn dây máy biến dòng bão hòa trung gian đối với các phía không cơ bản xác định theo yêu cầu cân bằng sức từ động khi ngắn mạch ngoài và làm việc bình thường.

$$I_{cbT} \cdot W_{cb} = I_{IT} \cdot W_{I_{tt}} = I_{IIT} \cdot W_{II_{tt}} \quad (2-35)$$

W_I, W_{II} : các số vòng được chấp nhận (số nguyên) của cuộn dây máy biến dòng bão hòa trung gian ở các phía không cơ bản tương ứng.

Biểu thức (2-33) và (2-34) viết cho MBA ba pha và MBA tự ngẫu. Đối với MBA hai cuộn dây cân bằng bớt số hạng thứ hai ở vế phải của các biểu thức này.

4. Xác định sơ bộ giá trị dòng khởi động của bảo vệ I_{kd} chưa kể đến thành phần I'''_{kcbtt} .

Theo điều kiện chỉnh định khởi giá trị tính toán lớn nhất của dòng không cân bằng tính toán:

$$I_{k\tilde{n}} \geq K_{at} \cdot I_{kcbtt}$$

(2-36)

Với K_{at} : hệ số an toàn kể đến sai số của role và độ dự trữ, có thể lấy bằng 1,3.

Theo điều kiện chỉnh định khởi giá trị nhảy vọt của dòng điện từ hoá khi đóng MBA không tải:

$$I_{k\bar{n}} \geq K \cdot I_{\bar{n}MB} \quad (2-37)$$

Trong đó: $I_{\bar{n}MB}$ là dòng điện định mức tương ứng với công suất định mức của MBA (của cuộn dây có công suất lớn nhất) và với công suất mẫu của MBA tự ngẫu chưa kể đến hệ số nhiệt đới hoá, lấy theo phía cơ bản.

K: là hệ số chỉnh định chọn trong khoảng 1,0 - 1,3 khi tính toán bảo vệ máy biến dòng bão hòa trung gian.

Theo hai điều kiện (a) và (b) ta chọn giá trị lớn nhất làm giá trị tính toán.

5. Sơ bộ kiểm tra độ nhạy đề có thể xác định xem có thể dùng role PHT được hay không hay phải dùng role có đặc tính hàm loại ÔZT.

Đề sơ bộ kiểm tra độ nhạy cần xác định dòng ngắn mạch trực tiếp khi hư hỏng xảy ra trên các cực MBA trong tình trạng tính toán. Tình trạng tính toán ở đây cần đề cập đến cả chế độ làm việc của MBA và cả chế độ làm việc của hệ thống.

Hệ số độ nhạy của bảo vệ xác định theo công thức:

$$K_n = \frac{I_{R\Sigma}}{I_{k\bar{n}R}} \quad (2-38)$$

Trong đó $I_{R\Sigma}$ là dòng trong cuộn dây role. Dòng này phụ thuộc vào dòng ngắn mạch và sơ đồ nối dây của máy biến dòng. Trên hình 2.23 vẽ sự phân bố dòng điện trong mạch bảo vệ sơ lược của MBA 3 cuộn dây đối với một số trường hợp ngắn mạch khác nhau. Để đơn giản, hệ số độ nhạy được xác định với giả thiết là toàn bộ dòng ngắn mạch chỉ chạy từ một phía đến.

I_{kdR} : dòng khởi động của role tương ứng với số vòng ở phía có dòng I_R chạy qua.

Nếu hệ số độ nhạy tính được lớn hơn 2 thì sẽ tiếp tục tính toán cho role PHT theo trình tự tiếp theo dưới đây còn không thì có thể không cần tính thành phần I''_{kcbtt} do điều chỉnh điện áp gây nên với giả thiết là khi thay đổi đầu phân áp ta cũng sẽ thay đổi đại lượng đặt của bảo vệ.

Trong những trường hợp khi đã không tính đến thành phần I''_{kcbtt} mà bảo vệ vẫn không đảm bảo được độ nhạy cần thiết hoặc là phải bắt buộc kể đến thành phần không cân bằng thì nên dùng các bảo vệ có đặc tính hàm loại ÔZT (xem mục 3).

Đối với những trường hợp đóng thử MBA vào một phía điện áp nào đó hoặc khi MBA ba cuộn dây (hay tự ngẫu) làm việc trong tình trạng một máy cắt ở phía nào đó đã cắt ra thì có thể cho phép ta hạ thấp yêu cầu về độ nhạy của bảo vệ sơ lược. Trong những trường hợp này nếu bảo vệ không đủ độ nhạy thì các bảo vệ khác như bảo vệ role hơi, hay bảo vệ dự trữ của MBA sẽ tác động cắt MBA.

6. Xác định số vòng cuộn cơ bản của biến dòng bão hòa trung gian, tương ứng với dòng khởi động của bảo vệ (phía cơ bản là phía có dòng điện thứ cấp BI lớn nhất).

$$W_{cbtt} = \frac{F_{k\bar{n}R}}{I_{k\bar{n}Rcb}} \quad (2-39)$$

Trong đó: I_{kdRcb} là dòng khởi động của role tính qui đổi về phía cơ bản. Nó bằng tỷ số giữa dòng khởi động sơ cấp với hệ số biến đổi của BI ở phía cơ bản có tính đến sơ đồ nối dây, $I_{kdRcb} = K_{sd} \cdot (I_{kd} / n_1)$.

Giá trị n_1 theo phía cơ bản.

F_{kdR} : Sức từ động (A-Vòng) khởi động của role

Loại PHT-562 $F_{kdR} = 60AV$

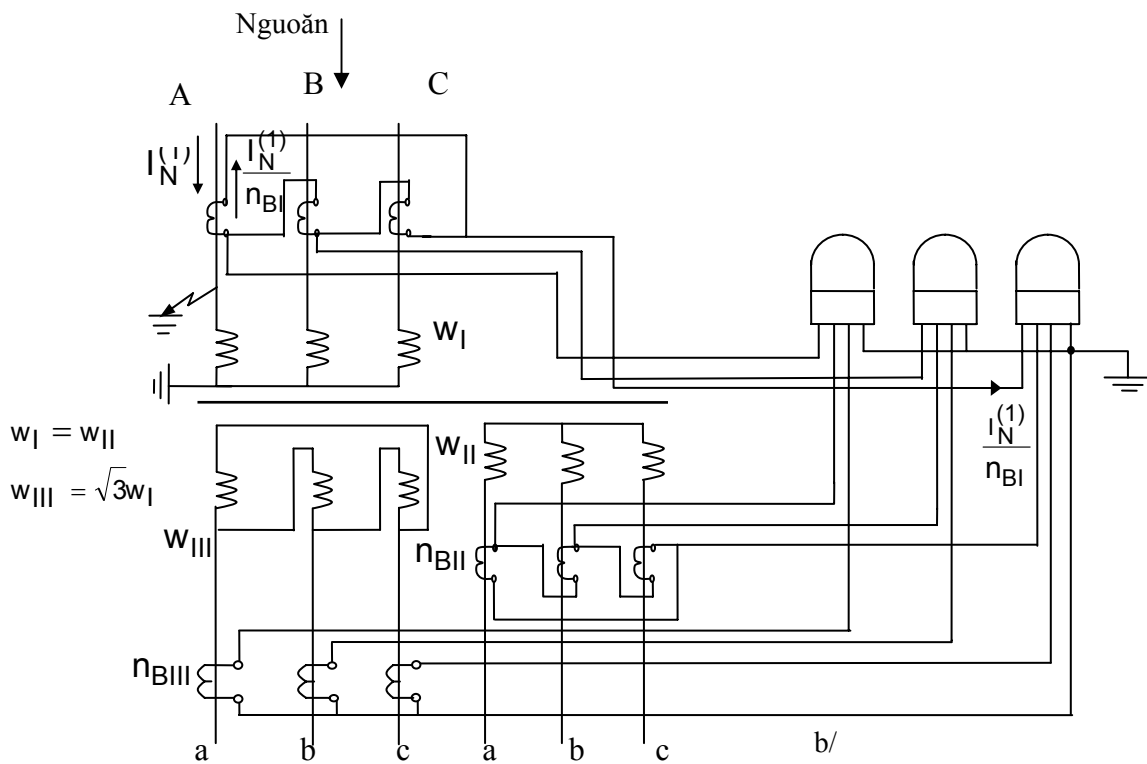
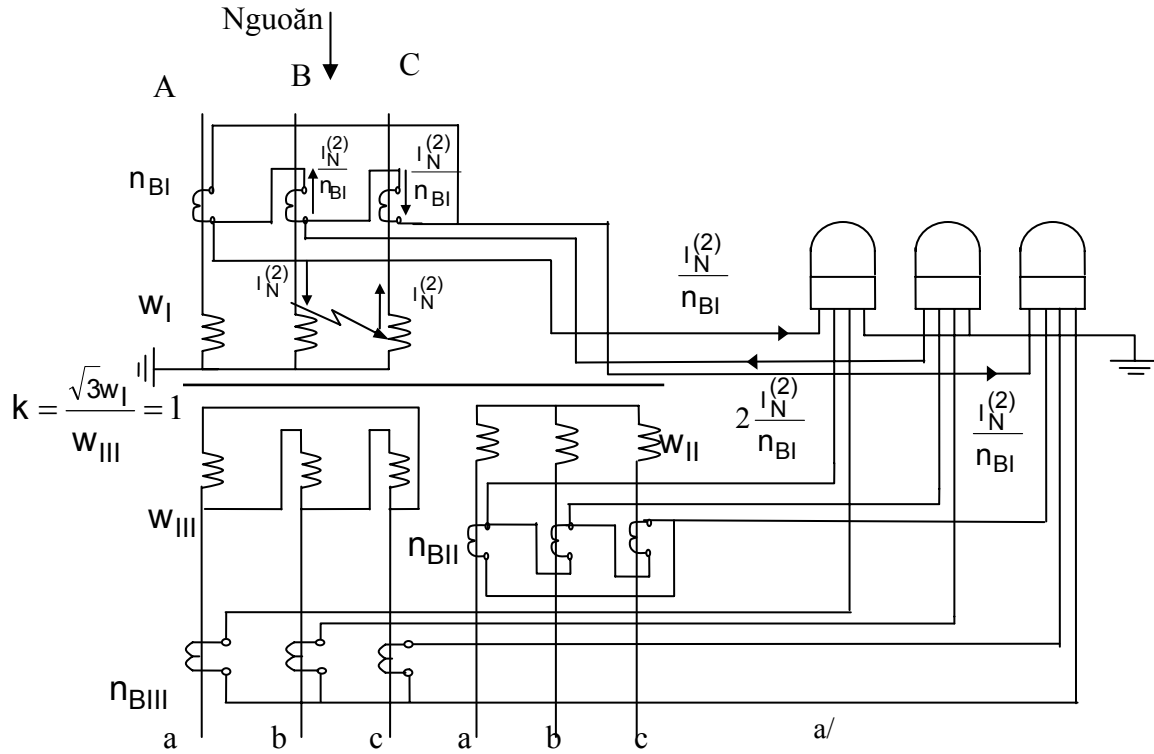
Loại PHT-565 $F_{kdR} = 100AV$

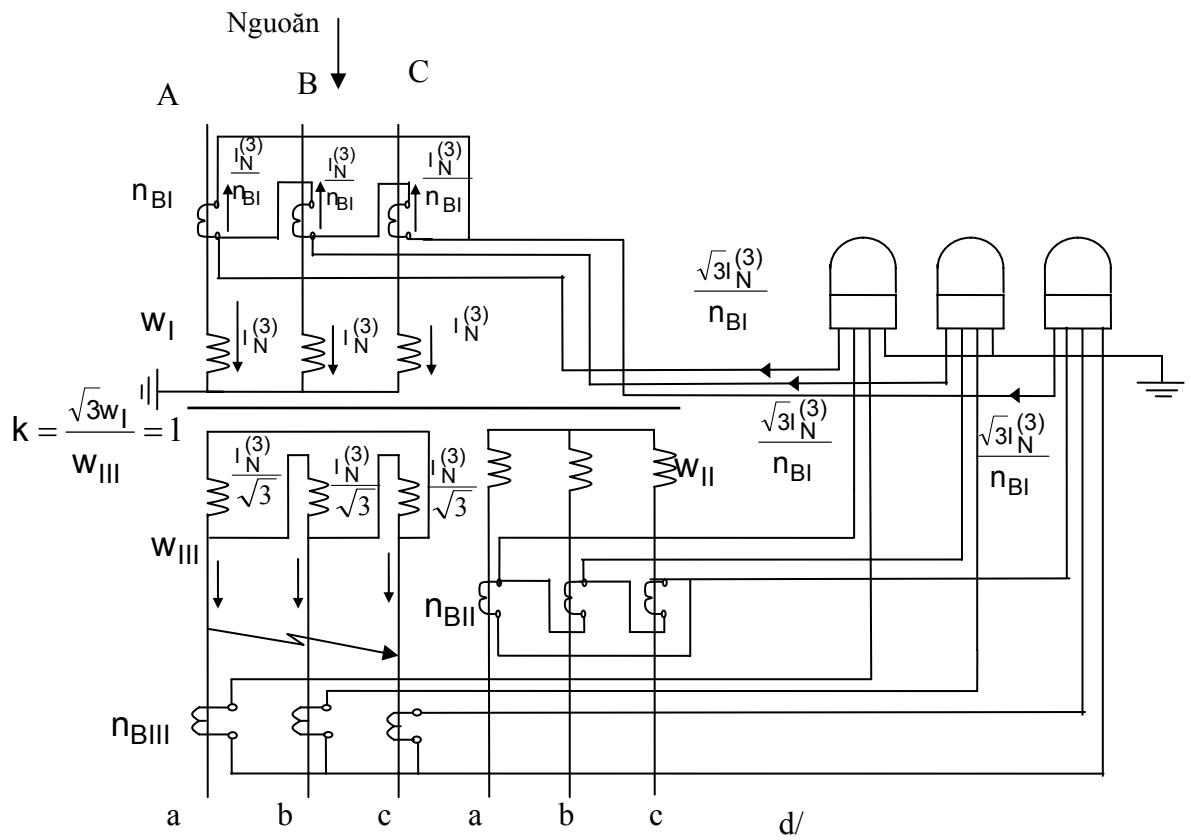
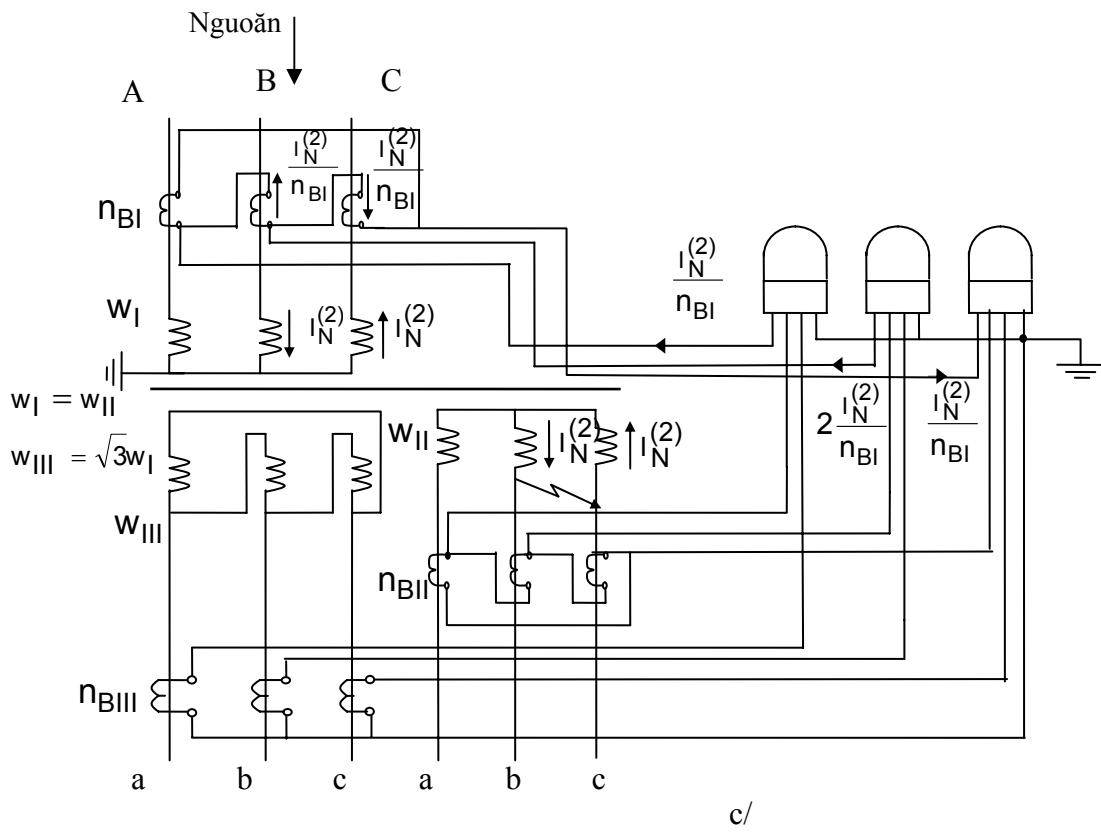
Vì dòng điện ở phía cơ bản là lớn nhất nên số vòng cuộn cơ bản của biến dòng bão hòa trung gian là bé nhất.

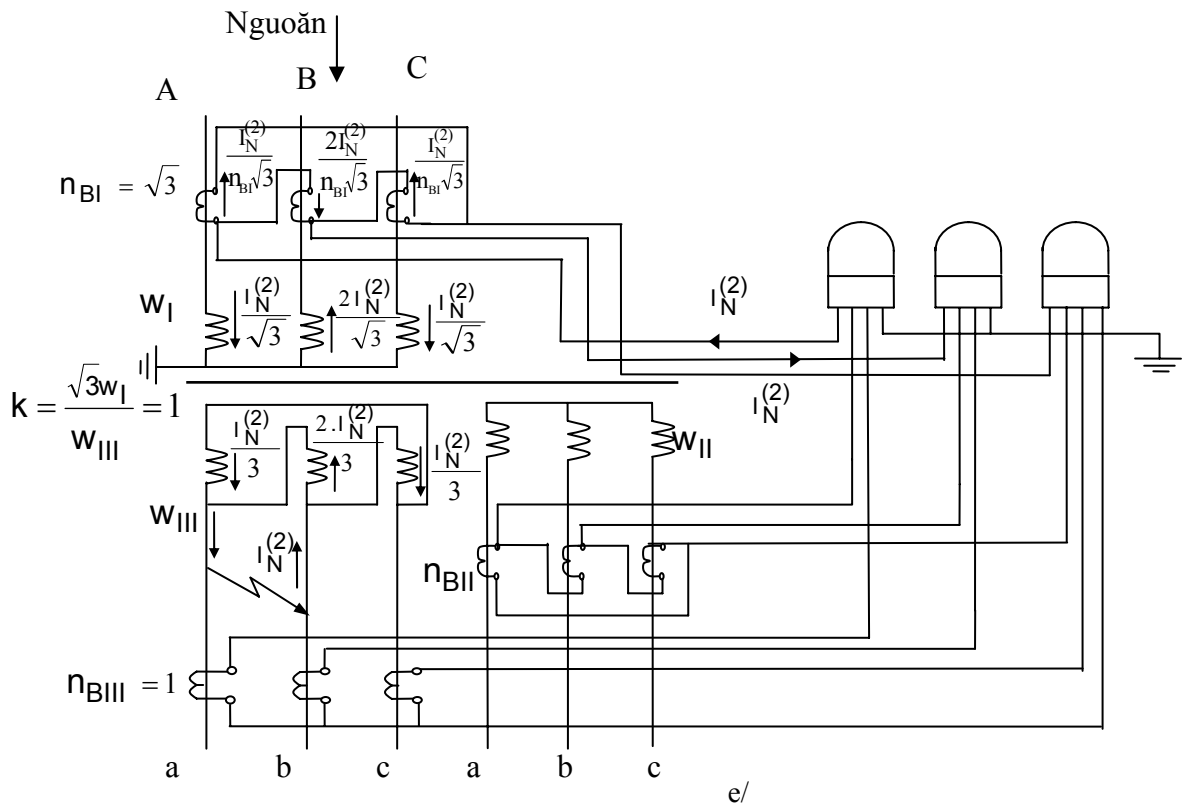
Chú thích hình 2.23: Sơ đồ phân bố dòng trong MBA ba cuộn dây và role sơ lược khi:

a: ngắn mạch 2 pha phía nguồn.

- b: ngắn mạch 1 pha phía nguồn.
- c: ngắn mạch 2 pha phía cuộn sao.
- d: ngắn mạch 3 pha cuộn tam giác.
- e: ngắn mạch 2 pha phía cuộn tam giác.







Hình 2.23: Số vòng pha trộn trong MBA và mạch th cấp BI khi xây ra ngoài mạch trong vùng bảo vệ

7. Số vòng của các cuộn dây ở các phía khác, xác định từ điều kiện cân bằng sức từ động trong máy biến dòng bão hòa trung gian khi MBA làm việc bình thường và khi có ngắn mạch ngoài theo biểu thức (2-35):

$$I_{cbT} \cdot W_{cb} = I_{IT} \cdot W_{IIT} = I_{IIT} \cdot W_{IITt}$$

Số vòng tính toán phía I:

$$W_{IITt} = W_{cb} \cdot \frac{I_{cbT}}{I_{IT}} \quad (2-40)$$

Số vòng tính toán phía II:

$$W_{IITt} = W_{cb} \cdot \frac{I_{cbT}}{I_{IIT}} \quad (2-41)$$

W_{cb} : số vòng cuộn cơ bản của BIG sau khi đã lấy tròn (về phía số nguyên gần nhất) tương ứng với số vòng tính toán thực tế có được của BIG.

Nếu số vòng tính toán W_{IIT} , W_{IITt} tính theo (2-40) và (2-41) ra những số lẻ thì lấy về số nguyên gần nhất phía lớn hơn hoặc bé hơn, sao cho dòng điện không cân bằng tổng I_{kcb} có kể đến thành phần I_{kcb}''' (do việc chọn số vòng dây W_I và W_{II} không phù hợp với giá trị tính toán của chúng gây nên) trong mọi trường hợp ngắn mạch ngoài sẽ không làm cho bảo vệ tác động nhầm.

Cần chú ý rằng đối với loại rơle $F_{kdR} = 100A$ thì sai số do việc lấy tròn số vòng dây gây nên (thành phần I_{kcb}''') nói chung sẽ bé hơn là đối với loại rơle có $F_{kdR} = 60A$.

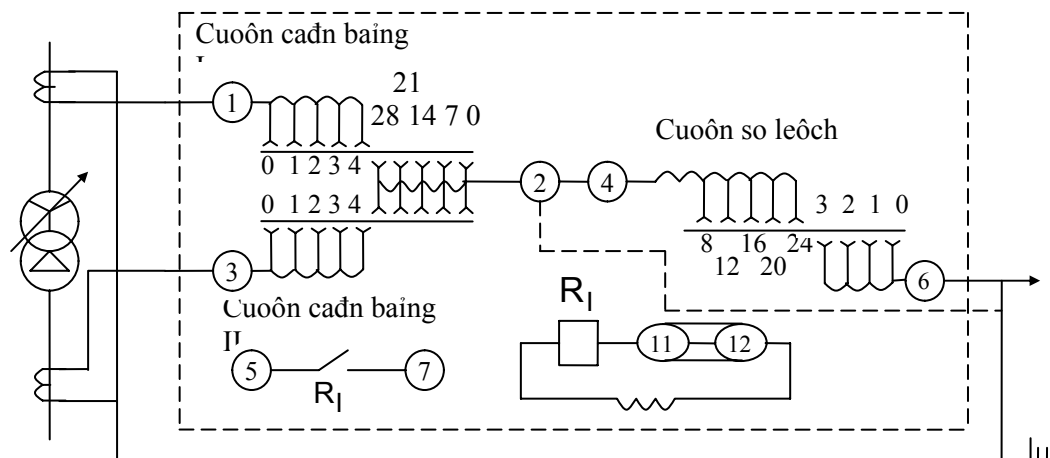
Đối với MBA ba cuộn dây khi số vòng chấp nhận của ba phía khác nhau thì phía cơ bản sẽ nối vào cuộn dây số lệch của BIG còn các phía kia sẽ nối vào cuộn dây cân bằng.

Đối với MBA ba cuộn dây khi số vòng chấp nhận ở hai phía nào độ giống nhau và với MBA hai cuộn dây thì phía cơ bản sẽ nối vào một cuộn dây cân bằng nào đó (hoặc một phần của cuộn dây cân bằng và một phần của cuộn dây số lệch) còn phía kia sẽ nối vào cuộn dây cân bằng còn lại. Cách nối này cho phép ta chọn số vòng dây ở phía cơ bản gần với giá trị tính toán của nó hơn.

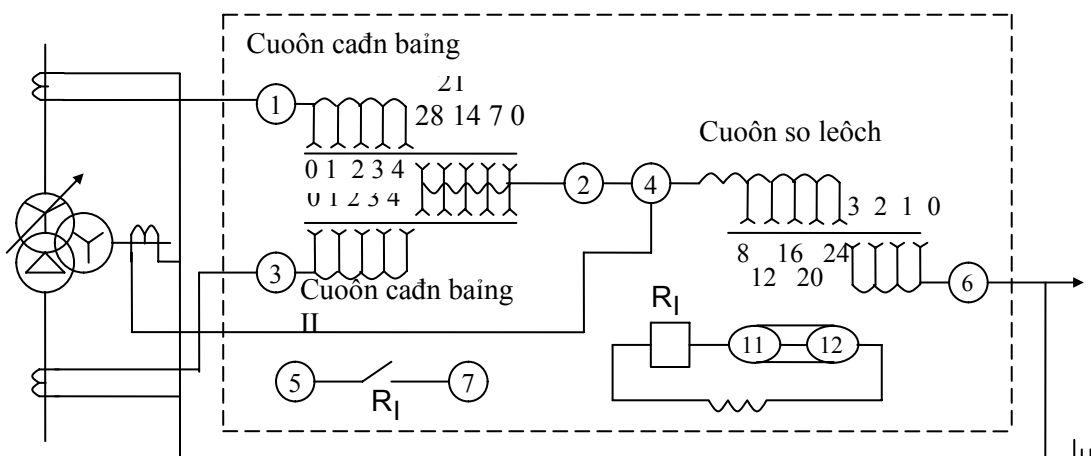
8. Xác định giá trị chính xác của dòng không cân bằng sơ cấp của bảo vệ có kể đến thành phần I_{kcbtt}''' theo công thức (2-31) và (2-34):

$$I_{kcbtt}''' = \frac{W_{I_{tt}} - W_I}{W_{I_{tt}}} \cdot I_{I_{Nng\ max}} + \frac{W_{II_{tt}} - W_{II}}{W_{II_{tt}}} \cdot I_{II_{Nng\ max}}$$

$$I_{kcbtt} = I_{kcbtt}' + I_{kcbtt}'' + I_{kcbtt}'''$$



Hình 2.24.a: Sơ đồ nối dây rơle PHT – 565 sơ thực hiện bảo vệ số lệch MBA



Hình 2.24.b: Sơ đồ nối dây rơle PHT – 565 sơ thực hiện bảo vệ số lệch MBA

9. Xác định giá trị chính xác của dòng khởi động sơ cấp của bảo vệ theo giá trị chính xác của dòng không cân bằng, tính theo biểu thức (2-36). Tính đối dòng khởi động này sang phía thứ cấp của BI ở phía cơ bản.

Nếu như dòng tính đối này lớn hơn dòng khởi động của rơle tương ứng với số vòng đã được chấp nhận ở phía cơ bản thì phải chọn lại số vòng ở phía cơ bản về

phía bé hơn gần nhất. Sau đó lại tính lại số vòng của các cuộn dây của BIG ở các phía còn lại tương ứng với số vòng ở phía cơ bản vừa được chấp nhận W_{cb} theo các công thức (2-40), (2-41). Cứ như vậy tính cho đến khi nào dòng khởi động của bảo vệ có kể đến thành phần I'''_{kcbtt} bằng hoặc bé hơn dòng khởi động của bảo vệ đã được chấp nhận mới thôi.

10. Xác định các dòng ngắn mạch sơ cấp và những dòng thứ cấp tương ứng của BI, rồi tính hệ số độ nhạy theo công thức (2-38) hoặc công thức sau:

$$K_n = \frac{\sum I_R \cdot W}{F_{k\tilde{n}R}} \quad (2-42)$$

I_R : dòng thứ cấp ở mỗi phía của bảo vệ có kể đến đầu của nó ở dạng ngắn mạch đang khảo sát.

W : số vòng của cuộn dây BIG ở phía tương ứng.

Hệ số độ nhạy K_n phải tính cho tất cả các trường hợp làm việc khác nhau của MBA được bảo vệ cũng như của hệ thống và mạng điện cung cấp, khi có những dạng ngắn mạch khác nhau xảy ra trên cực MBA được bảo vệ.

Khi dùng công thức (2-42) cần phải tính sự phân bố của dòng sự cố và dòng ở các phía của mạch bảo vệ. Khi dùng công thức (2-38) cần xác định dòng trong máy biến dòng BIG của rơle với giả thiết là toàn bộ dòng ngắn mạch chỉ chạy ở một phía cung cấp dòng sự cố lớn nhất ở dạng ngắn mạch đang khảo sát. Nếu tính toán sơ bộ thì dùng công thức (2-38) tiện hơn.

Nếu như độ nhạy tối thiểu nhận được trong tình trạng tính toán bé hơn giá trị cho phép, đồng thời giá trị tính toán của dòng khởi động của bảo vệ lại chọn theo điều kiện chính định khởi động không cân bằng khi ngắn mạch ngoài thì phải tính toán lại bảo vệ với rơle có đặc tính hàm loại OZT.

Bảng tổng hợp giá trị tính toán:

STT	Tên đại lượng tính toán	Ký hiệu và công thức tính	Giá trị bằng số
1	Dòng khởi động của rơle ở phía cơ bản	$I_{k\tilde{n}Rcb} = K_{s\tilde{n}} \frac{I_{k\tilde{n}}}{n_I}$ (I_{kd} khi chưa kể đến I'''_{kcb})	
2	Số vòng tính toán của cuộn dây máy biến dòng bảo hòa trung gian ở phía cơ bản	$W_{cbtt} = \frac{F_{k\tilde{n}R}}{I_{k\tilde{n}Rcb}}$	
3	Số vòng ở phía cơ bản sơ bộ được chấp nhận	W_{cb}	
4	Dòng khởi động của rơle ở phía cơ bản tương ứng	$I_{k\tilde{n}Rcb} = \frac{F_{k\tilde{n}R}}{W_{cb}}$	
5	Số vòng tính toán của cuộn dây máy biến dòng bảo hòa trung gian ở phía I	$W_{I\tilde{t}t} = W_{cb} \frac{I_{cbT}}{I_{IT}}$	
6	Sơ bộ chọn số vòng phía I	W_I	
7	Số vòng tính toán của cuộn dây máy biến dòng bảo hòa trung gian ở phía II	$W_{II\tilde{t}t} = W_{cb} \frac{I_{cbT}}{I_{IIT}}$	
8	Sơ bộ chọn số vòng phía II	W_{II}	
9	Thành phần dòng không cân bằng sơ cấp do việc chọn số vòng phía I khác với giá trị tính toán của nó gây nên trong trường	$I'''_{kcbtt} = \frac{W_{I\tilde{t}t} - W_I}{W_{I\tilde{t}t}} \cdot I_{INgmax}$	

	hợp ngăn mạch tính toán		
10	Dòng không cân bằng tính toán ở phía sơ cấp có kể đến thành phần I_{kcbtt}'''	$I_{kcbtt} = I_{kcbtt}' + I_{kcbtt}'' + I_{kcbtt}'''$	
11	Giá trị chính xác dòng khởi động của sơ cấp của bảo vệ	$I_{kñRcb} \geq K_{at} \cdot I_{kcbtt}$	
12	Giá trị chính xác dòng khởi động của sơ cấp của rơle ở phía cơ bản	$I_{kñRcb} = K_{sñ} \frac{I_{kñ}}{n_I}$	
13	Số vòng của các cuộn dây của máy biến dòng bảo hòa cuối cùng được chấp nhận	Phía cơ bản W_{cb} Phía I W_I Phía II W_{II}	

IV.3. Bảo vệ so lệch dùng BIG có đặc tính hãm ÔZT:

Chỉ dẫn chung:

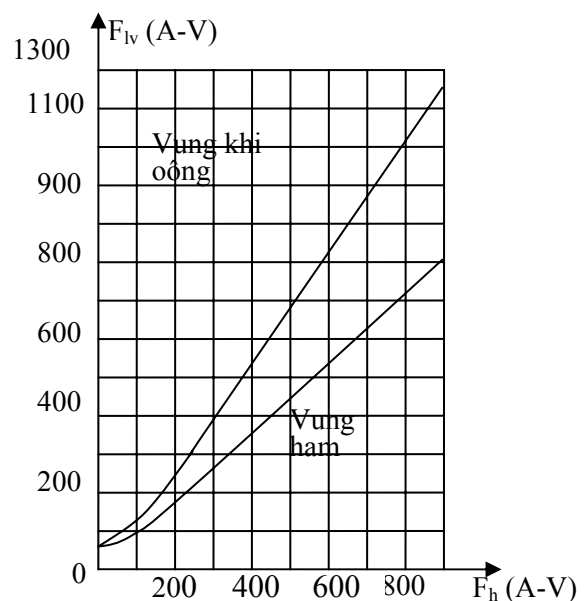
1. Rơle loại ÔZT có một cuộn hãm nằm trong máy biến dòng bảo hòa trung gian cho phép ta hãm các bảo vệ bằng dòng điện lấy từ máy biến dòng đặt ở phía nào đó. Đặc tính khởi động của rơle khi có hãm $F_{lv} = f(F_h)$ phụ thuộc vào góc giữa dòng làm việc I_{lv} và dòng hãm I_h . Trên (hình 2.25) vẽ đặc tính giới hạn tương ứng của các giá trị hãm lớn nhất và bé nhất.

2. Sơ đồ nối các cuộn dây trong rơle và sơ đồ bảo vệ máy biến áp hai và ba cuộn dây bằng rơle loại ÔZT trình bày trên hình 2.26a, 2.26b trong đó cuộn hãm được nối tới phía có dòng ngăn mạch lớn hơn.

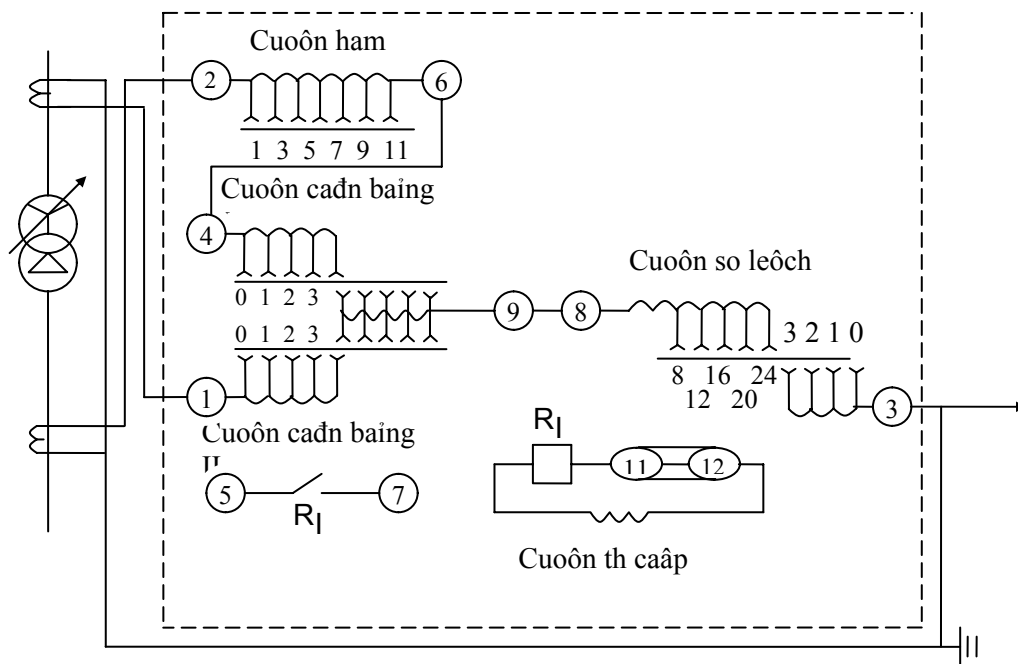
3. Dùng rơle so lệch có cuộn hãm cho phép ta không cần chỉnh định dòng khởi động theo dòng không cân bằng khi ngăn mạch ngoài. Khi độ sức từ động do cuộn hãm sinh ra sẽ đảm bảo cho bảo vệ rơle không tác động. Vì thế bảo vệ dùng rơle có cuộn hãm thường có độ nhạy cao hơn so với các bảo vệ không có cuộn hãm (loại PHT).

Bảo vệ dùng rơle ÔZT -1 thường dùng trong trường hợp sau đây:

- Máy biến áp hai hoặc ba cuộn dây có máy cắt trong mạch tự dùng.
- Máy biến áp hai hoặc ba cuộn dây (hay biến áp tự ngẫu), nối vào hệ thống có công suất lớn qua hai máy cắt.
- Máy biến áp ba cuộn dây trong đó một cuộn nối với phía không có nguồn.



Hình 2.25: đặc tính khi oông của rơle loại ÔZT



Hnh 2.26a: S ả nối dây rle ÔZT - 1

4. Để bảo vệ không tác động khi ngắn mạch ngoài trong trường hợp cuộn hãm không làm việc (ví dụ máy cắt nối vào cuộn hãm đã cắt ra) hoặc khi đóng MBA không tải, cần phải chọn dòng khởi động theo các điều kiện như đối với bảo vệ PHT:

* Theo điều kiện chỉnh định khởi dòng không cân bằng tính toán lớn nhất khi ngắn mạch ngoài:

$$I_{k\bar{n}} \geq K_{at} \cdot I_{kcbtt} \quad (2-43)$$

trong đó: hệ số an toàn $K_{at} = 1,5$.

Dòng không cân bằng tính toán I_{kcbtt} để chọn dòng khởi động $I_{k\bar{n}}$ được xác định như role PHT.

$$I_{kcbtt} = I'_{kcbtt} + I''_{kcbtt} + I'''_{kcbtt}$$

$$I'_{kcbtt} = K_{ck} \cdot K_{\bar{n}} \cdot f_i \cdot I_{Nng \max}$$

$$I''_{kcbtt} = \Delta U_{\alpha} I_{\alpha Nng \max} + \Delta U_{\beta} I_{\beta Nng \max}$$

$$I'''_{kcbtt} = \frac{W_{l\bar{t}} - W_I}{W_{l\bar{t}}} \cdot I_{I Nng \max} + \frac{W_{II\bar{t}} - W_{II}}{W_{II\bar{t}}} \cdot I_{II Nng \max}$$

* Theo điều kiện chỉnh định khởi dòng từ hoá nhảy vọt khi đóng MBA không tải:

$$I_{k\bar{n}} \geq K \cdot I_{\bar{n}mT} \quad (2-44)$$

trong đó: hệ số $K = 1,2 - 1,5$

* Theo điều kiện chỉnh định khởi dòng ngắn mạch lớn nhất khi ngắn mạch sau MBA tự dòng (hoặc kháng điện tự dòng). Nếu trong mạch tự dòng không đặt biên dòng cho bảo vệ so lệch. Thông thường điều kiện này không phải là điều kiện tính toán.

Trong hai điều kiện (a), (b) hệ số an toàn lấy cao hơn đối với loại rơle PHT vì trong rơle số lệch loại ÔZT không có cuộn dây ngăn mạch, ảnh hưởng của dòng quá độ sẽ lớn hơn.

5. Số vòng của cuộn dây làm việc của máy biến dòng bão hòa (cuộn cân bằng và cuộn số lệch) tương ứng với dòng $I_{kđmin}$ xác định tương tự như đối với bảo vệ dùng rơle PHT. Theo công thức (2-39), (2-40), và (2-41):

$$W_{cbtt} = \frac{F_{kñR}}{I_{kñRcb}} ; W_{litt} = W_{cb} \cdot \frac{I_{cbT}}{I_{IT}} ; W_{litt} = W_{cb} \cdot \frac{I_{cbT}}{I_{IT}}$$

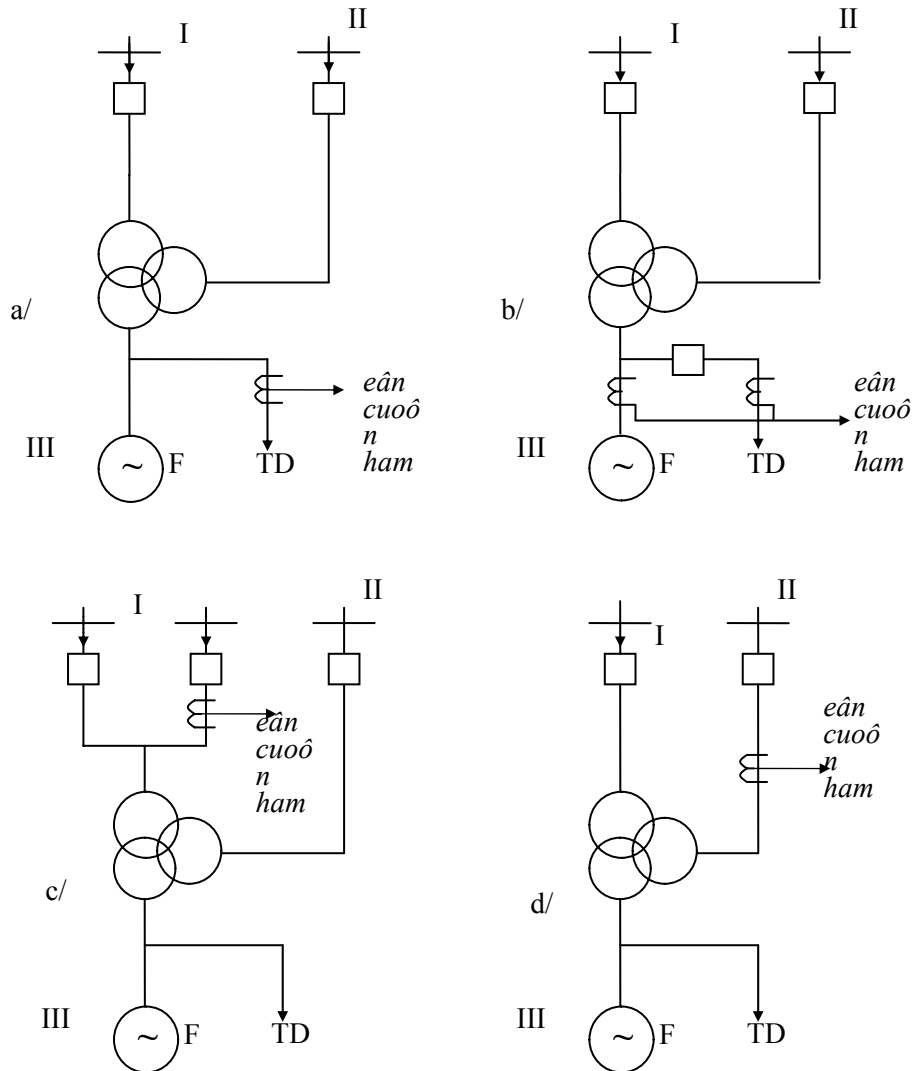
6. Cuộn hãm của rơle ÔZT nên nối vào tổ máy biến dòng nào đảm bảo được độ nhạy của bảo vệ nói chung cao nhất. Muốn vậy phải làm sao cho:

- Dòng khởi động của bảo vệ càng bé càng tốt.

- Khi ngắn mạch trong vùng bảo vệ (trong những trường hợp kiểm tra độ nhạy) tác động hãm càng bé càng tốt.

Thực tế để chọn được phía nối với cuộn hãm một cách hợp lý cần phải xem xét một cách cụ thể.

Ví dụ đối với các sơ đồ nối với máy tăng áp (hình 2.27) có thể chọn tổ máy biến dòng nối với cuộn hãm như sau:



Hình 2.27: Sơ đồ nối dây các MBA tăng áp 3 cuộn dây (t ngầu) dùng rơle số lệch cơ cuộn hãm

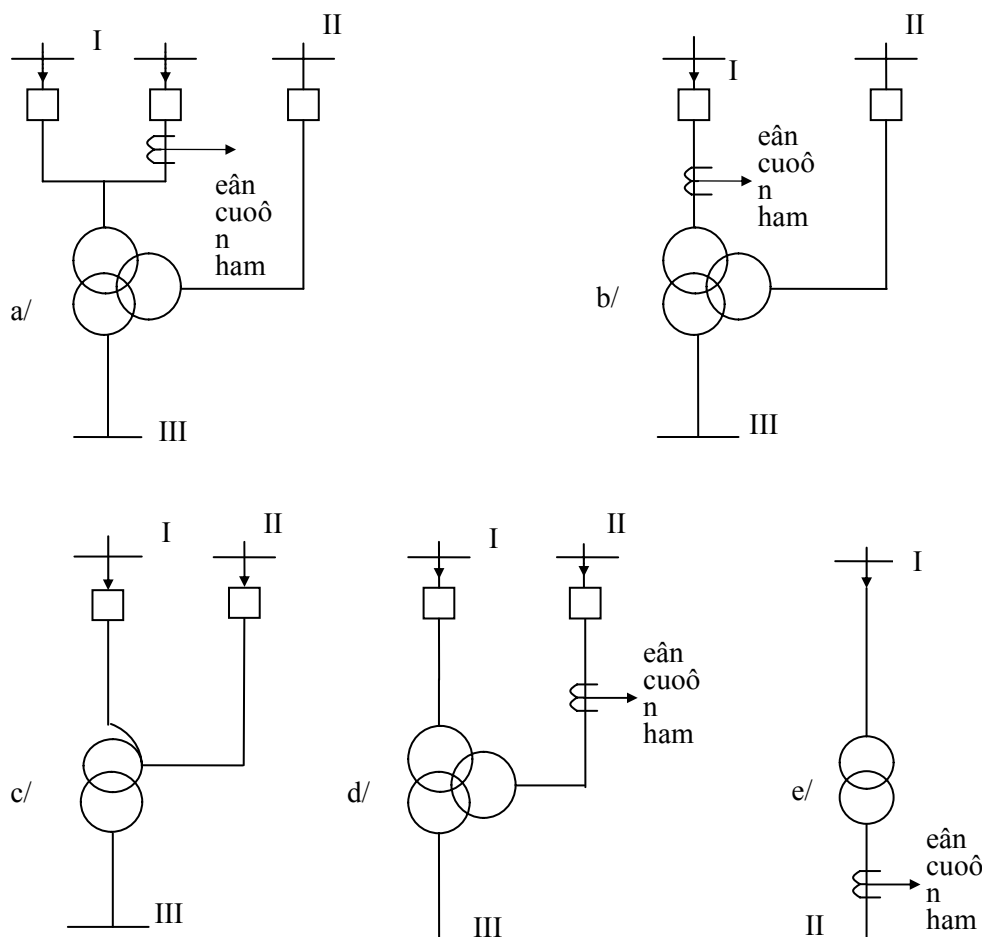
* Đối với máy biến áp tăng áp hai và ba cuộn dây (hoặc MBA tự ngẫu) ở các cấp điện áp đều có nguồn, trong mạch tự dùng có đặt máy cắt còn trong mạch máy phát không đặt máy cắt thì cuộn hãm của máy biến dòng nên nối vào tổ máy biến dòng đặt ở tự dùng (hình 2.27a).

* Đối với MBA tăng áp ba cuộn dây ở cả ba cấp điện áp đều có nguồn cung cấp, trong mạch máy phát và mạch tự dùng đều có đặt máy cắt thì cuộn hãm của rơle so lệch nên nối vào tổng dòng điện của hai nhánh máy phát và tự dùng (hai tổ máy biến dòng của hai nhánh nối song song) để khỏi phải chỉnh định dòng khởi động tối thiểu của bảo vệ theo dòng không cân bằng khi hư hỏng trong máy phát điện (hình 2.27b).

* Đối với máy biến áp tăng áp hai hoặc ba cuộn dây nối với hệ thống công suất lớn qua hai máy cắt thì cuộn hãm của rơle so lệch nên nối vào tổ máy biến dòng đặt trong mạch của một trong hai máy cắt đó (hình 2.27c).

* Đối với MBA tăng áp ba cuộn dây làm việc theo sơ đồ bộ, phía điện áp trung không có nguồn cung cấp, trong mạch tự dùng và mạch máy phát không đặt máy cắt thì cuộn hãm của rơle so lệch nên nối vào tổ máy biến dòng đặt ở phía cấp điện áp trung (hình 2.27d).

Sau đây chúng ta khảo sát một số ví dụ về cách nối cuộn hãm trong bảo vệ của máy biến áp giảm áp (hình 2.28):



Hình 2.28: Sơ đồ nối dây các MBA giảm áp 2, 3 cuộn dây (hoặc tự ngẫu) dùng rơle so lệch có cuộn hãm

* Đối với các MBA giảm nối với hệ thống có công suất lớn qua hai máy cắt thì cuộn hãm của role so lệch nên nối vào tổ máy biên dòng đặt trong mạch của một trong hai máy cắt đó (hình 2.28a).

* Đối với các máy biến áp giảm, ba cuộn dây chỉ nối với một nguồn cung cấp (hình 2.28b) khi có điều áp dưới tải và dòng khởi động của bảo vệ tính theo điều kiện chỉnh định khởi dòng không cân bằng khi ngắn mạch ngoài (ở cả hai phía không có nguồn) lớn hơn dòng khởi động tính theo điều kiện chỉnh định khởi dòng từ hoá nhảy vọt thì cuộn hãm của role so lệch nên nối vào tổ máy biên dòng đặt trong mạch nối với nguồn.

Nếu khi ngắn mạch ngoài ở một phía nào đó dòng không cân bằng rất lớn và dòng khởi động của bảo vệ tính theo điều kiện chỉnh định khởi dòng không cân bằng ở phía này lớn hơn là dòng khởi động của bảo vệ tính theo điều kiện chỉnh định khởi dòng từ hoá nhảy vọt, còn khi ngắn mạch ở phía kia dòng khởi động của bảo vệ tính theo điều kiện chỉnh định khởi dòng không cân bằng bé hơn dòng khởi động của bảo vệ tính theo điều kiện chỉnh định khởi dòng từ hoá nhảy vọt thì cuộn hãm của role so lệch nên nối vào tổ máy biên dòng đặt ở phía có dòng không cân bằng lớn hơn. Cách nối này cho phép ta chọn dòng khởi động của bảo vệ theo điều kiện chỉnh định khởi dòng từ hoá nhảy vọt.

* Đối với MBA tự ngẫu giảm áp nối với hai nguồn cung cấp (hình 2.28c) cuộn hãm của role so lệch nên nối vào tổ máy biên dòng đặt ở một trong hai mạch nối với nguồn.

* Đối với MBA giảm ba cuộn dây có hai nguồn cung cấp (hình 2.28d) khi cuộn dây điện áp trung hoặc cuộn dây điện áp thấp có điện trở bằng không ($r = 0$) thì cuộn hãm của role so lệch nên nối vào tổ máy biên dòng đặt ở phía có điện trở bằng không. Tuy nhiên trong trường hợp khi công suất của nguồn ở phía nào đó bé hơn so với phía kia thì nên chọn cách nối cuộn hãm theo những chỉ dẫn ở mục trên.

* Đối với các MBA giảm hai cuộn dây (hình 2.28e) cuộn hãm của role so lệch nên nối vào tổ máy biên dòng đặt ở phía không nguồn của MBA. Cách nối này làm tăng độ nhạy của bảo vệ khi có ngắn mạch trong MBA vì khi ấy cuộn hãm sẽ không làm việc.

Trong trường hợp chung để có thể chọn cách nối cuộn hãm một cách hợp lý có thể làm như sau: Lần lượt đặt cuộn hãm ở tất cả các phía của MBA được bảo vệ với giả thiết là máy cắt đặt ở phía này đã cắt ra, xác định dòng không cân bằng tính toán cực đại $I_{kcbttmax}$ khi cuộn hãm không làm việc và dòng khởi động tối thiểu tương ứng I_{kdmin} của bảo vệ đối với tất cả các phương án đặt cuộn hãm khác nhau.

Phương án nào có dòng khởi động tối thiểu I_{kdmin} bé nhất sẽ được dùng vì khi ấy độ nhạy của bảo vệ sẽ cao nhất. Nếu như hai phương án nào đó cho giá trị I_{kdmin} gần như nhau hoặc hoàn toàn giống nhau (khi điều kiện tính toán là điều kiện chỉnh định khởi dòng từ hoá nhảy vọt) thì nên chọn phương án có tác động hãm ít hơn khi ngắn mạch trong vùng bảo vệ để tăng độ nhạy của bảo vệ.

Cần chú ý rằng có thể có trường hợp nếu nối cuộn hãm với phía mà khi ngắn mạch ngoài ở phía đó dòng không cân bằng tính toán không phải là lớn nhất thì phải chọn số vòng của cuộn hãm quá lớn và khi ngắn mạch trong vùng bảo vệ độ nhạy của bảo vệ quá thấp, trong những trường hợp như vậy phải tính toán lại với phương án nối cuộn hãm vào phía khác.

7. Khi cuộn hãm làm việc nếu có ngắn mạch ngoài bảo vệ sẽ không tác động. Để kiểm tra tính không tác động của bảo vệ (có hãm) phải dùng đặc tính khởi động tương ứng với tác động hãm bé nhất (đường cong II trên hình 2.25)

Để tính toán được đơn giản hơn người ta có thể thay thế đường cong bằng tiếp tuyến của nó đi qua gốc tọa độ, khi ta thay thế như vậy thì độ dự trữ không tác động của bảo vệ khi ngắn mạch ngoài sẽ cao hơn.

Rõ ràng rằng bảo vệ chắc chắn sẽ không tác động nếu như khi ngắn mạch ngoài, điểm biểu diễn quan hệ F_{lv} , F_h nằm thấp hơn đường tiếp tuyến này, nghĩa là:

$$K_{at} \frac{I_{lvT} \cdot W_{lvtt}}{I_{hT} \cdot W_h} \leq tg\alpha \quad (2-45)$$

- Trong đó:
 - I_{IVT} và I_{hT} : dòng làm việc và hãm thứ cấp tính đối về phía thứ cấp của tổ máy biến dòng nối với cuộn hãm của role so lệch.
 - W_h : số vòng của cuộn hãm đã được sử dụng.
 - W_{lvtt} : số vòng tính toán của cuộn làm việc ở phía có nối với cuộn hãm.
 - $tg\alpha$: tg của góc của đường tiếp tuyến với đặc tính khởi động thấp nhất qua role (theo số liệu của nhà chế tạo $tg\alpha \approx 0,83$)
 - Kat: hệ số an toàn $Kat = 1,5$.

Mặt khác ta lại có :

$$\frac{I_{IVT}}{I_{hT}} = \frac{I_{IV}}{I_h}$$

Và khi ngắn mạch ngoài $I_{IV} = I_{kcbtt}$ nên từ (45) có thể tìm được số vòng cần thiết của cuộn hãm:

$$W_h \geq \frac{K_{at} \cdot I_{kcbtt}}{I_h} \cdot \frac{W_{lvtt}}{tg\alpha} \quad (2-46)$$

Trong đó: I_{kcbtt} và I_h : dòng không cân bằng sơ cấp tính toán xác định theo (2-31) và dòng hãm sơ cấp ở dạng ngắn mạch tính toán để chọn số vòng của cuộn hãm của role so lệch.

Dòng ngắn mạch tính toán để chọn số vòng cuộn hãm theo biểu thức (2-46) là ngắn mạch ba pha xảy ra trong chế độ khi ΔI lớn nhất:

$$\Delta I = \frac{K_{at} \cdot I_{kcbtt}}{I_h} \quad (2-47)$$

Để xác định giá trị lớn nhất của ΔI cần phải khảo sát những trường hợp ngắn mạch ở phía do tác động của cuộn hãm bảo vệ sẽ không làm việc. Đồng thời trong trường hợp chung tiến hành tính toán cho những phương án làm việc khác nhau của MBA và của hệ thống điện.

Khi sức từ động làm việc do dòng không cân bằng gây nên lớn hơn 100A có thể dùng biểu thức (2-46) và thay đường đặc tuyến khởi động bằng tiếp tuyến của nó ($tg\alpha = 0,85$). Khi sức từ động bé hơn 100A đặc tuyến khởi động thực tế khác nhiều so với đường tiếp tuyến của nó, vì vậy nếu tính theo đường tiếp tuyến thì số vòng cuộn hãm nhận được sẽ cao hơn giá trị cần thiết của nó. Mặt khác việc xác định tình trạng tính toán để sử dụng đường cong thực tế sẽ gặp khó khăn vì khi tăng tỉ số ΔI theo (2-47) đối với đặc tính thực tế thì $tg\alpha$ cũng tăng theo.

8. Độ nhạy của bảo vệ khi hư hỏng xảy ra trong vùng bảo vệ trong những chế độ khi cuộn hãm không làm việc có thể đặc trưng bằng hệ số độ nhạy tính theo các công thức:

$$K_n = \frac{I_{R\Sigma}}{I_{kñR}}$$

hoặc
$$K_n = \frac{\sum I_R \cdot W}{F_{kñR}}$$

Các chế độ làm việc và dạng ngắn mạch tính toán cũng như hệ số độ nhạy tối thiểu cho phép cũng chọn tương tự như là đối với các bảo vệ role PHT.

9. Độ nhạy của bảo vệ trong những trường hợp cuộn hãm làm việc (có dòng chạy qua cuộn hãm) hệ số độ nhạy trong trường hợp này tính theo công thức:

$$K_n = \frac{F_{IV}}{F_{IVkñR}} \quad (2-48)$$

- Trong đó :
 - F_{IV} : sức từ động làm việc của role khi ngắn mạch trực tiếp.
 - F_{IVkdR} : sức từ động làm việc khởi động của role trong điều kiện khi bảo vệ ở giới hạn của miền khởi động trong trường hợp ngắn mạch khảo sát, nhưng không phải ngắn mạch trực tiếp mà qua điện trở quá độ.

Sức từ động làm việc của role so lệch xác định theo biểu thức :

$$F_{IV} = \sum I_{IVT} \cdot W_{IV} \quad (2-49)$$

- Trong đó:
 - I_{IVT} : dòng thứ cấp ở các phía khác nhau có kể đến dấu của chúng ở dạng ngắn mạch trực tiếp khảo sát.

W_{IV} : số vòng của cuộn làm việc ở từng phía tương ứng.

Khi có một nguồn cung cấp, hoặc để tính toán đơn giản ngay cả khi có nhiều nguồn cung cấp có thể xác định sức từ động làm việc theo biểu thức sau:

$$F_{IV} = I_{IVT} \sum W_{IVc} \quad (2-50)$$

Trong đó :

- I_{IVT} : dòng trong cuộn làm việc của role khi ngắn mạch trực tiếp (nếu có nhiều nguồn cung cấp thì giả thiết dòng chỉ chạy theo phía cung cấp chủ yếu).
- W_{IVc} : số vòng cuộn làm việc của role so lệch ở phía có nguồn cung cấp (khi có nhiều nguồn cung cấp lấy phía có nguồn cung cấp chủ yếu).

Các dòng trong các cuộn làm việc I_{IVT} và $I_{IVT\Sigma}$ trong các biểu thức (2-49) và (2-50) cần phải xác định có kể đến dạng ngắn mạch và sơ đồ nội máy biến dòng của bảo vệ. Sức từ động làm việc khởi động của role F_{IVkdR} trong biểu thức (2-48) xác định theo đặc tính khởi động của role khi tác động hãm lớn nhất theo trình tự sau:

Xác định sức từ động hãm của role so lệch F_h khi ngắn mạch theo biểu thức:

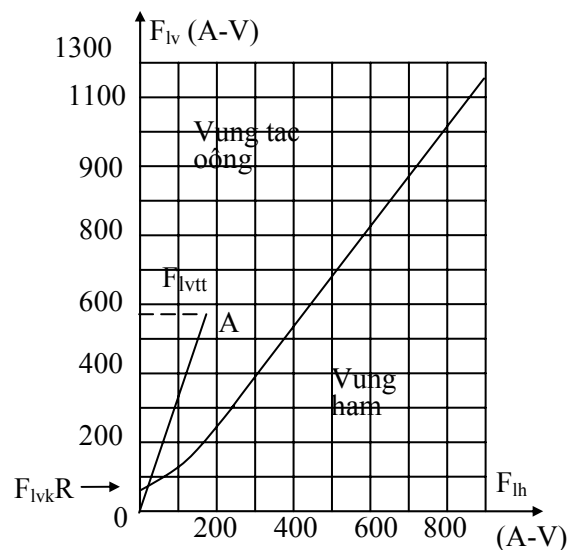
$$F_h = I_{hT} \cdot W_h \quad (2-51)$$

- Trong đó:
 - I_{hT} : dòng trong cuộn hãm của role so lệch ở dạng ngắn mạch đang khảo sát có kể đến sơ đồ nối dây của BI.

W_h : số vòng dây của cuộn hãm.

Trên mặt phẳng F_{IV} , F_h vẽ điểm biểu diễn tương ứng với F_{IV} , tính theo (2-49) và (2-50) và F_h tính theo (2-51) cho trường hợp ngắn mạch khảo sát.

Vẽ đường thẳng OA, đường thẳng này là quỹ tích những điểm tương ứng với dạng ngắn mạch khảo sát qua các điện trở trung gian khác nhau, bởi vì khi ngắn với những điện trở trung gian khác nhau sự phân bố dòng điện và quan hệ giữa các dòng làm việc và hãm sẽ không thay đổi. Điểm cắt nhau giữa đường thẳng này với đường cong khởi động của role tương ứng với tác động hãm lớn nhất (điểm A trên hình 2.29) sẽ là điểm biểu diễn giới hạn tác động của role, do đó sức từ động làm việc tương ứng với điểm này sẽ là điểm làm việc khởi động F_{IVkdR} ở dạng ngắn mạch đang khảo sát có điện trở trung gian.



Hình 2.29: Xác định sức từ động làm việc khi ngắn mạch của role theo đặc tính khởi động khi ngắn mạch hãm lớn nhất.

Để xác định độ nhạy của bảo vệ cần phải chọn đúng tình trạng làm việc của hệ thống, của nhà máy điện hoặc trạm và của bản thân máy biến áp được bảo vệ sao cho dòng điện qua cuộn hãm là lớn nhất.

Hệ số độ nhạy tối thiểu $Kn_{(h\ddot{a}mmin)} = 2$.

Đối với trường hợp đóng thử MBA hoặc khi MBA hạ cuộn dây (hay tự ngẫu) làm việc trong tình trạng một máy cắt ở phía nào đó đã cắt ra thì hệ số độ nhạy tối thiểu có thể cho phép lấy thấp hơn. Cần chú ý rằng khi xác định độ nhạy của bảo vệ nên kê đến sai số của rơle và đề bảo vệ có thể tác động chắc chắn điểm làm việc tương ứng với dạng ngắn mạch khảo sát phải nằm cao hơn đường đặc tính khởi động ít nhất là 10% so với tung độ của nó.

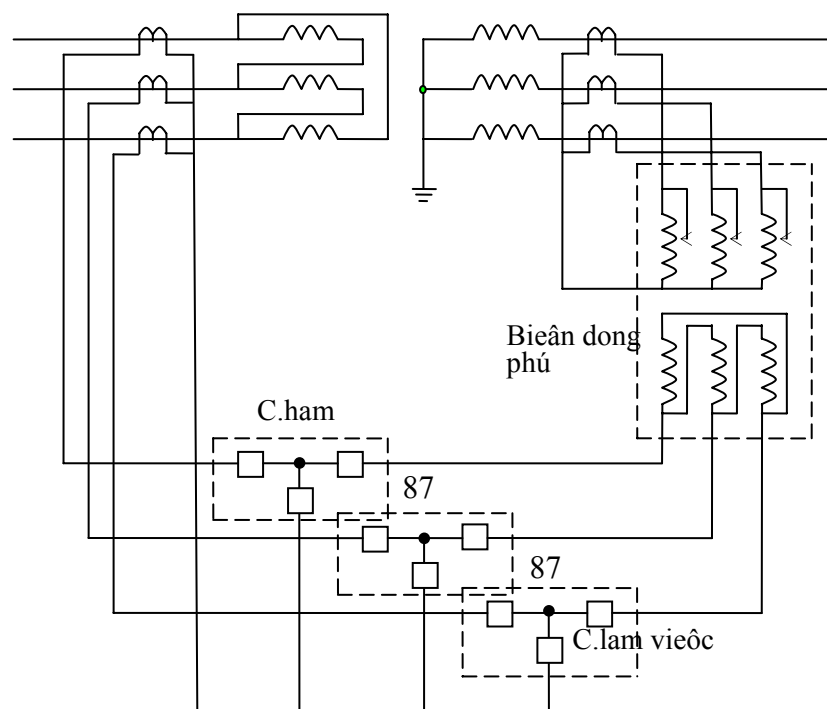
IV.4. Máy biến dòng phụ cho bảo vệ so lệch:

Ngoài BI chính người ta có thể dùng BI phụ để bù lệch pha, và hiệu chỉnh dòng không cân bằng vào rơle do các đầu phân áp do khác tỉ số biến đổi giữa MBA và BI chính. Đối với MBA hai cuộn dây máy biến dòng phụ được phối hợp với điều kiện dòng phụ tải lớn nhất của MBA (hình 2.30). Với MBA ba cuộn dây, chọn BI theo cuộn dây có công suất định mức lớn nhất (hình 2.31).

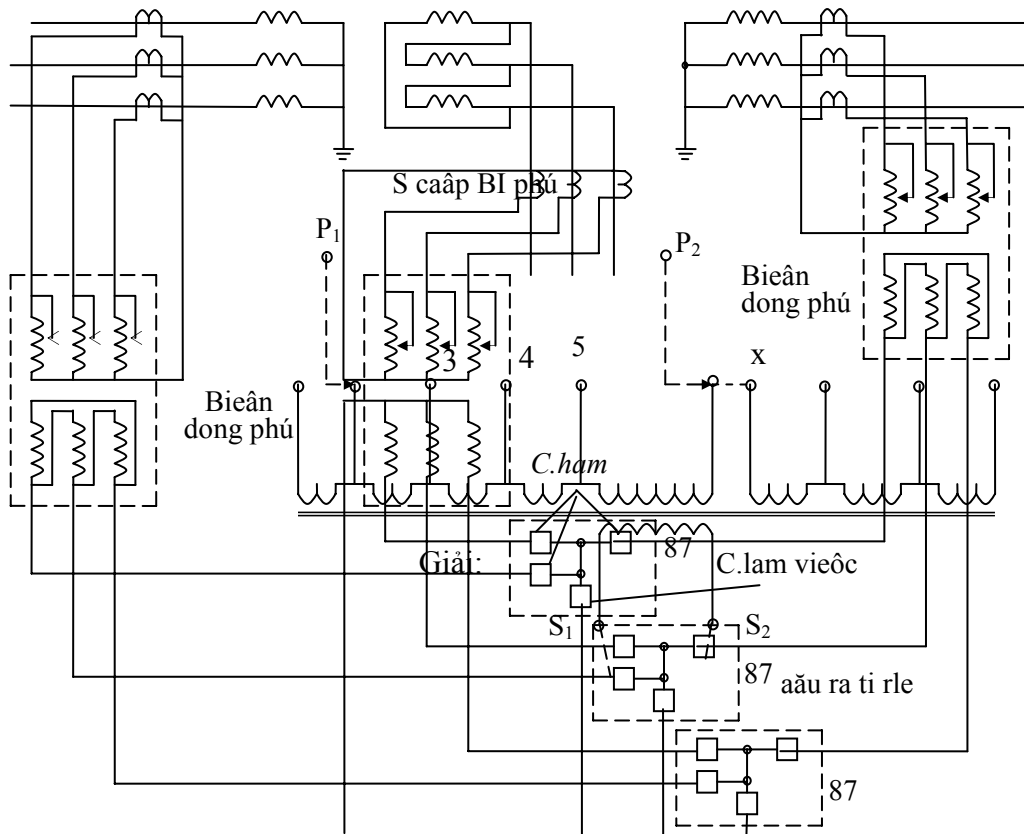
Ví dụ: Cho bảng vòng dây theo đầu nối và sơ đồ đầu dây máy biến dòng phụ của rơle so lệch MBA của hãng GEC. Hãy chọn tỉ số BI phụ, số vòng dây của cuộn BI phụ trong bảo vệ so lệch MBA.

Máy biến áp 3 pha: S = 30MV, 11/66KV, Δ/Y .

	Đầu nối	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	x-7	7-8	8-9	S1-S2
Số vòng	Tỉ số biến đổi 1 / 1 A	5	5	5	5	125	25	25	25	215



Hình 2.30: Bảo vệ so lệch có dùng BI phụ



Hnh 2.31: Bạo vẽ sơ lôch MBA ba cuộn dây có dung BI phụ

$$\text{Dòng định mức phía 11 KV: } \frac{30 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1574,6 \text{ A}$$

Cuộn dây MBA phía 11KV nối Δ , BI nối Y, dòng thứ cấp vào rơle (chọn BI chính 1600 /1):

$$I_{TI} = \frac{1574,6 \cdot 1}{1600} = 0,984 \text{ A}$$

$$\text{Dòng định mức phía 66 KV: } \frac{30 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 66} = 262,4 \text{ A}$$

Cuộn dây MBA phía 66KV nối Y, BI nối Y, dòng thứ cấp đưa vào rơle (chọn BI chính 300 /1):

$$I_{TII} = \frac{262,4 \cdot 1}{300} = 0,875 \text{ A}$$

Để bù lệch pha BU phụ đầu Y/ Δ .

Tỉ số (66KV / 11KV) = 0,875 / 0,984 = 0,899.

Cuộn dây thứ cấp S1-S2 là 215 vòng.

Số vòng của cuộn sơ cấp BI phụ n_1 được tính:

$$0,875 \cdot n_1 = \frac{0,984 \cdot 215}{\sqrt{3}}; \Rightarrow n_1 = \frac{0,984 \cdot 215}{\sqrt{3} \cdot 0,875} = 139,6 \approx 140 \text{ vôn}$$

Chọn hai đầu nối cuộn sơ cấp BI phụ là 2 và 6 (5 + 5 + 5 + 125) = 140 vòng.

Kết hợp bảo vệ số lệch và bảo vệ chạm đất cuộn dây MBA:

Có thể liên kết bảo vệ số lệch thứ tự không cuộn dây MBA và bảo vệ số lệch dọc MBA. Từ hình 2.32 ta thấy nếu trung tính cuộn sào nối đất qua điện trở 1 đơn vị tương đối, hệ thống bảo vệ số lệch dọc có trị số đặt 20% sẽ phát hiện chạm chỉ 42% cuộn dây tính từ đầu đường dây. Yêu cầu sơ đồ của hai bộ BI cho hai hệ thống số lệch khác nhau, BI của bảo vệ số lệch TTK nối sào, trong khi đó BI của hệ thống bảo vệ số lệch dọc thì nối Δ ở phía cuộn dây nối sào MBA, dùng hai bộ BI thì tốn kém, có thể dùng một bộ BI cho hai hệ thống số lệch theo các cách sau:

Dùng máy biến dòng phụ tổng.

Dùng máy biến dòng phụ Y/ Δ .

Phương pháp sau được dùng rộng rãi hơn vì có thể điều chỉnh dòng không cân bằng cho bảo vệ số lệch dọc.

a) Sơ đồ BI phụ tổng:

BI phụ tổng cơ boàn cuộn dây s cấp giông nhau noài ti cac BI chnh nh hnh 2.33. Cac BI noài Δ oài vi heò thoảng số leòch dỏc, dong a vao rle số leòch dỏc la hieòu dong hai pha. oài vi BI phứ toang dong vao rle vaên la dong tng pha, toang cac dong la 0 khi ieàu kieón cân bằng cuộn th t của BI phứ la dong t trung tnh MBA, rle aít cuộn th BI phứ se bạo veò chám aát cuộn dady noài sào MBA, nh theà s oả nay bạo veò số leòch dỏc va bạo veò số leòch th t khỏng lam vieòc theo aít tnh riedng của mnh.

b) Sơ đồ BI phụ Y/ Δ :

Khi BI chính nối Y ở phía cuộn cao MBA thì tổ BI phụ nối Y/ Δ để hiệu chỉnh góc pha như hình 2.34. Rơle chống chạm đất được nối từ phía sơ BI phụ. Lưu ý trong các sơ đồ kết hợp trên để rơle làm việc đúng, khi chọn BI chính phải tính đến tải của BI chính, BI phụ và các rơle.

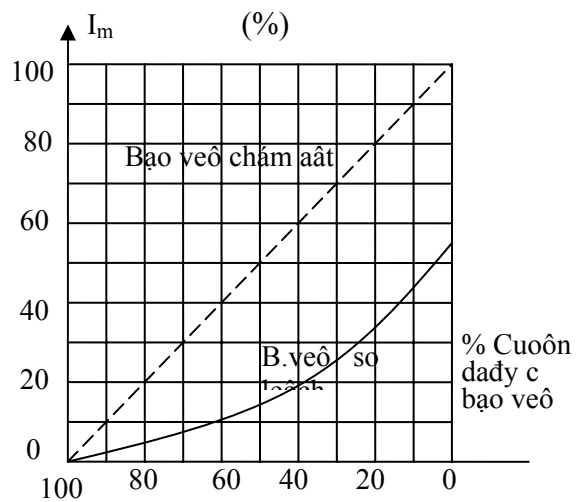
V. BẢO VỆ SỐ LỆCH KHI CÓ DÒNG TỬ HOÁ NHẢY VỌT, HIỆN TƯỢNG QUÁ KÍCH TỬ MBA

Khi đóng MBA không tải dòng điện tử hoá nhảy vọt phía nguồn, tổng các dòng này không phân biệt với dòng ngắn mạch bên trong MBA. Để tránh tác động nhầm trong trường hợp này có các phương pháp sau:

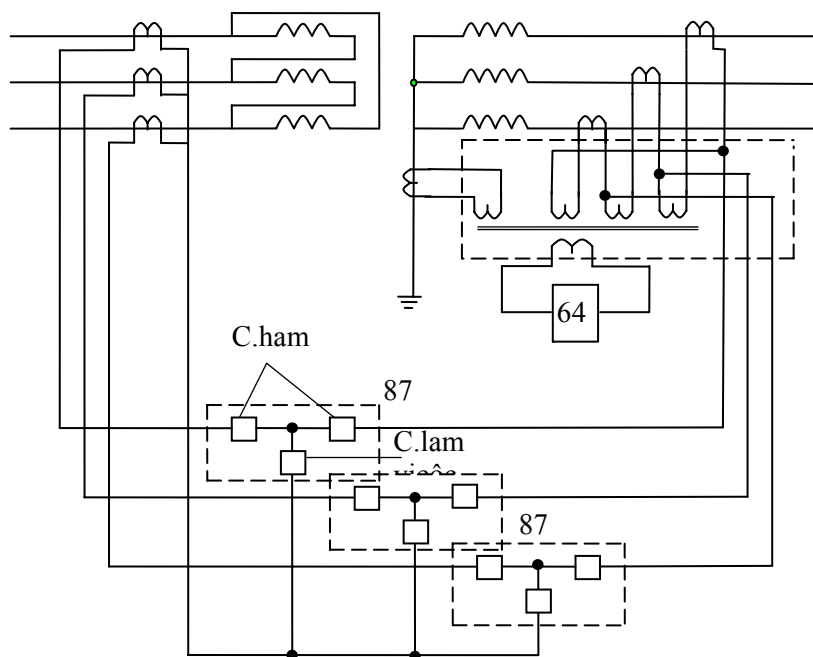
Tác động chậm: Dòng tử hoá là dòng quá độ, tắt nhanh nên có thể tránh bằng cách cho rơle tác động có thời gian.

Với các bảo vệ hiện đại người ta thực hiện biện pháp hãm hoá tần bậc 2. Dòng điện tử hoá có thể phân tích ra các thành phần bậc 2, 3, 4, ... nhưng trong đó thành phần bậc 2 lớn hơn cả. Hơn nữa trong dòng điện ngắn mạch dòng điện bậc 2 không có nên thành phần bậc 2 được sử dụng để ổn định bảo vệ chống lại hiện tượng quá xung kích từ hóa khi đóng MBA không tải, khi thành phần bậc 2 lớn hơn giá trị đặt, bảo vệ sẽ bị khoá.

Còn khi xuất hiện quá kích từ MBA, có thành phần sóng hài bậc 5 chiếm phần lớn, thành phần bậc 5 này được dùng cho mục đích ổn định bảo vệ. Bảo vệ sẽ bị khoá khi thành phần sóng hài bậc 5 lớn hơn giá trị đặt.



Hnh 2.32: Vung bạo veò cuộn dady MBA theo dong khi ông s caáp

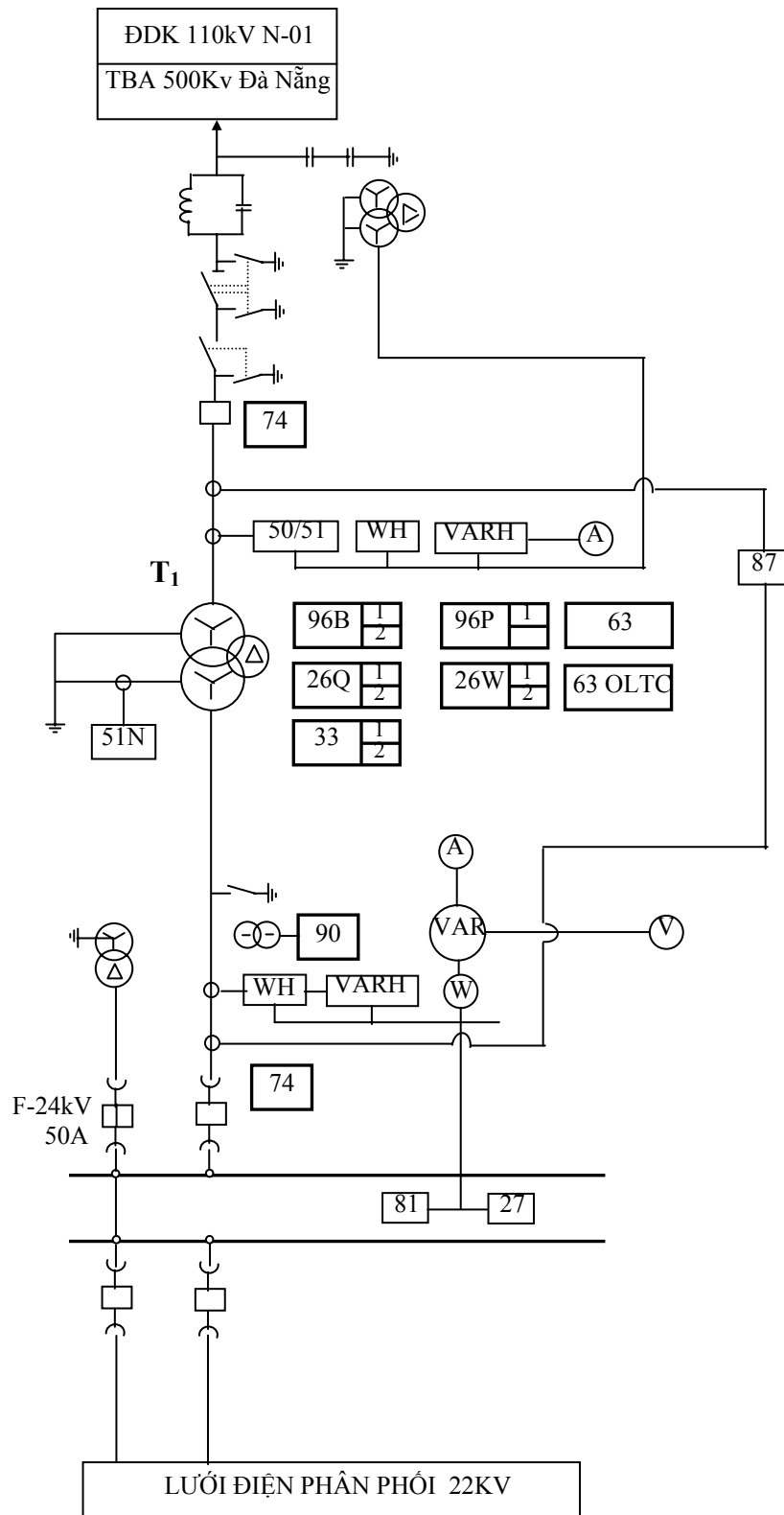


Hnh 2.33: S ỏ sơ lược dung BI phụ toong

VI. MỘT SỐ SƠ ĐỒ BẢO VỆ TIÊU BIỂU CHO MBA

Các ký hiệu trên sơ đồ:

50/51: Bảo vệ quá dòng điện 2 cấp	50/51N: Bảo vệ quá dòng thứ tự không 2 cấp
51N : Bảo vệ quá dòng thứ tự không	27 : Bảo vệ điện áp thấp
81 : Rơle tự động sa thải phụ tải	96B: Bảo vệ hơi của dòng dầu MBA
74 : Rơle kiểm tra cuộn cắt máy cắt	96P : Bảo vệ hơi của dòng dầu của bộ ĐCĐA
26Q: Bảo vệ nhiệt độ dầu MBA tăng cao 2 cấp	66 : Bảo vệ áp suất tăng cao trong MBA
26W : Bảo vệ nhiệt độ cuộn dây MBA - 2 cấp	66 OLTC: Bảo vệ áp suất tăng cao trong bộ ĐA
33 : Bảo vệ mức dầu MBA giảm thấp - 2 cấp	A, V : Ampemet, Vônmet
Wh : Máy đếm điện năng tác dụng	W: Oatmet
Varh : Máy đếm điện năng phản kháng	Var : Varmet



Hình 2.34: Sơ đồ bảo vệ MBA 2 cuộn dây tiêu biểu

A. GIỚI THIỆU CHUNG

I. ĐẶT VẤN ĐỀ

Sự cố xảy ra với thanh gáp rất ít, nhưng vị thanh gáp là đầu mối liên hệ của nhiều phần tử trong hệ thống nên khi xảy ra ngắn mạch trên thanh gáp nếu không được loại trừ một cách nhanh chóng và tin cậy thì có thể gây ra những hậu quả nghiêm trọng và làm tan rã hệ thống. Với thanh gáp có thể không cần xét đến bảo vệ quá tải vì khả năng quá tải của thanh gáp là rất lớn.

Bảo vệ thanh gáp cần thoả mãn những đòi hỏi rất cao về chọn lọc, khả năng tác động nhanh và độ tin cậy.

II. NGUYÊN NHÂN GÂY SỰ CỐ TRÊN THANH GÁP

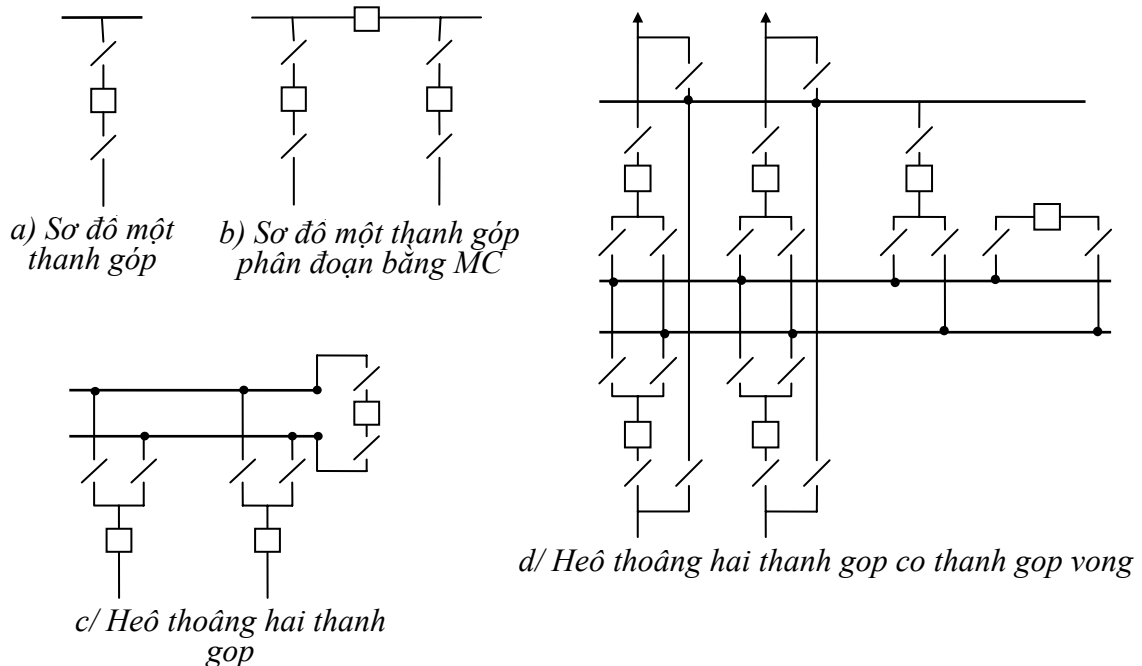
- Các nguyên nhân gây ra sự cố trên thanh gáp có thể là:
- Hư hỏng cách điện do già cỗi vật liệu.
- Quá điện áp.
- Máy cắt hư do sự cố ngoài thanh gáp.
- Thao tác nhầm.
- Sự cố ngẫu nhiên do vật dụng rơi chạm thanh gáp.

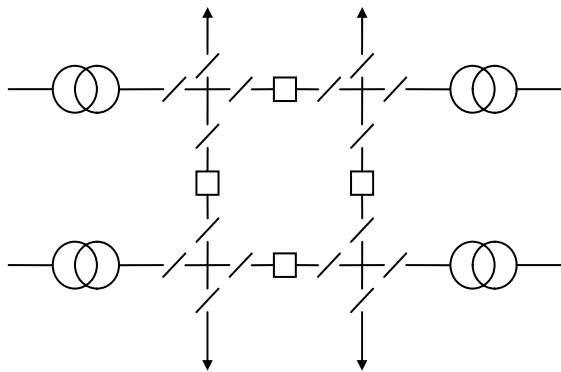
Đối với hệ thống thanh gáp phân đoạn hay hệ thống nhiều thanh gáp cần cách ly thanh gáp bị sự cố ra khỏi hệ thống càng nhanh càng tốt. Các dạng hệ thống thanh gáp thường gặp như hình 3.1.

Mỗi sơ đồ hệ thống thanh gáp có chức năng và tính linh hoạt làm việc khác nhau đòi hỏi hệ thống bảo vệ phải thoả mãn được các yêu cầu đó. Các dạng hệ thống bảo vệ thanh gáp như sau:

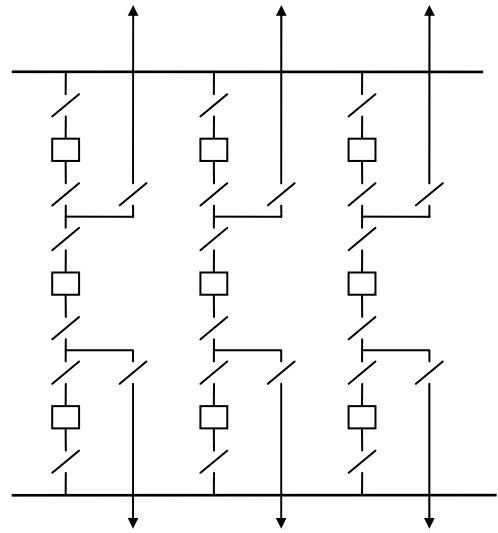
- Kết hợp bảo vệ thanh gáp với bảo vệ các phần tử nối với thanh gáp.
- Bảo vệ so lệch thanh gáp.
- Bảo vệ so sánh pha.
- Bảo vệ có khoá có hướng.

Trong đó loại 1, 2 phù hợp cho các trạm vừa và nhỏ 3, 4 dùng cho các trạm lớn.





e) Hệ thống hai thanh gộp li



f) Sơ đồ một rườ

B. CÁC DẠNG BẢO VỆ THANH GÓP

I. BẢO VỆ THANH GÓP BẰNG CÁC PHẦN TỬ NỐI KẾT VỚI THANH GÓP

Hệ thống bảo vệ này bao gồm bảo vệ quá dòng điện hoặc bảo vệ khoảng cách của các phần tử nối vào thanh gộp, nó có vùng bảo vệ bao phủ cả thanh gộp. Khi ngắn mạch trên thanh gộp sự cố được cách ly bằng bảo vệ của các phần tử liên kết qua thời gian của cấp thứ hai.

I.1. Sơ đồ bảo vệ dòng điện:

Hệ thống bảo vệ dùng các bảo vệ dòng điện của MBA, đường dây và bảo vệ dòng điện đặt ở thanh gộp (hình 3.2). Khi ngắn mạch trên thanh gộp cần thực hiện cắt máy cắt phân đoạn trước sau một thời gian trễ các máy cắt nguồn nối với thanh gộp sự cố được cắt ra. Bảo vệ đặt trên thanh gộp cần phối hợp với thời gian của bảo vệ đường dây nối với thanh gộp. Phối hợp với bảo vệ đường dây:

$$t_{MC}^I = t_{\bar{n}Z}^I + \Delta t$$

với $t_{\bar{n}Z}^I$ là thời gian cắt nhanh đường dây.

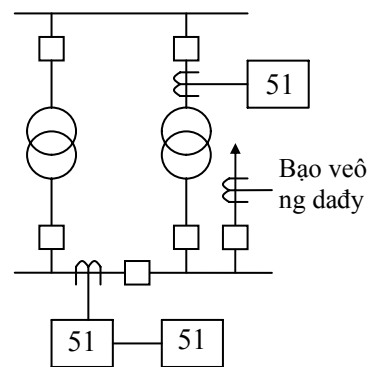
Cấp thời gian thứ hai dự trữ cho cấp thứ hai của đường dây:

$$t_{MC}^{II} = t_{\bar{n}Z}^{II} + \Delta t,$$

Thời gian của bảo vệ dòng cực đại của phần tử có nguồn phải lớn hơn thời gian của máy cắt:

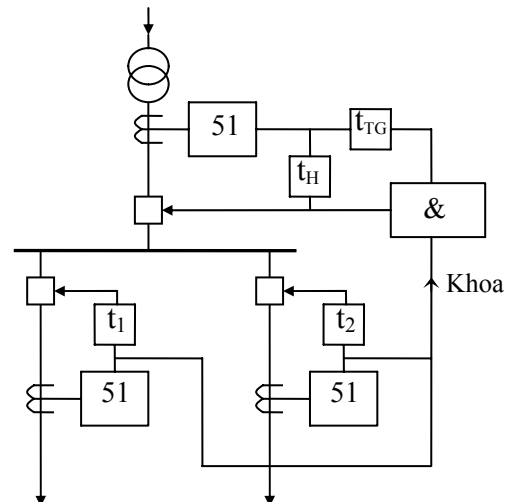
$$t_{MBA} = t_{MC}^{II} + \Delta t.$$

Để giảm thời gian loại trừ sự cố trên thanh gộp xuống mức thấp nhất, cần khoá bảo vệ của phần tử nối với nguồn



Hình 3.2: Bảo vệ dòng điện thanh cái

bằng các rơle của các lộ ra cấp điện cho phụ tải.



Hình 3.3: Bảo vệ dòng điện thanh cái có tác động liền hp

I.2. Nguyên tắc thực hiện khoá rơle dòng (hình 3.3):

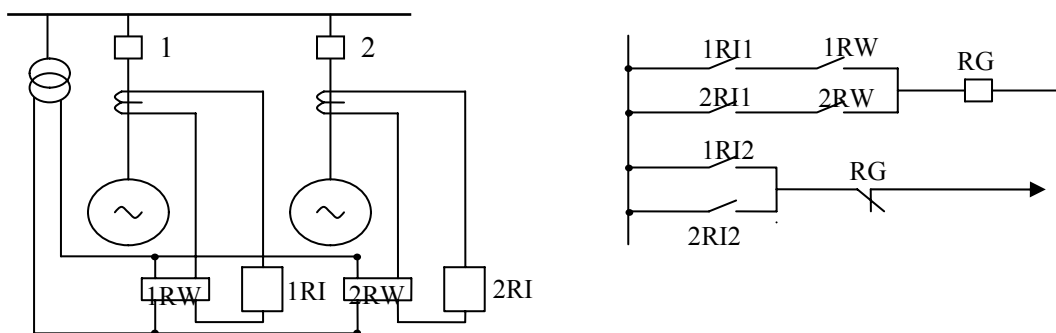
Các phần tử nguồn có bảo vệ dòng cực đại có hai cấp thời gian tác động t_H và t_{TG} . Cấp thời gian t_H được chọn phối hợp với bảo vệ các phần tử khác trong hệ thống, còn cấp thời gian t_{TG} để loại trừ sự cô trên thanh góp, bé hơn nhiều so với t_H .

Khi sự cô trên đường dây ra, bảo vệ quá dòng của các lộ này gửi tín hiệu khoá mạch cắt với thời gian t_{TG} của máy cắt nguồn, đồng thời đưa tín hiệu tác động cắt máy cắt thuộc đường dây bị sự cô. Thông thường sự cô trên đường dây ra sẽ được cắt với thời gian t_1, t_2 tùy theo vị trí điểm ngắn mạch. Nếu các bảo vệ hoặc máy cắt tương ứng từ chối tác động thì sau thời gian t_H bảo vệ quá dòng ở phần tử phía nguồn sẽ tác động cắt máy cắt phía nguồn.

Khi ngắn mạch trên thanh góp bảo vệ các xuất tuyến ra không khởi động nên không gửi tín hiệu khoá máy cắt phía nguồn và thanh góp sự cô được cắt ra với thời gian t_{TG} .

I.3. Dùng rơle định hướng công suất khoá bảo vệ nhánh có nguồn nối với thanh cái:

Nguyên tắc thực hiện khoá bằng rơle định hướng công suất khi các phần tử nối với thanh góp có nguồn cung cấp từ hai phía. Rơle khoá tác động khi hướng công suất ngắn mạch ra khỏi thanh góp. Khi ngắn mạch trên một nhánh có nguồn phần tử định hướng công suất trên nhánh đó khởi động. Khi ngắn mạch trên thanh góp rơle định hướng công suất không khởi động và thanh góp được cắt ra khỏi nguồn.



Hình 3.4: Bảo vệ dòng điện thanh góp dùng RW khoá các tác động

II. BẢO VỆ SO LỆCH THANH GÓP

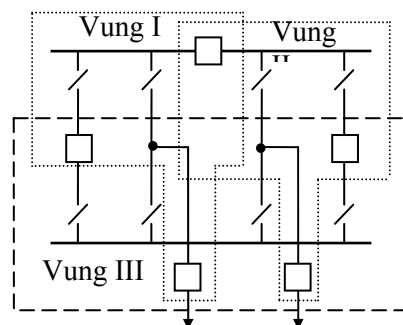
II.1. Các yêu cầu khi bảo vệ so lệch thanh góp:

Sơ đồ sơ lệch thanh góp cần thỏa mãn các yêu cầu sau:

- Phân biệt vùng tác động (tính chọn lọc).
- Kiểm tra tính làm việc tin cậy.
- Kiểm tra mạch nhị thứ BI.

II.1.1. Phân biệt vùng tác động:

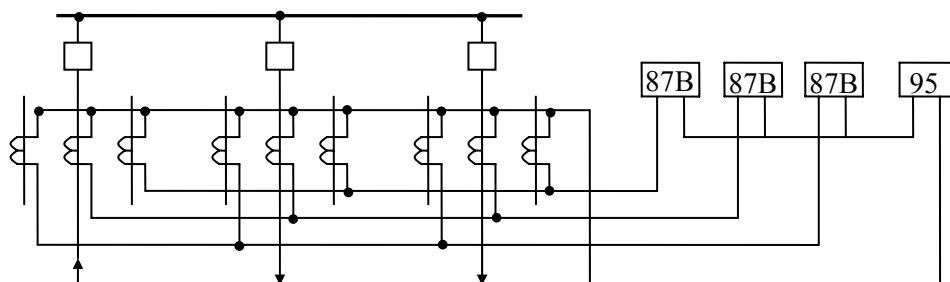
Một hệ thống thanh góp gồm có hai hay nhiều thanh góp khác nhau, khi có sự cố trên thanh góp nào hệ thống bảo vệ rơle phải cắt tất cả các máy cắt nối tới thanh góp đó. Để thực hiện yêu cầu này, mạch thứ cấp của tất cả các BI của một thanh góp nối song song và nối với dây dẫn phụ, từ đó đưa vào rơle bảo vệ thanh góp đó, khi nhánh nào được nối với thanh góp nào thì BI của nó sẽ được nối với dây dẫn phụ của thanh góp đó bằng tiếp điểm phụ của dao cách ly. Để đảm bảo, tất cả các điểm trên thanh góp nằm trong vùng bảo vệ được giới hạn bởi các BI.



Hình 3.5: Vùng bảo vệ hệ thống hai thanh góp

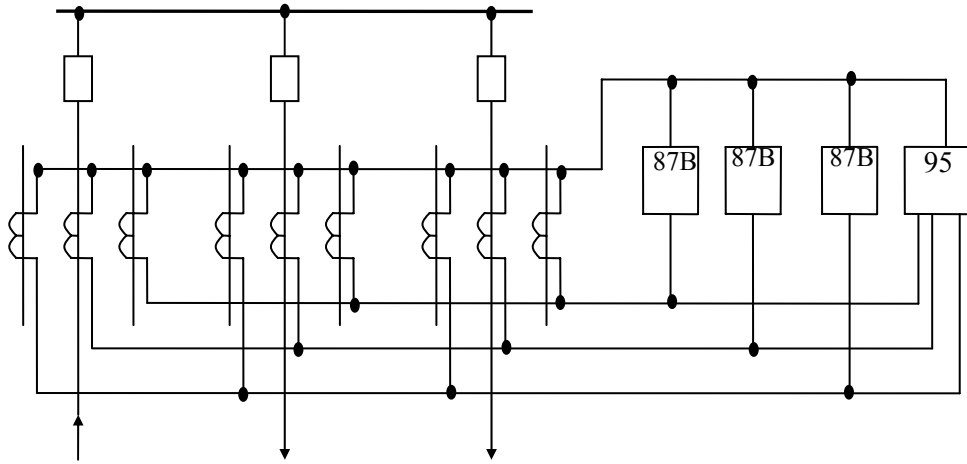
II.1.2. Kiểm tra mạch thứ cấp BI:

Khi dây dẫn mạch BI bị đứt hay chạm chập sẽ gây ra dòng không cân bằng chạy vào rơle so lệch có thể rơle hiểu nhầm đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt. Đối với bảo vệ thanh góp trong thực tế vận hành xác suất xảy ra hư hỏng mạch thứ cấp lớn nên hệ thống bảo vệ thanh góp cần có bộ phận phát hiện hư hỏng mạch thứ cấp BI.



Hình 3.6: Sơ phát hiện t mạch

Một trong những mạch đơn giản để phát hiện đứt mạch thứ cấp là dùng rơle phát hiện đứt mạch thứ BI (rơle 95 hình 3.7) đặt nối tiếp hay song song với mạch bảo vệ thanh góp (87B).

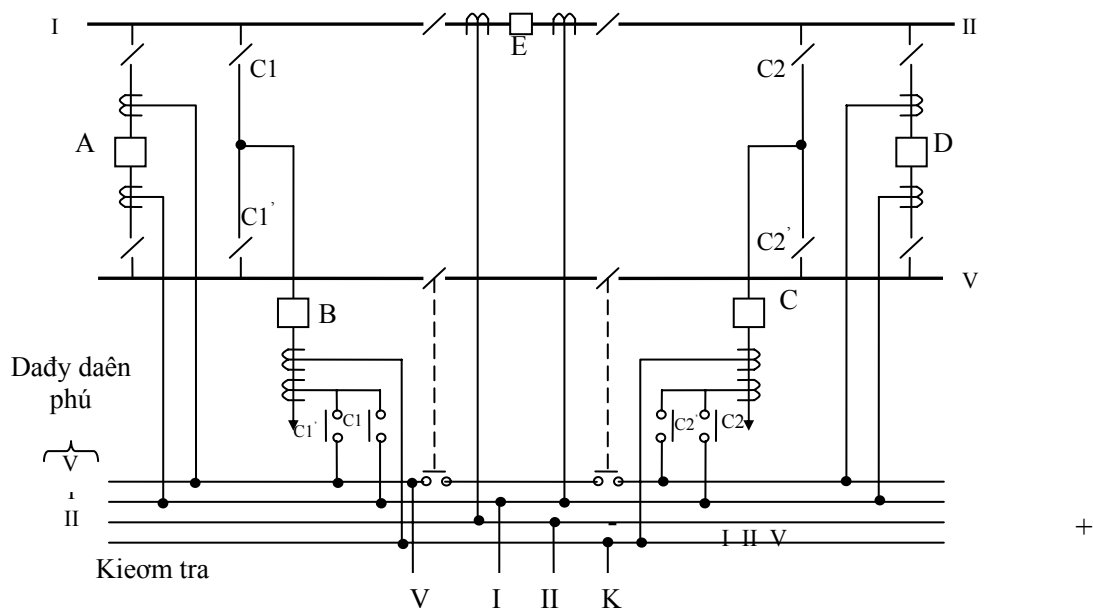


**Hnh 3.7: Sơ đồ phát hiện t mạch th dung
rle nối song song**

II.1.3. Kiểm tra tính làm việc tin cậy:

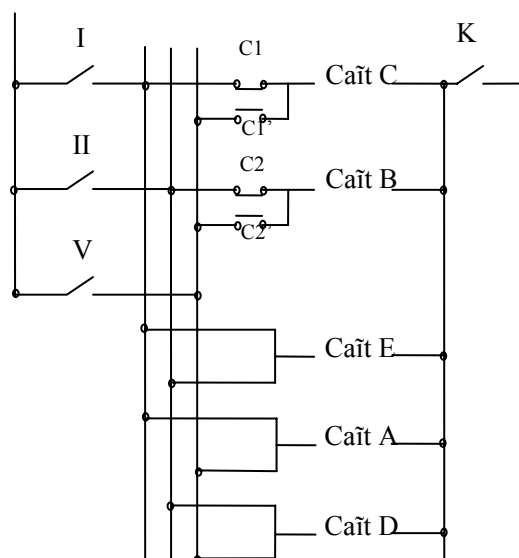
Bảo vệ thanh góp làm việc, nhằm sẽ gây thiệt hại to lớn nên hoạt động của sơ đồ phải luôn được kiểm tra. Hệ thống kiểm tra phải thoả mãn các yêu cầu sau:

- Hệ thống kiểm tra phải thực hiện bằng rle khác làm việc độc lập với rle chính (rle K hình 3.8a)
- Tác động nhanh như bảo vệ chính.
- Nguồn cung cấp của rle kiểm tra phải khác với nguồn cung cấp cho bảo vệ chính.
- Nó cho tác động khi ngắn mạch trong vùng bảo vệ và không tác động khi có ngắn mạch ngoài.



**Hnh 3.8a: Bảo vệ sơ lệch hệ thống 2
thanh góp có thanh góp vòng**

Trong sơ đồ trên có 3 vùng bảo vệ riêng biệt. Mỗi mạch nối với 1 bộ biến dòng tạo thành vùng bảo vệ I, II và V. Mạch điều khiển máy cắt gồm các tiếp điểm của role phân biệt vùng bảo vệ ghép nối tiếp với tiếp điểm của role kiểm tra. Ví dụ khi xảy ra ngắn mạch trên thanh góp I, lúc đó đồng thời tiếp điểm của role bảo vệ cho thanh góp I và tiếp điểm của role kiểm tra đóng mới đưa nguồn điều khiển cắt các máy cắt nối với thanh góp I.



Hnh 3.8b: S ả mạch iểu khiển

II.2. Bảo vệ so lệch thanh góp dùng role dòng điện:

Nguyên lý so lệch cân bằng dòng hay áp thường được dùng bảo vệ thanh góp.

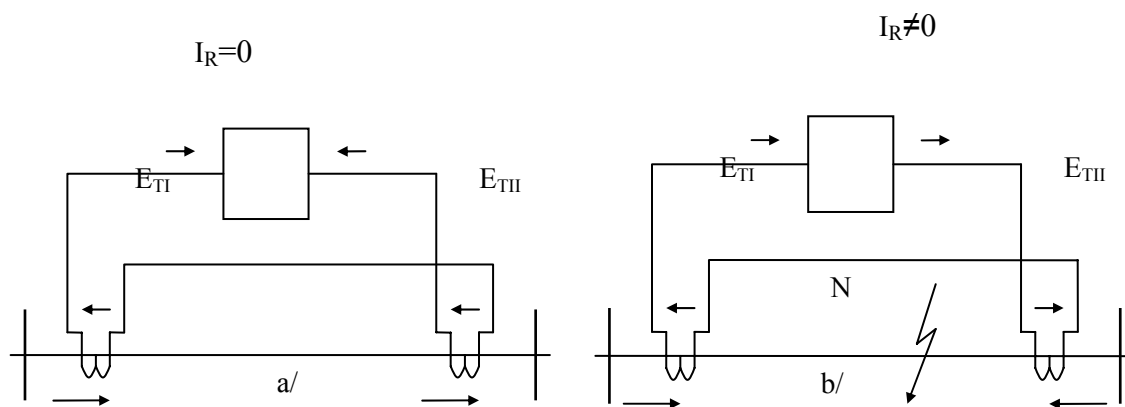
Bảo vệ loại cân bằng áp (hình 3.9): Các cuộn thứ cấp BI được nối sao cho khi ngắn mạch ngoài và làm việc bình thường, sức điện động của chúng ngược chiều nhau trong mạch, role được mắc nối tiếp trong mạch dây dẫn phụ.

- Khi ngắn mạch ngoài, cũng như khi làm việc bình thường có dòng phụ tải chạy qua, các sđđ \dot{E}_{TI} , \dot{E}_{TII} bằng nhau. Ví dụ $I_{TI} = I_{TII}$ và $n_I = n_{II}$ nên:

$$i_R = \frac{\dot{E}_{TI} - \dot{E}_{TII}}{Z}$$

trong đó Z là tổng trở toàn mạch vòng.

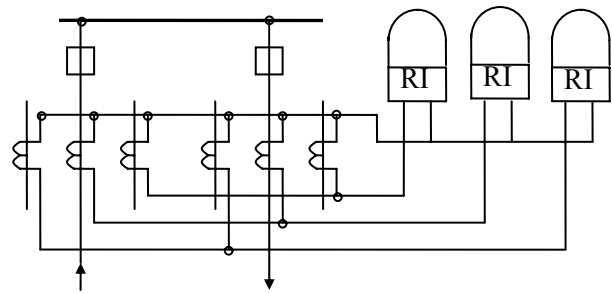
- Khi ngắn mạch trong vùng bảo vệ các sđđ \dot{E}_{TI} , \dot{E}_{TII} cộng nhau và tạo thành dòng trong role làm bảo vệ tác động.



Hnh 3.9: S ả so lệch loái cân bằng áp

Sơ đồ nguyên lý bảo vệ so lệch dòng thanh góp có hai mạch như hình 3.10. Vùng bảo vệ được giới hạn giữa các BI. Dòng điện không cân bằng khi ngắn mạch ngoài trong sơ đồ này thường rất lớn do:

- Dòng từ hoá BI khác nhau.
- Tải mạch thứ cấp BI khác nhau.
- Mức độ bão hoà của BI do thành phần không chu kỳ của dòng ngắn mạch gây ra khác nhau.



Hnh 3.10: S ả bạo veô so leôch dung rle dung ieôn

Thời gian suy giảm của thành phần không chu kỳ được đánh giá bằng hằng số thời gian τ tùy thuộc vào loại phân tử nối kết với thanh góp bị sự cố. Một vài trị số τ tiêu biểu như sau:

- Máy phát cực lõi có cuộn cảm: 0,15sec.
- Máy phát cực lõi không có cuộn cảm: 0,3sec.
- Máy biến áp: 0,04sec.
- Đường dây: 0,04sec.

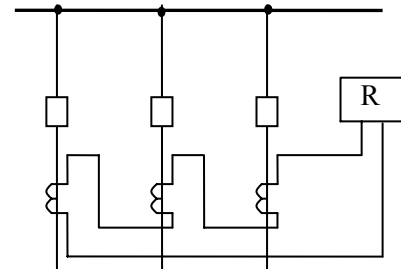
Từ các số liệu trên ta nhận thấy nếu có máy phát nối với thanh góp, thành phần không chu kỳ của dòng ngắn mạch sẽ tồn tại lâu hơn và BI bị bão hoà nhiều hơn.

Với bảo vệ so lệch dòng rơle dòng điện nên sử dụng đặc tính thời gian phụ thuộc để phối hợp với thời gian giảm dần của thành phần không chu kỳ dòng ngắn mạch.

Để không bị ảnh hưởng bởi hiện tượng bão hoà lõi thép của BI khi ngắn mạch ngoài, người ta dùng BI với lõi không phải là sắt từ (BI tuyến tính, lõi không khí). Ưu điểm của BI này là:

- Không bị bão hoà.
- Đáp ứng nhanh và không bị quá độ.
- Tin cậy, dễ chỉnh định.
- Không nguy hiểm khi hở mạch thứ cấp.

Tuy nhiên khuyết điểm của loại này là công suất đầu ra thứ cấp thấp và giá thành rất đắt. Sơ đồ dùng BI tuyến tính thường là sơ đồ so lệch cân bằng áp (hình 3.11). Khi ngắn mạch ngoài tổng dòng bằng không và điện thế đưa vào rơle bằng không. Khi ngắn mạch trong vùng bảo vệ, hiệu điện thế suất hiện qua rơle tổng trở và làm rơle tác động.



Hnh 3.11: S ả so leôch cân bằng áp

II.3. Bảo vệ so lệch thanh góp dùng rơle dòng điện có hãm:

Để khắc phục dòng không cân bằng lớn của bảo vệ so lệch thanh góp khi dùng rơle dòng điện người ta cũng có thể dùng rơle so lệch có hãm. Loại rơle này cung cấp một đại lượng hãm thích hợp để không chế dòng không cân bằng khi ngắn mạch ngoài có dòng không cân bằng lớn.

Dòng điện so lệch I_{sl} (dòng làm việc) :

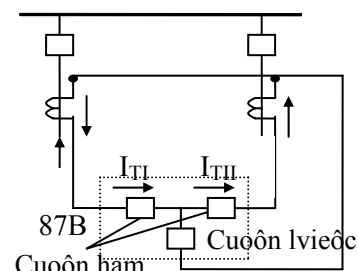
$$I_{sl} = I_{IV} = I_{TI} - I_{TII} \quad (3-1)$$

Dòng điện hãm I_H :

$$I_H = K(I_{TI} + I_{TII}) \quad (3-2)$$

Với K là hệ số hãm, $K < 1$.

Trong chế độ làm việc bình thường, hay khi ngắn mạch ngoài vùng bảo vệ, dòng điện



Hnh 3.12: S ả nguyên lý bạo veô so leôch có hãm

làm việc sẽ bé hơn nhiều so với dòng điện hãm nên rơle so lệch không làm việc. Khi ngắn mạch trong vùng bảo vệ (ví dụ chỉ có một nguồn cung cấp đến thanh góp), lúc này:

$$I_{IV} = I_{TI} > I_H \quad (3-3)$$

nên rơle so lệch sẽ làm việc.

II.4. Bảo vệ so lệch thanh góp dùng rơle tổng trở cao (không hãm):

Rơle so lệch tổng trở cao được mắc song song với điện trở R có trị số khá lớn.

Trong chế độ làm việc bình thường và khi ngắn mạch ngoài vùng bảo vệ (điểm N2), ta có:

$$\Delta I = I_{TI} - I_{TII} = 0 \quad (3-4)$$

Nếu bỏ qua sai số của máy biến dòng, thì dòng điện thứ cấp của BI chạy qua điện trở R có thể xem bằng không.

Khi ngắn mạch trong vùng bảo vệ (điểm N1) toàn bộ dòng ngắn mạch sẽ chạy qua điện trở R tạo nên điện áp đặt trên rơle rất lớn, rơle sẽ tác động.

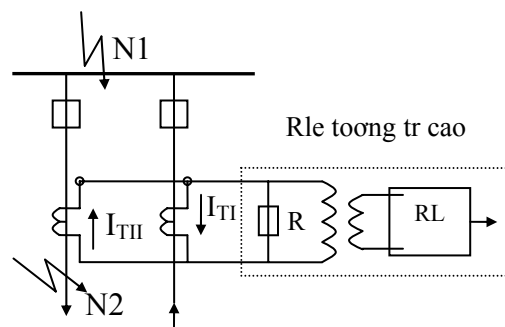
Sơ đồ (hình 3.14) trình bày phương án thực hiện bảo vệ rơle tổng trở cao đối với thanh góp. Để đơn giản, ta xét trường hợp sơ đồ thanh góp chỉ có hai phân tử, (G, H) và máy biến dòng có thông số giống nhau. Rơle được mắc nối tiếp với một điện trở ổn định R_R , việc mắc nối tiếp một điện trở ổn định R_R sẽ làm tăng tổng trở mạch rơle nên phần lớn dòng không cân bằng (do sự bão hòa không giống nhau giữa các BI khi ngắn mạch ngoài) sẽ chạy trọng mạch BI bị bão hòa có tổng trở thấp hơn, nghĩa là R_R có tác dụng phân dòng qua rơle.

Nếu xem các máy biến dòng hoàn toàn giống nhau thì $R_{BIG} = R_{BIH}$ (điện trở thứ cấp BI), dây dẫn phụ được đặc trưng bởi R_{IH} và R_{IG} (hình 3.14) và điện kháng mạch từ hóa $x_{\mu H}$, $x_{\mu G}$. Ở chế độ ngắn mạch ngoài, nếu các máy biến dòng không bị bão hòa thì $x_{\mu H}$ và $x_{\mu G}$ có trị số khá lớn nên dòng điện từ hóa có thể bỏ qua, dòng điện ra vào nút cân bằng nhau (định luật 1 Kirchoff) do đó phía thứ cấp BI không có dòng chạy qua rơle, rơle không tác động. Trường hợp tồi tệ nhất là máy biến dòng đặt trên phân tử có sự bão hòa hoàn toàn, giả thiết ngắn mạch ngoài ở nhánh H làm BI nhánh H bị bão hòa hoàn toàn ($x_{\mu H} = 0$) nghĩa là biến dòng H không có tín hiệu đầu ra, tình trạng này được biểu thị bằng cách nối tắt $x_{\mu H}$ (hình 3.14). Máy biến dòng G cho tín hiệu đầu ra lớn hơn, không bị bão hòa.

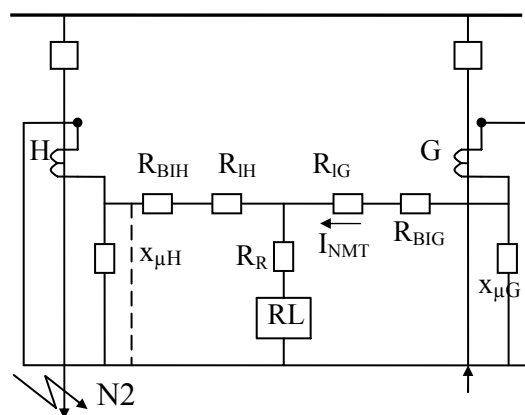
Dòng điện ngắn mạch phía thứ cấp (I_{NMT}) phân bố qua các tổng trở nhánh gồm R_{IH} , R_{BIH} và nhánh rơle:

Dòng điện qua rơle:

$$I_R = \frac{I_{NMT} (R_{IH} + R_{BIH})}{R_R + R_{IH} + R_{BIH}} \quad (3-5)$$



Hnh 3.13: Bao vệ thanh góp bằng rle so lệch toang tr cao



Hnh 3.14: S ả thay the mach th cap BI

Nếu R_R có giá trị nhỏ, I_R sẽ gần bằng I_{NMT} , điều này là không cho phép. Mặt khác, nếu R_R lớn khi đó I_R giảm. Phương trình (3-5) có thể viết gần đúng với sai số cho phép như sau:

$$I_R = \frac{I_{NMT} (R_{IH} + R_{BIH})}{R_R} \quad (3-6)$$

$$U_R = I_R \cdot R_R = I_{NMT} \cdot (R_{IH} + R_{BIH}) \quad (3-7)$$

Muốn tăng độ nhạy của bảo vệ cần chọn BI có điện trở cuộn thứ R_{BI} bé và giảm đến mức thấp nhất điện trở của dây dẫn nối từ BI đến role.

Khi ngắn mạch trên thanh góp tất cả các dòng điện phía sơ cấp đều chạy vào thanh góp, ở phía thứ cấp tất cả các dòng điện đều chạy vào role, có thể gây quá điện áp trên cực của role. Để chống quá áp cho role có thể mắc song song 1 điện trở phi tuyến với role.

Những yêu cầu cơ bản khi sử dụng sơ đồ này là:

- Tỷ số BI của tất cả các nhánh giống nhau.
- Điện thế thứ cấp BI đủ lớn.
- Điện trở cuộn dây thứ cấp BI nhỏ.
- Tải dây dẫn phụ nhỏ.

III. BẢO VỆ SO SÁNH PHA

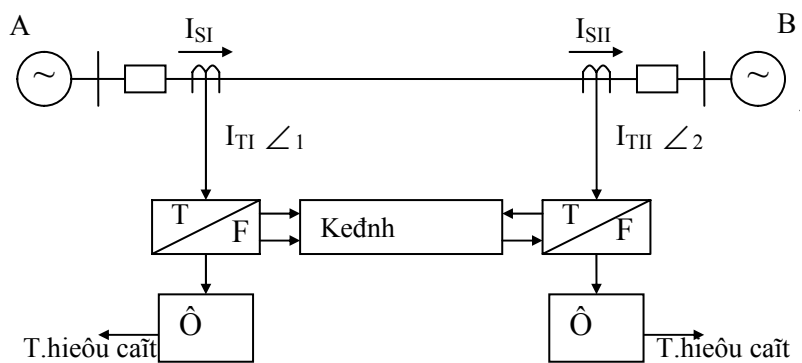
Bảo vệ so sánh pha dòng điện đi vào và đi ra khỏi phần tử được bảo vệ, vì vậy nên có tên là bảo vệ so sánh pha. Pha của dòng điện được truyền qua kênh truyền để so sánh với nhau (hình 3.14). Độ lệch pha:

$$\Delta \varphi = \varphi_1 + \varphi_2 = \theta \quad (3-8)$$

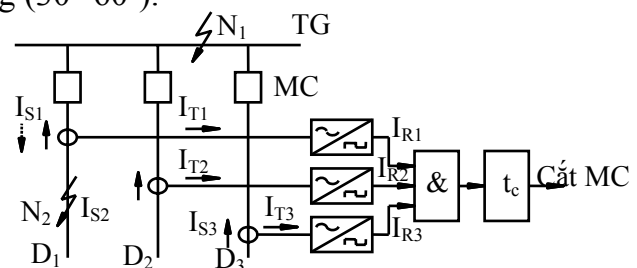
trong đó: φ_1, φ_2 là góc pha tương ứng của dòng điện đi vào và đi ra khỏi phần tử được bảo vệ.

Ở chế độ làm việc bình thường và khi ngắn mạch ngoài góc pha của dòng điện ở hai đầu gần như nhau nên $\theta \approx 0^\circ$. Khi ngắn mạch trong vùng bảo vệ, dòng điện hai pha ngược nhau nên $\theta \approx 120^\circ$. Trên thực tế do ảnh hưởng của điện dung phân bố của phần tử được bảo vệ nên trong chế độ làm việc bình thường và khi ngắn mạch ngoài $\theta \neq 180^\circ$, để tránh bảo vệ tác động nhầm phải chọn góc khởi động θ_{kd} lớn hơn một giới hạn nào đó, thường khoảng $(30^\circ - 60^\circ)$.

Sơ đồ nguyên lý bảo vệ so sánh pha dòng điện của bảo vệ thanh góp hình 3.16. Khi ngắn mạch trên thanh góp (điểm N_1) dòng điện sơ cấp và thứ cấp BI ở tất cả các phần tử có pha giống nhau (hình 3.17a), thời gian trùng hợp tín hiệu t_c cho nửa chu kỳ

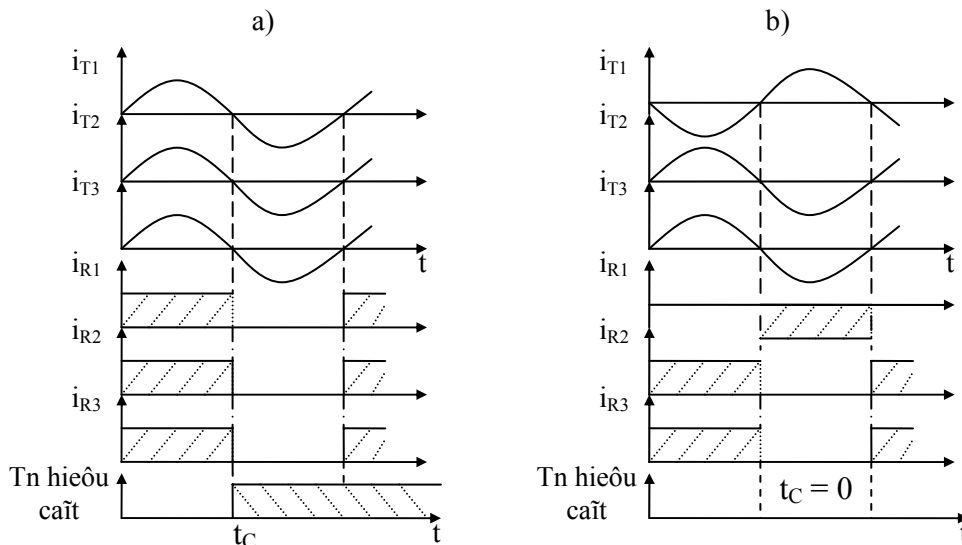


Hnh 15: Sơ đồ nguyên lý bảo vệ so sánh pha dòng điện



Hình 3.16: Sơ đồ nguyên lý so sánh pha dòng điện để thực hiện bảo vệ thanh góp

(dương hoặc âm) lớn (đối với hệ thống có $f=50\text{ Hz}$), thời gian $t_{Cmax} = 10\text{ms}$) đủ cho bảo vệ tác động ($t_c \geq t_d$).



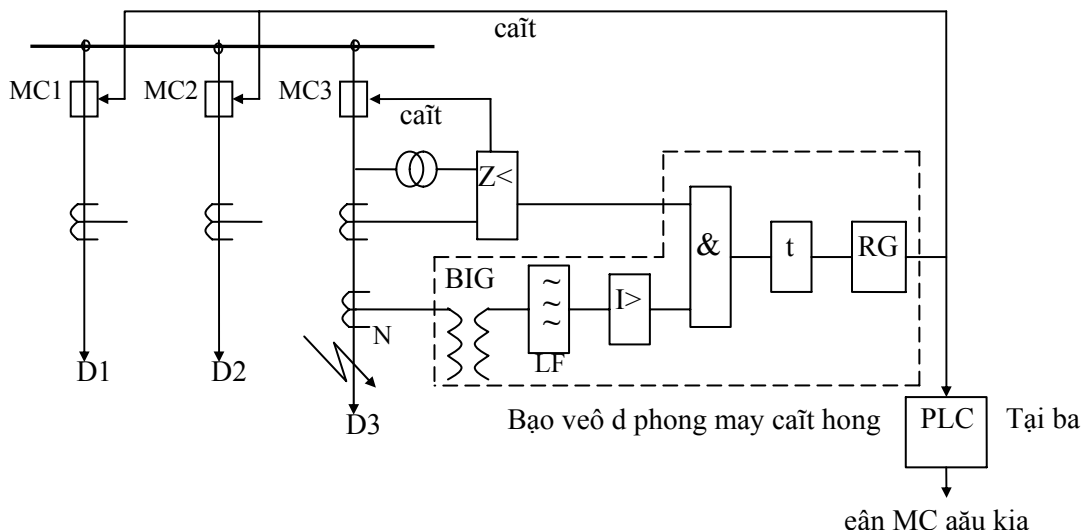
Hình 17: Pha dòng iêôn khi ngẫi mắch beđn trong (a) va ngẫi mắch beđn ngoai (b)

Khi ngắ mắch ngoai vùng bảo vệ thanh góp (điêm N2), dòng điên chạy qua BI của phầ tử bị sự cô có pha ngược với dòng điên trong các máy biế dòng của phầ tử không bị sự cô, thời gian trùng tín hiệ bằng không, bảo vệ sẽ không làm việ (hình 3.17b).

IV. BẢO VỆ DỰ PHÒNG MÁY CẮT HỒNG

Máy cắt là phầ tử thừa hành cuối cùng trong hệ thống bảo vệ có nhiệm vụ cắt phầ tử đang mang điên bị sự cô ra khỏi hệ thống. Vì máy cắt khá đắt tiề nên không thể tăng cường độ tin cậy bằng cách đặt thêm máy cắt dự phòng làm việ song song với máy cắt chính đượ. Nếu máy cắt từ chối tác động thì hệ thống bảo vệ dự phòng phải tác động cắt tất cả những máy cắt lân cận với chỗ hư hỏng nhằm loại trừ dòng ngắ mắch đên chỗ sự cô.

Khi xảy ra sự cô, nếu bảo vệ chính phầ tử bị hư hỏng gởi tín hiệ đi cắt máy cắt, nhưng sau một khoảng thời gian nào đó dòng điên sự cô vẫn còn tồn tại, có nghĩa là máy cắt đã từ chối tác động.

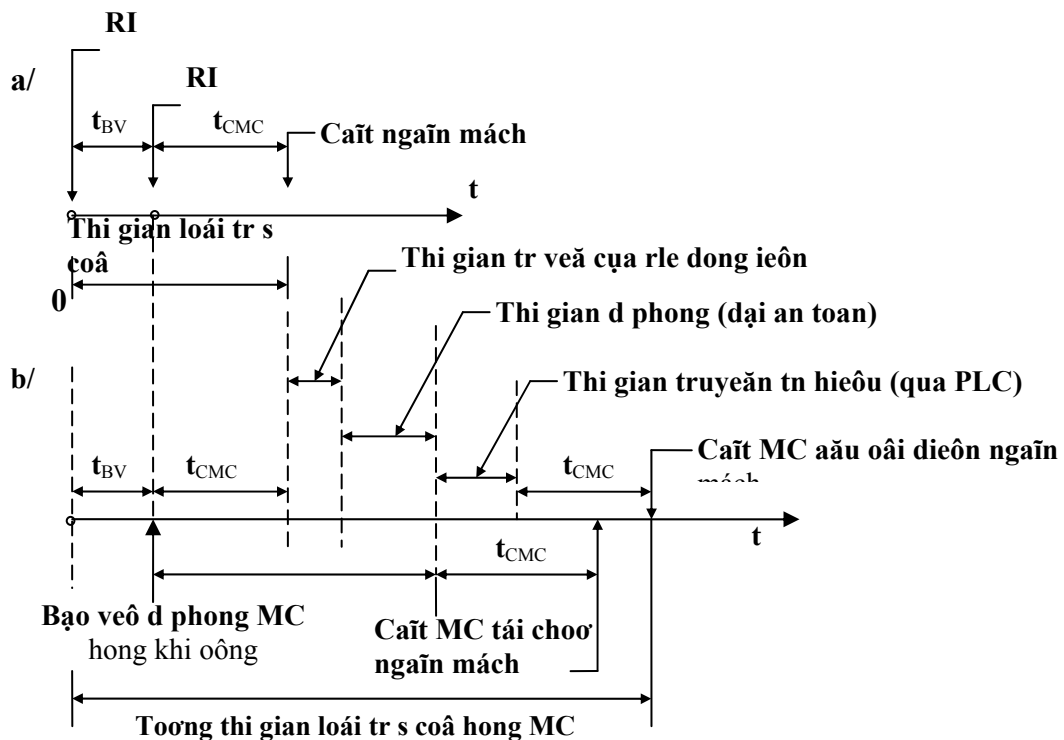


Hình 18: Sơ đồ nguyên lý bảo vệ dự phòng máy cắt hồng

Từ hình 3.18 ta nhận thấy, khi sự cố xảy ra trên đường dây D3 nếu máy cắt MC3 làm việc bình thường, thì sau khi nhận được tín hiệu cắt từ bảo vệ thì máy cắt MC3 sẽ cắt và dòng điện đầu vào của bảo vệ dự phòng sự cố máy cắt bằng không, mạch bảo vệ dự phòng sẽ không khởi động. Nếu máy cắt MC3 hỏng, từ chối tác động thì dòng điện sự cố sẽ liên tục đưa vào mạch bảo vệ dự phòng, rơle quá dòng điện được giữ ở trạng thái tác động, sau một khoảng thời gian đặt nào đó bảo vệ dự phòng hỏng MC sẽ gửi tín hiệu đi cắt tất cả các máy cắt nối trực tiếp với phân đoạn thanh góp có máy cắt hỏng, cũng như máy cắt ở đầu đối diện đường dây bị sự cố D3.

V. TÌM HIỂU VÀI SƠ ĐỒ BẢO VỆ THANH GÓP TIÊU BIỂU

V.1. Sơ đồ hệ thống hai thanh góp:



Hình 3.19: Biểu đồ thời gian loái tr s coà khi máy cắt làm việc bình thường (a) và khi hỏng máy cắt (b)

Sơ đồ bảo vệ hình 3.20. Bảo vệ gồm hai bộ phận chính.

+ Bộ khởi động: Có nhiệm vụ khởi động bảo vệ khi xảy ra sự cố trên thanh góp và đưa tín hiệu đến bộ phận chọn lọc.

+ Bộ chọn lọc sự cố: để phân biệt ngăn mạch trong và ngăn mạch ngoài.

Trọng đó R: rơle khởi động, xác định tổng dòng vào và ra của thanh góp, phân biệt ngăn mạch trong vùng bảo vệ hay ngăn mạch ngoài.

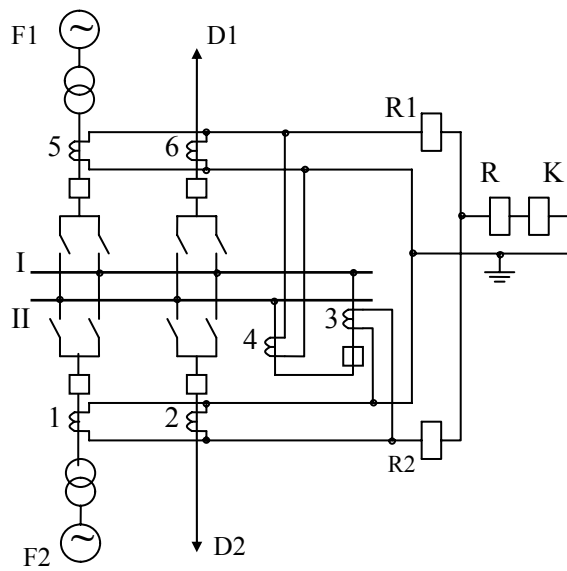
R1: rơle chọn lọc thanh góp I.

R2: rơle chọn lọc thanh góp II.

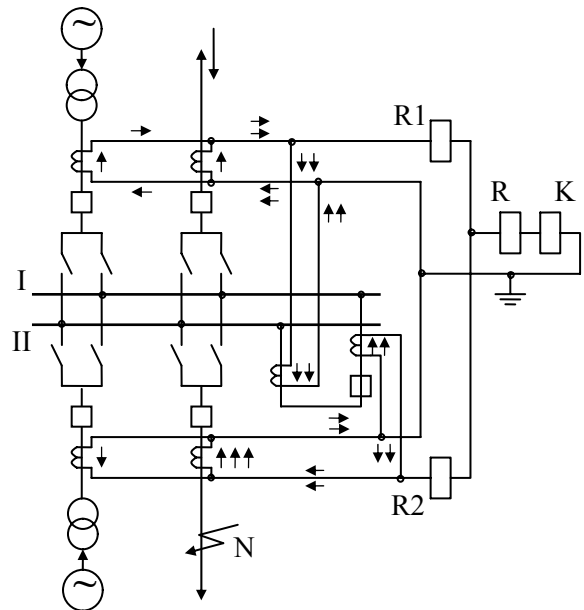
K: rơle kiểm tra đứt mạch thứ.

* Ví dụ cách phân bố dòng trong bảo vệ so lệch hệ thống hai thanh góp. Trong đó F1, D1 làm việc với thanh góp I, F2, D2 làm việc với thanh góp II.

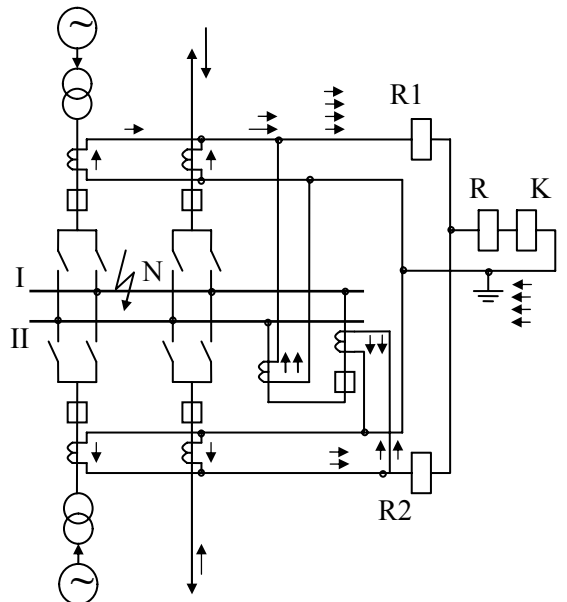
+ Dòng phân bố phía thứ cấp BI khi ngăn mạch ngoài hình 3.20a, khi ngăn mạch trên thanh góp I hình 3.20b và khi đứt mạch thứ BI hình 3.20c.



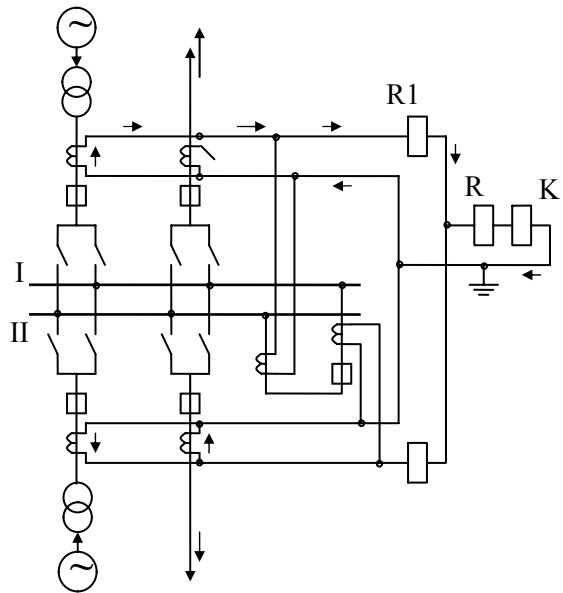
Hình 20: Sơ đồ bảo vệ sơ lệch hệ thống hai thanh gộp



Hình 20a: Sơ đồ phản động th cấp BI khi ngắn mạch ngoài



Hình 20b: Sơ đồ phản động th cấp BI khi ngắn mạch trên thanh gộp I



Hình 20c: Sơ đồ phản động th cấp BI khi t dấy daên th cấp BI

V.2. Sơ đồ hệ thống hai thanh gộp có thanh gộp vòng:

1R1: Sơ lệch thanh gộp, cắt máy cắt nội thanh gộp I.

2R1: Sơ lệch thanh gộp, cắt máy cắt nội thanh gộp II.

3R1: Sơ lệch chung hệ thống thanh gộp dùng khởi động bảo vệ.

RIK: Rơle kiểm tra đứt mạch thứ BI.

(Bình thường thứ cấp biến dòng 6BI được nối tắt bằng hộp nối M5 và có thể được nối tới hệ thống bảo vệ thanh gộp I hay thanh gộp II qua M3 và M4)

H: Con nối.

RG: Rơle trung gian.

RT: Rơle thời gian.

Th: Rơle tín hiệu.

6RG: Role trung gian điều khiển máy cắt MC6.

7RG: Role trung gian điều khiển máy cắt MC7.

3RG: Role trung gian điều khiển máy cắt nội tới thanh góp I.

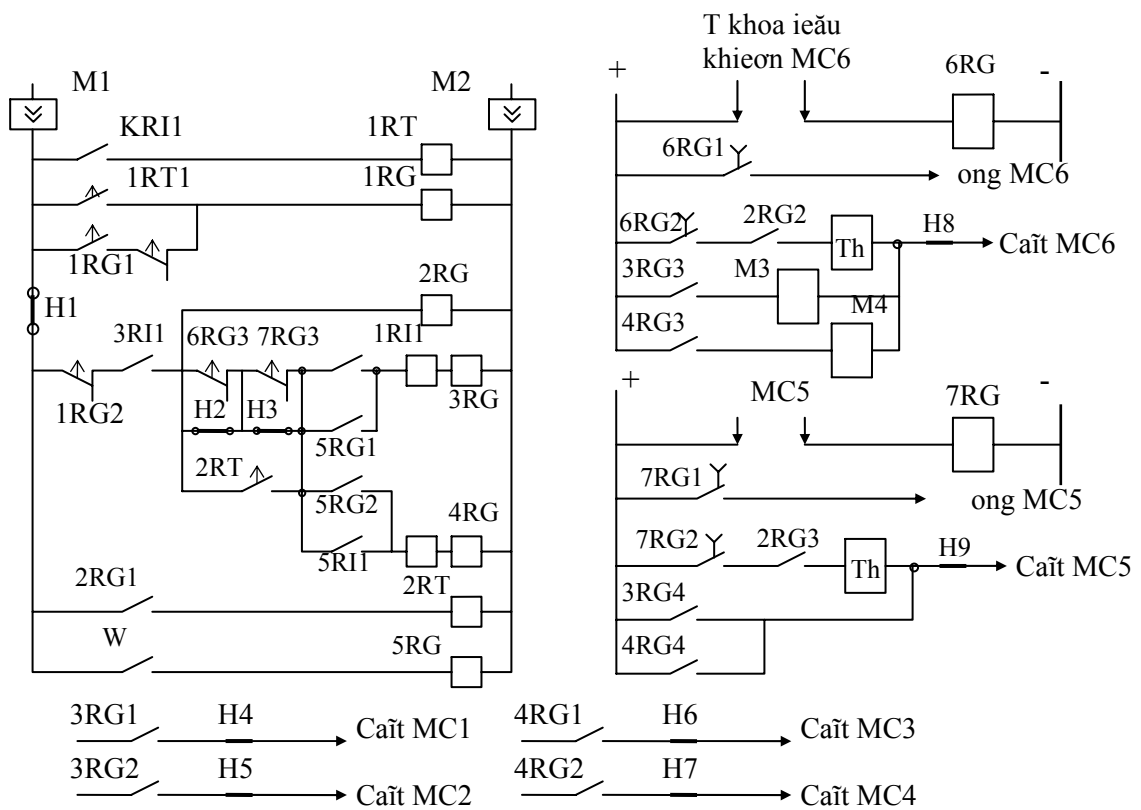
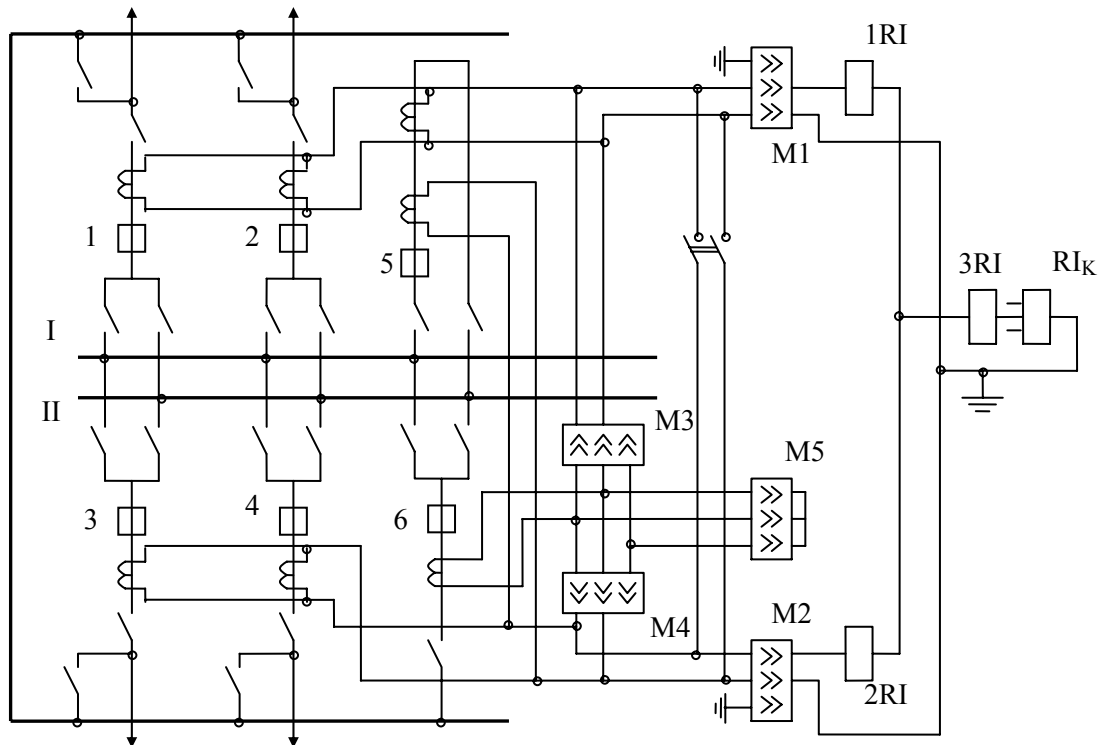
4RG: Role trung gian điều khiển máy cắt nội tới thanh góp II.

Khi ngắn mạch thuộc thanh góp I, bộ phận khởi động 3RI tác động làm cho tiếp điểm 3RI1 ở mạch điều khiển đóng. Vì ngắn mạch thuộc thanh góp I nên bộ phận chọn lọc thanh góp I (1RI) tác động nên tiếp điểm 1RI1 đóng. Tiếp điểm 3RI1, 1RI1 đóng dẫn đến 3RG có điện sẽ điều khiển cắt tất cả các máy cắt nội vào thanh góp I.

Mạch kiểm tra đứt mạch thứ máy biến động (RIK): Khi mạch thứ BI bị đứt RIK tác động dẫn đến tiếp điểm KRI1 ở mạch điều khiển đóng làm cho 1RT có điện nên tiếp điểm 1RT1 đóng, 1RG có điện nên tiếp điểm 1RG1 đóng (tiếp điểm tự giữ), tiếp điểm 1RG2 mở do đó sẽ khoá bộ phận bảo vệ so lệch không cho tác động, đồng thời báo tín hiệu đứt mạch thứ BI.

Mạch khoá bảo vệ khi đóng thử máy cắt vòng: Ở chế độ làm việc bình thường chỉ có hai thanh góp I và II làm việc, thanh góp vòng chỉ để dự phòng. Trong trường hợp nào đó (ví dụ máy cắt mạch đường dây cần sửa chữa) thì thanh góp vòng kết hợp với máy cắt vòng MC6 sẽ thay thế cho máy cắt của mạch bất kỳ. Sau khi kiểm tra bằng mắt, người ta phải đóng điện thử xem máy cắt vòng và thanh góp vòng có khả năng làm việc được hay không. Điều này đặt ra yêu cầu là khi đóng thử máy cắt vòng nếu sự cố thì chỉ được phép cắt máy cắt vòng mà không được phép cắt các máy cắt thuộc thanh góp I và II. Khi đưa tín hiệu đóng máy cắt vòng MC6 thì 6RG ở mạch điều khiển có điện, tiếp điểm 6RG1 đóng, đưa tín hiệu đóng máy cắt MC6. Tiếp điểm 6RG3 mở cách li bộ phận chọn lọc thanh góp I, II không cho tác động khi xảy ra sự cố khi đóng thử máy cắt vòng (vì role trung gian điều khiển máy cắt nội với thanh góp I, II bị cách li bằng tiếp điểm 6RG3). Nếu có ngắn mạch xảy ra trên thanh góp vòng bộ phận khởi động role 3RI tác động, tiếp điểm 3RI1 đóng làm cho 2RG có điện, tiếp điểm 2RG2 của nó đóng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 6MC (vì tiếp điểm 6RG2 đã được đóng trước đó).

Mạch khoá bảo vệ khi đóng thử máy cắt nội MC5: tương tự như trên.



Hình 3.21: Sơ đồ bảo vệ hệ thống hai thanh góp có thanh góp vòng

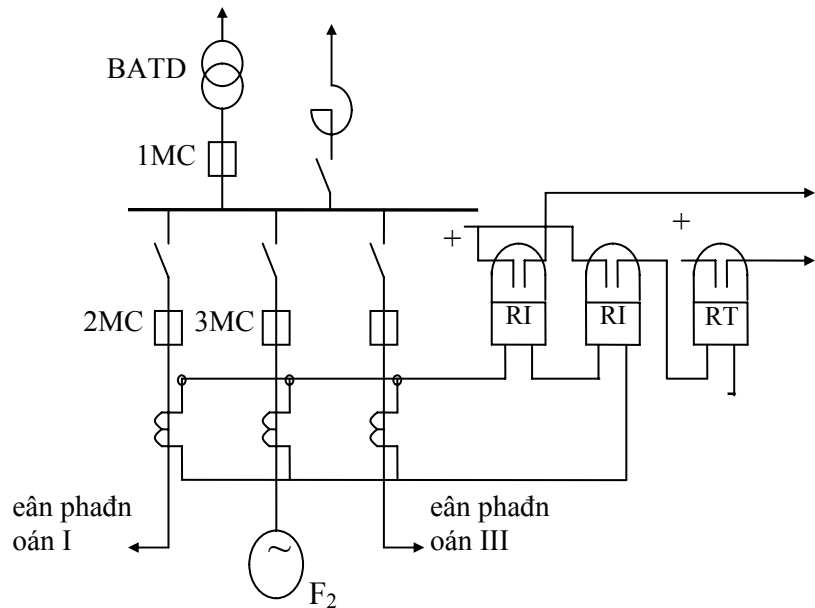
V.3. Bảo vệ so lệch không toàn phần thanh góp điện áp máy phát:

Các máy biến dòng chỉ đặt trên các phần tử nối thanh góp với nguồn (mạch máy phát điện, máy biến áp, máy cắt phân đoạn, máy cắt nối các thanh góp).

Thực chất bảo vệ so lệch không toàn phần là một dạng của bảo vệ quá dòng điện có nhiều cấp thời gian (thường là hai cấp).

V.3.1. Cấp thứ nhất của bảo vệ:

Là cấp chủ đạo để bảo vệ chống ngắn mạch trên thanh góp và trên các đoạn nối giữa các phần tử nối với thanh góp. Khi cấp thứ nhất của bảo vệ tác động cho xung đi cắt các máy cắt nối với hệ thống 1MC và máy cắt phân đoạn 2MC, máy cắt máy phát điện 3MC (với máy cắt 3MC có thể cắt hoặc không). Đôi khi người ta không cho cắt 3MC vì sau khi cắt 1MC và 2MC thì ngắn mạch sẽ tiêu tan và để 3MC lại sẽ giữ để cung cấp cho các phụ tải điện áp máy phát. Nếu ngắn mạch tồn tại lâu cấp thứ hai sẽ làm việc và cắt 3MC.



Hnh 22: Bảo vệ thanh góp điện áp máy phát

bảo vệ so lệch bậc lấy khi bảo vệ chính của phần tử này không tác động.

V.3.2. Cấp thứ hai của bảo vệ:

Cấp thứ hai của bảo vệ là bảo vệ dòng cực đại có thời gian, làm nhiệm vụ dự phòng chống ngắn mạch trên các phần tử nối với thanh góp không được bảo vệ so lệch bậc lấy khi bảo vệ chính của phần tử này không tác động.

C. TÍNH TOÁN BẢO VỆ THANH GÓP

I. TÍNH TOÁN BẢO VỆ SO LỆCH DÒNG ĐIỆN CHO CÁC THANH GÓP CỦA NHÀ MÁY ĐIỆN VÀ TRẠM BIẾN ÁP

Việc tính toán bảo vệ so lệch dòng điện cho các thanh góp trình bày dưới đây áp dụng cho trường hợp dùng máy biến dòng có cùng hệ số biến đổi.

Máy biến dòng dùng cho bảo vệ thanh góp phải thỏa mãn đường cong sai số 10%. Việc thử lại theo điều kiện này cần tiến hành cho máy biến dòng của phần tử nào mà khi ngắn mạch ngoài có dòng điện ngắn mạch lớn nhất chạy qua.

Dòng khởi động của bảo vệ chọn theo hai điều kiện:

- Điều kiện 1: Theo dòng không cân bằng cực đại khi ngắn mạch ngoài:

$$I_{k\bar{n}} \geq K_{at} \cdot I_{kcbtt} \quad (3-9)$$

Trong đó:

K_{at} : hệ số an toàn xét đến sai số của role và độ dự trữ cần thiết có thể lấy $K_{at} = 1,5$. Dòng điện không cân bằng được tính toán như sau:

$$I_{kcbtt} = K_{\tilde{n}} \cdot K_{kck} \cdot f_i \cdot I_{Nngmax} \quad (3-10)$$

K_{kck} : hệ số kể đến ảnh hưởng của thanh phần không chu kỳ trong dòng điện ngắn mạch. Khi dùng role có biên dòng bão hoà trung gian (PHT - 562, PHT - 564) thì lấy $K_{kck} = 1$.

f_i : là sai số tương đối lớn nhất cho phép của biến dòng lấy bằng 1.

I_{Nngmax} : thành phần chu kỳ của dòng ngắn mạch lớn nhất có thể, đi qua biến dòng của phân tử tính toán khi có ngắn mạch ngoài.

• Điều kiện 2: Theo dòng phụ tải cực đại khi đứt mạch thứ máy biến dòng:

$$I_{k\tilde{n}} \geq K_{at} \cdot I_{ptmax} \quad (3-11)$$

thường chọn $K_{at} = 1,2$.

Khi tỷ số biến dòng của các sơ đồ bảo vệ chọn như nhau thì I_{ptmax} là dòng điện đi qua phân tử mang tải lớn nhất với giả thiết là mạch thứ cấp của máy biến dòng bị đứt.

Trong hai điều kiện trên, điều kiện nào cho dòng điện khởi động khởi động lớn hơn thì chọn làm dòng khởi động tính toán.

Khi dùng hệ thống hai thanh góp thì dòng điện khởi động của bộ phận khởi động chung chọn theo biểu thức (3-9) và (3-11). Dòng khởi động của bộ chọn lọc chọn theo điều kiện dòng không cân bằng lớn nhất khi ngắn mạch ngoài (dòng chạy qua máy cắt nối khi ngắn mạch trên thanh góp bên cạnh). Trong thực tế có thể chọn dòng khởi động của bộ phận chọn lọc bằng dòng khởi động của bộ phận khởi động chung.

Dòng khởi động của role kiểm tra mạch thứ máy biến dòng được chọn theo dòng không cân bằng ở chế độ làm việc khi phụ tải cực đại:

$$I_{kdK} \geq K_{at} \cdot K_n \cdot f_i \cdot I_{ptmax} \quad (3-12)$$

Nếu bảo vệ thực hiện theo sơ đồ nối vào dòng điện pha thì độ nhạy có thể được kiểm tra theo biểu thức sau:

$$K_n = \frac{I_{Nmin}}{I_{k\tilde{n}}} \geq 2 \quad (3-13)$$

với I_{Nmin} là thành phần chu kỳ của dòng ngắn mạch nhỏ nhất đi qua bảo vệ khi ngắn mạch trên thanh góp.

Độ nhạy của bảo vệ chống đứt mạch thứ được kiểm tra theo điều kiện phụ tải cực tiểu.

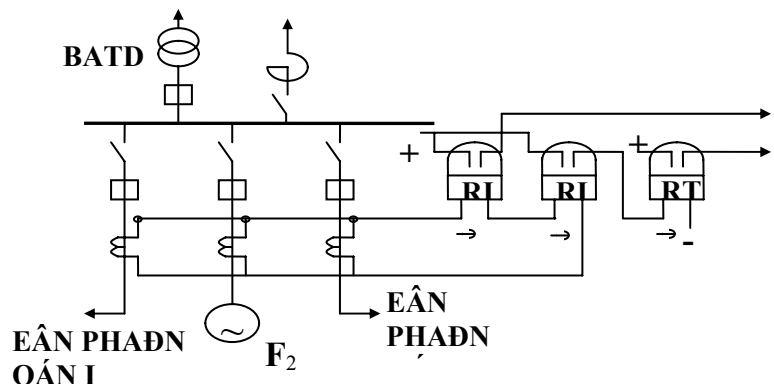
$$I_{pt min} \geq I_{kdK} \quad (3-14)$$

II. BẢO VỆ SƠ LỆCH KHÔNG TOÀN PHẦN cho thanh góp cấp điện áp máy phát.

Sơ đồ bảo vệ hình 3.23, bảo vệ có hai cấp thời gian: cấp I là bảo vệ dòng điện cắt nhanh không thời gian, cấp hai là bảo vệ dòng điện cực đại có thời gian.

II.1. Bảo vệ cấp I:

Bảo vệ cắt nhanh tác động khi ngắn mạch xảy ra trên thanh góp và các đoạn



Hnh 3.23: Bảo vệ thanh góp iên áp máy phát

nổi các phần tử với thanh góp.

Dòng khởi động của bảo vệ cắt nhanh chọn theo dòng ngắn mạch sau kháng điện đường dây hoặc biên áp tự dùng có tính đến việc tăng dòng phụ tải của phân đoạn được bảo vệ do một phân đoạn nào đó bên cạnh nghỉ làm việc, hay do thiết bị TĐĐ tự động chuyển một phần phụ tải của phân đoạn khác sang.

$$I_{k\tilde{n}}^I = K_{at} [I_{Nmax} + K_{pt}(I_{pt} + I'_{pt})] \quad (3-15)$$

Trong đó:

- $K_{at} = 1,2$: hệ số an toàn.
 I_{Nmax} : dòng ngắn mạch lớn nhất khi ngắn mạch sau kháng điện đường dây hoặc MBA tự dùng.

I_{pt} : dòng phụ tải tổng của phân đoạn được bảo vệ.

- I'_{pt} : dòng điện phụ tải tăng thêm của phân đoạn được bảo vệ do phân đoạn khác nghỉ làm việc hoặc TĐĐ chuyển một phần phụ tải của phân đoạn khác sang.

K_{pt} : hệ số tính đến khả năng tăng dòng phụ tải trên thanh góp khi ngắn mạch sau kháng điện đường dây hay MBA tự dùng.

Độ nhạy của bảo vệ cấp I được xác định bằng hệ số nhạy khi có ngắn mạch trên thanh góp được bảo vệ:

$$K_n = \frac{I_{Nmin}^{(2)}}{I_{k\tilde{n}}^I} \geq 1,5 \quad (3-16)$$

- $I_{Nmin}^{(2)}$: dòng ngắn mạch trực tiếp hai pha trên thanh góp trong chế độ phụ tải cực tiểu.

II.2. Bảo vệ cấp II:

Bảo vệ cấp II làm nhiệm vụ dự trữ cho bảo vệ cấp I và bảo vệ của các phần tử nổi với thanh góp khi bảo vệ chính của các phần tử này không tác động.

Dòng điện khởi động của bảo vệ cấp II chọn theo 2 điều kiện:

• *Điều kiện 1: Bảo vệ phải trở về sau khi cắt ngắn mạch sau kháng điện đường dây nối vào phân đoạn bảo vệ, có tính đến trường hợp phụ tải phân đoạn được bảo vệ tăng lên khi một phân đoạn nào đó nghỉ việc.*

$$I_{K\tilde{A}B}^{II} = \frac{K_{at} \cdot K_{pt}}{K_{tv}} (I_{pt} + I'_{pt}) \quad (3-17)$$

• *Điều kiện 2: Bảo vệ không được tác động trong trường hợp thiết bị TĐĐ đã tự động chuyển phụ tải của phân đoạn bị sự cố sang phân đoạn được bảo vệ.*

$$I_{K\tilde{A}B}^{II} = K_{at} (I_{pt} + K_{mm} I'_{pt}) \quad (3-18)$$

Trong đó :

- K_{tv} : hệ số trở về lấy bằng 0,85.

- K_{mm} : hệ số tự mở máy của động cơ, lấy bằng (1,2 -1,3).

- K_{pt} : hệ số phụ tải lấy bằng (1,2 -1,3).

Dòng điện khởi động của bảo vệ được chọn theo giá trị dòng điện tính toán lớn nhất từ hai điều kiện trên.

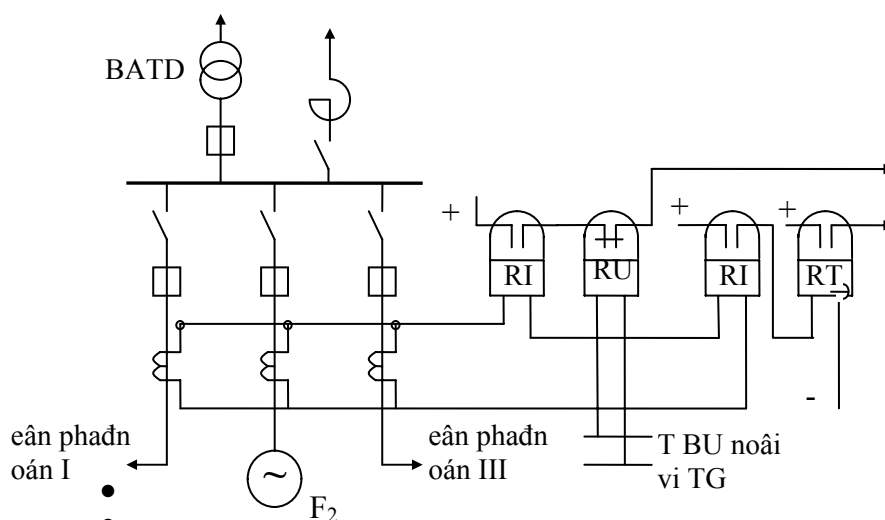
Độ nhạy của bảo vệ cấp II được xác định bằng hệ số độ nhạy khi ngắn mạch hai pha trực tiếp sau kháng điện đường dây.

$$K_n = \frac{I_{Nmin}^{(2)}}{I_{k\tilde{n}}^{II}} \quad (3-19)$$

Khi bảo vệ chỉ làm nhiệm vụ dự trữ thì yêu cầu độ nhạy $K_n \geq 1,2$. Trong trường hợp máy cắt đặt sau kháng điện đường dây và làm nhiệm vụ bảo vệ chính yêu cầu độ nhạy của bảo vệ $K_n \geq 1,5$.

III. BẢO VỆ SƠ LỆCH KHÔNG HOÀN TOÀN THANH GÓP ĐIỆN ÁP MÁY PHÁT, DỪNG BẢO VỆ CẮT NHANH PHỐI HỢP GIỮA DÒNG ĐIỆN VÀ ĐIỆN ÁP

Bảo vệ cấp I là bảo vệ cắt nhanh phối hợp giữa dòng và áp, còn bảo vệ cấp II là bảo vệ quá dòng cực đại.



Hnh.3.24: Bảo vệ thanh góp iên áp máy phát

• Bảo vệ cấp I:

Dòng khởi động của bảo vệ cấp I được xác định theo điều kiện đảm bảo độ nhạy khi ngắn mạch trực tiếp giữa hai pha của thanh góp được bảo vệ trong chế độ làm việc với phụ tải cực tiểu.

$$I_{KAB} = \frac{I_{Nmin}^{(2)}}{K_{nl}} \quad (3-20)$$

Trong đó:

$I_{Nmin}^{(2)}$: dòng ngắn mạch khi ngắn mạch trực tiếp giữa 2 pha thanh góp trong chế độ phụ tải cực tiểu.

K_{nl} : hệ số nhạy của bảo vệ cấp I, $K_{nl} = 1,5$.

Đề ngăn ngừa bảo vệ tác động nhầm khi đứt mạch bảo vệ điện áp, dòng khởi động của bảo vệ cắt nhanh trong trường hợp này chọn lớn hơn dòng phụ tải lâu dài cho phép của phân oán ($I_{pt} + I'_{pt}$).

I_{pt} : dòng phụ tải chính của phân đoạn được bảo vệ.

I'_{pt} : dòng phụ tải tăng thêm của phân đoạn khi TĐD chuyển phụ tải của phân đoạn khác sang.

Điện áp khởi động của rơle áp chọn theo áp cực tiểu ở thanh góp khi ngắn mạch sau kháng điện đường dây mà dòng qua bảo vệ bằng dòng khởi động của bảo vệ cắt nhanh.

$$\square \quad U_{K\hat{A}B} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{K\hat{A}B} \cdot X_{kd}}{K_{at}}$$

(3-21)

Trong đó:

- $I_{K\hat{D}B}$: dòng khởi động của bảo vệ cắt nhanh.
- X_{kd} : điện kháng của kháng điện đường dây.
- K_{at} : hệ số an toàn lấy bằng 1,3.

Ngoài ra theo điều kiện ổn định nhiệt khi dùng loại rơle PH -520 (của Liên Xô) và điều kiện chỉnh định theo điện áp ở chế độ làm việc mang tải, điện áp khởi động của bảo vệ còn phải thỏa mãn điều kiện sau:

$$\square \quad 0,2U_{\hat{n}m} \leq U_{k\hat{n}} \leq 0,7U_{\hat{n}m}$$

(3-22)

với: $U_{\hat{d}m}$ là điện áp định mức của thanh góp.

Nếu $U_{K\hat{D}B} \leq 0,2U_{\hat{d}m}$ thì không dùng được rơle loại PH -520. Còn nếu $U_{K\hat{A}B} \geq 0,7U_{\hat{d}m}$ thì phải lấy bằng $0,7U_{\hat{d}m}$ và dòng khởi động bảo vệ cắt nhanh cần phải giảm bớt theo biểu thức (3-21).

Độ nhạy của rơle điện áp được xác định bằng hệ số nhạy khi có ngắn mạch qua điện trở quá độ R_{qd} .

$$\square \quad K_{nU} = \frac{U_{K\hat{A}B}}{U_R} \geq 2$$

(3-23)

với U_R là điện áp lớn nhất có thể có trên điện trở quá độ khi ngắn mạch trên thanh góp, điện áp này có thể xác định như sau:

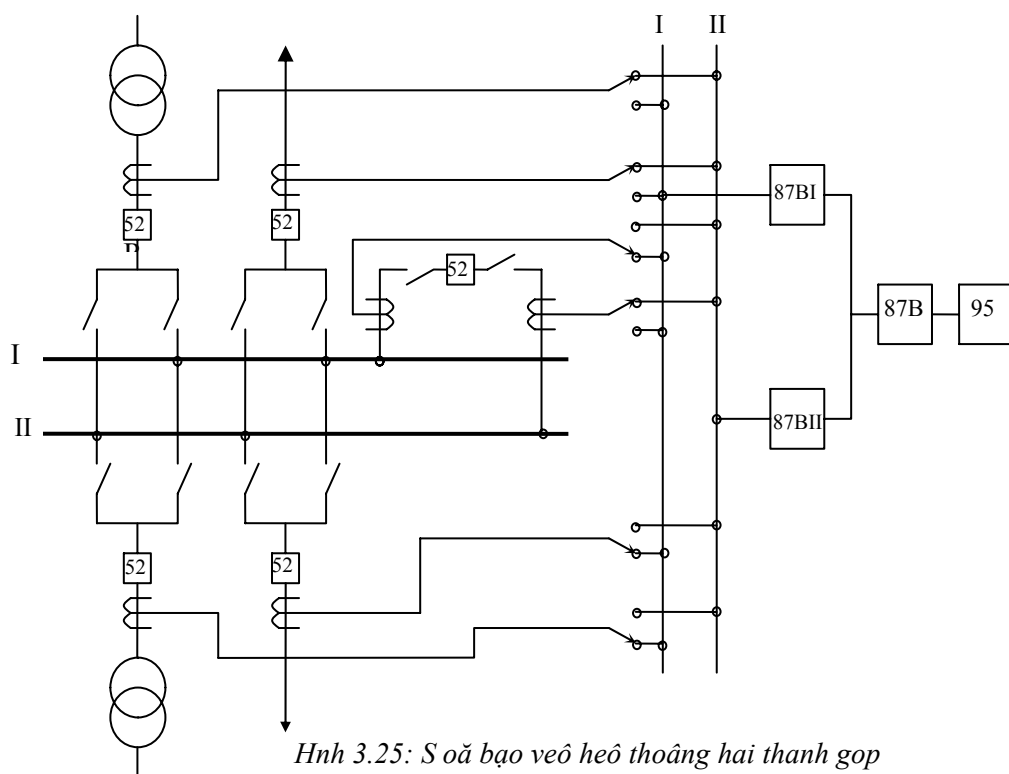
$$\square \quad U_R = 1,05 \cdot I \tag{3-24}$$

với I là chiều dài hồ quang tính bằng m. Khi mới xuất hiện hồ quang độ dài này bằng khoảng cách giữa các phân dẫn điện.

* Bảo vệ cấp II:

Dòng khởi động và độ nhạy của bảo vệ cấp II tính tương tự như bảo vệ cấp II ở mục 2 của phần II.

V. sơ đồ bảo vệ hệ thống hai thanh góp tiêu biểu.



Hình 3.25: Sơ đồ bảo vệ hệ thống hai thanh góp

A. Giới thiệu chung về bảo vệ đường dây

Phương pháp và chủng loại thiết bị bảo vệ các đường dây (ĐZ) tải điện phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố như: ĐZ trên không hay ĐZ cáp, chiều dài ĐZ, phương thức nối đất của hệ thống, công suất truyền tải và vị trí của ĐZ trong cấu hình của hệ thống, cấp điện áp của ĐZ...

I. Phân loại các đường dây.

Hiện nay có nhiều cách để phân loại các ĐZ, theo cấp điện áp người ta có thể phân biệt:

- ĐZ hạ áp (low voltage: LV) tương ứng với cấp điện áp $U < 1 \text{ kV}$.
- ĐZ trung áp (medium voltage: MV): $1 \text{ kV} \leq U \leq 35 \text{ kV}$.
- ĐZ cao áp (high voltage: HV): $60 \text{ kV} \leq U \leq 220 \text{ kV}$.
- ĐZ siêu cao áp (extra high voltage: EHV): $330 \text{ kV} \leq U \leq 1000 \text{ kV}$.
- ĐZ cực cao áp (ultra high voltage: UHV): $U > 1000 \text{ kV}$.

Thông thường các ĐZ có cấp điện áp danh định từ 110 kV trở lên được gọi là ĐZ truyền tải và dưới 110 kV trở xuống gọi là ĐZ phân phối.

Theo cách bố trí ĐZ có: ĐZ trên không (overhead line), ĐZ cáp (cable line), ĐZ đơn (single line), ĐZ kép (double line)...

II. Các dạng sự cố và bảo vệ để bảo vệ đường dây tải điện.

Những sự cố thường gặp đối với ĐZ tải điện là ngắn mạch (một pha hoặc nhiều pha), chạm đất một pha (trong lưới điện có trung tính cách đất hoặc nối đất qua cuộn dập hồ quang), quá điện áp (khí quyển hoặc nội bộ), đứt dây và quá tải.

Để chống các dạng ngắn mạch trong lưới hạ áp thường người ta dùng cầu chảy (fuse) hoặc aptomat.

- Để bảo vệ các ĐZ trung áp chống ngắn mạch, người ta dùng các loại bảo vệ:
 - Quá dòng cắt nhanh hoặc có thời gian với đặc tính thời gian độc lập hoặc phụ thuộc.
 - Quá dòng có hướng.
 - Bảo vệ khoảng cách.
 - Bảo vệ so lệch sử dụng cáp chuyên dùng.

Đối với ĐZ cao áp và siêu cao áp, người ta thường dùng các bảo vệ:

- So lệch dòng điện.
- Bảo vệ khoảng cách.
- So sánh biên độ, so sánh pha.
- So sánh hướng công suất hoặc dòng điện.

Sau đây chúng ta sẽ đi xét cụ thể các bảo vệ thường được dùng để bảo vệ ĐZ trong hệ thống điện.

B. Các loại bảo vệ thường dùng để bảo vệ đường dây

I. Bảo vệ quá dòng

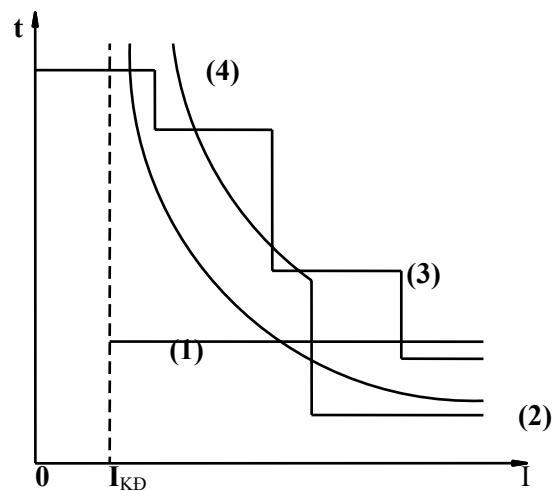
I.1. Bảo vệ quá dòng có thời gian (51):

Bảo vệ quá dòng có thể làm việc theo đặc tính thời gian độc lập (đường 1) hoặc phụ thuộc (đường 2) hoặc hỗn hợp (đường 3;4). Thời gian làm việc của bảo vệ có đặc tính thời gian độc lập không phụ thuộc vào trị số dòng ngắn mạch hay vị trí ngắn mạch, còn đối với bảo vệ có đặc tính thời gian phụ thuộc thì thời gian tác động tỉ lệ nghịch với dòng điện chạy qua bảo vệ, dòng ngắn mạch càng lớn thì thời gian tác động càng bé.

I.1.1. Bảo vệ quá dòng với đặc tuyến thời gian độc lập:

Ưu điểm của dạng bảo vệ này là cách tính toán và cài đặt của bảo vệ khá đơn giản và dễ áp dụng. Thời gian đặt của các bảo vệ phải được phối hợp với nhau sao cho có thể cắt ngắn mạch một cách nhanh nhất mà vẫn đảm bảo được tính chọn lọc của các bảo vệ.

Hiện nay thường dùng 3 phương pháp phối hợp giữa các bảo vệ quá dòng liên kế là phương pháp theo thời gian, theo dòng điện và phương pháp hỗn hợp giữa thời gian và dòng điện.



Hình 4.1: Đặc tính thời gian của bảo vệ quá dòng độc lập (1), phụ thuộc (2) và hỗn hợp (3, 4)

I.1.1.1. Phối hợp các bảo vệ theo thời gian:

Đây là phương pháp phổ biến nhất thường được đề cập trong các tài liệu bảo vệ rơle hiện hành. Nguyên tắc phối hợp này là nguyên tắc bậc thang, nghĩa là chọn thời gian của bảo vệ sao cho lớn hơn một khoảng thời gian an toàn Δt so với thời gian tác động lớn nhất của cấp bảo vệ liền kề trước nó (tính từ phía phụ tải về nguồn).

$$t_n = t_{(n-1)\max} + \Delta t \quad (4-1)$$

- Trong đó:
- t_n : thời gian đặt của cấp bảo vệ thứ n đang xét.
- $t_{(n-1)\max}$: thời gian tác động cực đại của các bảo vệ của cấp bảo vệ đứng trước nó (thứ n).

Δt : bậc chọn lọc về thời gian được xác định bởi công thức:

$$\begin{aligned} \Delta t &= E_R \cdot 10^{-2} \cdot [t_{(n-1)\max} + t_n] + t_{MC(n-1)} + t_{dp} \\ &\approx 2 \cdot 10^{-2} \cdot E_R \cdot t_{(n-1)\max} + t_{MC(n-1)} + t_{qt} + t_{dp} \end{aligned} \quad (4-2)$$

Với:

E_R : sai số thời gian tương đối của chức năng quá dòng cấp đang xét (có thể gây tác động sớm hơn) và cấp bảo vệ trước (kéo dài thời gian tác động của bảo vệ), đối với role số thường $E_R = (3 \div 5)\%$ tùy từng role.

$t_{MC(n-1)}$: thời gian cắt của máy cắt cấp bảo vệ trước, thường có giá trị lấy bằng (0,1 ÷ 0,2) sec đối với MC không khí, (0,06 ÷ 0,08) sec với MC chân không và (0,04 ÷ 0,05) sec với MC khí SF6.

t_{qt} : thời gian sai số đo quán tính khiến cho role vẫn ở trạng thái tác động mặc dù ngắn mạch đã bị cắt, với role số t_{qt} thường nhỏ hơn 0,05 sec.

t_{dp} : thời gian dự phòng.

Đối với role điện cơ bậc chọn lọc về thời gian Δt thường được chọn bằng 0,5 sec, role tĩnh khoảng 0,4 sec còn đối với role số $\Delta t = (0,2 \div 0,3)$ sec tùy theo loại máy cắt được sử dụng.

Giá trị dòng điện khởi động của bảo vệ $I_{K\Delta B}$ trong trường hợp này được xác định bởi:

$$I_{K\Delta B} = \frac{K_{at} \cdot K_{mm} \cdot I_{lv \max}}{K_{tv}} \quad (4-3)$$

Trong đó:

K_{at} : hệ số an toàn để đảm bảo cho bảo vệ không cắt nhầm khi có ngắn mạch ngoài do sai số khi tính dòng ngắn mạch (kể đến đường cong sai số 10% của BI và 20% do tổng trở nguồn bị biến động).

K_{mm} : hệ số mở máy, có thể lấy $K_{mm} = (1,5 \div 2,5)$.

K_{tv} : hệ số trở về của chức năng bảo vệ quá dòng, có thể lấy trong khoảng (0,85 ÷ 0,95). Sở dĩ phải sử dụng hệ số K_{tv} ở đây xuất phát từ yêu cầu đảm bảo sự làm việc ổn định của bảo vệ khi có các nhiễu loạn ngắn (hiện tượng tự mở máy của các động cơ sau khi TĐL đóng thành công) trong hệ thống mà bảo vệ không được tác động.

Giá trị dòng khởi động của bảo vệ cần phải thỏa mãn điều kiện:

$$I_{lv \max} < I_{K\Delta B} < I_{N \min} \quad (4-4)$$

Với:

$I_{lv \max}$: dòng điện cực đại qua đối tượng được bảo vệ, thường xác định trong chế độ cực đại của hệ thống, thông thường:

$$I_{lv \max} = (1,05 \div 1,2) \cdot I_{dm} \quad (4-5)$$

Trong trường hợp không thỏa mãn điều kiện (4-4) thì phải sử dụng bảo vệ quá dòng có kiểm tra áp.

$I_{N \min}$: dòng ngắn mạch nhỏ nhất khi ngắn mạch trong vùng bảo vệ.

Khi yêu cầu phải cài đặt giá trị dòng khởi động cho role, giá trị này sẽ được tính theo công thức:

$$I_{K\Delta R} = \frac{K_{s\Delta}^{(3)} \cdot I_{K\Delta B}}{n_I} \quad (4-6)$$

Trong đó:

n_I : tỷ số biến đổi của BI.

$K_{s\Delta}^{(3)}$: hệ số sơ đồ, phụ thuộc vào cách mắc sơ đồ BI $K_{s\Delta}^{(3)} = \frac{I_R^{(3)}}{I_T^{(3)}}$. Đối với sơ đồ sao hoàn toàn hoặc sao khuyết thì $K_{s\Delta}^{(3)} = 1$, còn sơ đồ số 8 thì $K_{s\Delta}^{(3)} = \sqrt{3}$.

1.1.1.2. Phối hợp các bảo vệ theo dòng điện:

Thông thường ngắn mạch càng gần nguồn thì dòng ngắn mạch càng lớn và dòng ngắn mạch này sẽ giảm dần khi vị trí điểm ngắn mạch càng xa nguồn. Yêu cầu đặt ra ở đây là phải phối hợp các bảo vệ tác động theo dòng ngắn mạch sao cho role ở gần điểm ngắn mạch nhất sẽ tác động cắt máy cắt mà thời gian tác động giữa các bảo vệ vẫn chọn theo đặc

Phương pháp này tính theo dòng ngắn mạch pha và lựa chọn giá trị đặt của bảo vệ sao cho role ở gần điểm sự cố nhất sẽ tác động. Giả sử xét ngắn mạch 3 pha $N^{(3)}$ tại điểm N_2 trên hình 4.3, giá trị dòng ngắn mạch tại N_2 được xác định theo công thức:

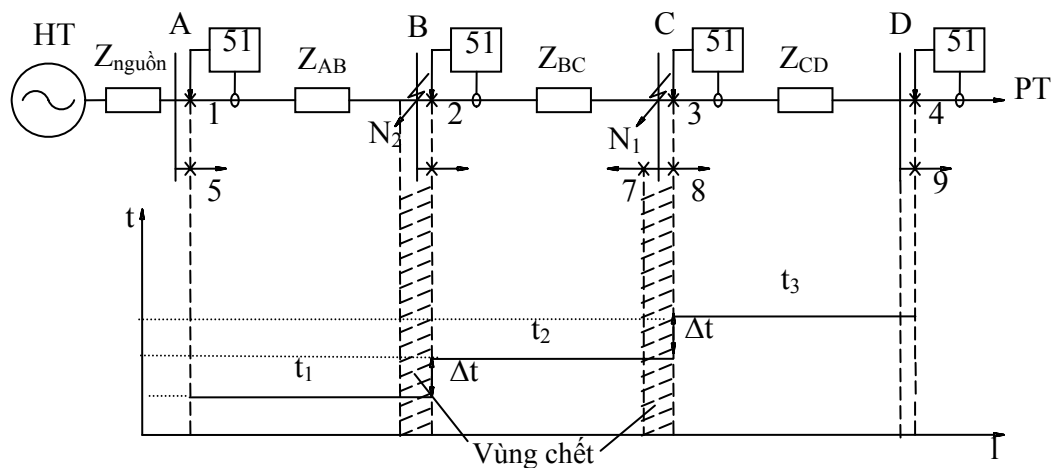
$$I_{N_2} = \frac{c \cdot U_{\text{nguồn}}}{\sqrt{3}(Z_{\text{nguồn}} + Z_{AB})} \quad (4-7)$$

Trong đó:

- $U_{\text{nguồn}}$: điện áp dây của nguồn.
- c : hệ số thay đổi điện áp nguồn, có thể lấy $c = 1,1$.
- $Z_{\text{nguồn}}$: tổng trở nguồn, được xác định bằng:

$$Z_{\text{nguồn}} = \frac{U_{\text{nguồn}}^2}{S_{\text{NM}}} \quad (4-8)$$

với S_{NM} là công suất ngắn mạch của nguồn.



Hình 4.3: Đặc tuyến thời gian của bảo vệ quá dòng trong lưới điện hình tia cho trường hợp phối hợp theo dòng điện

Chúng ta nhận thấy các dòng ngắn mạch phía sau điểm N_2 (tính về phía tải) sẽ có giá trị nhỏ hơn I_{N_2} (bỏ qua trường hợp ngắn mạch qua một tổng trở lớn) do đó giá trị đặt của dòng điện cho bảo vệ đặt tại A có thể chọn lớn hơn dòng I_{N_2} . Trong trường hợp tổng quát, giá trị của dòng điện ở cấp thứ n (tính về phía phụ tải) chọn theo phương pháp phối hợp dòng điện sẽ được tính theo công thức:

$$I_{K\hat{A}n} = \frac{K_{at} \cdot c \cdot U_{\text{nguồn}}}{\sqrt{3}(Z_{\text{nguồnmax}} + \sum_{n=1}^m Z_{(n-1)})} \quad (4-9)$$

Trong đó:

$\sum_{n=1}^m Z_{(n-1)}$: tổng trở ĐZ tính từ nguồn đến cấp bảo vệ thứ (n - 1).

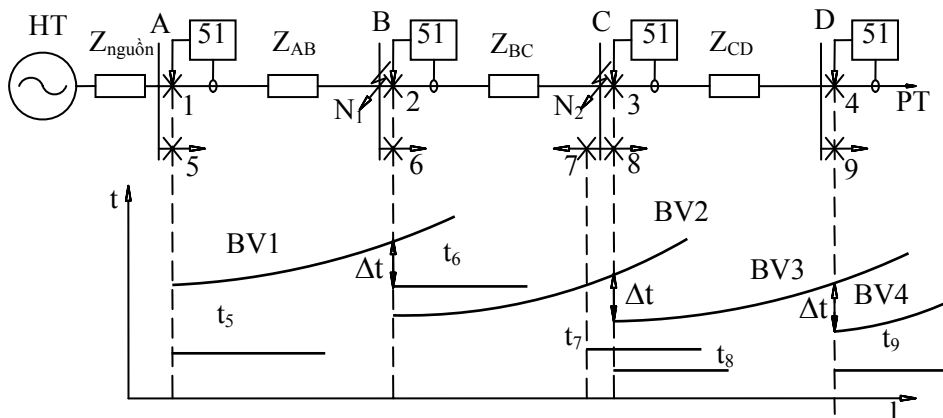
m: số cấp bảo vệ của toàn ĐZ.

$K_{at} = (1,1 \div 1,3)$: hệ số an toàn để đảm bảo không cắt nhầm khi có ngắn mạch ngoài do sai số tính dòng ngắn mạch (kê đến đường cong sai số 10% của BI và 20% do tổng trở nguồn bị biến động).

Chúng ta thấy do có hệ số an toàn $K_{at} > 1$ nên bảo vệ sẽ tồn tại vùng chết khi xảy ra ngắn mạch tại các thanh góp. Ưu điểm của phương pháp này là ngắn mạch càng gần nguồn thì thời gian cắt ngắn mạch càng nhỏ.

I.1.2. Bảo vệ quá dòng cực đại với đặc tuyến thời gian phụ thuộc:

Bảo vệ quá dòng có đặc tuyến thời gian độc lập trong nhiều trường hợp khó thực hiện được khả năng phối hợp với các bảo vệ liền kề mà vẫn đảm bảo được tính tác động nhanh của bảo vệ. Một trong những phương pháp khắc phục là người ta sử dụng bảo vệ quá dòng với đặc tuyến thời gian phụ thuộc. Hiện nay các phương thức tính toán chỉnh định role quá dòng số với đặc tính thời gian phụ thuộc do đa dạng về chủng loại và tiêu chuẩn nên trên thực tế vẫn chưa được thông nhất về mặt lý thuyết điều này gây khó khăn cho việc thẩm kế và kiểm định các giá trị đặt.



Hình 4.4: Phối hợp đặc tuyến thời gian của bảo vệ quá dòng trong lưới điện hình tia cho trường hợp đặc tuyến phụ thuộc

Role quá dòng với đặc tuyến thời gian phụ thuộc được sử dụng cho các ĐZ có dòng sự cố biến thiên mạnh khi thay đổi vị trí ngắn mạch. Trong trường hợp này nếu sử dụng đặc tuyến độc lập thì nhiều khi không đảm bảo các điều kiện kỹ thuật: thời gian cắt sự cố, ổn định của hệ thống... Hiện nay người ta có xu hướng áp dụng chức năng bảo vệ quá dòng với đặc tuyến thời gian phụ thuộc như một bảo vệ thông thường thay thế cho các role có đặc tuyến độc lập.

Đối với các role quá dòng có đặc tuyến thời gian phụ thuộc có giới hạn loại điện cơ của Liên Xô (cũ) không có các đường đặc tuyến tiêu chuẩn thống nhất, nó thay đổi theo các role. Trong tất cả các role quá dòng số hiện nay của SIEMENS, ALSTOM, SEL, ABB..., đều tích hợp cả hai đặc tuyến độc lập và phụ thuộc. Giá trị đặt dòng phụ thuộc thời gian có thể được xác định bằng một trong ba cách sau:

- Dưới dạng các bảng giá trị số “dòng - thời gian”.
- Dưới dạng các đồ thị logarit cơ số 10 (lg).
- Dưới dạng các công thức đại số.

Hiện nay trên thực tế tồn tại nhiều tiêu chuẩn đường cong đặc tuyến thời gian phụ thuộc của bảo vệ quá dòng số như: tiêu chuẩn của Ủy ban kỹ thuật điện quốc tế (IEC), của

$$t_{\text{tđ}} = TD \frac{K}{m^n - 1}; \quad t_{\text{tr}} = TD \frac{K_1}{m^2 - 1} \quad (4-10)$$

Trong đó:
 $t_{\text{tđ}}, t_{\text{tr}}$: tương ứng là thời gian tác động và thời gian trở về của bảo vệ ứng với bội số dòng m .

$$\text{Giá trị } m \text{ được xác định bằng công thức: } m = \frac{I_N}{I_{\text{K\AA B}}}$$

với I_N : giá trị dòng ngắn mạch chạy qua bảo vệ.

$I_{\text{K\AA B}}$: dòng điện khởi động của bảo vệ được xác định theo giá trị dòng điện tải, có thể tính theo biểu thức:

$$I_{\text{K\AA B}} = (1,1 \div 1,5) \frac{P_{\text{đđ}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} \quad (4-11)$$

Trong đó:
 $P_{\text{đđ}}$: là công suất tác dụng danh định của tải chạy qua đối tượng được bảo vệ.
 U : điện áp dây danh định của lưới điện.
 TD : hệ số thời gian (Time Dial) của mỗi đường cong trong bộ đường cong tiêu chuẩn, và là giá trị đặt khi ta chọn đường cong đó trong bộ nhớ của rơle.
 K, K_1, n : các giá trị phụ thuộc vào loại đường cong đặc tuyến có độ dốc khác nhau. Ví dụ tương ứng với các tiêu chuẩn ta có các giá trị sau: IEC255-3A: $K = 0,14, K_1 = 1,08, n = 0,02$; IEC255-3B: $K = 13,5, K_1 = 13,5, n = 1$; IEC255-3B: $K = 80, K_1 = 80, n = 2$.

Dưới đây sẽ giới thiệu một số đường cong đặc tuyến theo tiêu chuẩn IEC255:
 Đường cong dốc chuẩn SIT (standard inverse time): hình 4.5.

$$t_{\text{tđ}} = TD \frac{0,14}{m^{0,02} - 1}; \quad t_{\text{tr}} = -TD \frac{1,08}{m^2 - 1} \quad (4-12)$$

Đường cong rất dốc VIT (very inverse time) IEC255-3B: hình 4.6

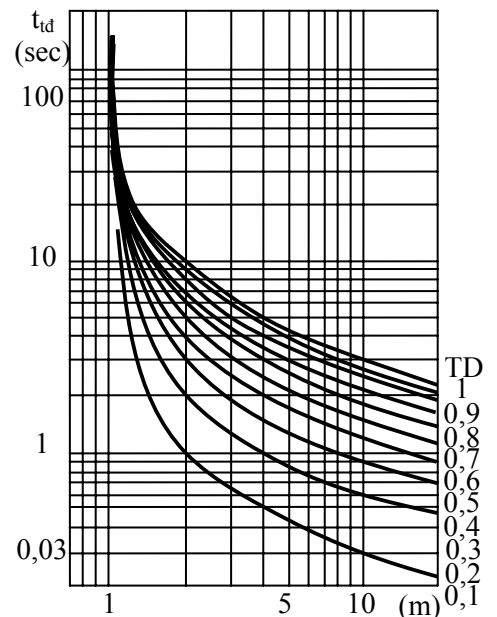
$$t_{\text{tđ}} = TD \frac{135}{m - 1}; \quad t_{\text{tr}} = -TD \frac{135}{m^2 - 1} \quad (4-13)$$

Đường cong cực dốc EIT (extremely inverse time): hình 4.7

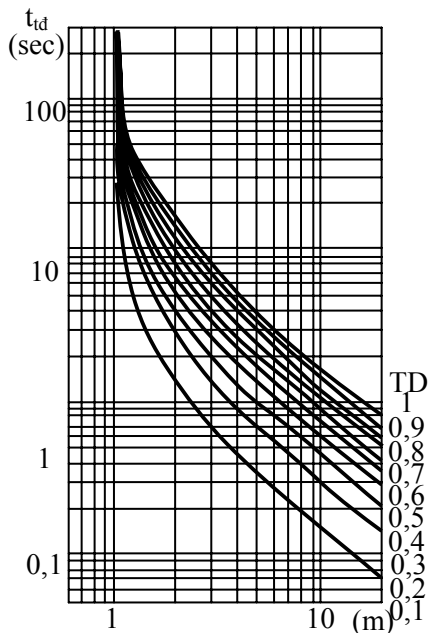
$$t_{\text{tđ}} = TD \frac{80}{m^2 - 1};$$

$$t_{\text{tr}} = -TD \frac{80}{m^2 - 1} \quad (4-14)$$

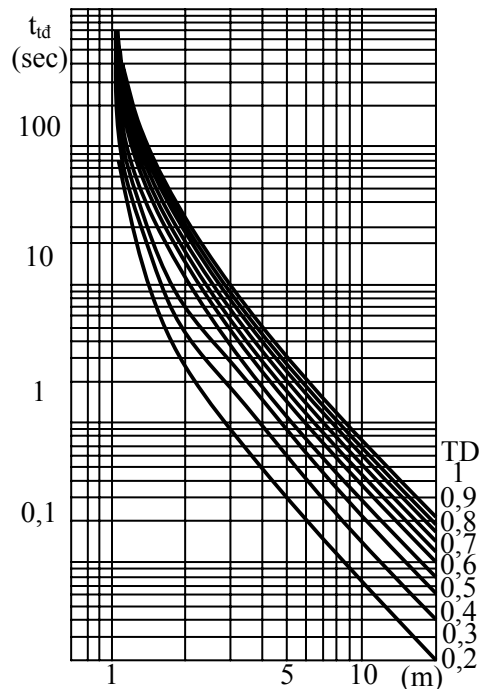
Cần chú ý là các hệ số thời gian đặt TD thường chỉ dao động trong khoảng $(0,05 \div 3)$, trên đồ thị các đặc tuyến được cho với giá trị TD bằng $(0,1 \div 1)$. Ngoài ra tiêu chuẩn IEC255 còn có các họ đặc tuyến khác như họ đường cong siêu dốc UIT, đường cong tác động nhanh ST (short time)... nhưng ít được sử dụng.



Hình 4.5: Đường cong dốc chuẩn (SIT) theo tiêu chuẩn IEC255-3A



Hình 4.6: Đường cong rất dốc (VIT) theo tiêu chuẩn IEC255-3B



Hình 4.7: Đường cong cực dốc (EIT) theo tiêu chuẩn IEC255-3C

I.2. Bảo vệ quá dòng cắt nhanh (50):

Chúng ta nhận thấy rằng đối với bảo vệ quá dòng thông thường càng gần nguồn thời gian cắt ngắn mạch càng lớn, thực tế cho thấy ngắn mạch gần nguồn thường thì mức độ nguy hiểm cao hơn và cần loại trừ càng nhanh càng tốt. Để bảo vệ các ĐZ trong trường hợp này người ta dùng bảo vệ quá dòng cắt nhanh (50), bảo vệ cắt nhanh có khả năng làm việc chọn lọc trong lưới có cấu hình bất kỳ với một nguồn (hình 4.8) hay nhiều nguồn (hình 4.9) cung cấp. Ưu điểm của nó là có thể cách ly nhanh sự cố với công suất ngắn mạch lớn ở gần nguồn. Tuy nhiên vùng bảo vệ không bao trùm được hoàn toàn ĐZ cần bảo vệ, đây chính là nhược điểm lớn nhất của loại bảo vệ này.

Để đảm bảo tính chọn lọc, giá trị đặt của bảo vệ quá dòng cắt nhanh phải được chọn sao cho lớn hơn dòng ngắn mạch cực đại (ở đây là dòng ngắn mạch 3 pha trực tiếp) đi qua chỗ đặt role khi có ngắn mạch ở ngoài vùng bảo vệ. Sau đây chúng ta sẽ đi tính toán giá trị đặt của bảo vệ cho một số mạng điện thường gặp.

I.2.1. Mạng điện hình tia một nguồn cung cấp:

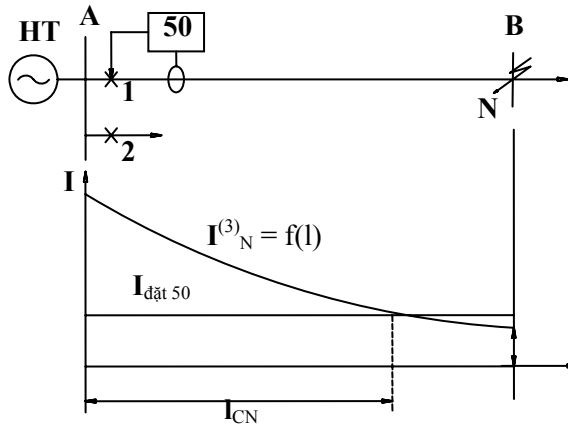
Đối với mạng điện hình tia một nguồn cung cấp (hình 4.8), giá trị dòng điện khởi động của bảo vệ đặt tại thanh gó A được xác định theo công thức:

$$I_{KA50}^A = K_{at} \cdot I_{N\text{ngoài max}} \quad (4-15)$$

Trong đó:

K_{at} : hệ số an toàn, tính đến ảnh hưởng của các sai số do tính toán ngắn mạch, do cấu tạo của role, thành phần không chu kỳ trong dòng ngắn mạch và của các biến dòng. Với role điện cơ $K_{at} = (1,2 \div 1,3)$, còn với role số $K_{at} = 1,15$.

$I_{N\text{ngoài max}}$: dòng ngắn mạch 3 pha trực tiếp lớn nhất qua bảo vệ khi ngắn ngoài vùng bảo vệ. Ở đây là dòng ngắn mạch 3 pha trực tiếp tại thanh gó B.



Hình 4.8: Bảo vệ dòng điện cắt nhanh ĐZ một nguồn cung cấp

I.2.2. ĐZ có hai nguồn cung cấp:

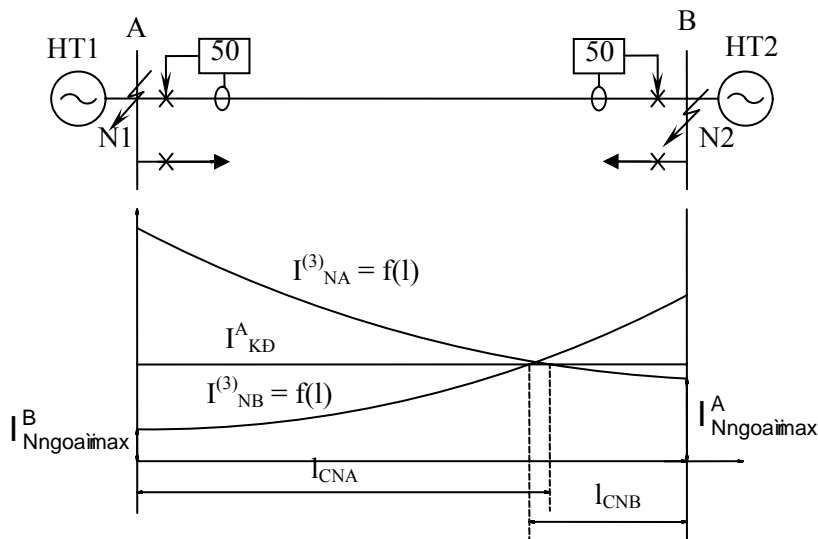
Xét ĐZ có hai nguồn cung cấp như hình 4.9, để đảm bảo cho bảo vệ 1 (đặt tại thanh góp A) và bảo vệ 2 (đặt tại thanh góp B) tác động đúng thì giá trị dòng điện khởi động của hai bảo vệ này ($I_{K\hat{A}50}^A, I_{K\hat{A}50}^B$) phải được chọn theo điều kiện:

$$I_{K\hat{A}50}^A = I_{K\hat{A}50}^B = K_{at} \cdot \text{Max}\{I_{N\text{ngoai}}^A; I_{N\text{ngoai}}^B\} \quad (4-16)$$

Trong đó:

$I_{N\text{ngoai}}^A$: giá trị dòng ngắn mạch lớn nhất khi ngắn mạch 3 pha trực tiếp tại thanh góp B do nguồn HT1 cung cấp.

$I_{N\text{ngoai}}^B$: giá trị dòng ngắn mạch lớn nhất khi ngắn mạch 3 pha trực tiếp tại thanh góp A do nguồn HT2 cung cấp.



Hình 4.9: Bảo vệ dòng điện cắt nhanh ĐZ có hai nguồn cung cấp

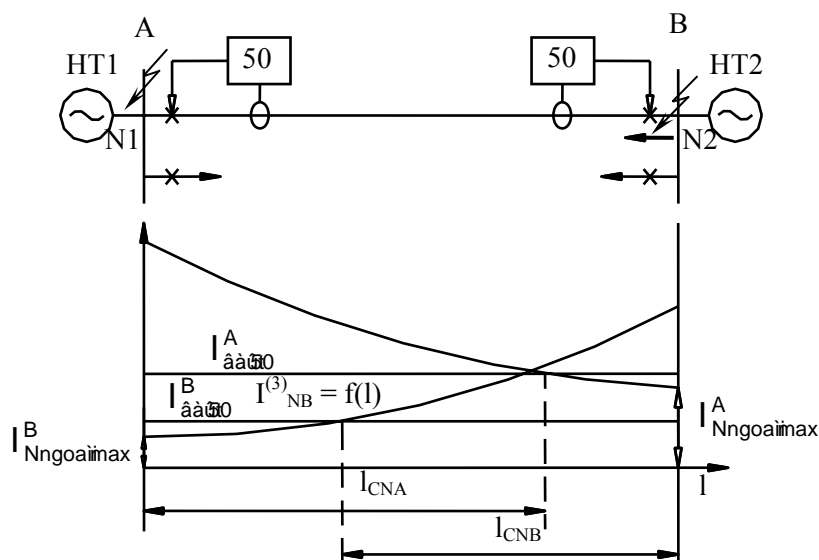
Nhược điểm của cách chọn dòng điện đặt trong trường hợp này là khi có sự chênh lệch công suất khá lớn giữa hai nguồn A và B thì vùng tác động của bảo vệ đặt ở nguồn có công suất bé hơn sẽ bị thu hẹp lại rất bé thậm chí có thể tiến tới 0. Để khắc phục người ta có

$$I_{K\hat{A}50}^A = K_{at} \cdot I_{Nngoai\hat{a}i\hat{n}a\hat{x}}^A \quad (4-17)$$

$$I_{K\hat{A}50}^B = K_{at} \cdot I_{Nngoai\hat{a}i\hat{n}a\hat{x}}^B \quad (4-18)$$

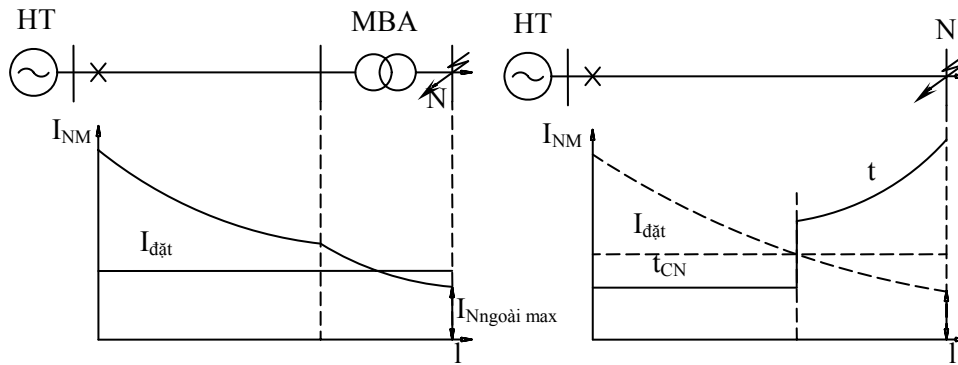
Từ hình 4.10 chúng ta thấy chiều dài vùng cắt nhanh của bảo vệ đặt tại thanh góp B đã được mở rộng ra rất nhiều. Bảo vệ cắt nhanh là bảo vệ có tính chọn lọc tuyệt đối nghĩa là nó chỉ tác động khi xảy ra ngắn mạch trong vùng mà nó bảo vệ nên khi tính toán giá trị dòng điện khởi động, trong biểu thức không có mặt của hệ số trở về K_{tv} .

Về lý thuyết, thời gian tác động của bảo vệ quá dòng cắt nhanh có thể bằng 0 sec. Tuy nhiên trên thực tế để ngăn chặn bảo vệ có thể làm việc sai khi có sét đánh vào ĐZ gây ngắn mạch tạm thời do van chống sét hoạt động hoặc khi đóng MBA không tải (dòng từ hoá không tải của MBA có thể vượt quá trị số đặt của bảo vệ cắt nhanh) hoặc trong các chế độ nhiễu loạn thành phần sóng hài khác với sóng hài có tần số 50Hz lớn, thông thường người ta cho bảo vệ làm việc với thời gian trễ khoảng (0,05 ÷ 0,08) sec đối với role cơ và (0,03 ÷ 0,05) sec với role số.



Hình 4.10: Bảo vệ dòng điện cắt nhanh có hướng ĐZ có hai nguồn cung cấp

Do vùng tác động của bảo vệ quá dòng cắt nhanh không bao trùm được hoàn toàn ĐZ cần bảo vệ nên nó không thể làm bảo vệ chính hoặc bảo vệ duy nhất. Trong một số trường hợp, ví dụ trong mạng hình tia cung cấp cho một MBA (hình 4.11a) làm việc hợp bộ (ĐZ-MBA), có thể dùng bảo vệ quá dòng cắt nhanh để bảo vệ toàn bộ chiều dài ĐZ nếu ta cho nó tác động khi có sự cố bên trong MBA. Dòng điện đặt của bảo vệ được chọn theo dòng ngắn mạch ba pha cực đại khi ngắn mạch sau MBA (hình 4.11a). Đối với role quá dòng cắt nhanh số có tích hợp cả chức năng của bảo vệ quá dòng thông thường (khi đó người ta gọi chức năng cắt nhanh là ngưỡng cao còn chức năng quá dòng thông thường là ngưỡng thấp) nên có thể phối hợp hai chức năng này để bảo vệ cho ĐZ như hình 4.11b.



Hình 4.11: Bảo vệ quá dòng cắt nhanh cho sơ đồ hợp bộ ĐZ-MBA (a) và kết hợp với chức năng bảo vệ quá dòng thông thường theo thời gian phụ thuộc (b) trong role số

Trên thực tế bảo vệ quá dòng cắt nhanh có thể kết hợp với các thiết bị tự động đóng lặp lại TĐL để vừa có thể cắt nhanh sự cố vừa tăng khả năng tự động hoá trong hệ thống điện, đảm bảo yêu cầu cung cấp điện.

Một nhược điểm cơ bản khác của bảo vệ quá dòng cắt nhanh là nó không áp dụng được nếu dòng sự cố qua bảo vệ khi có ngắn mạch ở đầu ĐZ phía nguồn (ví dụ nguồn HT1 trên hình 4.9 trong chế độ cực tiểu nhỏ hơn dòng sự cố khi ngắn mạch ở cuối ĐZ trong chế độ cực đại, nghĩa là: $I_{N_1 \min} < I_{N_2 \max}$. Khi đó ta có:

$$\frac{I_{N_1 \max}}{I_{N_2 \max}} \approx \frac{I_{N_1 \min}}{I_{N_2 \min}} < \frac{I_{N_2 \max}}{I_{N_2 \min}} \quad (4-19)$$

Điều này có nghĩa là bảo vệ không áp dụng được nếu tỷ số dòng ngắn mạch khi có sự cố ở hai đầu ĐZ trong chế độ cực đại nhỏ hơn tỷ số dòng ở đầu xa nguồn trong chế độ cực đại (ứng với $Z_{\text{nguồn max}}$) và chế độ cực tiểu, tức là:

Như vậy, khi nguồn điện hệ thống biến động mạnh hay có dao động điện lớn trong hệ thống do ngắn mạch ngoài, bảo vệ quá dòng cắt nhanh hoặc sẽ không thể tác động hoặc sẽ tác động không chọn lọc tùy theo giá trị cài đặt của nó trong chế độ làm việc nào. Trong trường hợp ĐZ quá ngắn, nếu giá trị dòng điện khởi động $I_{KĐ50}$ theo công thức (4-15) lớn hơn dòng ngắn mạch cực đại trong ĐZ, tức là:

$$I_{N_1 \max} \leq I_{K\hat{A}} = K_{at} \cdot I_{N_{\text{ngoài max}}} \quad (4-20)$$

với $I_{N_1 \max}$ là dòng ngắn mạch cực đại tại N_1 do nguồn HT1 cung cấp khi có ngắn mạch ba pha trên thanh góp A.

Khi đó chức năng quá dòng cắt nhanh sẽ không bảo vệ được ĐZ. Như vậy khi sử dụng cấp cắt nhanh cần kiểm tra điều kiện (4-19), nếu không thoả mãn điều kiện trên thì chỉ nên đặt cấp quá dòng ngưỡng thấp (quá dòng thông thường) với đặc tính thời gian phụ thuộc. Việc áp dụng các công thức trên còn phụ thuộc vào ĐZ được cung cấp từ một hay hai nguồn và bảo vệ thuộc loại có hướng hay vô hướng. Nếu giữa hai nguồn cung cấp (hình 4.9) ngoài ĐZ liên lạc chính còn có ĐZ liên lạc phụ khác (mạch vòng) thì sau khi bảo vệ một đầu đã tác động cắt máy cắt, dòng ngắn mạch qua bảo vệ ở đầu còn lại có thể tăng lên và bảo vệ sẽ tác động, nghĩa là vùng tác động của bảo vệ cắt nhanh ở đầu này có thể được mở rộng ra (hiện tượng khởi động không đồng thời).

I.3. Bảo vệ quá dòng có kiểm tra áp:

Trong nhiều trường hợp bảo vệ quá dòng có thời gian có thể không đủ độ nhạy vì dòng làm việc cực đại chạy qua phần tử được bảo vệ có trị số quá lớn, chẳng hạn khi tách mạch vòng của lưới điện, cắt một số ĐZ hoặc MBA làm việc song song, khi xảy ra quá tải... Trong một số lưới điện có nguồn công suất ngắn mạch yếu, nếu xác định giá trị dòng điện khởi động cho bảo vệ theo công thức:

$$I_{K\hat{A}B} = \frac{K_{at} \cdot K_{mm} \cdot I_{lv \max}}{K_{tv}} \quad (4-21)$$

thì nhiều khi không thể đảm bảo điều kiện về độ nhạy. Khi đó để nâng cao độ nhạy của bảo vệ quá dòng có thời gian đồng thời đảm bảo cho bảo vệ có thể phân biệt được ngắn mạch và quá tải người ta thêm vào bảo vệ bộ phận khoá điện áp thấp (hình 4.12).

Bộ phận khoá điện áp sử dụng rơle điện áp giảm 27 sẽ phối hợp với bộ phận quá dòng 51 theo logic “VÀ”. Khi có ngắn mạch, dòng điện chạy qua chỗ đặt bảo vệ tăng cao đồng thời điện áp tại thanh góp bị giảm thấp làm cho đầu ra của bộ tổng hợp “VÀ” có tín hiệu, bảo vệ sẽ tác động. Còn khi quá tải, dòng điện chạy qua đối tượng được bảo vệ có thể giá trị tác động của rơle tuy nhiên giá trị điện áp tại thanh góp đặt bảo vệ giảm không lớn do đó rơle điện áp giảm 27 không tác động, bảo vệ sẽ không tác động. Như vậy khi dùng bảo vệ quá dòng có kiểm tra áp, dòng điện khởi động cho bảo vệ được xác định theo công thức:

$$I_{K\hat{A}B} = \frac{K_{at} \cdot I_{lv \max}}{K_{tv}} \quad (4-22)$$

rõ ràng khi đó độ nhạy của bảo vệ đã tăng lên do trong biểu thức $I_{K\hat{D}B}$ không còn hệ số K_{mm} . Điện áp khởi động của bộ khoá điện áp thấp $U_{K\hat{D}R<}$ chọn theo điều kiện:

$$\frac{U_{N \max}}{n_U} < U_{K\hat{A}R U <} < \frac{U_{lv \min}}{n_U} \quad (4-23)$$

Trong đó:

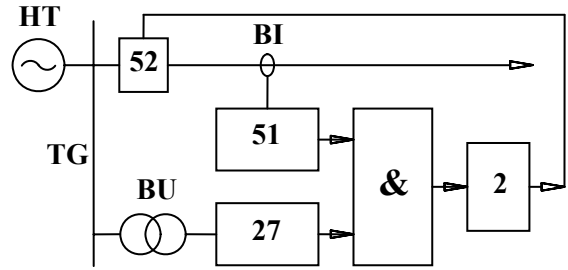
$U_{lv \min}$: điện áp làm việc tối thiểu cho phép tại chỗ đặt bảo vệ.
 $U_{N \max}$: điện áp dư lớn nhất tại chỗ đặt bảo vệ khi có ngắn mạch ở cuối vùng bảo vệ của bảo vệ quá dòng.

n_U : tỷ số biến đổi của máy biến điện áp BU.

Thời gian làm việc của bảo vệ quá dòng có kiểm tra áp chọn như đối với bảo vệ quá dòng thông thường.

I.4. Bảo vệ quá dòng có hướng 67:

Đối với một số cấu hình lưới điện như mạng vòng, mạng hình tia có nhiều nguồn cung cấp..., bảo vệ quá dòng điện với thời gian làm việc chọn theo nguyên tắc bậc thang không đảm bảo được tính chọn lọc hoặc thời gian tác động của các bảo vệ gần nguồn quá lớn không cho phép. Để khắc phục người ta dùng bảo vệ quá dòng có hướng. Thực chất đây cũng là một bảo vệ quá dòng thông thường nhưng có thêm bộ phận định hướng công suất để phát hiện chiều công suất qua đối tượng được bảo vệ. Bảo vệ sẽ tác động khi dòng điện qua bảo vệ lớn hơn dòng điện khởi động I_{KD} và hướng công suất ngắn mạch đi từ thanh góp vào đường dây. Sơ đồ nguyên lý của bảo vệ quá dòng có hướng được trình bày trên hình 4.13a.



Hình 4.12: Bảo vệ quá dòng có kiểm tra áp

Ngày nay hầu hết các role quá dòng có hướng số được tích hợp thêm nhiều chức năng như: chức năng cắt nhanh, quá dòng với đặc tuyến thời gian độc lập và phụ thuộc, nhờ đó một số role quá dòng có hướng có cả tính chọn lọc tuyệt đối và tương đối, nghĩa là có thể vừa đảm bảo chức năng cắt nhanh vừa đóng vai trò như một bảo vệ dự trữ. Một trong những role vừa nêu trên là role quá dòng có hướng ba cấp tác động. Để hiểu rõ hơn về loại role này chúng ta sẽ đi phân tích chọn thời gian làm việc và dòng điện khởi động của bảo vệ quá dòng có hướng ba cấp tác động cho một số mạng điện điển hình trong hệ thống điện.

I.4.1. Mạng điện hình tia có hai nguồn cung cấp:

Chúng ta sẽ xét từng cấp tác động cho sơ đồ mạng điện hình 4.13.

I.4.1.1. Bảo vệ quá dòng có hướng cấp I:

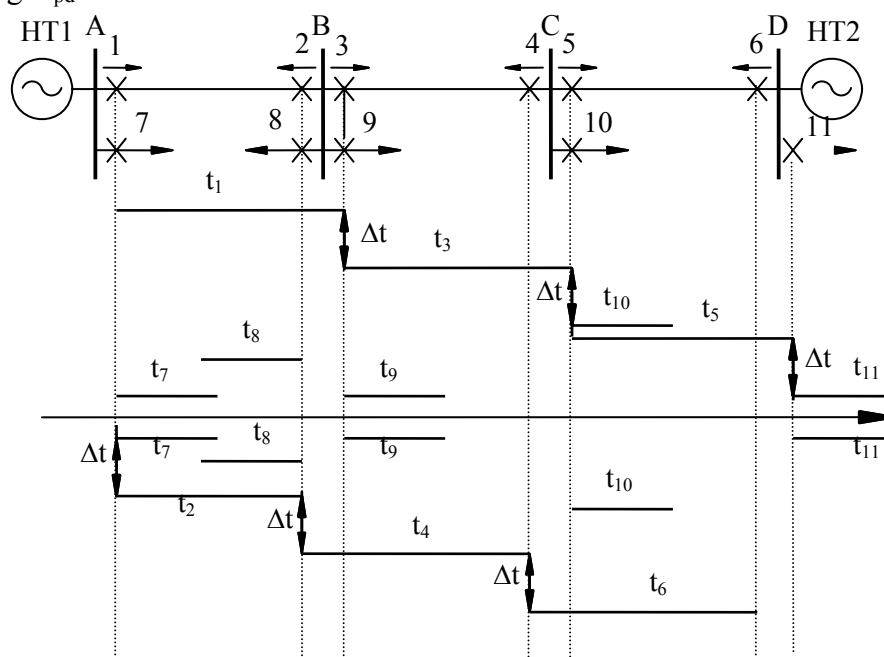
Bảo vệ dòng điện có hướng cấp I làm việc như một bảo vệ quá dòng cắt nhanh có hướng, do đó dòng điện khởi động I_{KD67} của bảo vệ role cho cấp này được xác định theo công thức:

$$I_{KD67} = K_{at} \cdot I_{Ngoài\ max} \quad (4-24)$$

Vì bảo vệ cấp I có tính chọn lọc tuyệt đối nên thời gian tác động của bảo vệ ($t_{đặt}^I$) có thể chọn 0 sec. Tuy nhiên để tránh trường hợp bảo vệ có thể tác động nhầm khi có sét đánh vào ĐZ gây ngắn mạch tạm thời hoặc ngắn mạch ngoài vùng bảo vệ có xung dòng lớn người ta cho bảo vệ tác động có thời gian trễ khoảng (0,01 ÷ 0,05) sec.

I.4.1.2. Bảo vệ quá dòng có hướng cấp II:

Vùng bảo vệ cấp II đóng vai trò dự trữ cho bảo vệ cấp I. Dòng điện đặt của role $I_{đặt}^{II}$ được chọn theo sự phối hợp với dòng khởi động cấp I của bảo vệ kế tiếp (liên kề) thông qua hệ số phân dòng K_{pd} .



Hình 4.13: Phối hợp thời gian các bảo vệ quá dòng có hướng theo đặc tuyến thời gian độc lập cho trường hợp ĐZ có hai nguồn cung cấp.

Xét bảo vệ 1 đặt tại thanh góp A. Dòng điện khởi động cấp II của bảo vệ tại thanh góp A được chọn phụ thuộc vào sự phân bố dòng điện tại thanh góp B.

Trường hợp tại thanh góp B có rẽ nhánh, dòng điện khởi động cấp II của bảo vệ 1 xác định theo công thức:

$$I_{K\hat{A}67}^{II} = K_{at} \cdot K_{pd} \cdot I_{NT} \quad (4-25)$$

Trong đó:

- K_{pd} : hệ số phân dòng.
- I_{NT} : dòng ngắn mạch khi ngắn mạch sau MBA tại nhánh rẽ thanh góp B.

Trường hợp tại thanh góp B có nguồn công suất nối vào, dòng điện khởi động lúc đó được xác định theo công thức:

$$I_{K\hat{A}67}^{II} = K_{at} \cdot K_{pdf} \cdot I_{K\hat{A}(3)}^I \quad (4-26)$$

với $I_{\hat{A}\hat{A}(3)}^I$: dòng điện đặt cấp I của bảo vệ 3 tại thanh góp B; K_{pdf} : hệ số phân dòng do nguồn máy phát nối vào thanh góp B cung cấp.

Thời gian tác động cấp II được chọn theo điều kiện:

$$t_{\hat{A}\hat{A}tBV}^{II} = t_{\hat{A}\hat{A}tBV}^I + \Delta t \quad (4-27)$$

Thông thường thời gian đặt cấp II bảo vệ được chọn trong khoảng (0,3 ÷ 0,5) sec.

1.4.1.3. Bảo vệ quá dòng có hướng cấp III:

Thực chất ở vùng này bảo vệ làm việc như một bảo vệ quá dòng cực đại có hướng dự trữ cho cấp I và cấp II. Dòng điện khởi động cấp bảo vệ này được chọn theo công thức:

$$I_{K\hat{A}67}^{III} = \frac{K_{at} \cdot K_{mm} \cdot I_{lvmax}}{K_{tv}} \quad (4-28)$$

Với mạng điện hình 4.13. Để chọn thời gian làm việc của vùng bảo vệ cấp III, theo hướng tác động chúng ta chia ra làm hai nhóm:

- Nhóm 1: gồm các bảo vệ có hướng tác động từ trái sang phải: 1, 3, 5.
- Nhóm 2: gồm các bảo vệ có hướng tác động từ phải sang trái: 2, 4, 6. Thời gian làm việc của mỗi nhóm được chọn theo nguyên tắc bậc thang giống như với một bảo vệ quá dòng thông thường, nghĩa là thời gian làm việc của bảo vệ thứ n được xác định theo công thức (4-1).

$$t_{\hat{A}\hat{A}t}^{III} = t_{(n-1)max} + \Delta t \quad (4-29)$$

Trong đó:

- $t_{\hat{A}\hat{A}t}^{III}$: thời gian đặt của bảo vệ thứ n đang xét.
- $t_{(n-1)max}$: thời gian làm việc lớn nhất của các bảo vệ liền kề trước bảo vệ đang xét.
- Δt : bậc chọn lọc về thời gian, với role số $\Delta t = (0,2 \div 0,3)$ sec.

Đối với role số thường tích hợp cả hai chức năng của quá dòng có thời gian độc lập và phụ thuộc nên tùy vào từng trường hợp và từng chế độ vận hành mà chúng ta sử dụng một trong hai hoặc kết hợp cả hai đặc tuyến trên cho hợp lý. Trên hình 4.13 trình bày phương án phối hợp thời gian tác động cấp III cho các bảo vệ theo đặc tuyến thời gian độc lập.

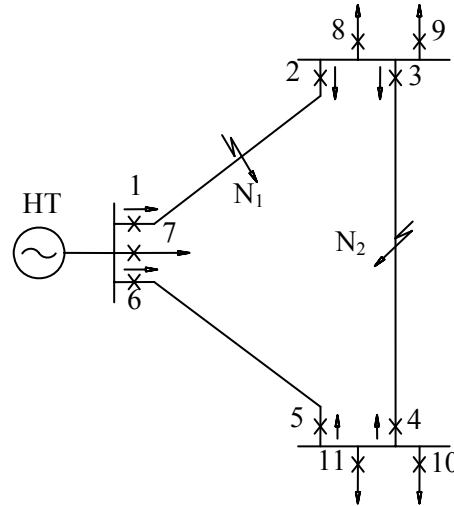
1.4.2. Mạng điện vòng có một nguồn cung cấp:

Đối với mạng điện vòng một nguồn cung cấp (hình 4.14) chúng ta chọn thời gian cho bảo vệ như với mạng hình tia hai nguồn cung cấp, nhưng ở đây thời gian tác động của bảo vệ 2 và 5 (t_2, t_5) không cần phải phối hợp thời gian với bất kì bảo vệ khác vì khi ngắn mạch ở nhánh nguồn (nhánh 7) thì không có dòng ngắn mạch chạy trong mạch vòng.

Dòng điện khởi động của bảo vệ trong trường hợp này phải phối hợp với nhau giữa các bảo vệ cùng hướng để tránh trường hợp bảo vệ có thể tác động nhầm. Ví dụ với mạng điện hình 4.14, dòng điện khởi động của các bảo vệ phải thỏa mãn điều kiện:

$$\begin{aligned} I_{đặt 1} &> I_{đặt 3} > I_{đặt 5} \\ I_{đặt 6} &> I_{đặt 4} > I_{đặt 2} \end{aligned} \quad (4-30)$$

Khi ngắn mạch xảy ra gần thanh góp nguồn thì có thể xảy ra hiện tượng khởi động không đồng thời, hiện tượng này sẽ làm cho thời gian cắt sự cố tăng lên. Vì bảo vệ sử dụng bộ phận định hướng công suất nên tồn tại “vùng chết” mà khi ngắn mạch tại đó, giá trị điện áp đưa vào bảo vệ thấp hơn ngưỡng điện khởi động tối thiểu và khi đó bảo vệ sẽ không thể tác động. Khi tính toán dòng điện khởi động cho bảo vệ trong mạng vòng phải chú ý đến các trường hợp khi có bất kỳ một máy cắt nào mở, mạng sẽ trở thành sơ đồ hình tia một nguồn cung cấp, lúc đó sự phân bố công suất trong mạng sẽ khác và bảo vệ có thể tác động nhầm.

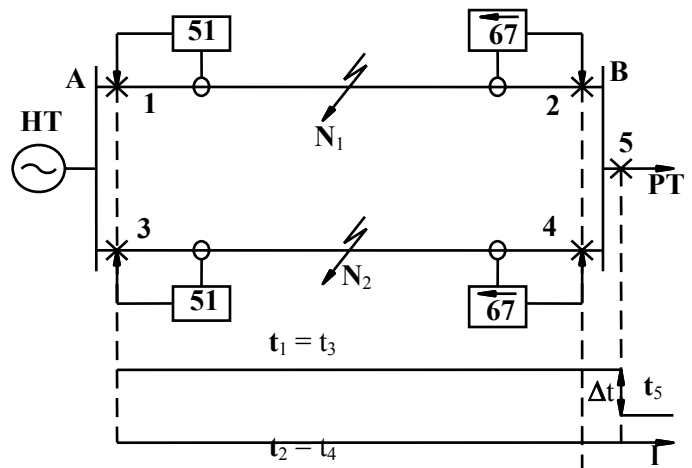


Hình 4.14: Bảo vệ quá dòng có hướng cho mạng điện vòng một nguồn cung cấp

I.4.3. Đường dây song song:

Khi các bảo vệ được trang bị bộ phận định hướng công suất với chiều tác động ứng với luồng công suất đi từ thanh góp vào ĐZ thì không cần phối hợp thời gian tác động giữa bảo vệ 2 và 4 với bảo vệ 5 (hình 4.15), vì khi ngắn mạch trên ĐZ D3 (điểm N₃) các bảo vệ 2 và 4 không làm việc. Trong trường hợp này bảo vệ 1 và 3 sẽ phối hợp thời gian trực tiếp với bảo vệ 5:

$$t_1 = t_3 = t_5 + \Delta t \quad (4-31)$$



Hình 4.15: Bảo vệ quá dòng có hướng cho ĐZ kép và phối hợp thời gian cho các bảo vệ

Chỉ cần đặt bộ định hướng công suất cho bảo vệ 2 và 4, thời gian tác động của bảo vệ 2 và 4 có thể chọn nhỏ tùy ý (nhưng yêu cầu t_2, t_4 phải nhỏ hơn t_1 và t_3).

Dòng điện khởi động của các bảo vệ được chọn phải đảm bảo sao cho khi cắt một ĐZ thì dòng điện làm việc lớn nhất qua các bảo vệ của ĐZ còn lại không làm bảo vệ tác động, nghĩa là:

$$\begin{aligned} I_{KD} &> I_{lv \max} \\ \text{hay } I_{KD} &= K_{at} \cdot I_{lv \max} \end{aligned} \quad (4-32)$$

Trong đó:

I_{lvmax} : dòng điện làm việc lớn nhất qua bảo vệ khi chỉ vận hành một nhánh ĐZ song song.

K_{at} : hệ số an toàn, $K_{at} = 1,2 \div 1,3$.

1.5. Bảo vệ quá dòng chạm đất (50/51N):

Độ lớn của dòng chạm đất phụ thuộc vào chế độ làm việc của điểm trung tính hệ thống điện. Trong lưới điện có trung tính cách điện với đất, dòng chạm đất thường không vượt quá vài chục ampe (thường ≤ 30 A). Còn trong lưới có điểm trung tính nối đất qua cuộn dập hồ quang (cuộn Peterson), dòng chạm đất được giảm đi rất nhiều. Sự nguy hiểm của tình trạng chạm đất của lưới có trung tính cách đất hoặc nối đất qua cuộn dập hồ quang là điện áp ở hai pha còn lại không chạm đất tăng lên bằng điện áp dây và có thể chuyển thành sự cố ngắn mạch nhiều pha tại những chỗ có vấn đề về cách điện trên ĐZ. Tuy nhiên ở lưới này khi xảy ra chạm đất người ta vẫn cho phép vận hành nhưng bảo vệ phải báo tín hiệu để nhân viên vận hành tìm biện pháp khắc phục. Vì dòng chạm đất của mạng có trung tính cách đất hoặc nối đất qua cuộn dập hồ quang có giá trị khá nhỏ nên đòi hỏi bảo vệ dòng thứ tự không phải có độ nhạy khá cao.

Trong hệ thống có trung tính trực tiếp nối đất, khi xảy ra chạm đất một pha cũng chính là ngắn mạch một pha, dòng thứ tự không (TTK) phần lớn đến từ điểm trung tính của hai trạm ở hai đầu ĐZ, còn từ các trạm khác thì khá bé. Điều này cho phép đảm bảo sự phối hợp tốt theo dòng của bảo vệ TTK. Các bảo vệ trong trường hợp này thường được phối hợp theo nguyên tắc phân cấp như đối với bảo vệ quá dòng pha.

Trong role số tồn tại ba dạng sơ đồ sử dụng biến dòng đối với bảo vệ quá dòng chống sự cố chạm đất. Đó là các biến dòng pha mắc theo sơ đồ tổng ba pha, biến dòng TTK cho bảo vệ chống dòng chạm đất lớn và biến dòng TTK có độ nhạy cao.

Sơ đồ thứ nhất thường dùng cho lưới có trung tính nối đất trực tiếp hay qua tổng trở thấp, khi dòng chạm đất qua các pha có giá trị lớn nên gọi là bảo vệ dòng TTK cho lưới có dòng chạm đất lớn. Khi đó role thường được nối với tổng các dòng pha từ ba biến dòng riêng biệt nên có độ chính xác thấp.

Bảo vệ dùng biến dòng TTK thường được sử dụng cho mọi trường hợp có sự cố chạm đất, đặc biệt sử dụng trong các lưới có dòng chạm đất bé (lưới có trung tính cách đất hoặc nối đất qua cuộn dập hồ quang).

Biến dòng TTK độ nhạy cao phát hiện dòng chạm đất thường có giá trị danh định nhỏ hơn nhiều so với biến dòng TTK cho bảo vệ có dòng chạm đất lớn và được nối với role số theo các đầu vào riêng biệt.

Trong role số ngoài các biến dòng người ta có thể sử dụng thêm các biến điện áp với các sơ đồ khác nhau. Sơ đồ biến điện áp kiểu Y_0-Y_0 thường để xác định chiều công suất của dòng ngắn mạch dùng trong bảo vệ có hướng. Còn sơ đồ tam giác hở là để xác định điện áp TTK, nó thường làm việc kết hợp với chức năng quá dòng chạm đất độ nhạy cao trong lưới có trung tính cách đất hoặc nối đất qua một tổng trở.

Dòng TTK (I_0) chỉ có thể chạy từ điểm trung tính nối đất của MBA phía nguồn tới điểm có sự cố chạm đất. Giá trị của dòng chạm đất có thể xác định theo biểu thức:

$$I_0 = \frac{E}{Z_0 + Z_1 + Z_2} \quad (4-33)$$

với: Z_0, Z_1, Z_2 : tương ứng là tổng trở TTK, thứ tự thuận (TTT) và thứ tự nghịch (TTN) nhìn từ điểm sự cố.

Vì dòng TTK không thể đi qua cuộn tam giác của MBA nên việc phối hợp giữa các bảo vệ theo dòng TTK sẽ đơn giản hơn rất nhiều so với quá dòng pha. Nếu chọn dòng điện khởi động không chính xác thì bảo vệ quá dòng TTK có thể tác động nhầm nếu sử dụng sơ

Ở Việt Nam, trước đây lưới có trung tính cách đất thường là lưới phân phối trung áp nhỏ hơn 35 kV nhưng với việc đưa lưới 22 kV có trung tính nối đất trực tiếp vào vận hành sẽ làm cho các loại bảo vệ chống chạm đất ở lưới này sẽ đa dạng hơn. Tuy nhiên trong các role số hiện nay các chức năng bảo vệ này đã được tích hợp sẵn nên không gây khó khăn cho việc sử dụng.

Trong các sơ đồ bảo vệ ĐZ cao áp từ 110 kV trở lên dùng role điện cơ và role tĩnh của Liên Xô cũ, người ta hay sử dụng bảo vệ quá dòng TTK bốn cấp với đặc tuyến thời gian độc lập như một bảo vệ chính.

Trong đó:

Cấp I là cấp ngưỡng cao cắt nhanh, được xác định theo điều kiện chạm đất ở cuối ĐZ hay chế độ không toàn pha của máy cắt ĐZ đang bảo vệ.

Cấp II và III là cấp ngưỡng cao có thời gian, xác định theo điều kiện phối hợp với cấp một của ĐZ lân cận, theo dòng chạm đất sau MBA hoặc theo chế độ không toàn pha của máy cắt ĐZ lân cận cũng như các điều kiện bất thường khác như dao động điện, sự không đồng bộ...

Cấp IV là cấp ngưỡng thấp có thời gian xác định theo điều kiện dòng không cân bằng trong dây trung tính BI khi có ngắn mạch ba pha sau MBA hay ở cấp điện áp thấp MBA tự ngẫu.

Việc sử dụng nhiều cấp bảo vệ TTK theo trường phái Liên Xô cũ như trên xuất phát từ một thực tế là trong sơ đồ bảo vệ không có kiểu đặc tuyến phụ thuộc với thời gian tác động khác nhau cho các dòng chạm đất khác nhau. Do vậy, kiểu bốn cấp sẽ cho đặc tuyến dạng bậc thang có chất lượng bảo vệ tốt hơn so với loại hai cấp đặc tuyến độc lập, nhưng vẫn không đạt được chất lượng như của loại bảo vệ quá dòng TTK với đặc tuyến phụ thuộc. Mặt khác, do trong các bảo vệ ĐZ ở role số thường có kèm theo chức năng phát hiện các sự cố chạm đất nên bảo vệ quá dòng TTK bốn cấp chỉ đóng vai trò như bảo vệ dự phòng hoặc có thể thay nó bằng một bảo vệ quá dòng TTK hai ngưỡng.

Chức năng quá dòng chạm đất trong role số thường có hai ngưỡng là ngưỡng cao và ngưỡng thấp. Ngưỡng cao cắt nhanh thường được xác định tương tự như các role cô điển. Để giảm thiểu xác suất cắt nhầm do các cực máy cắt không đồng thời, người ta thường giới hạn thời gian tác động của cấp cắt nhanh khoảng dưới hai chu kỳ tần số công nghiệp đối với các máy cắt một pha. Còn cấp ngưỡng thấp cũng có thể có dạng đặc tuyến độc lập hay phụ thuộc, trong đó nên sử dụng loại đặc tuyến thứ hai để tăng khả năng bảo vệ. Khi sử dụng chức năng quá dòng chống chạm đất trong role số, ta cần phải phân biệt hai loại bảo vệ với các giá trị đặt được xác định xuất phát từ những cơ sở lập luận khác nhau. Bảo vệ quá dòng TTK cho lưới có dòng chạm đất lớn thường được hiệu chỉnh theo dòng không cân bằng cực đại và dòng thứ tự không đi qua chỗ đặt bảo vệ. Còn bảo vệ dòng TTK cho lưới có dòng chạm đất bé thường xác định theo dòng điện dung. Sau đây chúng ta sẽ lần lượt xét các loại bảo vệ này.

I.5.1. Bảo vệ quá dòng TTK cho lưới có dòng chạm đất lớn:

I.5.1.1. Đặc tuyến độc lập hai cấp:

Các role quá dòng số do có ứng dụng đa năng nên thường được tích hợp cả hai cấp bảo vệ là ngưỡng cao và ngưỡng thấp. Điều này có thể thấy rõ trong các loại role do Châu Âu sản xuất.

Trong chế độ tải bình thường và khi có ngắn mạch ngoài, trong dòng tổng ba pha thứ cấp ($I_{\Sigma T} = I_a + I_b + I_c$) chạy qua role thường chứa thành phần TTK và dòng không cân bằng đặc trưng bởi sự không đồng nhất của các biến dòng pha và do tải bất đối xứng:

$$i_{\Sigma T} = \frac{(I_A + I_B + I_C) - (I_{\mu A} + I_{\mu B} + I_{\mu C})}{n_I} = \frac{3 \cdot I_0}{n_I} - I_{KCBT} \quad (4-34)$$

Trong đó:

- I_A, I_B, I_C : dòng điện ba pha sơ cấp chạy qua đối tượng được bảo vệ.
- n_I : tỉ số biến đổi của biến dòng BI.
- I_{KCBT} : dòng điện không cân bằng thứ cấp, phụ thuộc vào thành phần sóng hài có trong dòng ngắn mạch, sự không đồng nhất và sai số của BI. Dòng không cân bằng thứ có thể được xác định theo công thức sau:

$$I_{KCBT} = \frac{1}{n_I} \cdot K_{\text{đn}} \cdot K_{KCK} \cdot f_i \cdot I_{N\text{ngoài}\max} \quad (4-35)$$

- K_{KCK} gọi là hệ số không chu kỳ.
- f_i : hệ số sai số (mức độ từ hoá) của các biến dòng ($f_i = 0,05 \div 0,1$).
- $K_{\text{đn}}$: hệ số đồng nhất giữa các biến dòng ($K_{\text{đn}} = 0,5 \div 1$).
- $I_{N\text{ngoài}\max}$: thành phần chu kỳ của dòng ngắn mạch ngoài lớn nhất.

1. Giá trị đặt của bảo vệ ngưỡng thấp ($I_{0>}$) được chọn theo 3 điều kiện sau:

$$I_{0>} = K_{hc} \cdot (3 \cdot I_0 - k \cdot f_i \cdot I_1) \quad (4-36)$$

Trong đó:

- K_{hc} : hệ số hiệu chỉnh, $K_{hc} = (1,5 \div 2)$,
- k : hệ số được cài đặt trong role số để tính đến thành phần sai số cực đại do dòng thứ tự thuận I_1 qua role trong chế độ tải bất đối xứng.

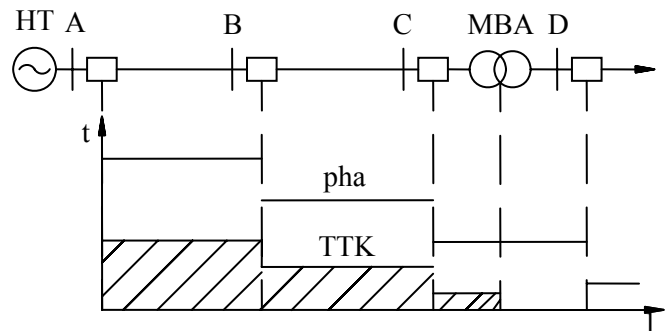
Dòng điện đặt thứ cấp của bảo vệ cần phải chọn lớn hơn dòng I_{KCBT} nói trên.

2. Không được tác động đối với dòng làm việc lớn nhất chạy trên ĐZ do tải bất đối xứng, nghĩa là:

3. Phải tác động khi có chạm đất ở cuối ĐZ liền kề với độ nhạy vừa đủ (bằng 1,12 đối với role số) để đảm bảo việc dự phòng xa. Ví dụ role đặt tại thanh góp (TG) A phải tác động khi có chạm đất một pha tại TG C (hình 4.16), tức là giá trị dòng điện khởi động của nó phải thỏa mãn điều kiện:

$$\frac{3 \cdot I_{0C}}{I_{0>A}} \geq 1,15$$

$$\Rightarrow I_{0>A} \leq \frac{3 \cdot I_{0C}}{1,15} \quad (4-37)$$



Hình 4.16: Phân cấp thời gian tác động của bảo vệ quá dòng pha và quá dòng TTK.

Giá trị dòng điện đặt cấp ngưỡng thấp được chọn theo giá trị lớn nhất thỏa mãn 3 điều kiện trên và thường được lấy trong khoảng (0,2 ÷ 0,8) dòng danh định của biến dòng.

Thời gian tác động $t_{\text{đặt}}$ ở cấp bảo vệ này được phối hợp như đối với bảo vệ quá dòng pha. Tuy nhiên như đã nói ở phần đầu, bảo vệ TTK thường xét bắt đầu từ MBA có cuộn tam giác hoặc cuộn sao không nối đất, nên bảo vệ quá dòng TTK cấp ngưỡng thấp trước MBA (ở đây là trạm C hình 4.16) có thể đặt loại cắt nhanh. Do vậy bảo vệ TTK với đặc tuyến độc lập thường có thời gian tác động nhỏ hơn so với bảo vệ quá dòng pha đặt trên cùng một trạm, tuy vậy điều này có thể sẽ không đúng đối với MBA tự ngẫu.

Giá trị đặt dòng ngưỡng cao ($I_{0>>}$) được chọn theo các điều kiện sau:

1. Theo điều kiện dòng TTK cực đại khi có chạm đất ngoài vùng bảo vệ:

$$I_{0>>} = K_{hc} \cdot 3 \cdot I_{0\text{ngoài}\max} \quad (4-38)$$

Hệ số hiệu chỉnh K_{hc} được cho bằng (1,15 ÷ 1,2) đối với role số.

2. Theo điều kiện không toàn pha (KTP) tạm thời do máy cắt đóng mạch không đồng nhịp hay do trình tự TĐL một pha của bảo vệ trên ĐZ đang xét:

$$I_{0>>} = K_{hc} \cdot 3 \cdot I_{0KTP} \quad (4-39)$$

Với I_{0KTP} là dòng TTK cực đại qua bảo vệ trong chế độ không toàn pha.
 Giá trị dòng ngưỡng cao được chọn theo giá trị lớn nhất từ hai điều kiện trên.
 Thời gian cắt nhanh của bảo vệ ngưỡng cao thường chọn bằng 0,05 sec.

1.5.1.2. Bảo vệ quá dòng chạm đất ba hay bốn cấp:

Trong một số loại role theo trường phái Mỹ, đặc biệt là các loại role bảo vệ tổng hợp ĐZ như SEL-321 (SEL) hay ALPS (GE Multilin), các chức năng bảo vệ quá dòng TTK với đặc tuyến độc lập như một bảo vệ dự phòng có thể có tới ba hay bốn cấp có hướng. Tuy nhiên khác với role của Liên Xô, chúng còn được tích hợp thêm đặc tính phụ thuộc. Điều này cho phép role bảo vệ ĐZ với các thời gian tác động khác nhau tùy theo cấu hình của lưới và vị trí sự cố mà loại bảo vệ hai cấp với thời gian độc lập không thực hiện được.

Các cấp I và IV thường được chọn giống như cấp ngưỡng cao và thấp đã đề cập ở trên. Sau đây chúng ta sẽ xét kỹ hơn các cấp II và III là loại bảo vệ quá dòng ngưỡng cao tác động có thời gian và chỉ giới hạn với dạng đặc tuyến độc lập.

Cấp II: dòng khởi động cấp II của trạm B (hình 4.17) được chọn theo các điều kiện sau:

1. Suy ra từ dòng tổng ba pha qua bảo vệ khi có chạm đất sau MBA tự ngẫu của bảo vệ liền kề về phía tải (ở cấp điện áp thấp hơn), tức là tại điểm N_1 :

$$I_{0>B}^{II} = K_{hc} \cdot 3 \cdot I_{0N1} \quad (4-40)$$

Ở đây hệ số K_{hc} có thể lấy bằng 1,15 đối với role số.

2. Từ điều kiện phối hợp với cấp một của bảo vệ liền kề:

$$I_{0>B}^{II} = K_{hc} \cdot 3 \cdot I_{0Btt} \quad (4-41)$$

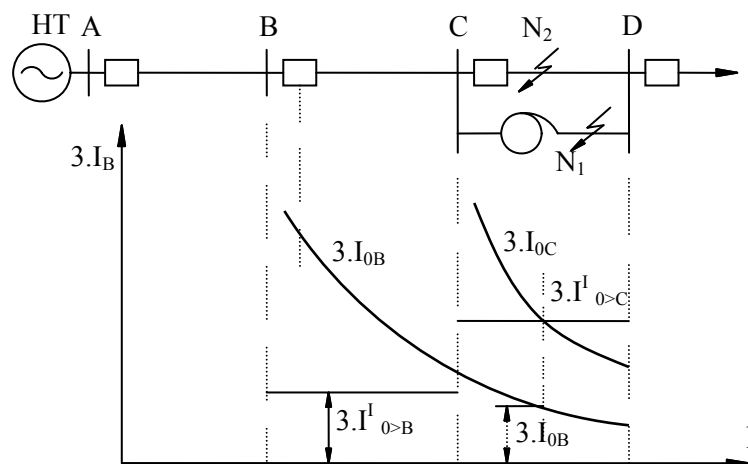
Trong đó:

- K_{hc} có thể lấy bằng 1,1.

- I_{0Btt} : dòng TTK tính toán, được xác định theo dòng TTK qua role B khi có chạm đất tại điểm tính toán N_2 trên ĐZ liền kề CD, N_2 là điểm mà dòng tổng ba pha qua role C bằng giá trị dòng điện đặt của nó (hình 4.17).

3. Theo điều kiện hiệu chỉnh từ dòng tổng ba pha của chế độ không toàn pha trong ĐZ liền kề, hay dòng KCB khi có dao động hay sự mất đồng bộ các máy phát (trong trường hợp thời gian tác động của bảo vệ lớn hơn 1 sec).

Cấp III: Được sử dụng khi cấp II tỏ ra không đủ độ nhạy (yêu cầu $K_n \approx 1,2$) khi có chạm đất một điểm hay chạm đất kép tại các vị trí nhạy cảm cấp III, được chọn giống như cấp II, ngoài ra còn có điều kiện tính toán theo dòng KCB trong dây trung tính các biến dòng khi có ngắn mạch ba pha sau MBA thường hoặc MBA tự ngẫu nối vào TG của các trạm hai đầu ĐZ được bảo vệ.



Hình 4.17: Các cách tính vùng II của bảo vệ quá dòng TTK 4 cấp

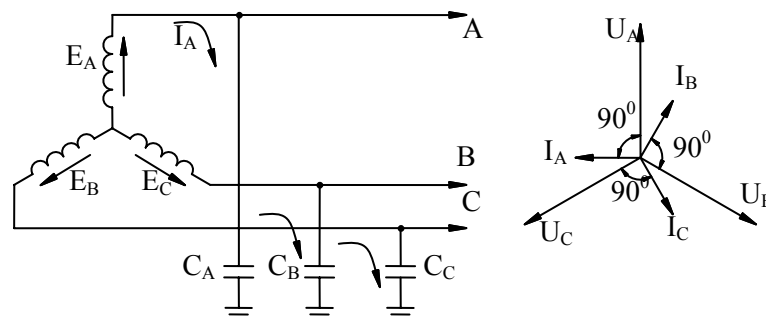
Thời gian tác động của bảo vệ được phối hợp giống như đối với bảo vệ quá dòng pha thông thường.

I.5.1.3. Đặc tuyến phụ thuộc:

Phương pháp phối hợp các bảo vệ quá dòng TTK theo đặc tuyến thời gian phụ thuộc tương tự như đối với bảo vệ quá dòng pha. Tuy nhiên cần chú ý là đối với bảo vệ quá dòng TTK còn có một số loại đặc tuyến phụ thuộc chỉ có cho bảo vệ chạm đất như đặc tuyến thời gian tác động lâu, đặc tuyến kiểu RI...

I.5.2. Bảo vệ quá dòng thứ tự không cho lưới có dòng chạm đất bé:

Các dòng đặt của bảo vệ quá dòng TTK cho lưới có dòng chạm đất bé thường có giá trị nhỏ vì chúng không chịu ảnh hưởng của các dòng điện tải mà chịu tác động của các dòng điện dung. Để hiểu rõ hơn về bản chất của dòng chạm đất liên quan đến dòng điện dung, sau đây chúng ta sẽ xem xét chế độ sự cố của hệ thống điện có trung tính cách đất khi chạm đất tại một điểm.



Hình 4.18: Các dòng dung kháng trong lưới trung tính cách đất (a) và vectơ dòng và áp trong điều kiện bình thường (b)

Trong lưới điện xoay chiều với chế độ làm việc bình thường, trên các pha ngoài các dòng tải còn có các dòng điện dung xác định bởi điện dung đối với đất phân bố theo dọc chiều dài ĐZ. Nếu không có dòng tải, điện áp của tất cả các điểm trên lưới có thể coi là bằng nhau vì dòng dung kháng này rất nhỏ do vậy sự sụt áp do chúng gây ra có thể bỏ qua. Khi đó điện áp các pha so với đất tương ứng sẽ bằng điện áp pha \$U_A, U_B, U_C\$ và các điện dung phân tán của các pha có thể thay bằng các điện dung tập trung \$C_A = C_B = C_C = C\$ (hình 4.18a). Các vectơ dòng \$I_A, I_B, I_C\$ và áp sẽ có dạng đối xứng như trên hình 4.18b. Như vậy, tổng các vectơ dòng và áp sẽ bằng không và không có dòng chạy qua đất.

Khi có một pha nào đó chạm đất, điện áp các pha so với đất sẽ thay đổi. Ví dụ khi pha A chạm đất trực tiếp, điện áp \$U_A\$ của nó sẽ giảm xuống 0, còn điện áp hai pha kia sẽ tăng lên tới điện áp dây \$U_{BA}\$ và \$U_{CA}\$. Vì điện áp dây không thay đổi nên điện áp các pha B, C so với đất sẽ tăng lên \$\sqrt{3}\$ lần, còn điện áp điểm trung tính N của hệ thống so với đất sẽ bằng \$-U_A\$.

Dòng chạm đất tại điểm sự cố khi đó sẽ bằng: (hình 4.19)

$$\dot{I}_D^{(1)} = -(\dot{I}_B^{(1)} + \dot{I}_C^{(1)}) = 3 \cdot \omega \cdot C \cdot \dot{U}_{\text{pha}} \quad (4-42)$$

Khi tính toán dòng này người ta thường xét đến điện dung (C) của lưới theo điện dung đơn vị c (\$\mu\text{F}/\text{km}\$) đối với từng loại dây dẫn, do đó công thức (4-42) có thể viết thành:

$$\dot{I}_D^{(1)} = 3 \cdot \omega \cdot c \cdot l \cdot \dot{U}_{\text{pha}} \cdot 10^{-6} = a \cdot l \quad (4-43)$$

Trong đó:

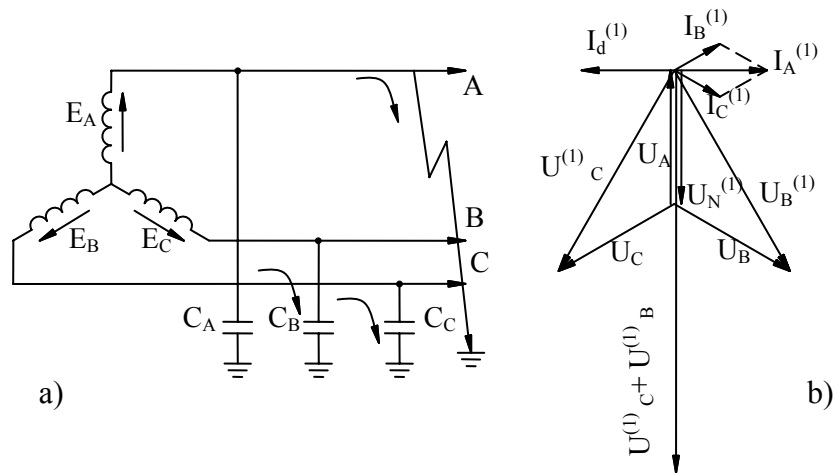
l : tổng chiều dài của lưới điện nối với nhau trực tiếp không qua MBA (lưới có cùng cấp điện áp).

$a=3\omega CU_{pha}10^{-6}$ và điện dung đơn vị c phụ thuộc vào loại dây dẫn trên không hay cáp ngầm... thường dao động trong khoảng rộng. Tuy nhiên, khi tính toán sơ bộ chúng ta có thể lấy giá trị trung bình nào đó. Nếu thay $\omega = 2.\pi.50$ rad/sec vào (4-43) thì có thể tính gần đúng:

□ Đối với ĐZ trên không:
$$I_D^{(1)} = \frac{U.l}{350} \text{ (A)} \quad (4-44)$$

□ Đối với ĐZ cáp:
$$I_D^{(1)} = \frac{U.l}{10} \text{ (A)} \quad (4-45)$$

Với U là điện áp dây của lưới đang xét.



Hình 4.19: Các dòng dung kháng trong lưới trung tính cách đất (a) và vectơ dòng và áp (b) khi có sự cố chạm đất

Khi tính dòng dung kháng để chỉnh định giá trị đặt cho role cần phải chú ý là dòng dung kháng của ĐZ được bảo vệ sẽ chạy quanh bên trong phạm vi ĐZ này mà không qua chỗ đặt role (hình 4.20). Do đó ở các công thức (4-43), (4-44), (4-45), trong giá trị tổng độ dài đường dây l không được tính đến chiều dài ĐZ được bảo vệ. Điều này cũng có nghĩa là, nếu xuất tuyến của MBA hay máy phát chỉ có một ĐZ thì ở đây không được phép đặt bảo vệ quá dòng TTK có độ nhạy cao.

Để tính toán giá trị chỉnh định cho bảo vệ TTK ví dụ đường dây AB (hình 4.17), ta có thể xuất phát từ dòng dung kháng tổng cực tiểu I_{Cmin} của các ĐZ bên ngoài cùng nối vào trạm đặt role khi có chạm đất tại điểm N_1 theo công thức:

$$I_{0>} = \frac{I_{Cmin}}{K_{hc}} = \frac{a.(I_{\Sigma} - I_{AB})}{K_{hc}} \quad (4-46)$$

Trong đó:

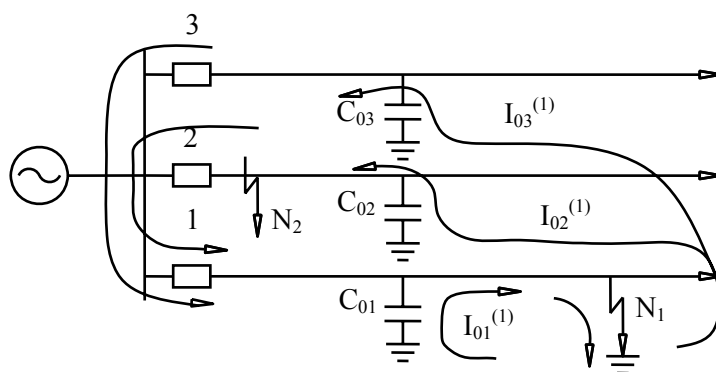
$k_{hc} = (1,2 \div 1,5)$.

l_{Σ} : độ dài tổng của lưới nối với nhau trực tiếp không qua MBA cung cấp cho TG trạm trong cấu hình ngắn nhất của lưới.

Ngoài ra, nếu role là loại vô hướng thì nó không được phép tác động khi có chạm đất ngoài ĐZ được bảo vệ (điểm N_2), tức là khi có dòng dung kháng từ hướng ĐZ được bảo vệ chạy qua role theo chiều ngược lại. Vì vậy giá trị đặt của role phải thỏa mãn điều kiện:

$$I_{0>} = K_{at}.a.l_{AB} \quad (4-47)$$

với $K_{at} = (2 \div 2,5)$.



Hình 4.20: Đường đi của các dòng dung kháng khi có ngắn mạch bên trong ĐZ

Nếu đây là một xuất tuyến, thì độ dài l_{AB} phải được coi là tổng các đoạn ĐZ cùng cấp điện áp về phía tải so với điểm đặt role, khi đó K_{at} có thể chọn nhỏ hơn từ $(1,5 \div 2)$. Tuy nhiên, nếu role là loại có hướng thì không phải kiểm tra điều kiện (4-47).

II. bảo vệ so lệch dòng điện (87)

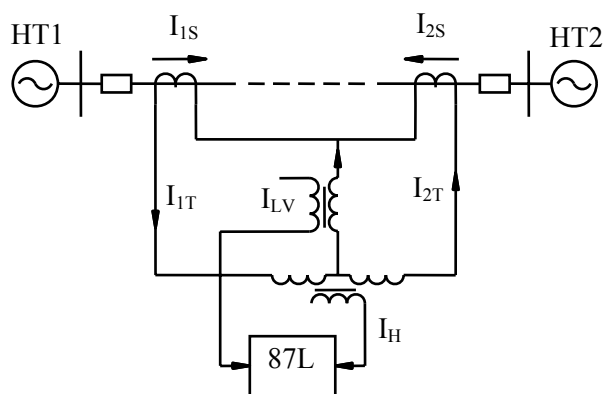
II.1. Giới thiệu chung:

Ngày nay ở Việt Nam bảo vệ so lệch dòng điện không chỉ sử dụng để bảo vệ máy phát, máy biến áp mà nó đã được sử dụng khá phổ biến để bảo vệ lưới truyền tải. Để nâng cao độ nhạy của bảo vệ so lệch dòng điện các hãng chế tạo role số đã phát minh ra loại role so lệch dòng điện có hãm, cộng với sự phát triển mạnh mẽ của hệ thống truyền tín hiệu mà loại role này đã dần khắc phục được các nhược điểm cơ bản của mình bằng phương pháp so sánh tín hiệu dòng điện ở hai đầu ĐZ thông qua các thiết bị truyền tin thay cho việc dùng dây dẫn phụ.

Điều này không những nâng cao độ tin cậy mà còn nâng cao độ nhạy của bảo vệ. Trên thực tế có nhiều mô hình sơ đồ nguyên lý của role so lệch có hãm, mỗi hãng có thể đưa ra một mô hình khác nhau sao cho từ đó họ có thể chế tạo ra phần cứng và chương trình hoá được các thuật toán logic để cài đặt vào bộ nhớ của role. Trên hình 4.21 trình bày một trong các dạng sơ đồ nguyên lý của bảo vệ so lệch dòng điện có hãm.

Ở đây chúng ta không đi sâu vào cấu tạo của role so lệch dòng điện mà chỉ từ nguyên lý làm việc của nó chúng ta sẽ ứng dụng để bảo vệ ĐZ trong hệ thống điện. Từ sơ đồ nguyên lý trên hình 4.21 ta có:

Trong chế độ làm việc bình thường hoặc khi ngắn mạch ngoài: Dòng điện so lệch I_{SL} (chính là dòng làm việc) của bảo vệ được xác định theo công thức:



Hình 4.21: Sơ đồ nguyên lý của bảo vệ so lệch có hãm

$$\begin{aligned}
\dot{I}_{SL} &= \Delta \dot{I} = \dot{I}_{1T} - \dot{I}_{2T} = \dot{I}_{LV} \\
&= \frac{1}{n_1} \cdot [(\dot{I}_{1S} - \dot{I}_{2S}) - (\dot{I}_{1\mu} - \dot{I}_{2\mu})] \\
&= \frac{1}{n_1} \cdot (\dot{I}_{1S} - \dot{I}_{2S}) - \dot{I}_{KCBT} \approx -\dot{I}_{KCBT}
\end{aligned}
\tag{4-48}$$

Dòng điện hãm:

$$\dot{I}_H = \dot{I}_{1T} + \dot{I}_{2T} = \frac{1}{n_1} \cdot [(\dot{I}_{1S} + \dot{I}_{2S}) - (\dot{I}_{1\mu} + \dot{I}_{2\mu})]
\tag{4-49}$$

Trong đó:

\dot{I}_{KCBT} : dòng không cân bằng thứ cấp BI, giá trị của dòng này phụ thuộc vào độ sai lệch giữa các BI và thành phần không chu kỳ trong dòng điện chạy qua đối tượng được bảo vệ. Dòng không cân bằng thứ cấp có thể được xác định theo biểu thức sau:

$$\dot{I}_{KCBT} = K_{\text{an}} \cdot K_{KCK} \cdot f_i \cdot \dot{I}_{N\text{goai}\text{max}}
\tag{4-50}$$

BI. $\dot{I}_{1S}, \dot{I}_{2S}, \dot{I}_{1T}, \dot{I}_{2T}, \dot{I}_{1\mu}, \dot{I}_{2\mu}$: lần lượt là dòng điện sơ cấp, thứ cấp và dòng từ hoá của n_1 : hệ số biến đổi của các BI.

Trong chế độ này dòng điện vào cuộn hãm I_H lớn hơn dòng vào cuộn làm việc I_{LV} nên bảo vệ không tác động (hình 4.22a).

Khi có ngắn mạch trong vùng bảo vệ:

Trường hợp ĐZ có một nguồn cung cấp: giả sử HT2 trên hình 4.21 được cắt ra. Khi đó:

$$\dot{I}_{LV} = \dot{I}_{1S} = \frac{1}{n_1} \cdot (\dot{I}_{1S} - \dot{I}_{1\mu})
\tag{4-51}$$

Để bảo vệ có thể làm việc đúng trong trường hợp này thì giá trị dòng điện khởi động của bảo vệ I_{LV} phải chọn lớn hơn giá trị dòng điện hãm I_H , nghĩa là:

$$I_{LV} = I_H / K_H
\tag{4-52}$$

Với K_H là hệ số hãm, thường chọn $K_H = (0,2 \div 0,5)$.

Giới hạn dưới của hệ số hãm được chọn cho miền có dòng ngắn mạch bé để nâng cao độ nhạy của bảo vệ, còn ở miền có dòng ngắn mạch lớn thường chọn hệ số K_H cao để ngăn chặn bảo vệ có thể tác động nhầm.

Trường hợp ĐZ có hai nguồn cung cấp: (hình 4.21)

Dòng điện \dot{I}_{1S} ngược hướng với \dot{I}_{2S} nên \dot{I}_{1T} cũng sẽ ngược hướng với \dot{I}_{2T} . Khi đó:

$$\dot{I}_{SL} = \frac{1}{n_1} \cdot [(\dot{I}_{1S} + \dot{I}_{2S}) - (\dot{I}_{1\mu} + \dot{I}_{2\mu})]
\tag{4-53}$$

$$\dot{I}_H = \frac{1}{n_1} \cdot [(\dot{I}_{1S} - \dot{I}_{2S}) - (\dot{I}_{1\mu} - \dot{I}_{2\mu})]
\tag{4-54}$$

Như vậy, trong trường hợp này dòng $I_{SL} \gg I_H$ (hình 4.22b) do đó bảo vệ sẽ tác động.

Độ nhạy của bảo vệ được xác định theo công thức:

$$K_n = \frac{I_{Nmin}}{I_{\text{đảm bảo}}}$$
 (4-55)

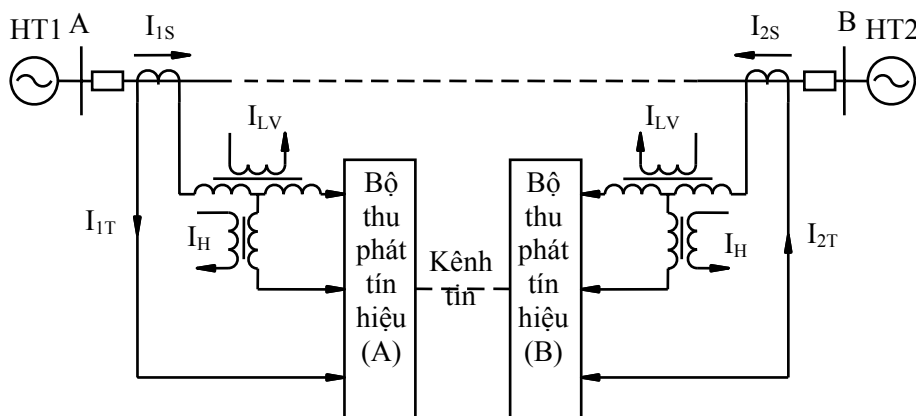
Bảo vệ so lệch dòng điện có tính chọn lọc tuyệt đối do đó yêu cầu độ nhạy của bảo vệ $K_n \geq 2$. Đối với rơle điện cơ để đảm bảo được yêu cầu về độ nhạy người ta phải sử dụng các biện pháp nhằm hạn chế thành phần dòng không cân bằng như mắc nối tiếp với cuộn dây rơle một điện trở phụ, sử dụng máy biến dòng bão hoà trung gian... Còn với rơle số do được trang bị bộ lọc số có thể lọc nhanh được thành phần sóng hài khác tần số cơ bản 50 Hz trong dòng sự cố kết hợp với chức năng khoá khi có sóng hài nên rơle số lệch số có độ nhạy khá cao.

Như đã nói ở trên, bảo vệ so lệch có tính chọn lọc tuyệt đối nên thời gian tác động của bảo vệ không cần phải phối hợp với các bảo vệ khác, tức là về nguyên tắc bảo vệ có thể tác động không thời gian.

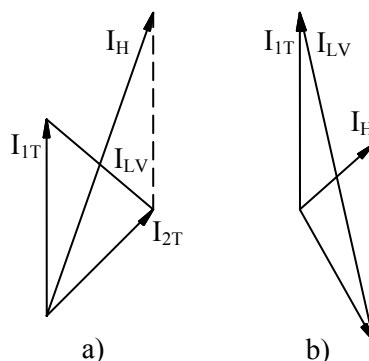
Sau đây chúng ta sẽ xét một số phương án ứng dụng nguyên lý so lệch để bảo vệ cho một số ĐZ trong hệ thống điện.

II.2. Bảo vệ so lệch dọc cho ĐZ đơn:

Để bảo vệ ĐZ đơn một hoặc hai nguồn cung cấp người ta thường sử dụng bảo vệ so lệch dọc có hãm. Từ nguyên lý so lệch chúng ta nhận thấy: để có thể so sánh dòng điện ở hai đầu ĐZ thì ngoài ĐZ truyền tải chính ra phải bố trí thêm ĐZ dẫn phụ để truyền tín hiệu dòng điện giữa hai đầu ĐZ cho bảo vệ so lệch dọc. Ngày nay, đối với rơle số người ta thường thay thế dây dẫn phụ bằng việc truyền tín hiệu thông qua đường dây thông tin, điều này không những nâng cao độ tin cậy, độ nhạy của bảo vệ mà còn tăng khả năng tự động hoá trong hệ thống điện đặc biệt là khi hệ thống SCADA được đưa vào sử dụng. Trên hình 4.23 trình bày nguyên lý bảo vệ ĐZ dùng rơle số lệch có hãm truyền tín hiệu dùng thiết bị truyền tin.



Hình 4.23: Bảo vệ so lệch dòng có hãm truyền tín hiệu hai đầu bảo vệ bằng phương pháp truyền tin



Hình 4.22: Đồ thị vectơ dòng điện khi có ngắn mạch ngoài (a) và trong (b) vùng bảo vệ

Đối với các ĐZ có chiều dài ngắn (< 25 km) người ta vẫn sử dụng dây dẫn phụ để truyền tín hiệu dòng điện giữa hai đầu đường dây (hình 4.21). Khi đó để giảm bớt số lượng dây dẫn phụ dùng trong sơ đồ ba pha người ta dùng phương pháp cộng dòng điện pha thông qua các máy biến dòng cộng (hình 4.24). Hệ số biến đổi pha trong máy biến dòng cộng phải được chọn sao cho dòng điện ở đầu ra không bị triệt tiêu đối với bất kỳ một dạng ngắn mạch nào. Chẳng hạn với sơ đồ hình 4.24, tỉ số vòng dây giữa các cuộn là: $W_1 : W_2 : W_3 = 2 : 1 : 3$ và dòng điện đầu ra của máy biến dòng là:

$$\dot{I}_{ra} = 2 \cdot \dot{I}_a + \dot{I}_c + 3 \cdot \dot{I}_N \quad (4-56)$$

với \dot{I}_N là dòng điện chạy trong dây trung tính của tổ máy biến dòng đấu hình sao.

II.3. Bảo vệ so lệch ĐZ song song:

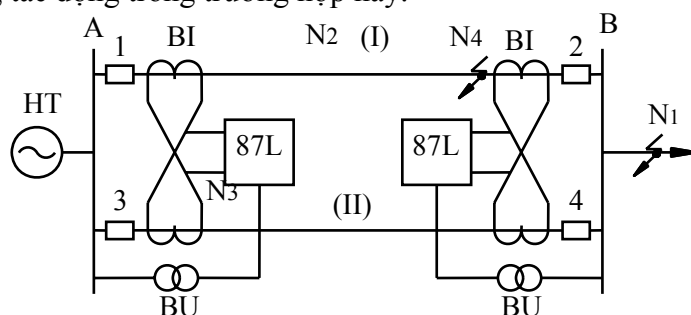
Bảo vệ so lệch ngang có hướng được dùng để bảo vệ cho ĐZ song song nối vào thanh góp qua các máy cắt riêng (hình 4.25). Bảo vệ so lệch ngang có hướng làm việc dựa theo nguyên tắc so sánh dòng điện trên hai đường dây song song. Trong chế độ làm việc bình thường hoặc ngắn mạch ngoài (giả sử tại N_1), các dòng điện chạy trên hai nhánh ĐZ cùng chiều và có giá trị gần bằng nhau nên dòng điện vào role:

Bộ phía thanh góp A:

$$\dot{I}_{SL} = \frac{1}{n_1} \cdot [(\dot{I}_{1S} - \dot{I}_{2S}) - (\dot{I}_{1\mu} - \dot{I}_{2\mu})] \approx \dot{I}_{KCBT} < I_{KDR} \quad (4-57)$$

bảo vệ không tác động trong trường hợp này.

Bộ phía thanh góp B: sẽ bị khoá do chiều dòng điện đi từ ĐZ vào thanh góp. Như vậy bảo vệ không tác động trong trường hợp này.



Hình 4.25: Sơ đồ nguyên lý bảo vệ so lệch ngang có hướng

Khi xảy ra ngắn mạch tại N_2 (giả sử phía phụ tải không có nguồn truyền ngược về), dòng ngắn mạch tại điểm N_2 được cung cấp từ hai phía: dòng cung cấp trực tiếp theo đường $A1N_2$ và dòng đổ về theo đường vòng $A34B2N_2$ (thường dòng ngắn mạch do nhánh $A1N_2$ có giá trị lớn hơn so với dòng do nhánh kia cung cấp do tổng trở mạch vòng thường lớn). Dòng ngắn mạch trên đi qua hai bộ bảo vệ so lệch ở hai đầu thanh góp.

Bộ phía thanh góp A: Chiều dòng điện đi từ thanh góp vào đường dây sẽ làm cho chức năng định hướng công suất của role làm việc để xác định điểm ngắn mạch nằm trên

$$I_{SL} = \frac{1}{n_1} \cdot [(I_{1S} - I_{2S}) - (I_{1\mu} - I_{2\mu})] > I_{K\bar{A}R} \quad (4-58)$$

Các dữ liệu trên sẽ được tổng hợp và so sánh với các giá trị cài đặt. Trong trường hợp này bộ phía A sẽ đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 1.

Bộ phía thanh góp B: Dòng điện chạy trên hai nhánh I_{1S} và I_{2S} có chiều ngược nhau. Khi đó dòng điện so lệch được xác định theo công thức sau:

$$I_{SL} = \frac{1}{n_1} \cdot [(I_{1S} + I_{2S}) - (I_{1\mu} + I_{2\mu})] > I_{K\bar{A}R} \quad (4-59)$$

Các số liệu thu được sẽ được bộ phía thanh góp B tổng hợp và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 2 (dòng I_{2S} có chiều hướng từ đường dây II vào thanh góp B, còn dòng I_{1S} hướng từ thanh góp B ra đường dây I). Như vậy sự cố sẽ được cắt bởi bảo vệ so lệch ở hai phía thanh góp và nhánh đường dây còn lại tiếp tục vận hành nhưng khi đó chức năng so lệch sẽ bị khoá để tránh bảo vệ có thể tác động nhầm khi ngắn mạch ngoài vùng bảo vệ vì lúc đó bảo vệ so lệch ngang trở thành bảo vệ quá dòng có hướng.

Khi xảy ra ngắn mạch tại N_3 (gần thanh góp A), do tổng trở đoạn từ thanh góp A đến điểm ngắn mạch nhỏ hơn rất nhiều so với tổng trở mạch vòng dẫn đến dòng ngắn mạch hầu như đổ dồn hoàn toàn qua nhánh $A3N_3$ làm cho bảo vệ phía A tác động cắt máy cắt 3 còn dòng trong mạch vòng rất nhỏ nên bảo vệ phía B không tác động. Chỉ khi máy cắt 3 bị cắt ra, dòng ngắn mạch đổ dồn về nhánh vòng và khi đó bảo vệ phía B mới tác động cắt máy cắt 4. Trường hợp này được gọi là hiện tượng khởi động không đồng thời, hiện tượng này sẽ làm tăng thời gian cắt ngắn mạch lên gây ảnh hưởng đến tính tác động nhanh của bảo vệ.

Trong trường hợp xảy ra đứt dây kèm theo chạm đất một nhánh đường dây thì bảo vệ so lệch ngang có hướng sẽ tác động không đúng cắt cả hai nhánh đường dây. Đây chính là một nhược điểm rất lớn của bảo vệ so lệch ngang có hướng. Để khắc phục người ta dựa vào khoảng thời gian từ lúc đứt dây đến khi chạm đất để khoá chức năng so lệch của bảo vệ.

III. Bảo vệ khoảng cách

Vào những năm đầu thế kỷ 20, bảo vệ khoảng cách được xem như loại bảo vệ hoàn hảo nhất để bảo vệ các đường dây tải điện. Trải qua gần một thế kỷ các role khoảng cách được nghiên cứu rất rộng rãi và không ngừng được cải tiến qua các thế hệ role điện cơ, role tĩnh đến các role số ngày nay. Tính năng của role khoảng cách nhất là những hợp bộ bảo vệ khoảng cách sử dụng kỹ thuật số hiện đại đã được mở rộng và đa dạng hơn rất nhiều so với các role trước đây. Ngày nay các role khoảng cách số như P441, P442, P444 (Alstom); 7SA511, 7SA513 (Siemens); SEL321 (SEL) ngoài chức năng bảo vệ khoảng cách nó còn được tích hợp nhiều chức năng khác nữa như các chức năng: quá dòng cắt nhanh, quá dòng có thời gian (50/51), chống chạm đất (50/51N), điện áp giảm (27), quá điện áp (59), tự động đóng trở lại TĐL (79), kiểm tra đồng bộ (25) và các chức năng truyền thông khác.

Bảo vệ khoảng cách là chức năng chính của role. Nó gồm một hệ thống dò tìm sự cố, một hệ thống đo khoảng cách và một hệ thống xác định hướng công suất (dòng điện) sự cố. Tuỳ vào mỗi loại role của từng hãng chế tạo mà các role khoảng cách có các phương pháp dò tìm phát hiện sự cố và đưa ra những phương thức xử lý khác nhau nhưng nhìn chung đều dựa trên nguyên lý cơ bản là dựa vào giá trị dòng điện và điện áp đo được từ đó tính toán giá trị tổng trở đo rồi so sánh với giá trị đặt vùng cùng với hướng công suất trên đường dây để tổng hợp đưa ra quyết định thao tác.

Để đảm bảo tác động chọn lọc trong mạng phức tạp, người ta dùng bảo vệ khoảng cách có hướng, chỉ tác động khi hướng công suất ngắn mạch đi từ thanh góp vào đường dây. Role khoảng cách dùng bảo vệ đường dây tải điện thường có nhiều vùng tác động tương ứng với các cấp thời gian tác động khác nhau.

Hiện nay tồn tại nhiều phương thức tính toán giá trị đặt cho bảo vệ khoảng cách, phạm vi ứng dụng của mỗi phương thức tùy thuộc vào từng ứng dụng cụ thể. Ngoài ra bảo vệ khoảng cách có thể được sử dụng kết hợp với TĐL, các sơ đồ cắt liên động dùng kênh truyền tin để giảm thời gian cắt sự cố. Sau đây chúng ta sẽ đi phân tích cách tính toán các vùng của role khoảng cách.

III.1. Phân tích các vùng tác động của bảo vệ khoảng cách:

Để đơn giản ở đây chúng ta chỉ xét với role khoảng cách ba cấp (three step distance protection) tại thanh góp A (hình 4.26). Đây là dạng bảo vệ không cục bộ được dùng khá phổ biến trên thực tế. Bảo vệ có ba vùng tác động:

III.1.1. Vùng I:

Chức năng của vùng I là cắt càng nhanh càng tốt các sự cố bên trong đường dây được bảo vệ (đoạn AB) do đó thời gian đặt trễ của vùng này thường chọn bằng $t_A^I = 0(\text{sec})$. Cần phân biệt thời gian đặt cho role với thời gian cắt sự cố thực tế t_c :

$$t_c = t_{rlmin} + t_{đặt} + t_t + t_{MC} \quad (4-60)$$

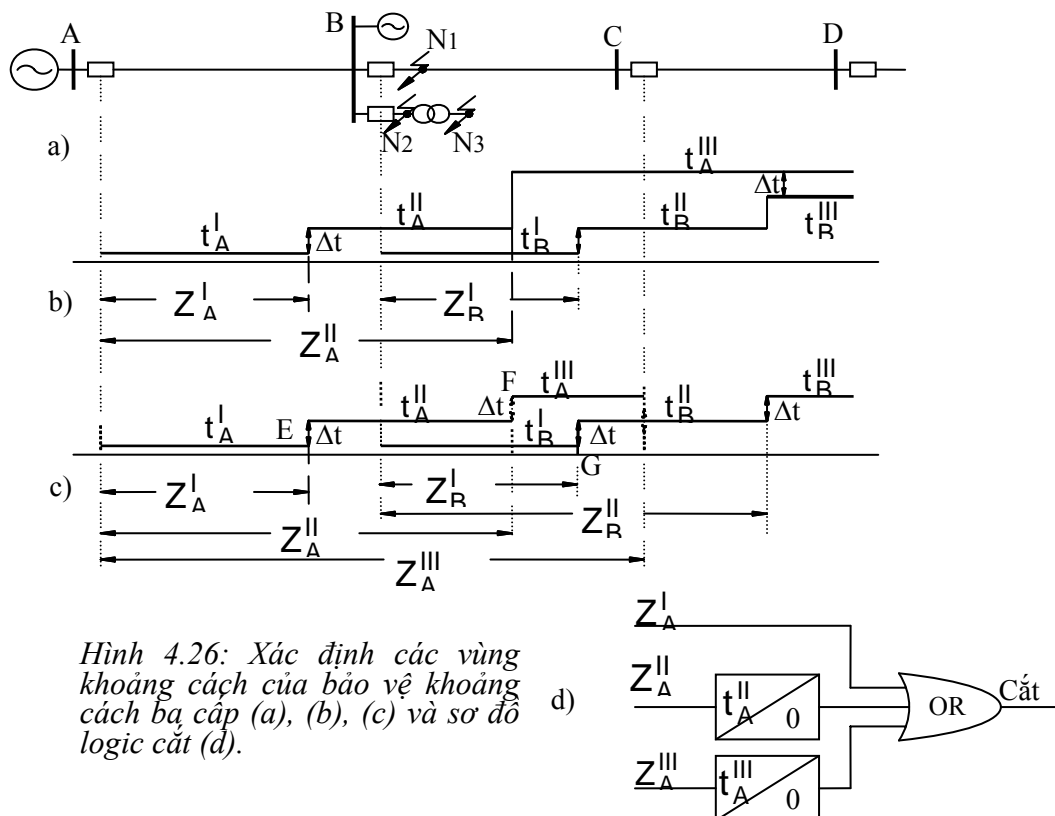
Trong đó:

t_{rlmin} : thời gian tính toán và ra quyết định thao tác nhỏ nhất của role khoảng cách. Thời gian này tùy thuộc vào từng loại role. Ví dụ role 7SA511 có $t_{rlmin} = 25$ msec, 7SA513 có $t_{rlmin} \approx 18$ msec.

$t_{đặt}$: thời gian đặt cho role.

t_t : thời gian truyền tín hiệu bên ngoài role, thời gian này có thể bị phụ thuộc bởi bus truyền...

t_{MC} : thời gian thao tác của máy cắt, tùy thuộc vào loại máy cắt được sử dụng.



Hình 4.26: Xác định các vùng khoảng cách của bảo vệ khoảng cách ba cấp (a), (b), (c) và sơ đồ logic cắt (d).

Do vùng I là vùng bảo vệ có tính chọn lọc tuyệt đối nên chỉ cần sự cố xảy ra trong vùng này bảo vệ sẽ tác động mà không cần phối hợp với các bảo vệ khác. Giá trị tổng trở đặt vùng I phụ thuộc vào từng trường hợp tương ứng với từng loại rơle cụ thể.

Trường hợp tại thanh góp B không có nguồn trực tiếp nối vào cũng như không có nhánh rẽ qua máy biến áp và sai lệch giữa các BI, BU không lớn hoặc với các rơle số hiện đại có bộ lọc số tốc độ cao (7SA513). Để đơn giản người ta thường xác định tổng trở đặt vùng I (Z_A^I) bằng 85% tổng trở của đường dây AB (Z_{IAB}):

$$Z_A^I = 0,85.Z_{IAB} \quad (4-61)$$

Trường hợp có kể đến các sai số của các phần tử khoảng cách, các biến dòng BI, biến điện áp BU cũng như sai số về thông số tổng trở đo được, ngắn mạch qua điện trở hồ quang, ảnh hưởng bởi chiều dài đường dây..., có thể làm cho rơle tác động nhầm khi sự cố thực tế nằm ngoài vùng I (ví dụ ngắn mạch trên đoạn BC). Khi đó người ta có thể sử dụng công thức:

$$Z_A^I = \frac{1}{1 + \beta + \delta} Z_{IAB} \quad (4-62)$$

Với $\beta \approx 0,05$ là hệ số tính đến sai số của rơle khoảng cách (tùy vào từng loại mà có thể có các giá trị β khác nhau); $\delta = 0,1$ là hệ số tính đến sai số của các biến dòng BI, biến điện áp đo lường BU và khoảng dự phòng của rơle.

Khi thay các giá trị trên vào công thức (4-62) giá trị Z_A^I sẽ dao động trong khoảng (0,8 ÷ 0,9) độ dài thực đường dây AB, do đó nó cũng phù hợp với công thức (4-61).

Trên thực tế không phải bất cứ loại rơle khoảng cách nào cũng có giá trị đặt trực tiếp là tổng trở Z (P44X của Alstom (Pháp), Sel321 của Sel (Mỹ)). Ví dụ như 7SA513 của Siemens (Đức), giá trị đặt của rơle này cụ thể là các giá trị điện kháng và điện trở (khi xét đến sự cố chạm đất) và chúng được xác định bằng 85% chiều dài đường dây.

$$X_{Aprim}^I = 0,85.X_{IAB} \quad (4-63a)$$

$$X_{Asec}^I = \frac{N_{ct}}{N_{vt}} . X_{Aprim}^I . \frac{I_n}{A} \quad (4-63b)$$

$$R_{Aprim}^I = R_{IAB} + \frac{1}{2} . R_{arc} \quad (4-64a)$$

$$R_{Asec}^I = \frac{N_{ct}}{N_{vt}} . R_{Aprim}^I . \frac{I_n}{A} \quad (4-64b)$$

Trong đó:

- X_{Aprim}^I, X_{Asec}^I : giá trị điện kháng sơ và thứ cấp cần xác định.
- R_{Aprim}^I, R_{Asec}^I : giá trị điện trở sơ và thứ cấp.
- N_{ct}, N_{vt} : lần lượt là tỉ số biến dòng BI và biến áp BU.
- $\frac{I_n}{A}$: dòng danh định của rơle được tính bằng dòng thứ cấp của BI.
- R_{arc} : giá trị điện trở hồ quang do ngắn mạch gây ra (bị chia đều cho hai pha khác nhau), R_{arc} được xác định theo công thức C. Warrington đối với sự cố pha-pha:

$$R_{arc} = \frac{28700(D + v.t_c)}{I_N^{1,4}} \quad (4-65)$$

với D là khoảng cách tương đương giữa các pha (m), đối với đường dây cáp ba pha trên không: $D = \sqrt[3]{D_{AB} . D_{AC} . D_{BC}}$; v là vận tốc gió (m/sec); t_c là thời gian cắt ngắn mạch của hệ

thống bảo vệ (sec); I_N dòng ngắn mạch tổng theo hai phía đường dây đến điểm ngắn mạch (đối với đường dây có hai nguồn cung cấp từ hai đầu). Trên thực tế giá trị này xác định nhờ tính toán theo các chương trình tính ngắn mạch trên máy tính.

R_{IAB}, X_{IAB} : giá trị điện trở và điện kháng của đoạn đường dây AB (Ω).

Chú ý các giá trị xác định theo các công thức trên chưa tính đến trường hợp sử dụng chức năng tự động đóng lặp lại TĐL (auto recloser) của bảo vệ khoảng cách.

III.1.2. Vùng II:

Chức năng của vùng này là bảo vệ đoạn cuối đường dây AB (khoảng (15 ÷ 20)% đoạn đường dây AB tính từ thanh góp B) ngoài khu vực vùng I của rơle khoảng cách đặt tại A và yêu cầu bắt buộc là nó phải bao trùm hoàn toàn thanh góp trạm B sao cho tất cả các sự cố xảy ra trong đoạn này và toàn bộ vùng I phải nằm trong vùng II, ngoài ra nó còn có thể làm nhiệm vụ dự phòng một phần cho bảo vệ vùng I đặt tại thanh góp B. Thời gian tác động của vùng II đối với tất cả các rơle ở các trạm thường được đặt bằng nhau trừ một số trường hợp đặc biệt, giá trị thời gian đặt này được chọn lớn hơn thời gian đặt vùng I của đoạn sau liền kề cũng như của các bảo vệ cắt nhanh của các máy biến áp nối vào thanh góp trạm B một bậc chọn lọc là Δt , thường $t_A^{II} \approx 0,5$ sec.

Cũng như vùng I tổng trở đặt của vùng II được chọn tùy thuộc vào từng trường hợp cụ thể.

Trường hợp tại thanh góp B không có nguồn trực tiếp nối vào cũng như không có rẽ nhánh qua máy biến áp và sự sai lệch giữa các BI, BU không lớn hoặc sử dụng các rơle có bộ lọc số tốc độ cao thì giá trị cài đặt tổng trở có thể xác định theo công thức:

$$Z_A^{II} = 0,8.(Z_{IAB} + 0,85.Z_{IBC}) \quad (4-66)$$

Với 7SA513 của Siemens thì giá trị cài đặt vùng II được xác định:

$$X_{Aprim}^{II} = 0,8.(X_{IAB} + 0,85.X_{IBC}) (\Omega) \quad (4-67a)$$

$$X_{Asec}^{II} = \frac{N_{ct}}{N_{vt}} X_{Aprim}^{II} \frac{I_n}{A} (\Omega) \quad (4-67b)$$

Với P441, P442, P444 của Alstoms:

$$Z_{Aprim}^{II} = Z_{IAB} + 0,3.Z_{IBC} (\Omega) \quad (4-68a)$$

$$Z_{Asec}^{II} = \frac{N_{ct}}{N_{vt}} Z_{Aprim}^{II} (\Omega) \quad (4-68b)$$

Trường hợp tại thanh góp trạm B có nguồn dòng khác bơm vào hoặc có rẽ nhánh cũng như khi tính toán có thể kể đến các sai số của BI, BU và của bản thân rơle..., khi đó giá trị tổng trở đặt của rơle có thể chọn theo công thức:

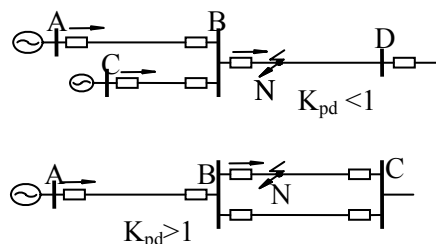
$$Z_A^{II} \leq \frac{1}{1 + \beta + \delta} (Z_{IAB} + \frac{1 - \alpha}{K_{pdBC}} Z_B^I) \quad (4-69)$$

Trong đó:

$\alpha = 0,1$: hệ số tính đến khoảng đường biên an toàn để vùng II của bảo vệ khoảng cách tại A không lấn sang vùng II của bảo vệ khoảng cách tại B.

K_{pdBC} : hệ số phân dòng của đường dây BC tại thanh góp B, có giá trị bằng tỉ số giữa dòng qua rơle (tại A) và dòng qua điểm ngắn mạch tại N1 (hình 4.26).

Theo công thức (4-69) thì độ dài vùng II của bảo vệ khoảng cách đặt tại



Hình 4.27: Ảnh hưởng của K_{pd} đến hiện tượng hút vùng ($k_{pd} < 1$) và vượt vùng ($k_{pd} > 1$)

Khi $K_{pd} < 1$ (hình 4.27) nghĩa là giá trị tổng trở đo được lớn hơn tổng trở thực tế, trường hợp này người ta gọi là hiện tượng *hụt vùng* (underreach). Lúc đó role chỉ có thể phát hiện được những sự cố ở vị trí gần hơn so với vị trí có giá trị cài đặt tổng trở vùng. Nếu điều này xảy ra đối với vùng II của bảo vệ khoảng cách đặt tại A thì có nghĩa là vùng bảo vệ dự phòng cho vùng I của role khoảng cách đặt tại B sẽ giảm đi và như vậy thời gian cắt dự phòng cho vùng I của bảo vệ tại B sẽ tăng lên đến t_{A}^{III} , làm giảm hiệu quả dự phòng của bảo vệ A. Việc áp dụng công thức (4-69) sẽ gây rất nhiều khó khăn cho khả năng phối hợp cấp II của bảo vệ tại A với cấp I của bảo vệ tại B nếu giá trị K_{pd} dao động trong khoảng rộng. Để khắc phục điều này, người ta có hai hướng giải quyết: thứ nhất là chọn giá trị K_{pd} cực đại để tính toán, thứ hai là tính toán các giá trị chỉnh định khác nhau trong chế độ cực đại và cực tiểu để cài đặt vào role. Điều này rất dễ dàng với các role số vì bộ nhớ của chúng cho phép chứa nhiều bộ tham số chỉnh định khác nhau.

Khi hệ số $K_{pd} > 1$ (hình 4.27) sẽ xảy ra hiện tượng vượt vùng (overreach). Khi đó giá trị tổng trở đo được sẽ nhỏ hơn tổng trở thực tế cài đặt vùng và role sẽ cắt được các ngắn mạch ở xa hơn so với giá trị vùng cài đặt, nói cách khác là giới hạn vùng bảo vệ sẽ tăng lên. Điều này chưa chắc đã tốt vì khi đó vùng II của bảo vệ đặt tại A có thể sẽ bị lấn sang vùng II của bảo vệ tại B và như vậy các bảo vệ có thể tác động không chọn lọc.

Trường hợp tại thanh góp trạm B có máy biến áp phân nhánh nối vào, khi đó độ dài vùng II của role khoảng cách tại A không được phép bao trùm máy biến áp trên mà thời gian cắt nhanh nhất của bảo vệ máy biến áp lớn hơn thời gian tác động của vùng II (t_{II}^I). Thực vậy, giả sử nếu xảy ra ngắn mạch tại N3 (hình 4.26) sau máy biến áp có loại bảo vệ như trên, nếu N3 nằm trong vùng II của bảo vệ khoảng cách đặt tại A thì role khoảng cách tại A có thể sẽ tác động cắt máy cắt tại thanh góp A trước khi máy cắt bảo vệ máy biến áp tác động, điều này là không cho phép. Để tránh trường hợp này thì tổng trở đặt vùng II của bảo vệ khoảng cách đặt tại A phải được chọn theo công thức:

$$Z_A^{II} \leq \frac{1}{1 + \beta + \delta} \left(Z_{IAB} + \frac{1}{K_{pdMBA}} Z_{MBA \min} \right) \quad (4-70)$$

Trong đó:

~ K_{pdMBA} : hệ số phân dòng qua máy biến áp.
 $Z_{MBA \min}$: tổng trở tương đương nhỏ nhất của một trong số các máy biến áp nối vào thanh cái trạm B.

Thông thường giá trị tổng trở đặt vùng II của bảo vệ tại A được chọn theo giá trị nhỏ nhất của biểu thức (4-69) và (4-70).

Theo các lập luận trên đây thì các công thức (4-66) đến (4-68) thường chỉ áp dụng cho các lưới hình tia một nguồn cung cấp (đặc trưng của lưới phân phối) còn đối với mạng điện vòng thì phải áp dụng các công thức có tính đến hệ số phân dòng.

Nếu từ thanh góp trạm B có nhiều đường dây ra thì đường dây nào có chiều dài nhỏ nhất sẽ được chọn để phối hợp với tổng trở vùng II của bảo vệ đặt tại A.

III.1.3. Vùng III:

Hiện nay cách tính độ dài vùng III của bảo vệ khoảng cách ba cấp vẫn chưa thống nhất. Tùy vào từng trường hợp, mục đích sử dụng vùng này mà giá trị tổng trở đặt vùng III sẽ được xác định theo các công thức hợp lý. Trên thức tế ở Việt Nam một số nơi vùng III không được sử dụng.

Nếu xem vùng III của role khoảng cách đặt tại A thuần túy dự phòng cho vùng II role A và nó phải phối hợp tốt với vùng II của role đặt tại B thì có thể áp dụng công thức (4-71) cho trường hợp đơn giản:

$$Z_A^{III} = 0,8[Z_{IAB} + 0,8(Z_{IBC} + 0,85Z_{ICD})] \quad (4-71)$$

và công thức (4-72) cho trường hợp phối hợp với vùng II của bảo vệ phía sau kề nó (tại B):

$$Z_A^{III} = K_{tc} \cdot (Z_{IAB} + \frac{1-\alpha}{K_{pd}} Z_B^{II}) \quad (4-72)$$

với K_{tc} là hệ số tin cậy, $K_{tc} = 1,2$.

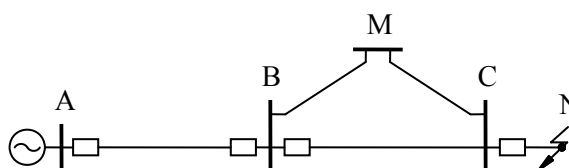
Đối với role 7SA513 của Siemens, giá trị đặt vùng III được xác định theo giá trị điện kháng như sau:

$$X_{Aprim}^{III} = 0,8.[X_{IAB} + 0,8.(X_{IBC} + 0,85.X_{ICD})] \quad (4-73a)$$

$$X_{Aseco}^{III} = \frac{N_{ct}}{N_{vt}} X_{Aprim}^{III} \frac{I_n}{A} \quad (\Omega) \quad (4-73b)$$

Tuy nhiên, khi áp dụng các công thức này đối với lưới mạch vòng thì không phải lúc nào cũng có thể đảm bảo được sự phối hợp tốt giữa các bảo vệ. Giả sử xét mạng điện như hình 4.28, trong đó đoạn đường dây BC có tổng trở lớn hơn tổng trở đoạn BMC (giả sử do các đường dây này có tiết diện dây lớn,...). khi có ngắn mạch tại N, nếu theo mạch thẳng ABCN thì điểm sự cố nằm ở vùng III của bảo vệ khoảng cách đặt tại A và là vùng II của bảo vệ tại B. Tuy nhiên nếu xét theo mạch vòng ABMCN thì tổng trở ngắn mạch đo được tại A nhỏ hơn nên có thể rơi vào vùng II của bảo vệ đặt tại A. Khi đó bảo vệ đặt tại A và B có thể tác động không chọn lọc.

Như vậy, các công thức (4-71); (4-72) chỉ nên áp dụng cho lưới hình tia một nguồn cung cấp. Đối với mạng điện vòng do ảnh hưởng của của hệ số phân dòng nên giá trị tổng trở đo được vùng III có thể biến thiên trong dải khá rộng và khi đó việc tính toán giá trị cài đặt vùng III rất phức tạp vì phải tính toán nhiều giá trị đặt trong những trường hợp vận hành khác nhau để cài đặt vào bộ nhớ của role.



Hình 4.28: Sự không phối hợp giữa bảo vệ trạm A và B

Thời gian đặt vùng III của bảo vệ tại A trong trường hợp này có thể phối hợp với thời gian đặt vùng II của nó theo công thức sau:

$$t_A^{III} = t_A^{II} + \Delta t \quad (4-74)$$

Nếu xem vùng III của bảo vệ khoảng cách tại A không những để dự phòng cho vùng II của nó mà còn dùng dự phòng xa cho bảo vệ đường dây liên kề (BC) và không đề ý đến yêu cầu phối hợp vùng III này với vùng III của bảo vệ đặt tại B. Khi đó, giá trị đặt vùng III của bảo vệ khoảng cách tại A được lấy bằng tổng đường dây được bảo vệ (AB) với đường dây liên kề dài nhất (BC) và 25% đường dây thứ ba (CD) hoặc bằng 120% tổng đường dây được bảo vệ với đường dây liên kề dài nhất. Điều này cho phép role A có thể cắt

được các ngắn mạch trên đường dây liên kề (BC) khi toàn bộ bảo vệ của đoạn đường dây liên kề này không làm việc. Ví dụ với role khoảng cách số P44X của Alstoms, giá trị tổng trở đặt vùng III được xác định như sau:

$$Z_{\text{Aprim}}^{\text{III}} = (Z_{\text{IAB}} + Z_{\text{IBC}}) \cdot 1,2 \quad (\Omega) \quad (4-75a)$$

$$Z_{\text{Asec0}}^{\text{III}} = Z_{\text{Aprim}}^{\text{III}} \frac{N_{\text{ct}}}{N_{\text{vt}}} \quad (\Omega) \quad (4-75b)$$

Hoặc cũng có thể xác định theo công thức :

$$Z_{\text{A}}^{\text{III}} \geq Z_{\text{IAB}} + \frac{I_{\text{R}} + I_{\text{F}}}{I_{\text{F}}} Z_{\text{IBC}} \quad (4-76)$$

với I_{R} , I_{F} tương ứng là dòng qua role và dòng đi vào điểm sự cố tại thanh góp trung gian trong chế độ dòng vào cực đại.

Thời gian đặt của vùng III trong trường hợp này được phối hợp với thời gian đặt vùng II của bảo vệ liên kề (tại B):

$$t_{\text{A}}^{\text{III}} = t_{\text{B}}^{\text{II}} + \Delta t \quad (4-77)$$

Ngoài ra cũng có một phương án đề xuất xác định tổng trở đặt vùng III theo tổng trở làm việc nhỏ nhất của tải theo công thức:

$$Z_{\text{A}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{lv min}}}{K_{\text{tc}} \cdot K_{\text{mm}} \cdot K_{\text{tv}}} \quad (4-78)$$

với tổng trở làm việc nhỏ nhất được tính theo công thức:

$$Z_{\text{lv min}} = \frac{U_{\text{lv min}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{lv max}}} \quad (4-79)$$

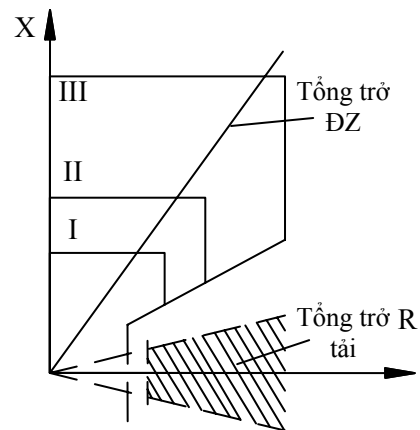
Trong đó:

- K_{mm} : hệ số mở máy, $K_{\text{mm}} = 1,3$.
- K_{tv} : hệ số trở về của role, $K_{\text{tv}} = (1,05 \div 1,1)$.

Tuy nhiên công thức này chưa hợp lý lắm khi áp dụng cho role số vì đối với lưới truyền tải, góc của tải thường nhỏ hơn $(20 \div 30)^{\circ}$ so với trục R (hình 4.29) trong khi góc tổng trở đường dây thường lớn hơn 60° và các role khoảng cách thường được xác định hướng theo góc này hoặc theo hướng điện kháng chứ không theo trục R. Hơn nữa trong các role số thường cài đặt thêm chức năng khoá role trong vùng lấn của tải (load encroachment), do đó các giá trị đặt của role càng không phụ thuộc vào các chế độ của tải.

III.2. Các sơ đồ cắt liên động trong bảo vệ khoảng cách:

Trong hệ thống điện, đặc biệt đối với lưới truyền tải, yêu cầu về độ chọn lọc cũng như tốc độ khắc phục sự cố đóng vai trò rất quan trọng trong việc nâng cao độ tin cậy cung cấp điện cũng như tính ổn định của hệ thống. Khi cấp điện áp và công suất truyền tải tăng lên, các yêu cầu nói trên càng trở nên ngặt nghèo mà trong nhiều trường hợp các bảo vệ dùng nguyên lý phân cấp ba vùng khoảng cách thông thường đã xét tỏ ra không đáp ứng được. Để khắc phục điều này, hiện nay ngoài việc sử dụng các role cũng như các thiết bị đóng cắt chất lượng cao, người ta áp dụng các loại sơ đồ khoảng cách khác nhau trong số đó



Hình 4.29: Hướng đặt của bảo vệ khoảng cách và vị trí tổng trở tải

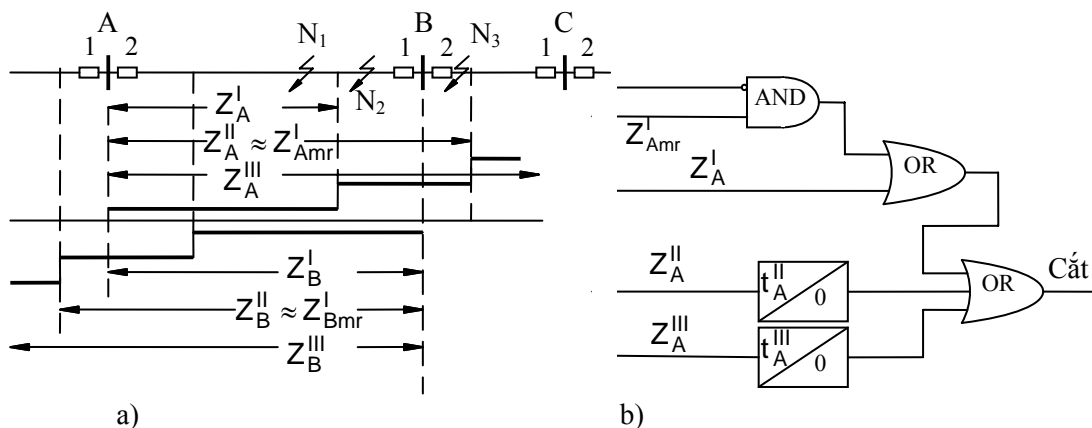
Chúng ta nhận thấy rằng vùng I của bảo vệ khoảng cách (tại thanh góp A) chỉ có thể bảo vệ cắt tức thời được khoảng 80% chiều dài đoạn đường dây AB, 20% đoạn còn lại sẽ được loại trừ ngắn mạch với thời gian cấp II (t^{II}). Để có thể loại trừ nhanh sự cố trên 100% đoạn AB người ta dùng các sơ đồ cắt liên động truyền cắt tín hiệu cho phép hoặc khoá giữa hai bảo vệ khoảng cách đặt ở hai đầu đoạn đường dây AB.

Các đường truyền thông tin liên lạc dùng trong bảo vệ rơle có thể là các đường thông tin hữu tuyến kiểu dây dẫn tín hiệu (pilot wire) hay kênh dẫn tín hiệu (pilot channel), kênh tải ba PLC (power line carrier), các kênh vô tuyến chuyển tiếp hay vi ba (microwave) và các đường truyền cáp quang... Chức năng của chúng là truyền thông tin từ một đầu của đường dây được bảo vệ đến đầu kia để tạo các tín hiệu cắt liên động (transfer trip) trực tiếp, tín hiệu cho phép, tín hiệu khoá hay tín hiệu giải khoá... Các tín hiệu này thường ở dạng số, có thể là một bit thông tin riêng lẻ kiểu đóng - mở (ON - OFF) hoặc dãy các tín hiệu số gọi là thông báo. Dưới đây sẽ trình bày sơ lược các sơ đồ bảo vệ liên động:

III.2.1. Các sơ đồ cắt liên động trực tiếp DTT (Direct Transfer Trip):

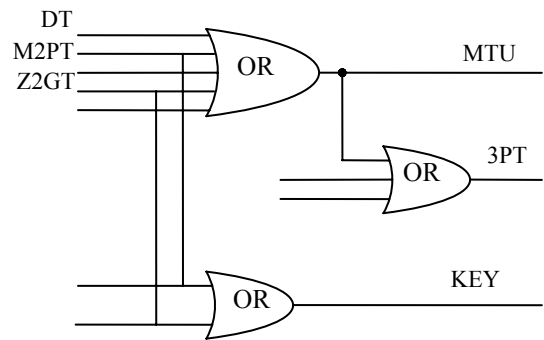
Theo sơ đồ này, rơle ở mỗi đầu khi phát hiện sự cố và cắt máy cắt của nó sẽ truyền tín hiệu tới rơle đầu đối diện qua một trong những công truyền thông số output. Rơle phía đầu nhận sẽ nhận được tín hiệu này qua công vào số input. Giá trị gán ở đầu vào này có thể là một biến (variable) hay một hàm (function) có khả năng phát tín hiệu cắt trực tiếp ở đầu ra của rơle (nhận tín hiệu) tới máy cắt của nó mà không cần kiểm tra bất cứ điều kiện nào.

Trong sơ đồ cắt liên động trực tiếp DTT, tín hiệu cắt sẽ được phát đi cắt máy cắt đồng thời chuyển thành tín hiệu liên động kiểu trực tiếp cho rơle phía đối diện. Rơle phía đối diện về mặt nguyên lý cũng phải được cài đặt giống rơle này.

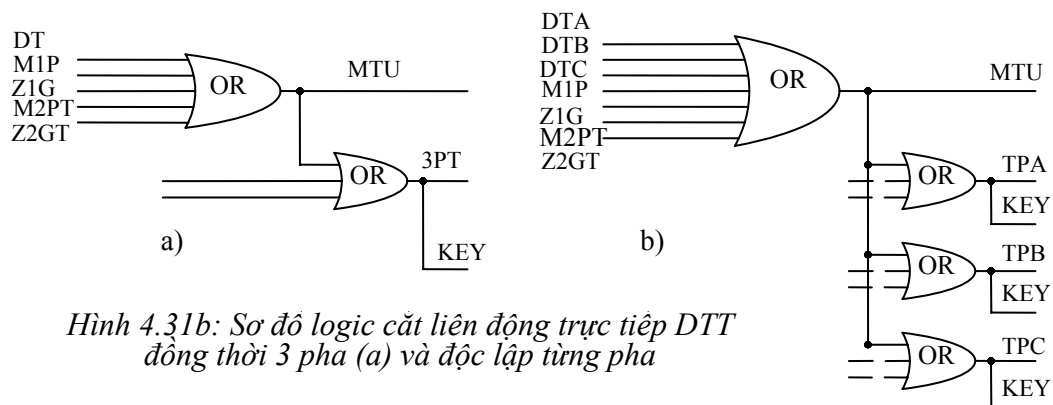


Hình 4.30 : Sơ đồ vùng I mở rộng khi có ngắn mạch trong và ngoài đường dây (a) và logic cắt của rơle số (b)

Trên hình 4.30 ta giả sử role khoảng cách B1 là role phát tín hiệu, role khoảng cách A2 là role thu tín hiệu phát từ B1 khi có sự cố tại N₂ thuộc vùng cắt nhanh (t^I) của B1. Nếu sử dụng sơ đồ khoảng cách thông thường thì role A2 sẽ cắt máy cắt với thời gian trễ của vùng II (t^{II}_{A2}), thời gian này đôi khi quá lớn (300 ÷ 600 msec) đối với một số đường dây truyền tải cao áp và siêu cao áp. Khi đó sơ đồ cắt liên động dùng đường truyền thông tin cho phép giảm đáng kể thời gian cắt của role A2. Thực vậy, khi đó role B1 sẽ đưa tín hiệu cắt máy cắt tức thời (30 msec), đồng thời phát tín hiệu liên động trực tiếp của nó ra đầu ra số output và thông qua đường truyền tin (đi mất tối đa 20 msec) tới đầu vào số input của role A2. Role A2 sẽ cắt ngay máy cắt của nó khi nhận được tín hiệu trực tiếp này. Thời gian cách ly sự cố (kể cả thời gian thao tác máy cắt (40 ÷ 50) msec) trong trường hợp này chỉ còn khoảng (90 ÷ 100) msec rõ ràng là nhanh hơn rất nhiều so với thời gian t^{II}_{A2}. Role B1 cũng có giá trị đặt và thao tác tương tự như role A2 khi sự cố ở gần đầu trạm A. Như vậy, việc sử dụng đường truyền tín hiệu liên động nói chung sẽ giảm thời gian cắt sự cố trên 100% độ dài đoạn đường dây được bảo vệ (AB). Điều này có ý nghĩa rất lớn đối với độ ổn định động của toàn bộ hệ thống, đặc biệt đối với các lưới liên kết cao áp hoặc siêu cao áp.



Hình 4.31a: Sơ đồ logic cắt liên động DUTT bên trong role SEL-321



Hình 4.31b: Sơ đồ logic cắt liên động trực tiếp DTT đồng thời 3 pha (a) và độc lập từng pha

- Một số ký hiệu trên sơ đồ:
- M1P: tổng trở pha vùng 1 theo đặc tuyến MHO.
- M2PT: tổng trở pha vùng 2 theo đặc tuyến MHO tác động có thời gian.
- Z1P: tổng trở pha vùng 1 theo đặc tuyến tứ giác pha.
- Z1G: tổng trở vùng 1 theo đặc tuyến tứ giác pha-đất,
- Z2GT: tổng trở vùng 2 theo đặc tuyến tứ giác pha-đất tác động có thời gian.
- KEY: tín hiệu liên động đầu ra.

Trong trường hợp sử dụng máy cắt đơn pha cần phải tạo ra ba tín hiệu cắt từng pha TPA (trip phase A), TPB và TPC. Các tín hiệu này có thể dùng làm tín hiệu liên động để trực tiếp gửi đi. Phía đầu role đối diện chúng được đưa vào các đầu vào khác nhau để gán thành các biến DTA (Direct tripping A), DTB và DTC. Các biến này được đặt trong biến cắt vô điều kiện MTU gửi tới máy cắt.

Nếu phần tử phát tín hiệu trực tiếp của role đầu phát là phần tử nội tuyến (vùng I khoảng cách) thì sơ đồ được gọi là cắt liên động do phần tử nội tuyến truyền tín hiệu trực tiếp DUTT (Direct Underreaching Transfer Trip) (hình 4.31). Còn nếu phần tử phát tín hiệu

Các sơ đồ cắt liên động trực tiếp có ưu điểm là đơn giản nhưng độ tin cậy không cao. Nếu đường truyền vì nguyên nhân nào đó như bị nhiễu, phát tín hiệu sai... thì role có thể cắt máy cắt nhằm gây mất điện không đáng có.

III.2.2. Các sơ đồ cắt liên động dùng tín hiệu cho phép PTT:

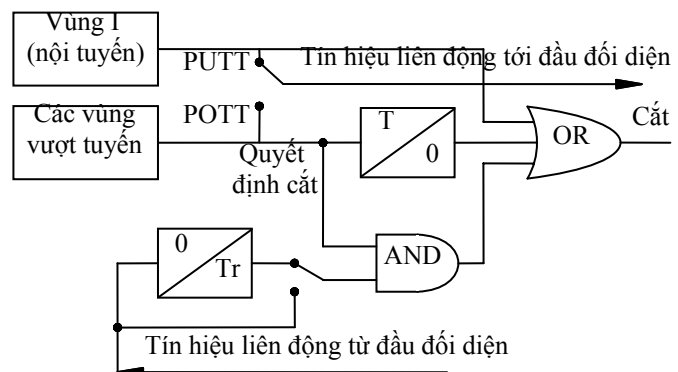
Do những nhược điểm vừa nêu trên đây của các sơ đồ cắt liên động trực tiếp DTT, trên thực tế người ta hay sử dụng loại sơ đồ truyền tín hiệu cho phép PTT (Permissive Transfer Trip) có độ tin cậy cao hơn. Thực chất của loại sơ đồ này là khi role nhận được tín hiệu cắt liên động từ phía đối diện gửi tới, nó không gửi tín hiệu cắt ngay mà còn kiểm tra xem điều kiện nào đó được thoả mãn không, nếu có thì mới phát tín hiệu đi cắt máy cắt. Điều kiện này có thể là khi role phía đầu nhận phát hiện sự cố bởi các vùng khoảng cách, phần tử định hướng hay phần tử phát hiện sự cố tác động. Như vậy tín hiệu liên động không phải là tín hiệu trực tiếp DTT mà chỉ là tín hiệu cho phép PTT, đôi khi nó còn được viết tắt là PIT (Transmissive Intertrip).

Cũng tương tự như trên, nếu phần tử phát tín hiệu cho phép của role đầu phát là phần tử nội tuyến (vùng I khoảng cách) thì sơ đồ được gọi là cắt liên động do phần tử nội tuyến truyền tín hiệu cho phép PUTT (Permissive Underreaching Transfer Trip). Còn nếu phần tử phát tín hiệu cho phép của role đầu phát là phần tử vượt tuyến (vùng I mở rộng, vùng II, III khoảng cách, phần tử phát hiện sự cố, phần tử định hướng) thì sơ đồ được gọi là cắt liên động do phần tử vượt tuyến truyền tín hiệu cho phép POTT (Permissive Overreaching Transfer Trip). Với 7SA513, có thể dùng cùng một lúc cả hai kiểu truyền POTT và PUTT độc lập qua các đường nối sóng mang riêng biệt. Khi đó kiểu truyền PUTT hoạt động trong vùng I còn kiểu truyền POTT hoạt động trong vùng mở rộng hoặc với vùng phát hiện sự cố. Trên thực tế người ta có thể phân biệt các sơ đồ POTT thuần túy (dùng bảo vệ khoảng cách ba cấp kết hợp với cắt liên động, còn gọi là POTT1) và sơ đồ có thêm vùng III khoảng cách hướng ngược có chức năng khoá (POTT2). Loại sơ đồ sau làm việc tương tự như sơ đồ thuần túy đối với các sự cố bên trong đường dây. Còn đối với các sự cố bên ngoài, vùng III hướng ngược này sẽ khoá toàn bộ bảo vệ khoảng cách lại.

Nếu một hư hỏng xảy ra trong thiết bị nhận tín hiệu hay trong đường truyền, logic nhận của bộ giao tiếp viễn thông đa năng có thể bị khoá bởi đầu vào nhị phân và điều này sẽ không ảnh hưởng đến chức năng bảo vệ khoảng cách thông thường. Khi đó việc điều khiển khoảng đo vùng mở rộng sẽ được chuyển đến chức năng TDL nếu chức năng này chưa bị khoá.

Trên hình 4.32 trình bày sơ đồ khối tổng thể của logic cắt liên động dùng tín hiệu cho phép PTT dùng chung cho cả hai kiểu PUTT và POTT. Việc chuyển từ sơ đồ này sang sơ đồ kia được thực hiện bằng chuyển mạch logic (mạch lật,...) mà ở đây ta chỉ thể hiện như một tiếp điểm cơ khí thông thường.

Trên sơ này chúng ta nhận thấy logic PUTT và POTT khác nhau ở những điểm cơ bản sau:

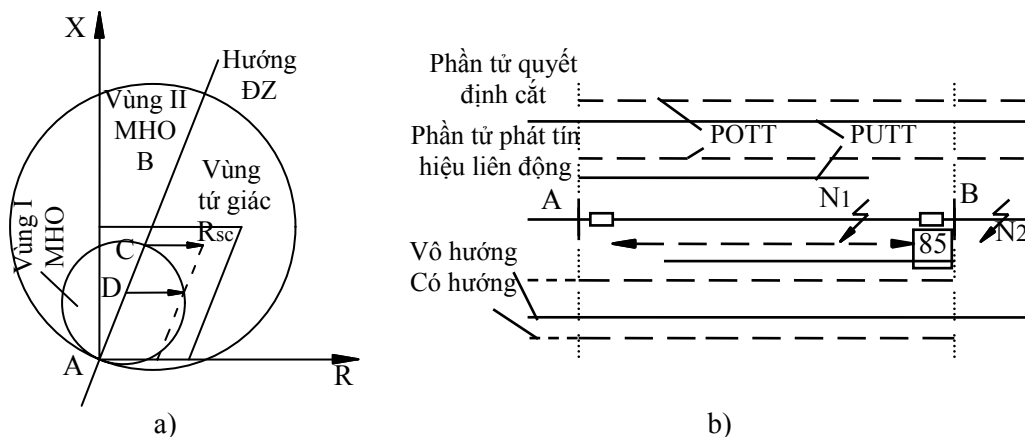


Hình 4.32: Sơ đồ khối của chức năng cắt liên động dùng tín hiệu cho phép PTT

Trong sơ đồ PUTT, phần tử khởi phát tín hiệu liên động cho bảo vệ khoảng cách đối diện khi thao tác cắt máy cắt tại chỗ là vùng I, trong khi ở sơ đồ kia là các phần tử có giới hạn vùng vượt ra ngoài vùng I như vùng I mở rộng, vùng II, III khoảng cách, phần tử phát hiện sự cố, phần tử định hướng...

Trong sơ đồ PUTT có thể chỉ cần phải dùng một đường truyền tín hiệu theo hai chiều cho các tín hiệu liên động, vì khi có các sự cố ở cuối đường dây (ví dụ điểm N2 trên đường dây được bảo vệ AB, hình 4.26), chỉ có một phần tử phát tín hiệu liên động làm việc (của role B1). Còn khi ngắn mạch ở vị trí giao nhau của vùng I của các role hai đầu (tại N1), sơ đồ cắt liên động lại không cần thiết vì sự cố nằm trong vùng I của cả hai bảo vệ nên sự cố sẽ được loại trừ với thời gian $t^1 \approx 0$ sec. Ngược lại trong sơ đồ POTT, với mọi vị trí ngắn mạch trong đường dây, hai phần tử phát tín hiệu liên động ở hai đầu đều làm việc nên ở đây cần phải có hai đường truyền tín hiệu riêng rẽ truyền tín hiệu theo hai chiều khác nhau, hoặc một đường truyền tín hiệu làm việc trong chế độ phân chia thời gian kiểu song công (duplex).

Đối với đường dây ngắn, sơ đồ PUTT chỉ nên sử dụng với đặc tuyến tứ giác để tránh hiện tượng hụt vùng vì vùng I khoảng cách với đặc tuyến này khi đó bao trùm được điện trở sự cố (thường lớn hơn so với điện trở đường dây). Như minh họa trên hình 4.33a, với việc sử dụng đặc tuyến MHO, điện trở sự cố (do hồ quang, điện trở tiếp xúc...) sẽ làm giảm vùng I lý thuyết AC xuống còn thành đoạn AD trên thực tế, đoạn này có thể giảm xuống thấp hơn 50% chiều dài đường dây AB và sự cố ở giữa đường dây với điện trở hồ quang lớn sẽ nằm ngoài giới hạn vùng I của cả hai đầu. Nếu sử dụng sơ đồ POTT thì có thể dùng đặc tuyến MHO vì vùng II khoảng cách khi đó có khoảng phủ theo trục điện trở lớn hơn nhiều so với vùng I.



Hình 4.33: Ảnh hưởng của điện trở sự cố đến vùng I khoảng cách MHO trong sơ đồ PUTT (a) và vai trò của phần tử ra quyết định cắt trong các sơ đồ PTT (b).

Đối với tín hiệu liên động được truyền đi thường có các yêu cầu sau:

Trong sơ đồ PUTT, phần tử quyết định cắt có thể là phần tử vô hướng hoặc có hướng. Còn trong sơ đồ POTT, nó phải là phần tử có hướng và hướng về phía đường dây. Thực vậy, giả sử nêu trong sơ đồ này dùng phần tử ra quyết định cắt thuộc loại vô hướng (biểu diễn bởi đường nét liền dưới cùng như trên hình 4.33b), thì khi có ngắn mạch tại điểm N2 ngoài đường dây AB nhưng trong vùng II của role A, role này sẽ phát tín hiệu cho phép đến role B. Vì phần tử ra quyết định cắt vô hướng của role B cũng nhận ra sự cố này trong giới hạn vùng của nó nên role B vẫn tác động, nghĩa là gây cắt nhầm.

Tín hiệu liên động ở đầu phát có thể được làm trễ (sườn trước) độc lập với thời gian trễ của phần tử khởi phát tín hiệu.

Tín hiệu liên động sau khi qua giao diện truyền tín của role phát cần phải được kéo dài sườn sau khoảng thời gian so với tín hiệu phát của phần tử khởi phát tín hiệu liên động.

Điều này nhằm đảm bảo tín hiệu liên động đến được với đầu thu một cách toàn vẹn ngay cả trong trường hợp phân tử khởi phát bị ngắt đột ngột hay đường dây truyền tin quá dài.

Đối với rơle phía đầu nhận cũng vậy, sườn sau của tín hiệu thu cũng phải được kéo dài một khoản thời gian là T_r (hình 4.32). cần chú ý là phân tử thời gian T_r này thường được sử dụng trong các sơ đồ kiểu PUTT, còn trong sơ POTT ít được dùng.

Đối với các ứng dụng cắt liên động dùng tín hiệu cho phép sử dụng kênh cao tần thông thường bằng đường dây tải điện (tải ba) PLC, độ tin cậy truyền tin không cao do tín hiệu truyền liên động phải đi qua điểm sự cố trên đường dây tải điện nên hay bị nghẽn và suy hao lớn (tới 20 ÷ 30 dB). Trong trường hợp không có thiết bị khuếch đại công suất để tín hiệu có thể vượt qua điểm nghẽn thì phải dùng loại kênh truyền khác cũng sử dụng đường dây tải điện như kênh mã chuyên tần (SFK). Kênh này có độ chống nhiễu cao hơn và có thể được dùng để tạo tín hiệu cửa sổ giải khoá cho chức năng cắt liên động trong các sơ đồ giải khoá.

Trên hình 4.34 trình bày sơ đồ nối dây của hệ thống bảo vệ đường dây ALPS của hãng GE-Multilin (Mỹ) theo logic POTT với giao diện truyền tin. Tín hiệu cho phép từ phía xa gửi đến sẽ khép mạch tiếp điểm đầu ra của đầu thu và kích hoạt đầu vào số tại các chân D2-D18. Còn khi rơle này phát tín hiệu cho phép gửi đi, nó sẽ khép mạch rơle tín hiệu đầu ra tại các chân B5-B21 và kích hoạt đầu phát của giao diện truyền tín hiệu liên lạc.

Trong các sơ đồ cắt liên động do phân tử nội tuyến truyền tín hiệu cho phép PUTT giai đoạn đầu, người ta thường sử dụng vùng I khoảng cách vừa làm phân tử khởi phát tín hiệu liên động đi xa, vừa làm phân tử ra quyết định cắt khi nhận được tín hiệu cho phép từ xa gửi tới. Sơ đồ như vậy có thể không cho phép cắt nhanh các sự cố cuối đường dây được bảo vệ. Giả sử khi có ngắn mạch tại điểm N1 (hình 4.33b), rơle A khi nhận được tín hiệu cho phép từ rơle B vận không thể thao tác cắt được vì sự cố nằm ngoài vùng I. Để khắc phục tình trạng này, người ta phải sử dụng vùng II để làm phân tử ra quyết định cắt.

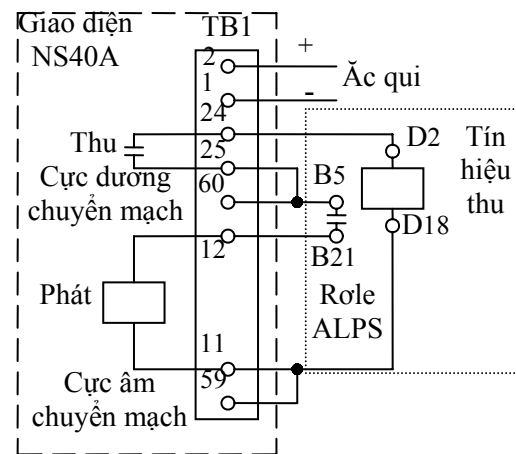
Tuy nhiên khi đó do những hạn chế về công nghệ, vùng I và vùng II thường vẫn phải dùng chung mạch so sánh, nên thực tế hai vùng này vẫn không thể đồng thời được kích hoạt và vùng II thường phải ra quyết định cắt sau một khoảng thời gian trễ.

Trong các rơle khoảng cách kiểu không chuyển mạch (non-switched relay), đặc biệt là rơle số hiện nay, vấn đề này đã được giải quyết và việc sử dụng sơ đồ PUTT không gây ra khó khăn nào.

III.3. Sơ đồ khoá liên động (Blocking scheme):

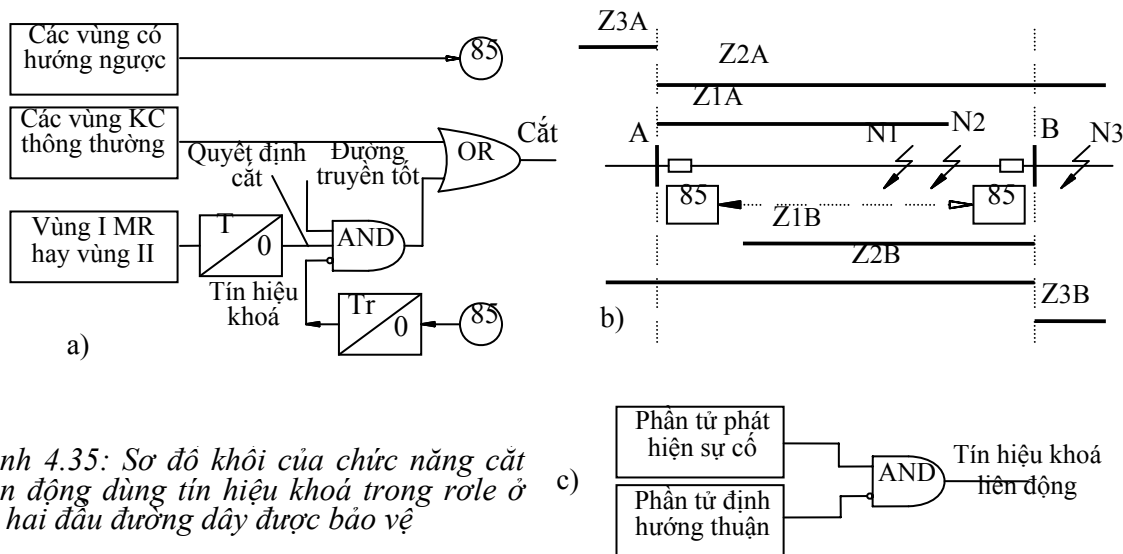
Khác với sơ đồ dùng tín hiệu cho phép, sơ đồ dùng tín hiệu khoá sử dụng đường dây truyền tin để truyền tín hiệu khoá khi rơle phát hiện thấy sự cố ở vùng ngược (hướng về phía thanh góp), bên ngoài đường dây được bảo vệ.

Sơ đồ khối của logic cắt dùng tín hiệu khoá liên động được trình bày trên hình 4.35a. Giả sử khi có ngắn mạch tại điểm N1 trong đoạn đường dây AB trên hình 4.35b, các vùng khoảng cách I hoặc II thông thường sẽ tác động. Còn khi có ngắn mạch tại điểm N2 các vùng khoảng cách I mở rộng hoặc vùng II thông thường sẽ phát tín hiệu cắt không có thời gian trễ cho máy cắt nếu chúng không nhận được tín hiệu khoá liên động từ phía đầu B gửi đến. Tín hiệu khoá này là của phân tử nào đó của bảo vệ khoảng cách có hướng ngược



Hình 4.34: Sơ đồ nối dây theo logic POTT sử dụng giao diện dài âm tần NS40A và rơle khoảng cách ALPS của GEC-Multilin

hướng về phía sau role, tức là phía thanh góp trạm B. Nó có thể là vùng III hướng ngược hoặc là sự kết hợp của phân tử phát hiện sự cố vô hướng với một phân tử định hướng thuận (forwards) như trên hình 4.35c.



Hình 4.35: Sơ đồ khối của chức năng cắt liên động dùng tín hiệu khoá trong role ở cả hai đầu đường dây được bảo vệ

Khi có sự cố ở điểm N3 phía sau role B nhưng trong vùng II khoảng cách của role A, các vùng có hướng ngược này sẽ phát tín hiệu khoá tới role A để nó không bị cắt nhầm. Còn khi có ngắn mạch bên trong đường dây, chúng sẽ không phát tín hiệu khoá liên động. Như vậy giá trị đặt của vùng hướng ngược (vùng II hướng ngược, phần offset của phân tử phát hiện sự cố...) phải bao trùm phần vượt tuyến của vùng II khoảng cách để đảm bảo mọi sự cố ngoài đường dây nhưng trong vùng II phải được phát hiện bởi vùng hướng ngược này. Để bù sai số có thể lấy giá trị đặt bằng 1,2 lần phần vượt tuyến vùng II của role đối diện.

Do có sự khác biệt về thời điểm tác động của các role hai đầu nên thời gian trễ T được dùng để khoá bảo vệ đầu A tránh cho bảo vệ tác động nhầm khi có sự cố thoát qua, đồng thời để đợi tín hiệu khoá từ đầu B gửi đến. Khi có ngắn mạch tại N3, bảo vệ đường dây liền kề thường cắt nhanh sự cố này. Vì thời gian giải trừ tín hiệu khoá liên động của vùng ngược có thể rất ngắn, khiến cho tín hiệu khoá này tới đầu nhận có thể bị giải trừ trước khi thời gian T trôi qua. Do đó, thời gian trễ (sườn sau tín hiệu) ở đầu nhận T_n được sử dụng để bù đắp sự thiếu hụt thời gian của tín hiệu khoá. Trong trường hợp có hiện tượng đảo dòng, thời gian trễ T_r còn được dùng để khoá phân tử vượt tuyến của role A trong suốt thời gian đảo dòng khi có ngắn mạch phía sau role B. Tóm lại, các giá trị đặt thời gian của sơ đồ dùng tín hiệu khoá phải được tính toán chính xác đối với mọi chế độ làm việc của đối tượng bảo vệ để role luôn luôn nhận được tín hiệu khoá trong mọi trường hợp cần thiết.

Kênh truyền tin dùng trong sơ đồ khoá liên động có thể dùng loại một đường truyền kiểu đơn công. Trong trường hợp dùng hệ thống tải ba PLC, tín hiệu cao tần có thể chỉ làm việc trên một tần số. Nếu ở sơ đồ cắt liên động dùng tín hiệu cho phép PTT, tín hiệu cho phép cao tần phải truyền qua điểm sự cố trên đường dây để đến đầu bên kia thì bảo vệ phía đối diện mới cắt máy cắt, còn với sơ đồ đang xét nêu bảo vệ phía đối diện không nhận được tín hiệu khoá thì nó sẽ phát lệnh cắt máy cắt như vậy thì mức độ an toàn có cao hơn nhưng có thể gây ra cắt nhầm. Nói chung đối với sơ đồ khoá liên động yêu cầu về chất lượng của đường truyền rất cao để tránh tác động nhầm. Khi kênh truyền hoặc bộ phận phát nhận tín hiệu bị hư hỏng thì sơ đồ liên động phải bị khoá và khi đó bảo vệ thực hiện các chức năng của một bảo vệ khoảng cách thông thường hoặc kết hợp với TĐL.

So với sơ đồ dùng tín hiệu cho phép PTT, sơ đồ dùng tín hiệu khoá liên động làm việc tốt hơn trong trường hợp ngắn mạch trong đường dây có một đầu là nguồn yếu. Khi đó

Như ta đã thấy ở phần trên, sơ đồ cắt liên động dùng tín hiệu cho phép PTT có tốc độ thao tác nhanh hơn các sơ đồ khoá liên động do không cần phải có thời gian trễ để chờ tín hiệu liên động từ phía đối diện. Thời gian nhận tín hiệu này lại thay đổi trong một khoảng rộng tùy theo từng trường hợp sự cố nên khoảng thời gian trễ phải được đặt lớn nhất để dự phòng. Tuy nhiên trong trường hợp đường truyền tín hiệu bị trục trặc làm cho tín hiệu cho phép không đến được nơi nhận, việc sử dụng sơ đồ PTT có thể khiến cho sự cố trong đường dây không bị cách ly, gây ảnh hưởng đến độ tin cậy của bảo vệ. Trong khi đó việc mất tín hiệu khoá trong sơ đồ khoá liên động do lỗi đường truyền chỉ có thể làm cho bảo vệ tác động nhầm khi có ngắn mạch ngoài, tức là làm giảm tính chọn lọc của bảo vệ. Sự ưu việt của sơ đồ khoá càng thể hiện rõ trong các logic kết hợp với chức năng TĐL. Khi có sự cố bên trong đường dây dùng sơ đồ bảo vệ kiểu PTT, việc không có tín hiệu cho phép có thể làm cho bảo vệ hai đầu tác động không đồng thời, trong trường hợp này TĐL có thời gian chết ngắn ở đầu dây cắt ra trước sẽ luôn luôn thực hiện không thành công do phải đóng vào điểm có sự cố. Để khắc phục nhược điểm tác động chậm của sơ đồ khoá liên động và độ tin cậy của sơ đồ cắt liên động (PTT) người ta thường dùng sơ đồ giải khoá (unblocking scheme).

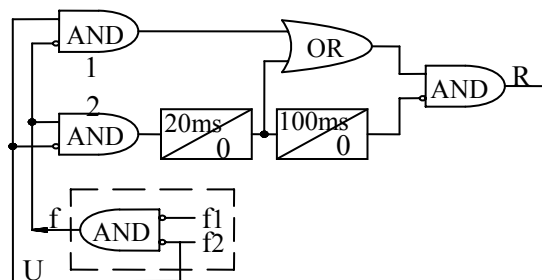
III.4. Sơ đồ giải khoá (unblocking scheme):

Đây là logic bảo vệ tương tự với chức năng cắt liên động dùng tín hiệu cho phép (PTT) nhưng có độ tin cậy cao hơn, sơ đồ giải khoá không hẳn là sơ đồ ngược với sơ đồ khoá đã xét. Trong trường hợp sự cố đường truyền, việc tự động giải khoá được tự động thực hiện một lần ở đầu nhận chứ không phải do tín hiệu từ xa gửi tới. Tín hiệu giải khoá và tín hiệu cho phép là hai dạng khác nhau của tín hiệu hoá giải (release) thường dùng trong các sơ đồ liên động.

Đối với sơ đồ cắt liên động sử dụng đường truyền tin bằng hệ thống tải ba PLC, tín hiệu cho phép có thể bị nghẽn do sự cố bên trong đường dây gây ra. Trong trường hợp sơ đồ PTT được kích hoạt, khi không có tín hiệu cho phép gửi đến trong một khoảng thời gian nào đó khi role phát hiện ra sự cố trong hướng tác động của mình, logic bảo vệ của nó sẽ khoá chức năng PTT lại và chuyển quyền kiểm soát sang các vùng khoảng cách thông thường. Điều này có nghĩa là sự cố sẽ bị cách ly chậm hơn so với các sơ đồ cắt liên động.

Sơ đồ giải khoá có khả năng giải việc khoá chức năng PTT trong các trường hợp nghẽn đường truyền nêu trên bằng cách không dùng tín hiệu cao tần PLC thông thường mà dùng loại mã chuyển tần SFK (frequency shift keying). Mã này có hai tần số sóng mang: tần số thứ nhất ứng với trạng thái không có tín hiệu liên động gọi là tần số giám sát (guard), tần số thứ hai khác với tần số đầu ứng với trạng thái có tín hiệu liên động gọi là tần số làm việc hay tần số giải khoá (unblock frequency). Tần số thứ nhất f_1 dùng để xác định đường truyền vẫn thông mạch và thường được gán mức logic "0". Tần số thứ hai f_2 thường được gán mức logic "1" tương ứng với trạng thái có điều kiện. Việc chuyển phương thức biến điệu từ biên độ sang biến điệu tần số có giải tần hẹp làm tăng khả năng chống nhiễu của tín hiệu liên động đối với các sự cố ngắn mạch trên đường truyền PLC.

Trên hình 4.36 trình bày sơ đồ tạo tín hiệu giải khoá R tại đầu nhận của kênh cao tần PLC. Khi role phía xa phát tín hiệu cho phép, trong trường hợp làm việc bình thường của đường truyền tin, không có lỗi



Hình 4.36: Sơ đồ logic giải khoá điện hình tạo tín hiệu cho phép

Như vậy sơ đồ giải khoá thực chất là biến thể của sơ đồ cắt liên động dùng tín hiệu cho phép PTT. Việc áp dụng logic giải khoá làm tăng độ tin cậy của các sơ đồ POTT tiêu chuẩn.

Ngoài ra trên thực tế người ta còn có thể dùng các sơ đồ khoảng cách hỗn hợp giữa các sơ đồ cho phép và sơ đồ khoá liên động.

III.5. Phối hợp bảo vệ khoảng cách với tự động đóng lặp lại:

III.5.1. Giới thiệu:

Theo thống kê thực tế cho thấy các sự cố thoáng qua xảy ra trong hệ thống điện chiếm tới 80%. Để nâng cao độ tin cậy của hệ thống cũng như khả năng cung cấp điện liên tục cho các phụ tải người ta thường sử dụng các sơ đồ tự động đóng lặp lại. Nguyên lý hoạt động của sơ đồ tự động đóng lặp lại có thể giải thích như sau: Các sơ đồ bảo vệ được sử dụng sao cho khi sự cố xảy ra có thể cắt nhanh các máy cắt liên quan, sau một khoảng thời gian trong đó ngăn sơ đồ tự động đóng lặp lại sẽ đóng các máy cắt vừa cắt ra. Nếu sự cố thoáng qua thì lưới điện tiếp tục vận hành còn nếu sự cố duy trì thì máy cắt sẽ được cắt ra trở lại. Tùy vào kết cấu cũng như chế độ vận hành của từng lưới điện mà số lần đóng lặp lại có thể khác nhau, thông thường là dưới 3 lần.

Đối với lưới điện của Việt Nam trước đây do tồn tại nhiều nguồn diezen nên việc sử dụng các sơ đồ tự động đóng lặp lại sẽ không đảm bảo tính ổn định của hệ thống điện. Hiện nay, các nguồn phát diezen hầu như đã được loại bỏ và các sơ đồ tự động đóng lặp lại được đưa vào vận hành đã và đang mang lại hiệu quả rất lớn.

Trong phần này chỉ trình bày sơ đồ phối hợp bảo vệ khoảng cách với tự động đóng lặp lại. Sơ đồ phối hợp đơn giản nhất giữa bảo vệ khoảng cách và tự động đóng lặp lại là sơ đồ tăng tốc độ bảo vệ sau tự động đóng lặp lại. Các rơ le khoảng cách (21) loại vi xử lý hiện nay thường được chế tạo có kèm theo chức năng tự động đóng lặp lại (79) và mạch tăng tốc độ bảo vệ sau khi tự động đóng lặp lại (TOR - Trip On Reclose). Mạch TOR thường được thiết kế để loại bỏ nhanh sự cố duy trì ngay sau khi máy cắt được đóng lặp lại.

Ngoài ra, các rơ le khoảng cách loại kỹ thuật số hiện nay còn được thiết kế với sơ đồ vùng 1 mở rộng, thực chất nó là một mạch tăng tốc độ bảo vệ trước tự động đóng lặp lại với mục đích thay thế cho các sơ đồ bảo vệ khoảng cách kết hợp với kênh truyền tin khi kênh truyền tin đang trong thời gian sửa chữa hoặc bảo dưỡng. Sơ đồ này sẽ được đề cập chi tiết trong các mục (III.5.2).

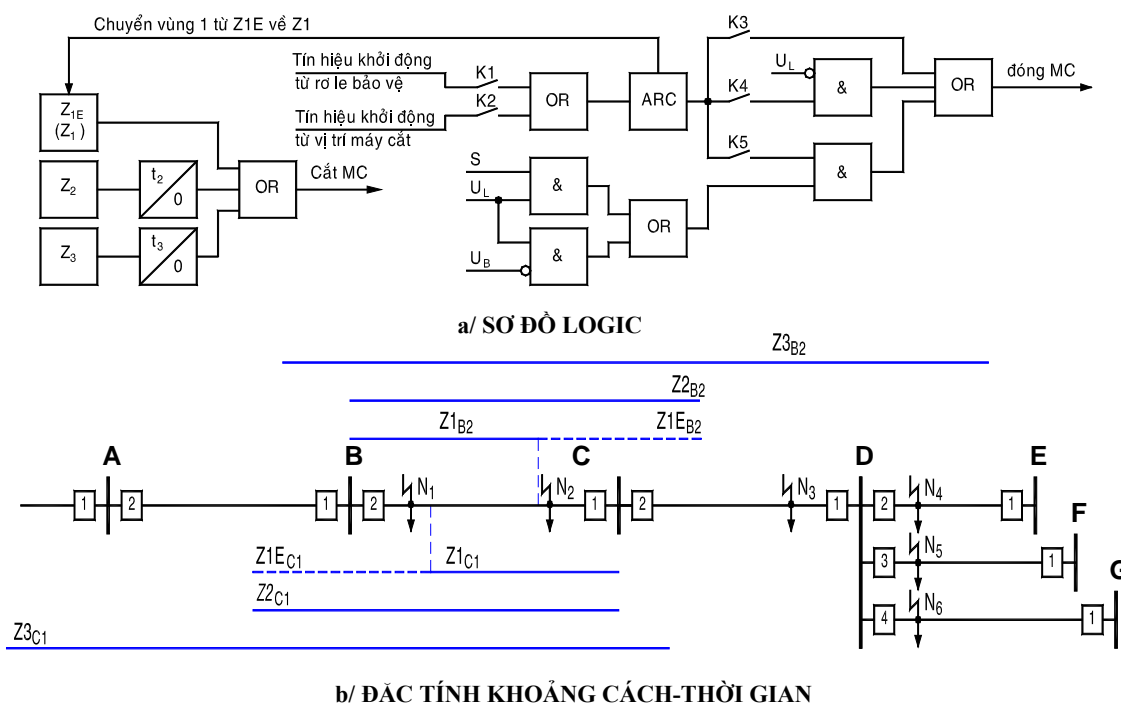
Ngoài hai sơ đồ tăng tốc nêu trên, một sơ đồ tăng tốc cũng thường gặp là sơ đồ tăng tốc theo thứ tự. Trong mục (III.5.3) sẽ đề cập sơ đồ tăng tốc này với bảo vệ khoảng cách, cụ thể là dùng vùng 1 mở rộng để tăng tốc. Mục (III.5.4) sẽ giới thiệu thêm một sơ đồ phối hợp

RAR (Rapid Auto-reclosing: *Tự động đóng lặp lại nhanh*) là sơ đồ tự động đóng lặp lại có thời gian chết nhỏ.

DAR (Delayed Autoreclosing: *Tự động đóng lặp lại có thời gian duy trì*) là sơ đồ tự động đóng lặp lại có thời gian chết tương đối lớn.

III.5.2. Sơ đồ bảo vệ với vùng 1 mở rộng:

Đây là một sơ đồ phối hợp giữa bảo vệ khoảng cách với thiết bị tự động đóng lặp lại. Ở phần đầu chúng ta đã đề cập, bộ phận đo lường vùng 1 của rơ le khoảng cách có hai giá trị đặt có thể điều khiển được. Giá trị đặt thứ nhất được chỉnh định như sơ đồ khoảng cách thông thường, tức là khoảng 80-90% chiều dài đường dây được bảo vệ và gọi là giá trị đặt cơ bản, ký hiệu là Z_1 . Giá trị đặt thứ hai được chỉnh định khoảng 125% chiều dài đường dây được bảo vệ gọi là vùng 1 mở rộng, ký hiệu Z_{1E} . Bình thường rơ le khoảng cách làm việc theo giá trị đặt của vùng 1 mở rộng Z_{1E} và khi nhận được tín hiệu từ rơ le tự động đóng lặp lại sẽ tự động chuyển về giá trị đặt cơ bản.



Hình 4.37: Sơ đồ bảo vệ khoảng cách có vùng 1 mở rộng

Khi có một sự cố xuất hiện ở một điểm bất kỳ bên trong vùng 1 mở rộng, rơ le sẽ thao tác với thời gian của vùng 1, cắt máy cắt và khởi động rơ le tự động đóng lặp lại. Một tiếp điểm (lệnh) từ rơ le tự động đóng lặp lại sẽ được sử dụng để chuyển giá trị đặt của rơ le khoảng cách trở về vùng 1 cơ bản. Tiếp điểm của rơ le tự động đóng lặp lại được sử dụng cho mục đích này sẽ thao tác trước khi xung đóng được đưa tới máy cắt và chỉ trở về vào cuối thời gian phục hồi của mạch ARC (xem biểu đồ thời gian trên hình 4.43).

Sơ đồ bảo vệ khoảng cách có vùng 1 mở rộng được trình bày trên hình 4.37. Khi sự cố xuất hiện ở điểm bất kỳ trên đường dây được bảo vệ, chẳng hạn ngắn mạch tại 1 điểm bất kỳ trên đường dây BC, các máy cắt B_2 và C_1 sẽ được cắt nhanh bằng vùng 1 mở rộng (Z_{1E}) và sau đó sẽ được tự động đóng lặp lại. Nếu sự cố là thoáng qua, máy cắt sẽ được đóng lại thành công. Nếu sự cố là duy trì, máy cắt sẽ cắt lại lần nữa với thời gian của vùng 1 hoặc vùng 2 thông thường để đảm bảo tính chọn lọc. Như vậy, với vùng 1 mở rộng sử dụng kết hợp với chức năng tự động đóng lặp lại (ARC) thì mọi sự cố thoáng qua trên toàn bộ đường

Nếu thanh cái ở cuối đường dây được bảo vệ càng có nhiều đường dây nối vào thì số lần cắt không chọn lọc trước tự động đóng lặp lại của các máy cắt càng lớn, chẳng hạn máy cắt C_2 sẽ cắt không chọn lọc khi sự cố xuất hiện trên các đường dây DE, DF, DG và gần thanh cái D (N_4, N_5, N_6). Mặt khác khi ngắn mạch xuất hiện trên một đường dây bất kỳ và gần thanh cái thì các máy cắt ở đầu đối diện với thanh cái đó của các đường dây còn lại cũng sẽ cắt không chọn lọc, ví dụ khi ngắn mạch xuất hiện tại N_3 trên đường dây CD gần thanh cái D, thì các máy cắt E_1, F_1 và G_1 đối diện với thanh cái D cũng sẽ bị cắt không chọn lọc.

Phân tích sự hoạt động của sơ đồ:

Khi đường dây có nguồn cung cấp từ hai phía bị sự cố, hai máy cắt ở hai đầu đường dây sẽ cắt ra. Nếu các máy cắt này có trang bị thiết bị tự động đóng lặp lại một lần, thông thường chúng sẽ lần lượt được đóng lặp lại theo sự phối hợp như sau:

Máy cắt ở đầu thứ nhất của đường dây được đóng lặp lại trước theo điều kiện điện áp đường dây không tồn tại: $U_L = 0$

Máy cắt ở đầu còn lại của đường dây được đóng lặp lại sau theo điều kiện tồn tại điện áp đường dây $U_L = 1$, nhưng phải thêm một trong hai điều kiện sau:

Điện áp đường dây đồng bộ với điện áp thanh cái: $S = 1$.

Điện áp thanh cái không tồn tại: $U_B = 0$.

Theo điều kiện phối hợp tác động của các mạch tự động đóng lặp lại nêu trên, thì máy cắt được đóng lặp lại theo điều kiện $U_L = 0$, sẽ có số lần đóng cắt nhiều hơn. Để cân bằng số lần đóng cắt máy cắt sau một thời gian vận hành được định trước, điều kiện tác động của thiết bị tự động đóng lặp lại ở hai đầu đường dây được đổi ngược lại. Thao tác này được thực hiện bởi khoá chuyển mạch K4 và K5 (hình 4.37a) và thực ra đối với rơ le số nó là một mạch lật bằng vi mạch. Còn khoá K3 chỉ sử dụng đối với lưới điện có nguồn cung cấp từ một phía.

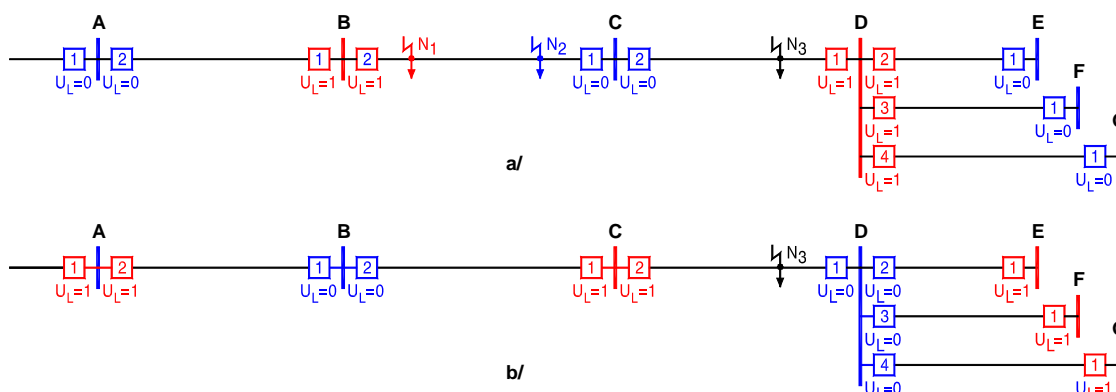
Sự phối hợp trên khi áp dụng trong các sơ đồ bảo vệ rơ le bình thường hoặc trong sơ đồ tăng tốc độ bảo vệ rơ le sau khi tự động đóng lặp lại thì không có vấn đề gì, bởi vì khi có sự cố xuất hiện trên một đường dây thì chỉ có hai máy cắt ở hai đầu đường dây sự cố bị cắt ra. Tuy nhiên đối với sơ đồ bảo vệ khoảng cách có vùng 1 mở rộng, như phần trên đã nêu có những vị trí ngắn mạch có thể có ba hoặc nhiều máy cắt cùng cắt. Vì vậy vấn đề ở đây là sự phối hợp của việc thực hiện đóng lặp lại ba máy cắt trở lên, nhưng mỗi máy cắt chỉ có thể đóng lặp lại theo một trong hai điều kiện nêu trên và về nguyên tắc thì hai máy cắt của một đường dây cũng phải được phối hợp như trên. Một vấn đề cũng cần lưu ý là khi cần thiết, máy cắt ở một đầu đường dây có thể cho phép tự động đóng lặp lại theo cả hai điều kiện nêu trên là $U_L = 0$ hoặc $U_L = 1$ (khoá K4 và K5 cùng kín mạch) nhưng máy cắt đầu ngược lại chỉ được thực hiện tự động đóng lặp lại theo điều kiện $U_L = 1$ (khoá K4 phải hở mạch).

Để có cơ sở lựa chọn sự phối hợp của việc đóng lặp của nhiều máy cắt (trên 2 máy cắt), dưới đây ta sẽ phân tích sự hoạt động của sơ đồ theo phương thức cài đặt điều kiện tác động của sơ đồ tự động đóng lặp lại các máy cắt của lưới điện trên hình (4.37b) như sau:

Phương thức thứ nhất: các mạch ARC của các máy cắt được cài đặt giống nhau theo thanh cái.

Phương thức thứ hai: các mạch ARC của các máy cắt được cài đặt giống nhau theo chiều đường dây.

Phương thức thứ nhất:



Hình 4.38: Cài đặt phương thức hoạt động của mạch ARC theo thanh cái

Theo phương thức này các máy cắt cùng đầu nối vào một thanh cái có điều kiện tác động của sơ đồ tự động đóng lặp lại được chọn giống nhau. Khi thanh cái thứ nhất có các máy cắt được tự động đóng lặp lại khi $U_L = 0$ thì các máy cắt của thanh cái tiếp theo sẽ được tự động đóng lặp lại khi $U_L = 1$ (kèm theo $S = 1$ hoặc $U_B = 0$). Phương thức phối hợp này được trình bày trên hình (4.38a) và sau thời gian vận hành theo định kỳ, các máy cắt có thể thay đổi phương thức vận hành ngược lại như trên hình (4.38b).

Dưới đây ta xét sự hoạt động của sơ đồ bảo vệ khoảng cách có vùng 1 mở rộng ở những vị trí ngăn mạch điện hình là N_1 và N_2 ở 2 đầu của đường dây BC theo phương thức cài đặt như trên hình (4.38a). Sau đó ta sẽ thêm sự hoạt động của sơ đồ tại điểm ngăn mạch N_3 gần thanh cái D (thanh cái có nhiều xuất tuyến) theo cả hai phương thức hoạt động ARC như trên hình (4.38a) và (4.38b).

Ngăn mạch tại N_1 :

Giả thiết N_1 nằm trong phạm vi tác động của vùng 1 mở rộng tại A_2 và không nằm trong phạm vi tác động của vùng 1 mở rộng tại máy cắt D_1 . Khi đó sẽ có ba máy cắt cùng cắt ngăn mạch do vùng 1 mở rộng tác động là A_2 , B_2 và C_1 . Sau đó các máy cắt A_2 và C_1 có điều kiện đóng lại là $U_L = 0$ sẽ đóng lại trước.

Nếu sự cố còn tồn tại thì máy cắt C_1 sẽ cắt ra lại bằng vùng 2 với thời gian trễ t_2 , còn máy cắt A_2 sẽ không cắt ra bởi vì máy cắt B_2 chưa đóng lại nên không có dòng sự cố chạy qua máy cắt này. Máy cắt B_2 trong trường hợp này cũng không đóng lại được do không thỏa mãn điều kiện đóng lại (không có tín hiệu điện áp đường dây).

Nếu sự cố là thoáng qua, máy cắt A_2 và C_1 sẽ đóng lại thành công, lúc này tại máy cắt B_2 đã có tín hiệu $U_L = 1$ và nó sẽ đóng lại thành công theo điều kiện kiểm tra đồng bộ ($S = 1$).

Nếu N_1 nằm trong phạm vi tác động của vùng 1 mở rộng tại máy cắt D_1 (do đường dây CD quá dài so với đường dây BC), trong trường hợp này có bốn máy cắt cùng cắt là A_2 , B_2 , C_1 và D_1 . Sau đó chỉ có máy cắt A_2 và C_1 đóng lại theo điều kiện $U_L = 0$, nhưng cả hai đường dây BC và CD vẫn không có điện do hai máy cắt B_2 , D_1 đang hở mạch và hai máy cắt này cũng không đóng lại được do điều kiện đóng lại của nó là $U_L = 1$ không thỏa mãn. Kết quả là thanh cái C bị mất điện không chọn lọc.

Ngăn mạch tại N_2 :

Giả thiết N_2 nằm trong phạm vi tác động của vùng 1 mở rộng tại máy cắt D_1 . Khi đó sẽ có các máy cắt cùng cắt ngăn mạch bởi vùng 1 mở rộng là B_2 , C_1 và D_1 (có thể máy cắt A_2 cũng cắt). Sau đó chỉ máy cắt C_1 (A_2) đóng lại theo điều kiện $U_L = 0$ nhưng đường dây BC và DC vẫn không có điện, do đó máy cắt B_2 và D_1 cũng không đóng lại được và thanh cái C bị mất điện không chọn lọc.

Ngăn mạch tại N_3 :

Trường hợp thứ nhất:

Giả sử phương thức tác động của các mạch ARC được cài đặt như trên hình 4.38a và N_3 nằm trong phạm vi tác động của vùng 1 mở rộng tại E_1 , F_1 và G_1 . Lúc đó các máy cắt C_2 , D_1 , E_1 , F_1 , D_1 cùng cắt bởi vùng 1 mở rộng. Sau đó các máy cắt C_2 , E_1 , F_1 , D_1 sẽ cùng đóng lại theo điều kiện $U_L = 0$ nếu như các mạch ARC của các máy cắt này có cùng thời gian tác động. Điều này chỉ cho phép khi các máy cắt nêu trên được đóng lặp lại đủ nhanh để cho các nguồn từ thanh cái E, F và G có thể tự đồng bộ với nhau sau khi đóng lại. Nếu thời gian đóng lặp lại của các máy cắt trên không đáp ứng cho các nguồn tự đồng bộ thì các máy cắt E_1 , F_1 , G_1 và kể cả máy C_2 phải có mạch ARC được cài đặt để có thể tự động đóng lại theo cả hai điều $U_L = 0$ hoặc có điện áp đường dây $U_L = 1$ (kèm theo $S = 1$ hoặc $U_B = 0$), đồng thời chúng phải có thời gian tác động khác nhau (điều này hoàn toàn cho phép vì mạch ARC của các máy cắt đối diện với các máy cắt này chỉ tác động theo điều kiện $U_L = 1$):

Nếu sự cố là thoáng qua thì các máy cắt C_2 , E_1 , F_1 và G_1 sẽ cùng lúc hoặc lần lượt đóng lại thành công và sau đó máy cắt D_1 cũng sẽ đóng lại thành công theo điều kiện kiểm tra tín hiệu đồng bộ ($U_L = 1$ và $S = 1$).

Nếu sự cố là duy trì thì C_2 sẽ cắt ra bằng vùng 2 với thời gian trễ là t_2 , còn các máy cắt E_1 , F_1 , và G_1 cũng sẽ lần lượt đóng lại thành công. Riêng máy cắt D_1 không đóng lại được do không có tín hiệu điện áp đường dây (do C_2 đang hở mạch).

Trong trường hợp N_3 không nằm trong phạm vi tác động của vùng 1 mở rộng tại một trong những máy cắt E_1 , F_1 và G_1 . Giả sử nó nằm ngoài phạm vi tác động của vùng 1 mở rộng tại E_1 , lúc đó các máy cắt F_1 , G_1 đòi hỏi phải có khả năng đóng lại theo điều kiện kiểm tra bộ ($U_L = 1$, $S = 1$) mới có thể đóng lại được vì thanh cái D trong trường hợp này vẫn có điện và đường dây của các máy cắt F_1 và G_1 vẫn tồn tại tín hiệu điện áp (điều kiện này cũng đòi hỏi phải áp dụng cho cả máy cắt E_1 và C_2). Riêng mạch ARC của máy cắt D_1 có tác động hay không phụ thuộc vào sự đóng lại thành công hay không của máy cắt C_2 , tức phụ thuộc vào sự cố có tính thoáng qua hay duy trì.

Trường hợp thứ hai:

Xét trường hợp ngăn mạch tại N_3 mà phương thức tác động của các mạch ARC được cài đặt như trên hình 4.38b.

Giả sử N_3 nằm trong vùng tác động của của vùng 1 mở rộng tại E_1 , F_1 và G_1 lúc đó các máy cắt C_2 , D_1 , E_1 , F_1 , D_1 cùng cắt bởi vùng 1 mở rộng Z_{1E} . Sau đó chỉ có máy cắt D_1 đóng lại. Còn các máy cắt C_2 , E_1 , F_1 , G_1 không đóng lại được do không có tín hiệu điện áp đường dây ($U_L = 0$). Thanh cái D sẽ mất điện không chọn lọc.

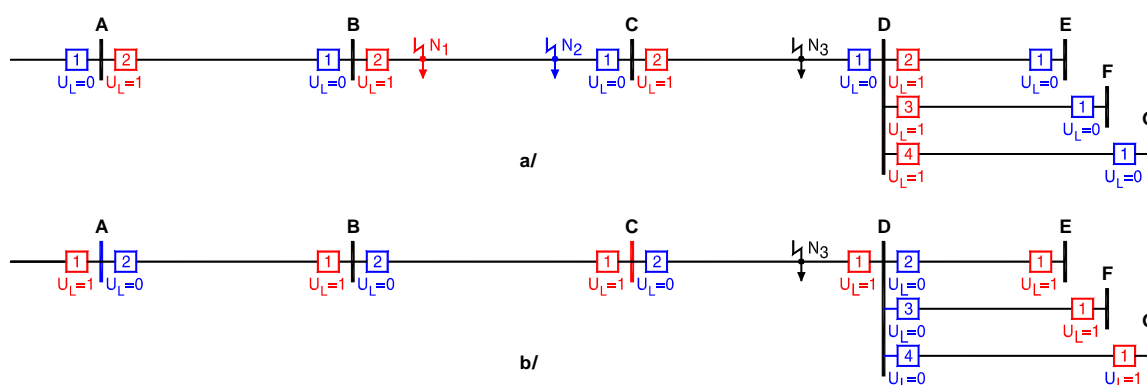
Giả sử N_3 nằm ngoài phạm vi tác động của E_1 thì các máy cắt F_1 và G_1 sẽ lần đóng lại thành công theo điều kiện kiểm tra điện áp đồng bộ khi mà thanh cái E có nối với nguồn cung cấp. Nếu sự cố là thoáng qua thì D_1 sẽ đóng lại thành công và máy cắt C_2 cũng sẽ đóng lại khi điện áp đường dây và điện áp thanh cái của nó còn đồng bộ với nhau. Nếu sự cố duy trì thì máy cắt D_1 sẽ cắt nhanh trở lại và máy cắt C_2 sẽ không đóng lại.

Như vậy theo phương thức cài đặt này, sẽ tồn tại các vị trí sự cố (gần thanh cái có điều kiện đóng lặp lại của máy cắt là $U_L = 0$) mà tất cả các máy cắt xung quanh vị trí sự cố có điều kiện đóng lặp lại là $U_L = 1$ bị cắt ra cùng lúc. Điều này làm cho các máy cắt nói trên sau khi cắt ra sẽ không có máy cắt nào có tín hiệu điện áp đường dây để thực hiện chu trình tự động đóng lặp lại và cuối cùng các đường dây của các máy cắt nói trên đều bị mất điện không chọn lọc dù cho sự cố có thể là sự cố thoáng qua.

Phương thức thứ hai:

Theo phương thức này các máy cắt cùng chiều (chiều tác động của rơ le bảo vệ) trên đường dây có điều kiện tác động của sơ đồ tự động đóng lặp lại được chọn giống nhau. Cụ thể trên hình 4.39a, các máy cắt được đánh số 1 sẽ tự động đóng lặp lại khi $U_L = 0$. Các máy cắt theo chiều ngược lại được đánh số 2 có điều kiện tự động đóng lặp lại khi $U_L = 1$. Sau thời gian vận hành theo định kỳ, các máy cắt có thể thay đổi phương thức vận hành ngược lại như trên hình 4.39b.

Dưới đây ta xét sự hoạt động của sơ đồ bảo vệ khoảng cách có vùng 1 mở rộng ở những vị trí gần mạch điện hình là N_1 và N_2 ở 2 đầu của đường dây BC theo phương thức cài đặt như trên hình 4.39a. Sau đó ta sẽ thêm sự hoạt động của sơ đồ tại điểm gần mạch N_3 gần thanh cái D (thanh cái có nhiều xuất tuyến) theo cả hai phương thức hoạt động ARC như trên hình 4.39a và 4.39b.



Hình 4.39: Cài đặt phương thức hoạt động của mạch ARC theo chiều đường dây

Ngăn mạch tại N1:

Giả thiết N_1 nằm trong phạm vi tác động của vùng 1 mở rộng tại máy cắt A_2 và không nằm trong phạm vi tác động của vùng 1 mở rộng tại máy cắt D_1 . Khi đó sẽ có ba máy cắt cùng cắt ngăn mạch bởi vùng 1 mở rộng là A_2 , B_2 và C_1 . Sau đó máy cắt C_1 sẽ đóng lại trước theo điều kiện điện áp đường dây không tồn tại ($U_L = 0$).

Nếu sự cố còn duy trì thì máy cắt C_1 sẽ cắt ra trở lại bởi vùng 2 với thời gian trễ là t_2 , đường dây AB và BC lúc đó đều không có điện áp nên các máy cắt A_2 và B_2 không không thỏa mãn điều kiện để tự động đóng lặp lại. Điều này dẫn đến thanh cái B bị mất điện không chọn lọc.

Nếu sự cố là thoáng qua, máy cắt C_1 sẽ đóng lại thành công. Sau đó máy cắt B_2 sẽ đóng lại được theo điều kiện ($U_L = 1, U_B = 0$) và tiếp theo máy cắt A_2 cũng sẽ đóng lại thành công theo điều kiện ($U_L = 1, S = 1$). Trong trường hợp này ta thấy nếu không cài đặt thêm điều kiện đóng lặp lại ($U_L = 1, U_B = 0$) cho các máy cắt A_2 và B_2 thì máy cắt B_2 sẽ không tự động đóng lặp lại được do điện áp thanh cái không tồn tại nên không có tín hiệu đồng bộ và máy cắt A_2 cũng không đóng lại được do điện áp đường dây không tồn tại nên cũng không có tín hiệu đồng bộ. Điều này dẫn đến thanh cái B bị mất điện không chọn lọc.

Ngắn mạch tại N2:

Giả thiết N_2 nằm trong phạm vi vùng 1 mở rộng của bảo vệ khoảng cách tại D_1 và không nằm trong phạm vi tác động của vùng 1 mở rộng tại A_2 . Khi đó sẽ có ba máy cắt cùng cắt ngắn mạch bởi vùng 1 mở rộng là B_2 , C_1 và D_1 . Sau đó máy cắt C_1 và D_1 sẽ cùng đóng lại theo điều kiện $U_L = 0$ (theo hình 4.38a):

Nếu sự cố còn duy trì, máy cắt C_1 sẽ cắt với vùng 1, còn máy cắt D_1 sẽ không bị cắt ra do vùng 1 mở rộng đã bị chuyển về vùng 1 cơ bản. Trong trường hợp này máy cắt B_2 cũng sẽ không đóng lại vì điện áp đường dây không tồn tại nên không thỏa mãn điều kiện đóng lặp lại.

Nếu sự cố là thoáng qua, C_1 và D_1 sẽ đóng lại thành công và tiếp theo đến máy cắt B_2 cũng sẽ đóng lại thành công theo điều kiện ($U_L = 1, S = 1$).

Nếu N_4 nằm trong phạm vi tác động của vùng 1 mở rộng tại máy cắt A_2 (đường dây AB quá dài so với đường dây BC), thì thanh cái B cũng sẽ mất điện không chọn lọc khi sự cố duy trì (tương tự như trường hợp ngắn mạch tại N_1).

Ngắn mạch tại N3:

Trường hợp thứ nhất:

Giả sử phương thức tác động của các mạch ARC được cài đặt như trên hình (4.39a) và N_3 nằm trong phạm vi tác động của vùng 1 mở rộng tại E_1, F_1 và G_1 . Lúc đó các máy cắt C_2, D_1, E_1, F_1, G_1 cùng cắt bởi vùng 1 mở rộng Z_{1E} . Sau đó các máy cắt D_1, E_1, F_1, G_1 sẽ cùng đóng lại theo điều kiện mất áp đường dây ($U_L = 0$) nếu như thời gian chết của mạch ARC của máy cắt này giống nhau. Điều này chỉ cho phép khi các máy cắt nêu trên được đóng lặp lại đủ nhanh để cho các nguồn từ thanh cái E, F và G có thể tự đồng bộ với nhau sau khi đóng lại. Nếu thời gian đóng lặp lại của các máy cắt trên không đáp ứng cho các nguồn tự đồng bộ thì các máy cắt E_1, F_1, G_1 và kể cả máy C_2 phải có mạch ARC được cài đặt để có thể tự động đóng lại theo cả hai điều $U_L = 0$ hoặc có điện áp đường dây $U_L = 1$ (kèm theo $S = 1$ hoặc $U_B = 0$), đồng thời chúng phải có thời gian tác động khác nhau (điều này hoàn toàn cho phép vì mạch ARC của các máy cắt đối diện với các máy cắt này chỉ tác động theo điều kiện $U_L = 1$):

Nếu sự cố thoáng qua thì các máy cắt D_1, E_1, F_1 và G_1 sẽ cùng lúc hoặc lần lượt đóng lại thành công và sau đó máy cắt C_2 cũng sẽ đóng lại thành công theo điều kiện kiểm tra tín hiệu đồng bộ.

Nếu sự cố duy trì thì các máy cắt D_1, E_1, F_1 và G_1 sẽ cùng lúc hoặc lần lượt được đóng lặp lại. Riêng máy cắt D_1 sẽ bị cắt ra trở lại và kéo theo máy cắt C_2 không đóng lại được do không có tín hiệu điện áp đường dây.

Trong trường hợp N_3 không nằm trong phạm vi tác động của vùng 1 mở rộng tại một trong những máy cắt E_1, F_1 và G_1 . Giả sử nó nằm ngoài phạm vi tác động của vùng 1 mở rộng tại E_1 , lúc đó các máy cắt F_1, G_1 đòi hỏi phải có khả năng đóng lại theo điều kiện kiểm tra bộ ($U_L = 1, S = 1$) mới có thể đóng lại được vì thanh cái D trong trường hợp này vẫn có điện và đường dây của các máy cắt F_1 và G_1 vẫn tồn tại tín hiệu điện áp (điều kiện này cũng đòi hỏi phải áp dụng cho cả máy cắt E_1 và C_2). Riêng mạch ARC của máy cắt C_2 có tác động hay không phụ thuộc vào sự đóng lại thành công hay không của máy cắt D_1 , tức phụ thuộc vào sự cố có tính thoáng qua hay duy trì.

Trường hợp thứ hai:

Xét trường hợp ngắn mạch tại N_3 mà phương thức tác động của các mạch ARC được cài đặt như trên hình (4.39b).

Giả sử N_3 nằm trong vùng tác động của vùng 1 mở rộng tại E_1, F_1 và G_1 lúc đó các máy cắt C_2, D_1, E_1, F_1, D_1 cùng cắt bởi vùng Z_{1E} . Sau đó chỉ có máy cắt C_2 được đóng lại theo điều kiện $U_L = 0$:

Nếu sự cố thoát qua, máy cắt C_2 đóng lại thành công, sau đó máy cắt D_1 sẽ đóng lại theo điều kiện ($U_L = 1$ và $U_B = 0$) còn các máy cắt E_1, F_1, G_1 sẽ lần lượt đóng lại theo điều kiện kiểm tra tín hiệu đồng bộ ($U_L = 1$ và $S = 1$).

Nếu sự cố duy trì, máy cắt C_2 sẽ cắt ra lại và lúc đó các máy cắt D_1, E_1, F_1, G_1 sẽ không đóng lại được vì điều kiện đóng lại không thỏa mãn ($U_L = 0$). Điều này dẫn đến thanh cái D mất điện một cách không chọn lọc.

Giả sử N_3 nằm ngoài phạm vi tác động của E_1 thì các máy cắt F_1 và G_1 sẽ lần đóng lại thành công theo điều kiện kiểm tra điện áp đồng bộ (khi mà thanh cái E có nối với nguồn cung cấp). Nếu sự cố là thoát qua thì C_2 sẽ đóng lại thành công và máy cắt D_1 cũng sẽ đóng lại khi điện áp đường dây và điện áp thanh cái của nó còn đồng bộ với nhau. Nếu sự cố duy trì thì máy cắt C_2 sẽ cắt nhanh trở lại và máy cắt D_1 cũng không đóng lại.

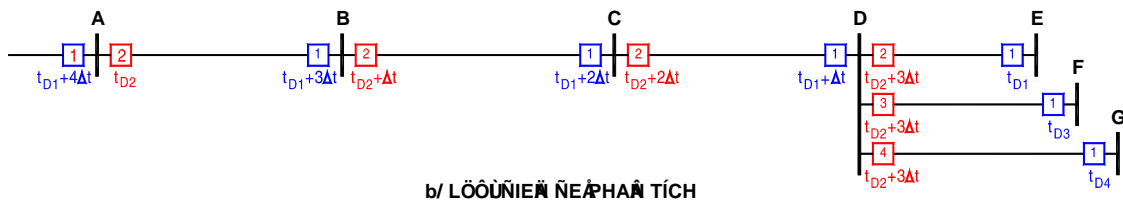
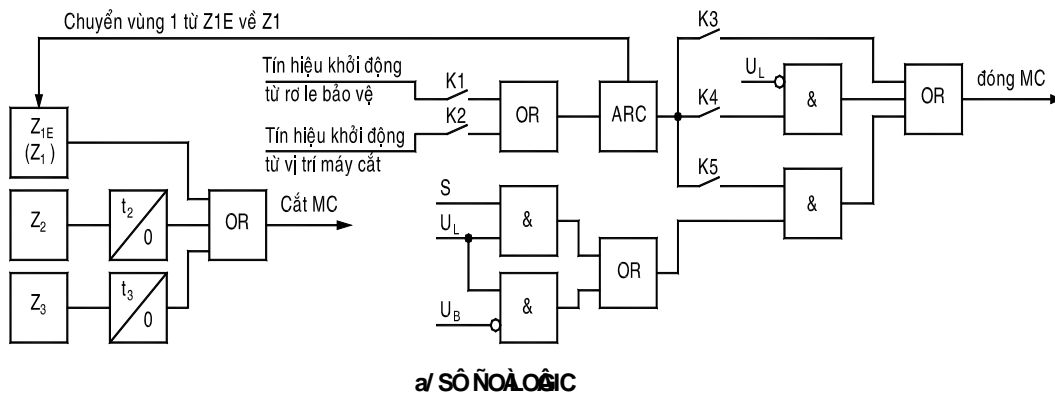
Theo phương thức cài đặt này sẽ tồn tại các vị trí sự cố gần máy cắt có điều kiện đóng lặp lại $U_L = 1$ mà các máy cắt kế phía trước (cũng có điều kiện đóng lặp lại là $U_L = 1$) đều bị cắt ra. Nếu sự cố là duy trì thì không có máy cắt nào đóng lại được do không tồn tại điện áp đường dây. Điều này làm cho các đường dây liền kề phía trước đường dây sự cố sẽ bị mất điện không chọn lọc.

Nhận xét

Sơ đồ bảo vệ khoảng cách có vùng 1 mở rộng chỉ đảm bảo cắt nhanh các sự cố thoát qua, còn đối với các sự cố duy trì thì tùy theo vị trí ngắn mạch nó có thể bị loại bỏ với thời gian trễ của vùng 2. Mặt khác cả hai phương thức cài đặt điều kiện tác động của các mạch tự động đóng lặp lại ARC của các máy cắt đều tồn tại một số sự cố dẫn đến một thanh cái mất điện không chọn lọc do các đường dây nối vào thanh cái đó không đủ điều kiện thực hiện chu trình tự động đóng lặp lại. Tuy nhiên theo phương thức thứ nhất, sự mất điện thanh cái xuất hiện khi các sự cố đó có tính duy trì hoặc thoát qua, còn theo phương thức thứ hai, sự mất điện chỉ xảy ra khi các sự cố có tính duy trì.

III.5.3. Sơ đồ tăng tốc theo thứ tự bằng vùng 1 mở rộng:

Sơ đồ bảo vệ khoảng cách có vùng 1 mở rộng hoạt động theo nguyên tắc nêu trong mục (III.5.2) chỉ loại bỏ nhanh các sự cố thoát qua, còn các sự cố duy trì vẫn được loại bỏ với thời gian của các vùng khoảng cách cơ bản. Để có thể loại bỏ nhanh không những các sự cố thoát qua lẫn sự cố duy trì thì tín hiệu điều khiển vùng 1 mở rộng Z_{1E} trở về vùng 1 cơ bản Z_1 cần phải có một thời gian trễ t_K đủ để nó loại bỏ nhanh sự cố một lần nữa bằng vùng Z_{1E} trong trường hợp sự cố duy trì xuất hiện ở cuối đường dây được bảo vệ. Tuy nhiên để đảm bảo tính chọn lọc khi sơ đồ bảo vệ khoảng cách có vùng 1 mở rộng hoạt động theo nguyên tắc này, thì máy cắt ở phía trước phải đóng lại chậm hơn máy cắt phía sau (theo chiều tác động của bảo vệ) một bậc thời gian Δt đủ để tín hiệu vùng 1 mở rộng tại máy cắt đang xét trở về giá trị vùng 1 cơ bản. Sơ đồ này chính là sơ đồ tăng tốc theo thứ tự trong đó vùng 1 mở rộng là bảo vệ không chọn lọc còn vùng 1, vùng 2 và vùng 3 cơ bản chính là các bảo vệ chọn lọc.



Hình 4.40: Sơ đồ tăng tốc độ bảo vệ theo thứ tự bằng vùng 1 mở rộng

Trên hình 4.40a trình bày sơ đồ lôgic của sơ đồ tăng tốc độ bảo vệ theo thứ tự bằng vùng 1 mở rộng của bảo vệ khoảng cách và hình 4.40b thể hiện các bậc thời gian trễ của mạch tự động đóng lặp lại ARC của các máy cắt điện trên lưới điện khi hệ thống bảo vệ rơ le hoạt động theo nguyên tắc này.

Theo nguyên tắc tác động của sơ đồ ta thấy mỗi máy cắt khi cắt không chọn lọc (cắt sự cố ở đầu của đoạn đường dây liên kế) đều phải được đóng lại trước máy cắt cùng chiều ở đường dây sự cố. Để thực hiện được điều này mỗi mạch ARC của tất cả các máy cắt phải có thể tác động đóng lặp lại theo điều kiện $U_L = 0$. Điều này đòi hỏi thời gian trễ của mạch ARC của các máy cắt trên một đường dây hoặc của các máy cắt có khả năng cùng cắt không chọn lọc được cài đặt khác nhau để tránh nguồn từ hai phía cùng đóng lại một lúc.

Khi ngắn mạch trên một đường dây, chẳng hạn ngắn mạch đường dây BC. Hai máy cắt ở hai đầu đường dây là B₂ và C₁ sẽ cắt ra. Vì cả hai máy cắt đều có thể đóng lại theo điều kiện $U_L = 0$, nên máy cắt có thời gian trễ của mạch ARC nhỏ hơn sẽ đóng lại trước (giả sử máy cắt B₂). Nếu B₂ đóng lại thành công (sự cố là thoáng qua) thì máy cắt đầu còn lại là C₁ có thời gian trễ của mạch ARC lớn hơn phải có thêm khả năng tự động đóng lại sự làm việc của đường dây BC. Nếu B₂ đóng lại không thành công (sự cố duy trì hoặc bán duy trì), sau đó máy cắt C₁ vẫn tiếp tục đóng lại theo điều kiện $U_L = 0$. Nếu sự cố là duy trì thì C₁ đóng lại không thành công. Còn nếu sự cố là bán duy trì thì C₁ sẽ đóng lại thành công. Tuy nhiên sự đóng lại thành công của máy cắt C₁ lúc này không có ý nghĩa, bởi vì mạch ARC của máy cắt B₂ đã bị khoá. Điều này có nghĩa sự đóng lại đường dây lần thứ hai của máy cắt C₁ chỉ làm tăng chi phí bảo dưỡng máy cắt.

Nhận xét:

Ưu điểm cơ bản của sơ đồ này là không những loại bỏ nhanh các sự cố thoáng qua mà kể cả các sự cố duy trì. Tuy nhiên sơ đồ có một số khuyết điểm là các máy cắt càng xa nguồn (xét theo từng chiều một) có thời gian đóng lại máy cắt càng lớn. Điều này ảnh hưởng đến tốc độ khôi phục sự cung cấp điện

Đối với lưới điện có nguồn cung cấp từ một phía thì các sự cố thoáng qua càng gần nguồn, thời gian khôi phục lại sự mang điện của các phần tử càng nhanh.

Đối với lưới điện có nguồn cung cấp từ hai phía vấn đề tương đối khác. Khi sự cố thoáng qua các đoạn đường dây ở giữa thì thời gian khôi phục lại sự làm việc của đoạn đường dây tương đối lớn. Nhưng khi sự cố thoáng qua ở các đoạn càng gần nguồn (kể cả hai phía) thì thời gian khôi phục lại sự mang điện của nó càng chậm. Bởi vì đối với các đoạn đường dây này một máy cắt được xét theo nguồn này càng gần bao nhiêu và có thời gian

Khi sự cố thoát qua, các máy cắt có thời gian trễ lớn được đóng lại theo điều kiện hoà đồng bộ. Khi thời gian trễ càng lớn càng ảnh hưởng đến sự đóng lại của máy cắt này vì khi đó khả năng mất đồng bộ giữa hai nguồn tăng lên.

Chi phí bảo dưỡng của các máy cắt trong sơ đồ này lớn hơn so với sơ đồ bảo vệ khoảng cách có vùng 1 mở rộng ở mục (III.5.2). Nguyên nhân của nó là khi sự cố có tính duy trì hoặc bán duy trì thì đường dây được đóng lại 2 lần. Nhưng việc đóng lại đường dây lần thứ hai không có ý nghĩa khôi phục lại sự làm việc của đường dây dù sự cố là bán duy trì. Nguyên nhân của hiện tượng này là do đường dây được đóng lại hai lần bằng hai máy cắt ở hai đầu đường dây và mỗi đầu chỉ có khả năng đóng lại một lần.

Có thể áp dụng phương thức cài đặt thời gian trễ và điều kiện tác động nêu trên cho *sơ đồ bảo vệ khoảng cách có vùng 1 mở rộng*. Giải pháp này sẽ khắc phục được hiện tượng mất điện không chọn lọc của một số thanh cái đối với một số ngắn mạch như đã nêu trong mục (III.5.2). Tuy nhiên lúc đó *sơ đồ bảo vệ khoảng cách có vùng 1 mở rộng* gặp phải những khuyết điểm tương tự như đã nêu trên của *sơ đồ tăng tốc theo tuần tự bằng vùng 1 mở rộng*, ngoài ra nó còn kém hơn *sơ đồ tăng tốc theo tuần tự bằng vùng 1 mở rộng* là không loại bỏ nhanh được các sự cố duy trì. Nếu sơ đồ bảo vệ khoảng cách có vùng 1 mở rộng trang bị thêm mạch TOR để cắt nhanh các ngắn mạch duy trì thì nó chính là sơ đồ tăng tốc theo thứ tự vì mạch trở về chậm của vùng 1 mở rộng cũng chính là một mạch TOR.

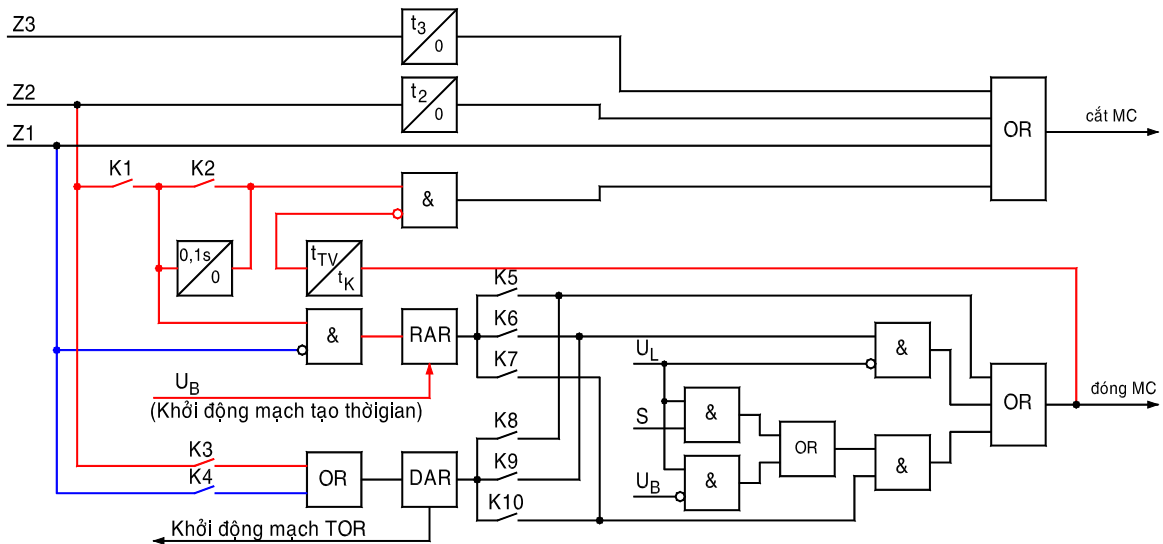
III.5.4. Sơ đồ tăng tốc vùng 2 kết hợp với RAR và DAR:

Trong mục (III.5.3) ta thấy khi sự cố xuất hiện ở đoạn đầu của các đường dây thì các máy cắt của nó và máy cắt của đường dây liền kề phía trước đều được cắt bằng vùng 1 mở rộng. Do đó sau khi cắt lần thứ nhất vẫn không biết được sự cố đang ở đường dây nào, vì vậy để thăm dò vị trí sự cố buộc phải đóng lại các máy cắt theo thứ tự máy cắt gần nguồn được đóng lại trước. Chính vì điều này nên các máy cắt càng xa nguồn có thời gian trễ của chu trình tự động đóng lại càng lớn.

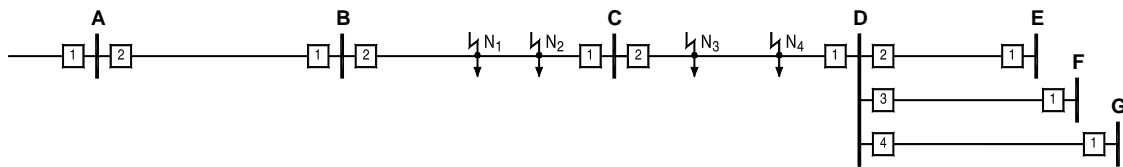
Trong trường hợp nêu trên, nếu ta dùng vùng 2 để tăng tốc bảo vệ thì máy cắt gần vị trí sự cố sẽ cắt bằng vùng 1, còn máy cắt của đường dây liền kề phía trước sẽ cắt bằng vùng 2 và vùng 1 của nó không tác động. Lợi dụng đặc điểm này của sơ đồ bảo vệ khoảng cách để phát hiện vị trí sự cố sau lần cắt thứ nhất bằng cách trang bị mỗi máy cắt hai bộ tự động đóng lại: bộ thứ nhất tự động đóng lại nhanh RAR có thời gian chết nhỏ được khởi động theo tín hiệu vùng 2 và bị khoá khi có tín hiệu vùng 1, bộ thứ hai tự động đóng lại chậm DAR có thời gian chết lớn hơn chu trình RAR một cấp và được khởi động theo tín hiệu vùng 1 và/hoặc vùng 2.

Với giải pháp nêu trên, ta thấy máy cắt ở đường dây liền kề với đường dây sự cố bị cắt bằng vùng 2 tăng tốc sẽ được đóng lại trước bằng chu trình RAR (do vùng 1 của nó không làm việc), đồng thời mạch tăng tốc của nó cũng được mạch tự động đóng lại khoá lại sau một thời gian trễ nào đó (để máy cắt có thể cắt nhanh trở lại khi sự cố xuất hiện ở cuối đường dây). Máy cắt trên đường dây sự cố được cắt bằng vùng 1 sẽ được đóng lại sau bằng chu trình DAR. Giải pháp này cho phép các máy cắt cài đặt thời gian chết của các chu trình đóng lại như nhau, ngoài ra với việc trang bị mỗi máy cắt hai bộ tự động đóng lại cũng cho phép khôi phục lại sự làm việc của đường dây đối với các sự cố bán duy trì.

Sơ đồ nêu trên có thể gọi là "*sơ đồ tăng tốc vùng 2 kết hợp với RAR và DAR*" và được trình bày trên hình trên hình 4.41.



a/ SƠ ĐỒ NỎA LÔIC



b/ LỒU NỈE NỀ PHÂN TÍCH

Hình 4.41: Sơ đồ tăng tốc vùng 2 kết hợp với RAR và DAR

Nguyên lý tác động:

Theo sơ đồ trên hình 4.41a, mỗi máy cắt ở đầu mỗi đường dây được trang bị: 1 bộ bảo vệ khoảng cách 3 cấp, 1 bộ tự động đóng lặp lại nhanh RAR có thời gian chết là t_{RAR} và 1 bộ tự động đóng lặp lại chậm có thời gian chết $t_{DAR} > t_{RAR}$.

Bảo vệ khoảng cách 3 cấp có vùng 1 (Z_1) tác động tức thời, vùng 2 (tác động với thời gian trễ t_2 và vùng 3 (Z_3) tác động với thời gian trễ t_3 theo đúng sơ đồ bảo vệ khoảng cách 3 cấp thông thường. Ngoài ra vùng 2 còn có tín hiệu đi cắt tức thời máy cắt (khoá K1 và K2 trên hình 4.41a kín mạch) hoặc với thời gian trễ nhỏ (khoá K1 kín mạch còn K2 hở mạch) và nó bị sẽ khoá lại sau khi máy cắt được đóng lặp lại lần đầu với thời gian trễ là t_K để đảm bảo vùng 2 cắt nhanh lại máy cắt một lần nữa nếu sự cố duy trì xuất hiện ở cuối đường dây của nó. Mạch tăng tốc vùng 2 bị khoá trong khoảng thời gian t_{DT} để đảm bảo nó không hoạt động nếu sự cố vẫn còn duy trì sau khi máy cắt của đường dây bị sự cố được đóng lại bằng chu trình DAR.

Mạch RAR:

Mạch RAR được khởi động khi sự cố nằm trong phạm vi tác động của vùng 2 và ngoài phạm vi tác động của vùng 1, tức $Z_2 = 1$ và $Z_1 = 0$. Mặc dù sơ đồ RAR đã được khởi động và duy trì theo tín hiệu trên nhưng mạch tạo thời gian trễ (t_{RAR}) của nó chỉ làm việc khi có tín hiệu điện áp thanh cái U_B (khi không cần thiết thì nối tắt mạch này lại). Khi máy cắt được cắt bằng mạch tăng tốc vùng 2, nó sẽ được đóng lặp lại nhanh theo chu trình RAR khi điều kiện đóng lại sau đây của nó được thoả mãn (hình 4.41a):

Đóng trực tiếp sau khi khởi động (khoá K5 kín mạch).

Tồn tại điện áp thanh cái $U_B = 1$ nhưng không tồn tại điện áp đường dây $U_L = 0$ (khoá K6 kín mạch).

Tồn tại điện áp đường dây $U_L = 1$ và đồng bộ với điện áp thanh cái $S = 1$ (khoá K7 kín mạch).

Các điều kiện tác động của mạch RAR được áp dụng như sau:

Đối với đường dây có nguồn cung cấp từ 1 phía áp dụng điều kiện 1 cho mạch RAR, tức là K5 kín mạch, còn K6 và K7 hở mạch. Tuy nhiên cũng có thể áp dụng điều kiện 2, tức K6 kín mạch còn K5 và K7 hở mạch.

Đối với đường dây có nguồn cung cấp từ 2 phía, mạch RAR luôn đóng trước mạch DAR, do đó phải áp dụng điều kiện 2, tức K6 kín mạch, K5 và K7 hở mạch. Đối với các máy cắt đôi diện với thanh cái có ba xuất tuyến trở lên (thanh cái D trên hình 4.41b), thì khi ngắt mạch ngoài, nó có thể bị cắt ra bởi vùng 2 và mạch RAR khởi động, tuy nhiên do thanh cái đôi diện có thể vẫn có điện (dòng tồn tại một đường dây nối vào thanh cái này không bị cắt) và như vậy đường dây có máy cắt đang xét vẫn có điện, trong trường hợp này mạch RAR sẽ tác động theo điều kiện 3, tức K6 và K7 phải kín mạch.

Mạch DAR:

Mạch DAR khởi động theo tín hiệu khởi động của vùng 1 ($Z1 = 1$) hoặc/và vùng 2 ($Z2 = 1$) thông qua vị trí kín mạch của khoá K3 hoặc/và K4. Mạch DAR cũng có các điều kiện tác động như sau:

Đóng trực tiếp sau khi khởi động (khoá K8 kín mạch).

Tồn tại điện áp thanh cái UB = 1 nhưng không tồn tại điện áp đường dây UL = 0 (khoá K9 kín mạch)

Tồn tại điện áp đường dây UL = 1 và đồng bộ với điện áp thanh cái S = 1 (khoá K7 kín mạch).

Các điều kiện tác động của mạch DAR được áp dụng như sau:

- Đối với đường dây có nguồn cung cấp từ 1 phía áp dụng điều kiện 1, tức là K8 kín mạch, còn K9 và K10 hở mạch. Tuy nhiên cũng có thể áp dụng điều kiện 2, tức K9 kín mạch còn K8 và K10 hở mạch.

- Đối với đường dây có nguồn cung cấp từ 2 phía, vì một đầu có khả năng được đóng lại bởi mạch RAR, nên mạch DAR luôn phải kiểm tra theo điều kiện 3, tức K10 luôn ở tình trạng kín mạch. Tuy nhiên khi ngắt mạch ở đoạn giữa đường dây thì vùng 1 cả 2 đầu đều tác động, do đó mạch RAR không làm việc, như vậy cần phải có 1 đầu đóng lại máy cắt theo điều kiện 2, tức đầu này phải có K9 và K10 kín mạch.

Phân tích sự hoạt động của sơ đồ:

Dưới đây ta sẽ phân tích sự hoạt động của sơ đồ tăng tốc vùng 2 kết hợp với RAR và DAR ở những vị trí ngắt mạch điển hình trên lưới điện được mô tả trên hình 4.41b.

Ngắt mạch tại N_1 :

Khi ngắt mạch tại vị trí N_1 ở đoạn giữa của đường dây BC, hai máy cắt B_2 và C_1 được cắt nhanh bằng vùng 1. Trong trường hợp này, mạch RAR không làm việc nên các máy cắt B_2 và C_1 chỉ có thể tự động đóng lại theo chu trình DAR. Giả thiết máy cắt C_1 có khoá K9 trong sơ đồ DAR đang kín mạch, nó sẽ được đóng lại trước theo điều kiện kiểm tra mất điện áp đường dây ($U_B = 1$ và $U_L = 0$). Nếu sự cố thoát qua C_1 đóng lại thành công, sau đó máy cắt B_2 sẽ được đóng lại theo điều kiện kiểm tra đồng bộ ($U_L = 1$ và $S = 1$). Nếu sự cố duy trì thì máy cắt C_1 sau khi đóng lại sẽ bị cắt một lần nữa (bằng vùng 1) và máy cắt B_2 cũng không đóng lại được do không có tín hiệu đồng bộ. Trong trường hợp này, cả mạch RAR của hai máy cắt C_1 và B_2 không tham gia làm việc nên không đóng lại lần thứ hai được.

Nếu vị trí ngắt mạch tại N_1 nằm trong phạm vi tác động của vùng 2 tại các máy cắt A_2 và D_1 , thì hai máy cắt này cũng được cắt ra cùng với máy cắt B_2 và C_1 . Nhưng hai máy cắt này sẽ đóng lại thành công bằng chu trình RAR theo điều kiện kiểm tra mất áp đường dây ($U_B = 1$ và $U_L = 0$). Tiếp theo hai máy cắt B_2 và C_1 sẽ được đóng lại bằng chu trình DAR như đã nêu ở trên.

Ngắt mạch tại N_2 :

Khi sự cố xuất hiện tại vị trí N_2 ở đoạn cuối của đường dây BC và giả thiết nó nằm ngoài phạm vi tác động của vùng 1 của sơ đồ bảo vệ tại đầu máy cắt B_2 . Tại vị trí ngắt mạch này, máy cắt C_1 sẽ cắt nhanh bằng vùng 1 và máy cắt B_2 sẽ được cắt nhanh bằng vùng 2 tăng tốc. Sau đó, máy cắt B_2 sẽ được đóng lại theo chu trình RAR với điều kiện kiểm tra mất áp đường dây ($U_B = 1$ và $U_L = 0$). Nếu sự cố thoát qua thì máy cắt B_2 sẽ đóng lại thành

Nếu chu trình DAR tại máy cắt C_1 đang được cài đặt theo điều kiện kiểm tra sự đồng bộ (khoá K10 kín mạch và K9 hở mạch) thì máy cắt C_1 sẽ không đóng lại. Lúc đó khoá K9 tại máy cắt B_2 đang kín mạch và nếu khoá K3 của sơ đồ tại máy cắt B_2 cũng kín mạch thì máy cắt B_2 sẽ đóng lại lần thứ hai (tự động đóng lại hai lần) theo chu trình DAR với điều kiện ($U_B = 1, U_L = 0$). Nếu B_2 đóng lại thành công thì sẽ kéo theo máy cắt C_1 đóng lại thành công. Nếu sự cố còn duy trì thì máy cắt B_2 sẽ được cắt nhanh bằng mạch TOR. Mạch TOR được khởi động theo chu trình DAR và nếu không có mạch này thì B_2 sẽ cắt với thời gian trễ t_2 của vùng 2 cơ bản (vì vùng 2 cắt nhanh lúc này đã bị khoá).

Nếu chu trình DAR tại máy cắt C_1 đang được cài đặt theo điều kiện kiểm tra sự mất điện áp đường dây (khoá K9 kín mạch) thì mặc dù máy cắt B_2 đã bị cắt ra lần thứ hai nhưng máy cắt C_1 vẫn được đóng trở lại theo chu trình DAR. Sau khi máy cắt C_1 đóng lại nếu sự cố vẫn còn duy trì thì máy cắt C_1 sẽ được cắt nhanh một lần nữa bằng vùng 1 và mạch TOR (nếu có). Nếu máy cắt C_1 đóng lại thành công thì máy cắt B_2 cũng sẽ đóng lại thành công bằng mạch DAR (nếu K3 ở vị trí kín mạch) theo điều kiện kiểm tra sự đồng bộ.

Trong trường hợp này, ta thấy vùng 2 tức thời của bảo vệ khoảng cách tại máy cắt D_1 cũng có thể tác động đi cắt D_1 . Sau khi máy cắt D_1 cắt ra thì nó sẽ được đóng lại thành công theo chu trình của mạch RAR và vùng 2 tức thời của bảo vệ tại đây bị khoá trước khi máy cắt C_1 đóng lại theo chu trình của mạch DAR.

Một vấn đề cần quan tâm trong trường hợp này là giả thiết đường dây AB đủ dài so với CD đến nỗi N_2 cũng nằm trong phạm vi tác động của vùng 2 tại máy cắt A_2 . Lúc này cả hai máy cắt A_2 và B_2 đều được cắt bởi vùng 2 tức thời. Tuy nhiên chỉ có máy cắt A_2 sẽ được đóng lại thành công trước bằng chu trình RAR còn chu trình RAR của máy cắt B_2 tuy có tín hiệu khởi động ($Z_2 = 1$ và $Z_1 = 0$) nhưng bộ tạo thời gian trễ của nó vẫn không làm việc vì tín hiệu điện áp $U_B = 0$ (xem hình 4.41a). Sau khi máy cắt A_2 đóng lại thành công, thì mạch tạo thời gian trễ t_{RAR} của máy cắt B_2 mới được khởi động (lúc này $U_B = 1$) và tác động với thời gian trễ là t_{RAR} đủ để vùng 2 tức thời tại máy cắt A_2 được khoá lại. Thực vậy, đối với lưới điện 110kV và 220kV thường chọn $t_{RAR} = (0,25 - 0,5s)$, còn thời gian cần để khoá vùng 2 tức thời tại máy cắt A_2 lúc này chỉ yêu cầu lớn hơn tổng thời gian làm việc của vùng 2 tức thời (khoảng 30ms) với thời gian cắt của máy cắt (khoảng 40-50ms). Sau khi máy cắt B_2 được đóng lại bằng chu trình RAR, nếu thành công thì máy cắt C_1 sẽ được đóng lại thành công theo chu trình DAR và nếu không thành công thì máy cắt B_2 sẽ được cắt nhanh một lần nữa bằng vùng 2 tức thời và sau đó đường dây BC sẽ được đóng lại lần thứ hai bằng chu trình DAR như đã nêu trên. Ở đây chỉ chú ý trường hợp khoá K9 của máy cắt B_2 đang kín mạch thì chu trình DAR của máy cắt B_2 sẽ đóng lại đường dây BC trước. Nếu sự cố vẫn còn duy trì và các máy cắt không được trang bị mạch TOR thì máy cắt B_2 và A_2 sẽ bị cắt ra đồng thời bằng vùng 2 cơ bản với thời gian trễ là t_2 và thanh cái B sẽ bị mất điện không chọn lọc. Để tránh trường hợp này thì máy cắt B_2 không được để khoá K9 ở vị trí kín mạch hoặc phải trang bị mạch TOR để cắt nhanh sự cố lần thứ ba. Nếu máy cắt A_2 cũng được trang bị mạch TOR thì mạch TOR của nó trong trường hợp này không khởi động vì chu trình DAR của nó không làm việc.

Nhận xét:

Trong trường hợp trên, nếu mạch RAR của máy cắt B_2 chỉ khởi động theo tín hiệu vùng 2 và tín hiệu phủ định của vùng 1 cơ bản ($Z_2 = 1$ và $Z_1 = 0$) mà không sử dụng tín hiệu điện áp thanh cái U_B để khởi động mạch tạo thời gian trễ, lúc đó cả hai máy cắt A_2 và B_2 cùng đóng lại một lúc theo chu trình RAR và sau khi đóng lại thì cả hai máy cắt A_2 và B_2 sẽ lại cùng cắt ra một lúc bởi vùng 2 tức thời nếu sự cố còn duy trì. Sau đó đường dây BC và máy cắt A_2 được đóng lại lần thứ hai theo chu trình DAR như sau:

Nếu khoá K9 của máy cắt A_2 đang kín mạch thì máy cắt A_2 sẽ đóng lại theo chu trình DAR cùng lúc với một trong hai máy cắt B_2 hoặc C_1 (máy cắt có khoá K9 đang kín mạch). Nếu A_2 được đóng lại cùng với C_1 , mà sự cố còn duy trì thì chỉ có máy cắt C_1 cắt nhanh bằng vùng 1 (A_2 không cắt vì B_2 đang hở mạch). Nếu A_2 được đóng lại cùng với B_2

và sự cố vẫn còn duy trì thì cả hai máy cắt A_2 và B_2 đều bị cắt ra trở lại bằng mạch TOR (hoặc vùng 2 cơ bản) và như vậy thanh cái B sẽ mất điện không chọn lọc.

Nếu khoá K9 của máy cắt A_2 đang ở vị trí hở mạch thì một trong hai máy cắt B_2 hoặc C_1 sẽ đóng lại trước cho đường dây BC. Nếu B_2 đóng lại trước thì A_2 và C_1 cũng không đóng lại được vì không có tín hiệu điện áp đường dây và điều này làm cho đường dây AB, BC và thanh cái B mất điện mặc dù sự cố có thể là bán duy trì. Nếu C_1 đóng lại trước và thành công (sự cố bán duy trì) thì B_2 sẽ đóng lại theo điều kiện ($U_L = 1$ và $U_B = 0$) tiếp theo A_2 sẽ đóng lại theo điều kiện ($U_L = 1$ và $S = 1$). Nếu C_1 đóng lại không thành công thì A_2 và B_2 cũng không đóng lại được và thanh cái B sẽ mất điện không chọn lọc.

Như vậy trong trường hợp phạm vi vùng 2 tại máy cắt A_2 bao phủ lên vùng 2 của máy cắt B_2 , nếu không sử dụng tín hiệu $U_B = 1$ để khởi động mạch tạo thời gian trễ của sơ đồ RAR, ta nên để khoá K9 của máy cắt A_2 và C_1 ở vị trí kín mạch còn khoá K9 của máy cắt B_2 ở vị trí hở mạch. Nhược điểm của giải pháp này là máy cắt A_2 phải cắt và đóng lặp lại hai lần, mặc dầu sự cố xuất hiện trên đường dây BC. Nhưng xác suất của trường hợp này nhỏ, vì chỉ có những sự cố nằm trong phạm vi vùng 2 của A_2 và nằm ngoài phạm vi vùng 1 của B_2 .

Ngắn mạch tại N_3 :

Khi ngắn mạch tại N_3 , giả sử nó nằm ngoài phạm vi tác động của vùng 1 tại máy cắt D_1 , và nằm trong phạm vi tác động của vùng 2 tại máy cắt B_2 . Trong trường hợp này có ba máy cắt cùng cắt là B_2 , C_2 và D_1 , sau đó quá trình thao tác đóng lặp lại diễn ra tương tự như đã nêu trong trường hợp ngắn mạch tại N_4 .

Vấn đề đặt ra ở đây là giả sử N_3 nằm trong phạm vi tác động của vùng 2 của một trong những bảo vệ tại các máy cắt đối diện trực tiếp với thanh cái D (E_1 , F_1 , G_1) và giả sử là tại máy cắt G_1 . Lúc đó máy cắt G_1 cũng tham gia cắt nhưng thanh cái D vẫn có điện (do có nguồn từ thanh cái E và F) và đường dây DG vẫn có tín hiệu điện áp, do đó chu trình RAR tại máy cắt G_1 này phải được đóng theo điều kiện kiểm tra tín hiệu đồng bộ ($U_L = 1$ và $S = 1$), trong trường hợp này thì mạch RAR tại máy cắt D_1 vẫn khởi động bình thường (vì $U_B = 1$) và đóng lại cùng lúc với máy cắt G_1 . Nếu sự cố còn duy trì thì có cả hai máy cắt G_1 và D_1 cùng cắt ra trở lại bằng vùng 2 tức thời và mạch RAR của nó bị khoá lại. Nhưng sau đó máy cắt G_1 , D_1 và C_2 được đóng lặp lại theo chu trình DAR. Để tránh trường hợp máy cắt D_1 và G_1 cùng đóng vào và cùng cắt ra theo vùng 2 cơ bản (hoặc bằng mạch TOR) khi sự cố còn duy trì, ta nên để máy cắt G_1 và C_2 cùng đóng lại trước trong chu trình DAR (khóa K9 của C_2 phải kín mạch). Khi đó nếu sự cố còn duy trì thì C_2 sẽ được cắt ra bằng vùng 1, còn G_1 đóng lại thành công. Nếu sự cố là bán duy trì thì máy cắt D_1 sẽ được đóng lại bằng chu trình DAR theo điều kiện $U_L = 1$ và $S = 1$.

Trong trường hợp trên ta thấy máy cắt G_1 phải cắt 2 lần khi sự cố duy trì hoặc bán duy trì xuất hiện ở trên đường dây DC, nhưng xác suất của tình huống này không lớn vì nó chỉ xảy ra khi ngắn mạch trên đường dây CD nhưng ở ngoài phạm vi vùng 1 của bảo vệ khoảng cách tại máy cắt D_1 . Để tránh nhược điểm này, ta có thể cài đặt chu trình RAR tại D_1 có thời gian trễ lớn hơn chu trình RAR tại máy cắt G_1 .

Ngắn mạch tại N_4 :

Xét ngắn mạch tại N_4 , giả sử nó nằm ngoài phạm vi tác động của vùng 1 tại máy cắt C_2 nhưng nằm trong phạm vi tác động của vùng 2 tại các máy cắt E_1 , F_1 và G_1 . Lúc đó các máy cắt D_1 sẽ cắt nhanh bằng vùng 1, còn C_2 , E_1 , F_1 , và G_1 sẽ cắt nhanh bằng vùng 2 tăng tốc. Sau đó các máy cắt E_1 , F_1 và G_1 có thể đóng lại nhanh cùng lúc với C_2 bằng chu trình RAR. Điều này có thể cho phép vì thời gian đóng lặp bằng chu trình RAR đủ nhanh để các nguồn từ các thanh cái E, F, G tự đồng bộ trở lại với nhau. Nếu sự cố thoáng qua thì máy cắt D_1 sẽ được đóng lại thành công bằng chu trình DAR. Nếu sự cố duy trì thì sau khi đóng lặp lại bằng chu trình RAR, máy cắt C_2 sẽ bị cắt nhanh trở lại bằng vùng 2 tăng tốc (vùng 2 tăng

Nếu không chấp nhận giải pháp các máy cắt E_1, F_1 và G_1 đóng lại cùng lúc bằng chu trình RAR, thì chu trình RAR của các máy cắt E_1, F_1, G_1 kể cả máy cắt C_2 được cài đặt cả hai điều kiện đóng lại $U_L = 0$ hoặc $U_L = 1$ và $S = 1$) với thời gian tác động khác nhau (tối thiểu phải có hai máy cắt tác động với thời gian khác nhau và nhỏ hơn các máy cắt còn lại). Điều này sẽ làm tăng thời gian t_{DAR} của máy cắt D_1 .

Việc cài đặt các chu trình RAR của các máy cắt E_1, F_1, G_1 và kể cả máy cắt C_2 vừa có thể tác động với điều kiện $U_L = 0$ vừa có thể tác động với điều kiện $U_L = 1, S = 1$ là cần thiết trong trường hợp vị trí ngăn mạch N_4 không nằm trong phạm vi tác động của vùng 2 của một trong các máy cắt E_1, F_1 hoặc G_1 .

Tính toán các tham số thời gian của sơ đồ:

Trong mục này sẽ xem xét việc tính toán lựa chọn các đại lượng thời gian của sơ đồ tăng tốc vùng 2 của bảo vệ khoảng cách kết hợp với thiết bị RAR và DAR bao gồm: thời gian chết t_{RAR} của mạch RAR, thời gian chết t_{DAR} của mạch DAR, thời gian trễ và thời gian duy trì của mạch khoá vùng 2 tức thời. Tuy nhiên, trước tiên cần phải xem xét ý nghĩa các đại lượng thời của một chu trình đóng lặp lại.

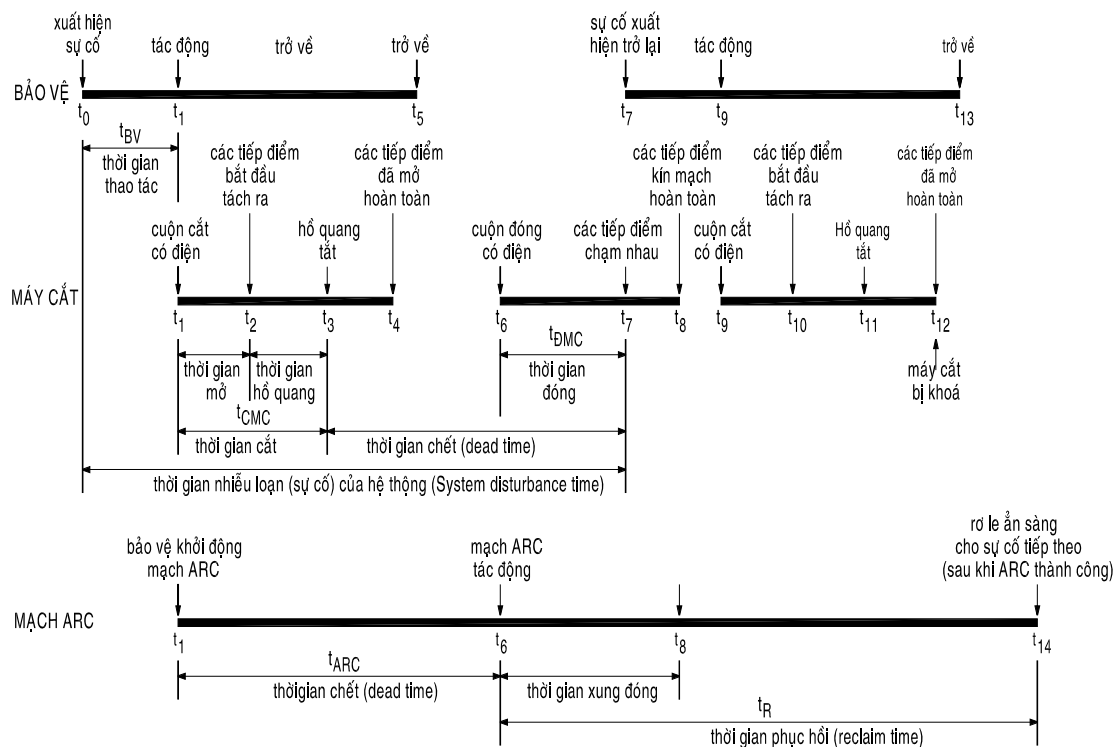
Các đại lượng thời gian của chu trình đóng lặp lại:

Trên hình 4.42 chỉ ra trình tự của chu trình tự động đóng lặp lại một lần (khởi động theo tín hiệu bảo vệ rơ le) điển hình, trong đó:

Quá trình của sơ đồ bảo vệ bắt đầu từ thời điểm t_0 và kết thúc ở thời điểm t_5 nếu đóng lại thành công (sự cố thoả qua), và nếu đóng lại không thành công (sự cố thường xuyên) thì quá trình bảo vệ sẽ kết thúc ở thời điểm t_{13} .

Chu trình đóng cắt của máy cắt khởi đầu từ thời điểm t_1 và kết thúc đóng lại máy cắt ở thời điểm t_0 . Nếu đóng lại không thành công thì máy cắt sẽ tiếp tục thực hiện một quá trình cắt và kết thúc tại thời điểm t_{12} , đồng thời tại thời điểm này máy cắt sẽ bị khoá.

Chu trình của mạch tự động đóng lặp lại sẽ bắt đầu tại thời điểm t_1 và kết thúc tại thời điểm t_{14} .



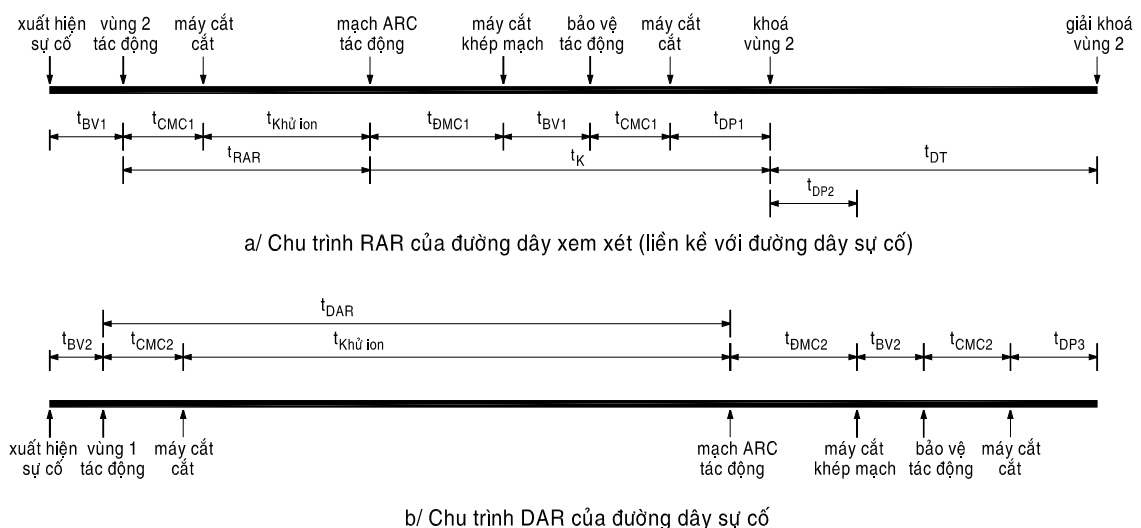
Hình 4.42: Thao tác của sơ đồ tự động đóng lại (ARC) một lần

- Đối với mạch bảo vệ:
Thời gian thao tác (t_{BV}): còn gọi là thời gian bảo vệ, được tính từ thời điểm xuất hiện sự cố đến thời điểm tiếp điểm đầu ra của sơ đồ bảo vệ khép mạch (nếu bảo vệ có rơ le cắt riêng thì thời gian của nó cũng được cộng vào) để cung cấp năng lượng cho cuộn cắt máy cắt.

- Đối với máy cắt:
Thời gian mở (Opening time): tính từ thời điểm cuộn cắt của máy cắt được cấp năng lượng cho đến thời điểm các tiếp điểm của máy cắt bắt đầu tách ra.
Thời gian tồn tại của hồ quang (Arcing time): tính từ thời điểm các tiếp điểm của máy cắt bắt đầu tách ra cho đến thời điểm hồ quang sự cố được dập tắt.
Thời gian cắt (t_{CMC}): là tổng của hai thời gian mở và thời gian tồn tại của hồ quang, tức là tính từ thời điểm cuộn cắt máy cắt nhận điện cho tới khi hồ quang sự cố trong buồng cắt máy cắt được dập tắt hoàn toàn.
Thời gian đóng (t_{DMC}): tính từ thời điểm cuộn đóng máy cắt nhận điện cho đến thời điểm các tiếp điểm của máy cắt thông mạch.
Thời gian chết (Dead time): tính từ thời điểm hồ quang sự cố được dập tắt cho đến thời điểm các tiếp điểm của máy cắt bắt đầu khép mạch.

Đối với mạch tự động đóng lặp lại:
Thời gian chết (t_{ARC}): tính từ thời điểm sơ đồ tự động đóng lặp lại nhận được năng lượng khởi động (từ sơ đồ bảo vệ) và thao tác các tiếp điểm đầu ra để cấp năng lượng cho cuộn đóng của máy cắt. Đối với tất cả các sơ đồ đóng lặp tức thời hoặc tốc độ cao, thời gian này được lấy xấp xỉ thời gian chết của máy cắt.
Thời gian xung đóng (Closing pulse time): khoảng thời gian mà tiếp điểm đầu ra của sơ đồ đóng lặp lại kín mạch cho đến khi các tiếp điểm của máy cắt khép mạch hoàn toàn.
Thời gian phục hồi (Reclaim time): độ là khoảng thời gian tiếp theo sau một thao tác đóng thành công, được tính từ thời điểm tiếp điểm đầu ra của sơ đồ tự động đóng lặp lại khép mạch (để cung cấp năng lượng cho cuộn đóng máy cắt). Thời gian này phải được trôi qua trước khi sơ đồ tự động đóng lặp lại khởi động cho chu trình đóng lặp lại tiếp theo trong trường hợp xuất hiện thêm một sự cố khác.
Thời gian nhiễu loạn hệ thống (System disturbance time): tính từ thời điểm xuất hiện sự cố cho đến thời điểm các tiếp điểm của máy cắt thông mạch. Thời gian này đôi lúc còn được gọi là thời gian dao động của hệ thống.

Các đại lượng thời gian của sơ đồ:
 Hình 4.43 trình bày biểu đồ thời gian của sơ đồ tăng tốc vùng 2 của bảo vệ khoảng cách kết hợp với các thiết bị RAR và DAR.



Hình 4.43: Biểu đồ trình tự thời gian các chu trình RAR và DAR.

Lựa chọn thời gian chết của mạch RAR (t_{RAR}):
 Mạch RAR tác động càng nhanh càng tốt, tức là thời gian chết của mạch RAR (t_{RAR}) càng nhỏ càng tốt để nhanh chóng phục hồi sự cung cấp điện, đặc biệt là các động cơ phải đủ sức tự khởi động trở lại. Tuy nhiên tính tác động nhanh của sơ đồ bị hạn chế bởi điều kiện khử ion hoá tại nơi sự cố, nghĩa là thời gian chết phải đủ lớn để phân tán không khí bị

ion hoá tại nơi sự cố. Điều kiện này được thể hiện bởi biểu thức sau đây:

$$t_{\text{khử ion}} < t_{\text{RAR}} - t_{\text{CMC}} < t_{\text{KD}} \quad (4-80)$$

Trong đó:

- $t_{\text{khử ion}}$: thời gian khử ion hoá.
- t_{RAR} : thời gian chết của sơ đồ đóng lặp lại RAR.
- t_{CMC} : thời gian mở của máy cắt.
- t_{KD} : thời gian tự khởi động của các động cơ.

Thời gian khử ion là thời gian cần thiết tiếp sau thời điểm dập hồ quang sự cố của đường dây trên không để đảm bảo phân tán không khí bị ion hoá sao cho hồ quang sẽ không cháy lại khi đường dây được mạng điện trở lại. Nó là một đại lượng ngẫu nhiên, phụ thuộc nhiều yếu tố như cấp điện áp của đường dây, khoảng cách giữa các phân mang điện, dòng điện sự cố, thời gian tồn tại sự cố, tốc độ gió và điều kiện môi trường, điện dung của các phần tử lân cận với phần tử được đóng lặp lại, trong đó cấp điện áp đóng vai trò quan trọng và nói chung cấp điện áp càng cao đòi hỏi thời gian khử ion càng kéo dài. Các số liệu dưới đây để tham khảo:

Cấp điện áp (kV)	Thời gian khử ion tối thiểu (s)
66	0,10
110	0,15
132	0,17
220	0,28
275	0,30
400	0,50

Lựa chọn thời gian trễ (t_K) của bộ khoá vùng 2 tức thời:

Theo nguyên tắc hoạt động của sơ đồ (xem hình 4.41a), ta thấy vùng 2 tức thời tác động đi cắt máy cắt, đồng thời sẽ gửi tín hiệu khởi động mạch RAR. Mạch RAR sau khi thoả mãn điều kiện tác động sẽ gửi tín hiệu đi đóng lại máy cắt, đồng thời gửi tín hiệu đi khoá vùng 2 tức thời. Tuy nhiên việc khoá phải xảy ra sau thời điểm đóng lại máy cắt một khoảng thời gian t_K để đảm bảo vùng 2 cắt nhanh lại máy cắt một lần nữa sự cố duy trì xuất hiện ở cuối đường dây của nó, tức là:

$$t_K \geq t_{\text{ĐMC1}} + t_{\text{BV1}} + t_{\text{CMC1}} + t_{\text{DPI}} \quad (4-81)$$

Trong đó:

- t_K : thời gian trễ của bộ khoá,
- $t_{\text{ĐMC1}}$: thời gian đóng máy cắt (lấy giá trị lớn nhất).
- t_{BV1} : thời gian tác động của vùng 2.
- t_{CMC1} : thời gian cắt máy cắt (lấy giá trị lớn nhất).
- t_{DPI} : thời gian dự phòng (tính đến sai số lớn nhất của các bộ phận tạo thời gian của mạch khoá và mạch bảo vệ).

Theo biểu đồ thời gian của chu trình đóng lặp lại trên hình (4.43) ta thấy việc khoá chỉ cần xảy ra ngay sau khi cuộn cắt của máy cắt tác động. Trong khi theo công thức (4-81), thời gian t_K được tính từ lúc mạch khoá được khởi động (thời điểm mạch RAR gửi tín hiệu đi đóng máy cắt) tới thời điểm máy cắt dập tắt hồ quang khi máy cắt được cắt ra trở lại. Sự khác biệt này là để tăng tính an toàn cho việc cắt lần nữa của vùng 2 tức thời (khi sự cố xuất hiện ở cuối đường dây của nó), đồng thời thuận lợi cho việc tính toán vì thông thường các lý lịch máy cắt chỉ cho biết thời gian t_{CMC} mà không cho biết thời gian thao tác của cuộn cắt.

Lựa chọn thời gian chết (t_{DAR}) của mạch DAR:

Trong việc lựa chọn thời gian trễ của mạch khoá vùng 2 tức thời, một điều kiện nữa nó cần phải thoả mãn là việc khoá phải tác động trước khi máy cắt ở đầu đoạn đường dây liền kề được đóng trở lại theo chu trình DAR khi ngắn mạch xảy ra ở đầu đoạn đường dây liền kề này. Theo biểu đồ thời gian trên hình 4.43 ta có:

$$t_{\text{BV2}} + t_{\text{DAR}} + t_{\text{ĐMC2}} \geq t_{\text{BV1}} + t_{\text{RAR}} + t_K + t_{\text{DPI}} \quad (4-82)$$

$$\Rightarrow t_{\text{DAR}} \geq (t_{\text{BV1}} + t_{\text{RAR}} + t_K) - (t_{\text{BV2}} + t_{\text{ĐMC2}}) + t_{\text{DPI}} \quad (4-83)$$

Trong đó:

Các thông số của đường dây đang xét:

- t_{BV1} : thời gian thao tác của vùng 2 cắt nhanh.
- t_{RAR} : thời gian chết của sơ đồ đóng lặp lại RAR.
- t_K : thời gian khoá bảo vệ vùng 2.
- Các thông số của đường dây liên kề:
 - t_{DAR} : thời gian chết của sơ đồ đóng lặp lại DAR.
 - t_{DMC2} : thời gian đóng của máy cắt.
 - t_{BV2} : thời gian thao tác của vùng 1.
 - t_{DP2} : thời gian dự phòng (tính đến sai số lớn nhất của các bộ phận tạo thời gian trong biểu đồ 4.43b).

Lựa chọn thời gian duy trì (t_{DT}) của mạch khoá vùng 2 tức thời:

Mạch khoá sau khi khoá phải được duy trì thêm một thời gian để đảm bảo chắc chắn khi ngắt mạch ở đầu đoạn đường dây liên kề thì vùng 2 tức thời của nó không tác động mà chỉ có vùng 1 của đường dây liên kề tác động. Muốn vậy phải thoả mãn các biểu thức sau đây:

$$t_{BV1} + t_{RAR} + t_K + t_{DT} \geq 2t_{BV2} + t_{DAR} + t_{DMC2} + t_{CMC2} + t_{DP3} \quad (4-84)$$

$$\Rightarrow t_{DT} \geq (2t_{BV2} + t_{DAR} + t_{DMC2} + t_{CMC2} + t_{DP3}) - (t_{BV1} + t_{RAR} + t_K) \quad (4-85)$$

Trong đó:

- t_{CMC2} : thời gian cắt của máy cắt.
- t_{DP3} : thời gian dự phòng (tính đến sai số lớn nhất của các bộ phận tạo thời gian trong biểu đồ 4.43b, trong đó sai số của mạch bảo vệ được tính đến hai lần).

Để đơn giản hơn, thời gian duy trì tín hiệu khoá của vùng 2 tác động nhanh của đường dây liên kề có thể kết thúc cùng thời điểm với thời gian phục hồi chu trình DAR của máy cắt trên đường dây sự cố (t_{PHDAR}), khi đó ta có:

$$t_{BV1} + t_{RAR} + t_K + t_{DT} = t_{BV2} + t_{DAR} + t_{PHDAR} \quad (4-7)$$

$$\Rightarrow t_{DT} = (t_{BV2} + t_{DAR} + t_{PHDAR}) - (t_{BV1} + t_{RAR} + t_K) \quad (4-8)$$

Nhận xét:

So với bảo vệ khoảng cách có vùng 1 mở rộng thì sơ đồ tăng tốc vùng 2 kết hợp với thiết bị RAR và DAR có ưu điểm là loại trừ nhanh sự cố không những thoáng qua mà kể các các sự cố duy trì, đồng thời không có hiện tượng mất điện không chọn lọc.

So với sơ đồ tăng tốc theo thứ tự bằng vùng 1 mở rộng, thì sơ đồ tăng tốc vùng 2 kết hợp với thiết bị RAR và DAR có ưu điểm việc khôi phục sự làm việc của các phần tử khi sự cố thoáng qua nhanh hơn, đồng thời giảm khả năng không đóng lại được của các máy cắt do việc mất động bộ giữa các nguồn.

Về chi phí bảo dưỡng máy cắt thì sơ đồ tăng tốc vùng 2 kết hợp với thiết bị RAR và DAR cao hơn sơ đồ bảo vệ khoảng cách có vùng 1 mở rộng nhưng không đáng kể và thấp hơn sơ đồ tăng tốc theo thứ tự bằng vùng 1 mở rộng. Chi phí bảo dưỡng tăng thêm của hai sơ đồ sau là do có các đường dây có thể đóng lại lần thứ hai đối với các sự cố duy trì và bán duy trì (có xác suất 10 -15%), nhưng đối với sơ đồ tăng tốc vùng 2 kết hợp với RAR và DAR việc đường dây đóng lại lần thứ hai khi sự cố duy trì và bán duy trì chỉ diễn ra khi vị trí ngắt mạch nằm ngoài phạm vi tác động của vùng 1 của bảo vệ khoảng cách ở một đầu đường dây, còn đối với sơ đồ tăng tốc theo thứ tự bằng vùng 1 mở rộng thì bất kỳ vị trí ngắt mạch nào. Mặt khác việc đóng lại đường dây lần thứ hai đối với sơ đồ tăng tốc vùng 2 kết hợp với RAR và DAR có ý nghĩa khôi phục lại sự mang điện của đường dây còn đối với sơ đồ tăng tốc theo thứ tự bằng vùng 1 mở rộng thì không có ý nghĩa đó.

Khuyết điểm của sơ đồ tăng tốc vùng 2 kết hợp với RAR và DAR là cần trang bị hai bộ tự động đóng lặp lại nhưng bù lại là không cần vùng 1 mở rộng. Riêng đối với các rơ le kỹ thuật số ngày nay thì các khuyết điểm trên không có ý nghĩa vì các rơ le khoảng cách thường được chế tạo kèm theo sơ đồ tự động lặp lại nhiều lần. Chẳng hạn các rơ le khoảng cách P441, P442 của hãng ALSTOM có trang bị tự động đóng lặp lại tới 4 lần, còn rơ le khoảng cách 7SA513 của hãng SIEMENS có trang bị tự động đóng lặp lại lên tới 10 lần.

A. GIỚI THIỆU CHUNG

Do điều kiện lịch sử, cho đến nay các loại role bảo vệ ở nước ta phần lớn có xuất xứ từ Liên Xô cũ. Các loại này chủ yếu là role điện cơ. Trong quá trình khai thác và sử dụng các loại role này bộc lộ ít nhiều các nhược điểm sau:

Độ nhạy và độ chính xác bảo vệ chưa cao, dễ bị ảnh hưởng của các nhiễu loạn bên ngoài do nguyên lý truyền và xử lý tín hiệu tương tự.

Chi phí khai thác, sử dụng cao, chi phí kiểm tra, chỉnh định lại các tham số bảo vệ thường xuyên theo định kỳ ..., ngoài ra còn có các thiệt hại do việc ngừng cung cấp điện do các công việc này gây ra.

Việc thay đổi cấu hình cũng như tham số bảo vệ thường kèm theo các chi phí lớn, do vậy trên thực tế hệ thống bảo vệ nhị thứ thường không đáp ứng kịp với sự thay đổi của phân nhất thứ do các biến động về nguồn và tải.

Khả năng cung cấp thông tin về hệ thống điện trong chế độ làm việc bình thường và khi sự cố chưa cao nên gây nhiều khó khăn cho việc xác định nguyên nhân cũng như vị trí sự cố khi nó xảy ra.

Tốc độ phát hiện và cách ly sự cố chưa nhanh.

Trên cơ sở đó trong phần này sẽ xin giới thiệu sơ lược về cấu tạo của một role số, nguyên lý làm việc và một ví dụ về một role số lịch kỹ thuật số loại KBCH130 của ALSTOM T&D Protection & Control Ltd hiện đang được sử dụng ở các trạm phân phối tại miền Trung Việt Nam (như trạm 110 Mã Vòng tại Nha Trang,).

B. TỔNG QUAN VỀ ROLE SỐ

I. Ưu nhược điểm của role số

I.1. Ưu điểm:

Ưu việt rất lớn của role số so với các loại role khác là khả năng tổ hợp các chức năng bảo vệ rất thuận lợi và rộng lớn, việc trao đổi và xử lý thông tin với khối lượng lớn với tốc độ cao làm tăng độ nhạy, độ chính xác, độ tin cậy cũng như mở rộng tính năng của bảo vệ

- Hạn chế được nhiễu và sai số do việc truyền thông tin bằng số.
- Có khả năng tự lập trình được nên có độ linh hoạt cao, dễ dàng sử dụng cho đối tượng bảo vệ khác nhau.
- Công suất tiêu thụ nhỏ.
- Có khả năng đo lường và có thể nối mạng phục vụ cho điều khiển, giám sát, điều chỉnh tự động từ xa.

I.2. Nhược điểm:

- Giá thành cao nên đòi hỏi phải có vốn đầu tư lớn để thay thế các role cũ bằng các role số.
- Đòi hỏi người vận hành phải có trình độ cao.
- Phụ thuộc nhiều vào bên cung cấp hàng trong việc sửa chữa và nâng cấp thiết bị.

II. Cấu trúc phần cứng của role số

II.1. Cấu trúc điển hình của role số:

Hình 5.1 minh họa cấu trúc điển hình phần cứng của một role. Điện áp đầu vào hoặc dòng điện đầu vào của role được lấy qua các BU và BI từ đôi trọng bảo vệ. Lưu ý tín hiệu tương tự chỉ chuyển sang tín hiệu số đối với điện áp nên đối với các tín hiệu dòng điện thì trước tiên phải biến đổi nó sang điện áp theo nhiều cách. Ví dụ: cho dòng điện chạy qua một điện trở có giá trị xác định và lấy điện áp trên hai đầu của điện trở đó để biểu diễn dòng điện. Sau đó các tín hiệu này được lọc bằng bộ lọc giải mã.

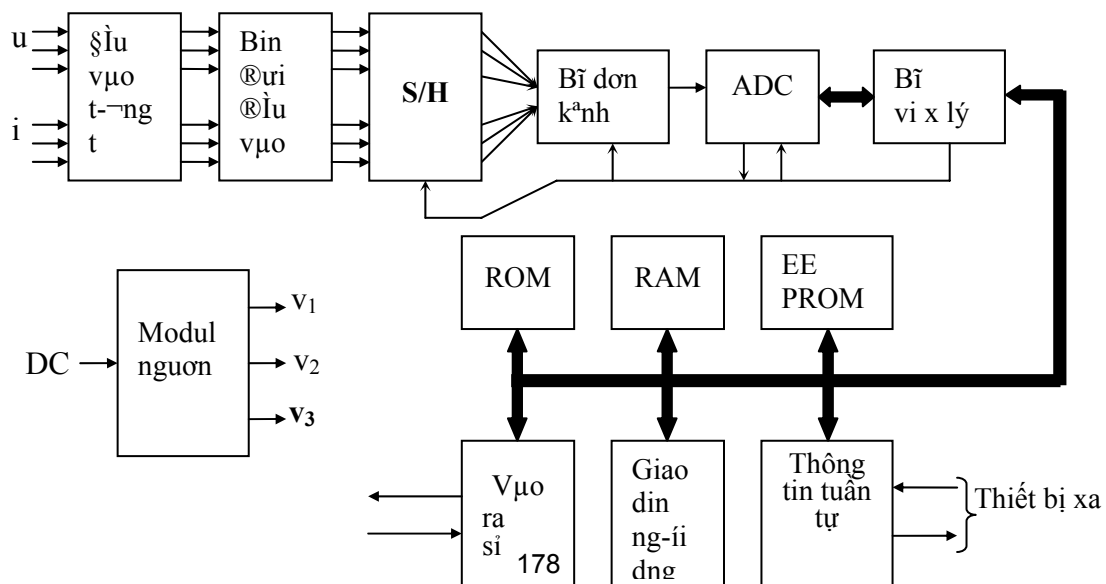
Hoạt động của role kỹ thuật số: Tín hiệu từ BI, BU sau khi được biến đổi thành tín hiệu phù hợp. Các tín hiệu đã được biến đổi này được đưa vào bộ chọn kênh. Bộ xử lý trung tâm sẽ gọi tín hiệu đi mở kênh mong muốn. Đầu ra của bộ chọn kênh đưa vào bộ biến đổi tương tự - số (ADC) để biến đổi tín hiệu tương tự thành tín hiệu số và đưa vào bộ vi xử lý. Nguyên lý biến đổi tín hiệu phải thông qua bộ lấy và giữ mẫu (S/H).

Vì các bộ chuyển đổi tương tự - số (ADC) thường rất đắt nên khi thiết kế người ta cố gắng tinh giản chỉ sử dụng một bộ ADC trong một role số, chính vì lý do đó mà trong bộ vi xử lý có đặt một bộ đơn kênh (*multiplexer*) để lựa chọn các tín hiệu cần thiết cung cấp cho đầu vào các bộ ADC. Vì ADC có thời gian trễ xác định khoảng 25 μ s nên phải duy trì tín hiệu tương tự ở đầu vào của ADC trong suốt quá trình chuyển đổi từ tương tự sang số. Điều này được thực hiện bằng bộ khuếch đại duy trì và lấy mẫu S/H.

Tín hiệu đầu ra của bộ ADC bây giờ có thể biến đổi tùy ý bởi bộ vi xử lý. Nhìn chung trong một role số người ta sử dụng nhiều bộ vi xử lý (để thực hiện các chức năng khác nhau). Ví dụ bộ vi xử lý TMS320 để thực hiện thuật toán của role, bộ vi xử lý 80186 để thực hiện các phép toán logic. Bộ vi xử lý được đưa vào chế độ làm việc theo chương trình được cài đặt sẵn trong bộ nhớ ROM, đây là bộ nhớ không thay đổi được và không bị mất dữ liệu khi bị mất nguồn. Nó so sánh thông tin đầu vào với các giá trị đặt chứa trong bộ nhớ EEPROM (bộ nhớ chỉ đọc, lập trình điện và xóa được bằng điện). Các phép tính trung gian được lưu giữ tạm thời ở bộ nhớ RAM.

Modul nguồn làm nhiệm vụ biến đổi nguồn một chiều thành nhiều nguồn một chiều có cấp điện áp khác nhau để cung cấp cho các chức năng khác nhau của role. Đây là bộ biến đổi DC/DC với đầu vào lấy từ acquy, hoặc bộ nguồn chính lưu lấy điện từ lưới điện tự dùng của trạm. Vì nguồn cung cấp từ acquy thường không ổn định trong khi role số lại rất nhạy đối với sự thăng giáng của điện áp nên trong nội bộ role số đã được tích hợp một nguồn DC phụ có giá trị biến đổi với phạm vi ± 5 V hoặc ± 1 V nhằm ổn định nguồn cung cấp cho role số.

II.2. Giao diện của role số:



Hình 5.1: Cấu trúc phần cứng điển hình của một role số

- Truyền dữ liệu (*communication*) là điều cần thiết vì ba lý do sau đây:
- Để dễ dàng cho việc cài đặt các chương trình vào bên trong role.
- Role phải trao đổi dữ liệu với các bộ phận đo lường ở xa.
- Role phải phát ra tín hiệu đi cắt (*Trip*) và tín hiệu báo động (*Alarm*) khi có sự cố.

Không giống các role điện cơ và các loại role tĩnh khác, role số hầu như không cần phải hiệu chỉnh. Việc cài đặt thường thực hiện bằng các chương trình phần mềm từ một máy tính cá nhân hay được tích hợp trong role. Vì lý do đó mà một số loại giao diện đã được sử dụng để người dùng trao đổi dữ liệu với role.

* Loại 1: Loại này phổ biến đối với các loại role số hiện đại có màn hình tinh thể lỏng (LCD) và bàn phím lắp ở mặt trước của role. Để nhập các giá trị cài đặt, người sử dụng phải ấn các phím để hiển thị và thay đổi các giá trị số xuất hiện trên màn hình.

* Loại 2: Sử dụng màn hình hiển thị thông thường (VDU) nối đến role số thông qua công nối tiếp. Loại giao diện này thường thấy ở các trạm biến áp (để hiển thị sơ đồ vận hành) hoặc được sử dụng trong sơ đồ kết nối với role tại trạm qua modem từ trung tâm điều khiển ở xa để lấy dữ liệu hay cài đặt lại thông số.

Yêu cầu đối với role số là phải có phương pháp phát ra tín hiệu đi cắt và tín hiệu báo động thích hợp. Vì các tín hiệu này có dạng mã nhị phân (*Binary*) cho nên bộ vi xử lý dễ dàng giải mã các địa chỉ. Điều này được thực hiện bởi khối tín hiệu đầu ra (*digital output*) trong hình 5.1. Mặc dù công nghệ số đã được áp dụng trong bảo vệ role nhưng các tín hiệu cắt và báo động vẫn phải là các tín hiệu tương tự để đưa đến các role điện cơ thực hiện mệnh lệnh.

II.3. Môi trường làm việc của role:

Trạm biến áp là môi trường điện từ nguy hiểm đối với role kỹ thuật số vì nó nằm gần các đường dây cao áp, dao cách ly và máy cắt. Khi có sự cố hay đóng cắt xảy ra điều cần thiết là không cho nhiễu bên ngoài xâm nhập vào role làm ảnh hưởng đến sự làm việc bình thường của nó. Những nhiễu tác động không mong muốn này gọi là tác hại điện từ EMI (*electromagnetic intefrence*).

- Có hai nguyên nhân sinh ra EMI trong trạm biến áp là:
Do thao tác đóng cắt đường dây hay xung sét truyền từ ngoài đường dây làm nhiễu tín hiệu điện áp đầu vào của role.

Do sét đánh trực tiếp vào thiết bị điện hoặc sóng radio.

Vì bộ vi xử lý làm việc với tốc độ cao nên role số dễ bị ảnh hưởng của EMI. Vì vậy điều bắt buộc khi chế tạo role số là nó phải có tính tương hợp điện từ EMC (*Electromagnetic compatibility*). Để role số đáp ứng được EMC phải áp dụng các biện pháp thích nghi.

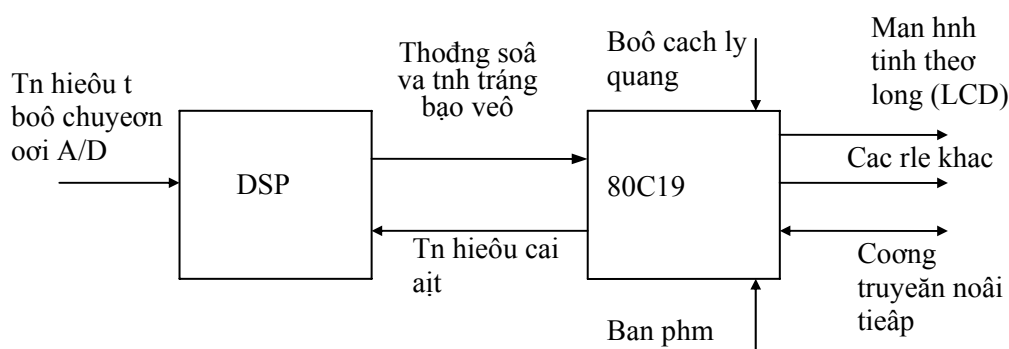
Các role điện cơ không chịu ảnh hưởng của EMC, do đó việc dùng role số cũng gặp những trở ngại nhất định bên cạnh những ưu điểm của nó.

C. ROLE SỐ LỆCH SỐ KBCH130

Role hoàn toàn xử lý bằng tín hiệu số, role sử dụng hai vi xử lý: một xử lý tín hiệu số (DSP) thực hiện các thuật toán bảo vệ, có nhiệm vụ xử lý các tín hiệu dòng và áp đã được biến đổi thành tín hiệu số từ bộ chuyển đổi A/D để đưa lệnh bảo vệ và

báo hiệu phù hợp với tình trạng bảo vệ và một vi xử lý 80C196 thực hiện chức năng truyền dữ liệu với các thiết bị bên ngoài như bàn phím, màn hình LCD để cài đặt thông số và hiển thị tình trạng role, thực hiện các phép toán logic. Role có thể kết nối các role khác được thiết kế tương đồng và với máy vi tính.

Các tín hiệu dòng và áp được đưa vào bộ biến đổi tín hiệu để biến đổi thành các tín hiệu thích hợp để role xử lý, sau đó tín hiệu được đưa đến bộ lọc để tránh lỗi giả. Tín hiệu sau khi qua bộ lọc được đưa vào bộ chuyển đổi tương tự số (A/D) thông qua bộ chọn kênh để biến đổi tín hiệu tương tự thành tín hiệu số và đưa vào bộ vi xử lý DSP.



Hình 5.2: Sơ đồ khối role KBCH

Role KBCH130 có 13 đầu vào tương tự dòng và áp, trong đó 9 đầu vào dòng điện dùng cho bảo vệ số lệch, 3 đầu vào dòng dùng cho bảo vệ chống chạm đất có giới hạn (REF) và một đầu vào áp dùng cho bảo vệ quá kích thích.

Role sử dụng phép biến đổi Fourier rời rạc (DFT: Discrete Fourier transform) để lọc tín hiệu rời rạc. DFT là công cụ toán học mạnh cho phép xác định bất kỳ một loại tín hiệu có tần số nhất định trong N giá trị lấy mẫu.

I. Các chức năng của role KBCH

* Chức năng bảo vệ.

- ~ Bảo vệ số lệch.
- ~ Bảo vệ số lệch ngưỡng thấp có hãm.
- ~ Bảo vệ số lệch ngưỡng cao.
- Bảo vệ số lệch chống chạm đất có giới hạn cuộn dây MBA.
- Bảo vệ quá kích thích.
- Tác động hãm khi xuất hiện dòng từ hoá tăng vọt.
- Khoá bảo vệ bằng thành phần sóng hài bậc 5.
- Chức năng logic: 8 đầu vào tín hiệu cách ly quang, mỗi mạch đầu vào cách

ly quang chứa một điốt phát quang để bảo vệ role trong trường hợp đầu lộn cực tính tín hiệu đầu vào.

Sự đa dạng các chức năng bảo vệ của role KBCH không chỉ được ứng dụng để bảo vệ MBA mà còn có thể sử dụng chức năng bảo vệ số lệch hoặc bảo vệ tổng trở cao để bảo vệ cho các thiết bị sau:

- + Bộ máy phát - máy biến áp.
- + Máy phát điện.
- + Kháng điện.

* Các chức năng khác (chức năng không bảo vệ):

- Chức năng ghi sự cố (tóm tắt các lý do role tác động cắt).
- Ghi sự kiện (tóm tắt các sự kiện xảy ra với role).
- Liên lạc thông tin với các thiết bị ở xa bằng cổng nối tiếp.

- Điều khiển đầu phân áp từ xa.
- Chức năng hiển thị các giá trị đo lường.
- Có thể hiển thị 4 thứ tiếng: Anh, Pháp, Đức, Tây Ban Nha...

II. Các thông số kỹ thuật

II.1 Các đầu vào:

Đầu vào dòng điện (I_{dm}):

Định mức	Quá tải cho phép lâu dài	3sec	1sec
$I_{dm} = 1A$	$3I_{dm}$	$30I_{dm}$	$100I_{dm}$
$I_{dm} = 1A$	$3I_{dm}$	$30I_{dm}$	$400I_{dm}$

Đầu vào điện áp (U_{dm}): Nguồn nuôi (U_x):

Định mức	Phạm vi cho phép		
$U_{dm} = 100/120V$	0/140V		
Định mức	Phạm vi có hiệu lực		Max
	DC	AC 50/60Hz	
24/125V ac/dc	20/150V	50/133V	190V
48/250V ac/dc	33/300V	87/265V	380V

Tần số (f_{dm}):

Định mức	Phạm vi thay đổi tải
50Hz hoặc 60Hz	13/68Hz

Nguồn cung cấp đầu vào cách ly quang:

Định mức	Phạm vi thay đổi tải
50V dc	25/60V

II.2 Công suất tiêu thụ:

Mạch bảo vệ so lệch.

Với $I_{dm} = 1A$: 0,045 VA.

Với $I_{dm} = 5A$: 0,022 VA.

Mạch bảo vệ chống chạm đất.

Với $I_{dm} = 1A$: 0,085 VA.

Với $I_{dm} = 1A$: 0,24 VA. Không có điện trở ổn định.

Mạch điện áp (bảo vệ quá kích thích).

$U_{dm} = 100/120V < 0,002 VA$ tại điện áp 110V

Nguồn thao tác

DC: Version điện áp thấp 4,8/8W

Version điện áp cao 4,8/8W

AC: Version điện áp thấp 6,78/12W

Version điện áp cao 7/21W

Đầu vào cách ly quang 0,25 W

II.3. Vùng giá trị chỉnh định các chức năng bảo vệ:

- * Cấu hình MBA.
Hai hoặc ba cuộn dây.
- * Chức năng bảo vệ so lệch.
Ngưỡng thấp: tầm đặt $I_{d>} = (0,1 \div 0,5)I_{dm}$ bước $0,1I_{dm}$.
Thời gian tác động 0 35msec.
Ngưỡng cao: tầm đặt $I_{d>>} = (5 \div 20)I_{dm}$ bước $0,5I_{dm}$.
Thời gian tác động 0 15msec.
- * Chức năng khoá bảo vệ khi suất hiện thành phần sóng hài bậc 5.
Tầm đặt $I_{of} = (10 \div 50)\%$ bước 5%
Thời gian khoá bảo vệ: $t_{OF} = 0,1 \text{sec} \div 4\text{h}$ bước 0,01
- * Chức năng bảo vệ chống chạm đất có giới hạn.
Cuộn cao áp: $I_0 > HV$
Cuộn trung áp: $I_0 > LV1$ $(0,05 \div 1,0)I_{dm}$ bước 0,005
Cuộn hạ áp: $I_0 > LV2$
Thời gian tác động $(20 \div 40)$ ms.
- * Bảo vệ quá kích thích.
V/f (cắt) Char (DT: thời gian độc lập, IDMT: thời gian phụ thuộc)
V/f (cắt) 1,53 V/ Hz bước 0,01
tV/f (cắt) 0,1 60s bước 0,1 (chọn DT)
V/f (cắt) TMS 1 63 bước 1 (chọn IDMT)
V/f (cảnh báo) 1,5 3 V/ Hz bước 0,01
tV/f (cảnh báo) 0,1 60s bước 0,1

II.4. Các tiếp điểm:

Role có 8 tiếp điểm đơn thường mở. Trong đó 1 tiếp điểm cảnh báo, 5 tiếp điểm cắt và 2 tiếp điểm đưa tín hiệu điều chỉnh tăng (tap up), giảm (tap down) đầu phân áp.

Hai tiếp điểm một thường đóng, một thường mở để biểu thị tình trạng role.

3 đèn LED và màn hình LCD có thể hiển thị 16 kí tự ở mặt trước của role.

Các menu chính và cài đặt thông số role.

Các phím sử dụng trong chương trình được đặt ở mặt trước của role.

[F]: Chọn chức năng.

[+]: Tăng giá trị.

[-]: Giảm giá trị.

[0]: Thiết đặt lại/Thoát

Menu chính gồm các thành phần:

1. System data: thay đổi các chức năng của role

2. Fault records: chức năng ghi sự cố, cho phép người điều hành có được các thông tin về sự cố xảy ra trong quá khứ được lưu trong bộ nhớ, xoá các trang ghi sự cố.

3. Measurements: đo lường các thông số và hiển thị các giá trị đo lường.

4. Settings: kích hoạt các chức năng bảo vệ và thiết đặt thông số cho role. Role KBCH130 có hai menu Setting (Setting(1) và Setting(2)) để thích ứng với các chế độ vận hành của hệ thống điện.

5. Logic functions: kích hoạt các chức năng logic, chức năng điều khiển xa.

III. Chức năng của bảo vệ so lệch

Role có khả năng tự động bù trị số và pha dòng điện thứ cấp BI các bên của MBA, nhờ vào phần mềm ICT (*interposing current transformer*) của role mà không cần biến dòng trung gian. Role chứa hai thuật toán bảo vệ so lệch được mô tả dưới đây:

III.1. Bảo vệ so lệch ngưỡng thấp có hãm ($I_d >$):

Đặc tính hãm bảo vệ so lệch ngưỡng thấp như hình vẽ.

Dòng so lệch được xác định: (Với MBA ba cuộn dây)

$$I_{diff} = |I_1 + I_2 + I_3|$$

Dòng điện hãm được xác định:

$$I_{bias} = (|I_1| + |I_2| + |I_3|) / 2$$

Trong đó:

I_1, I_2, I_3 : dòng điện các phía MBA sau khi biến đổi qua BI và được hiệu chỉnh về trị số và góc pha.

Giá trị dòng khởi động của bảo vệ so lệch ngưỡng thấp: $0,1I_{dm}, 0,5I_{dm}$ bước $0,1I_{dm}$ (với I_{dm} dòng điện định mức của role). Giá trị chọn phụ thuộc vào công suất MBA và dòng không cân bằng xuất hiện trong điều kiện làm việc bình thường.

- Đặc tính tác động hãm.

Đoạn a (độ dốc 20%): Biểu thị dòng khởi động của bảo vệ, có kể đến sai số của máy biến dòng 5% và sai số do việc điều chỉnh đầu phân áp 15%.

Đoạn b (độ dốc 80%): Tính đến khả năng khoá bảo vệ khi xuất hiện hiện tượng bão hoà không giống nhau ở các máy biến dòng.

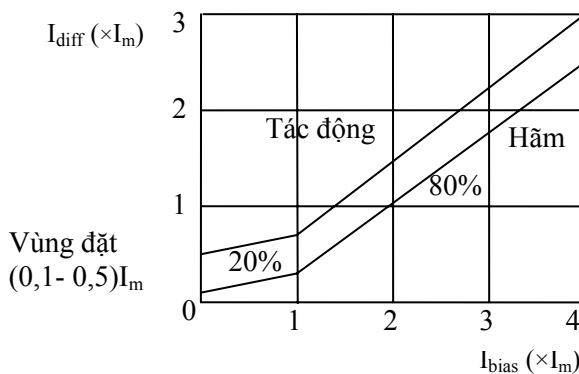
Bảo vệ so lệch có hãm ngưỡng thấp sẽ bị khoá khi xuất hiện hiện tượng dòng từ hoá tăng vọt.

* Hiệu chỉnh tỷ số và góc pha BI.

Để đảm bảo role làm việc đúng trong điều kiện làm việc bình thường cũng như khi có ngắn mạch ngoài vùng bảo vệ, role KBCH130 có cung cấp hệ số hiệu chỉnh tỷ số BI từ 0,05 đến 2 nhằm cân bằng dòng vào role so lệch.

Ví dụ: Bảo vệ cho MBA hai cuộn dây

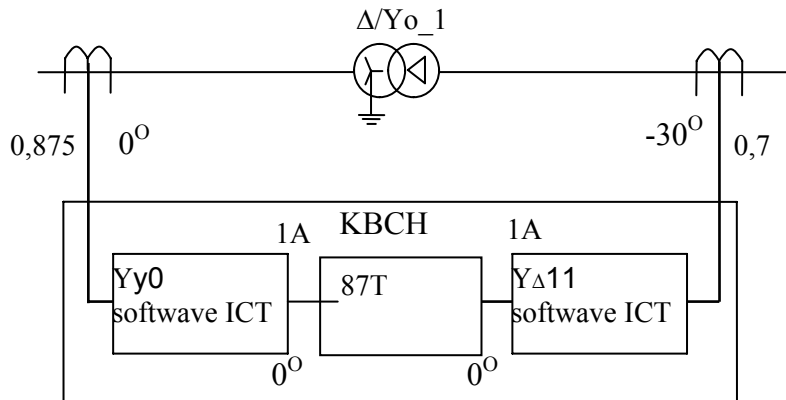
20MVA, Δ/Y_0 _1, 33/11KV.



Hình 5.3: Đặc tính tác động hãm của role KBCH

Dòng định mức 33KV = $\frac{20 \cdot 10^3}{33 \cdot \sqrt{3}} = 350A$. Chọn BI chính phía 33KV 400/1A

Dòng thứ cấp BI = $\frac{350 \cdot 1}{400} = 0,875A$



Hình 5.4: Sơ đồ bảo vệ MBA

Dòng định mức 11KV = $\frac{20 \cdot 10^3}{11 \cdot \sqrt{3}} = 1050A$. Chọn BI chính phía 11KV 1500/1A

Dòng thứ cấp BI = $\frac{1050 \cdot 1}{1500} = 0,7A$

Hệ số hiệu chỉnh dòng không cân bằng BI các phía MBA được xác định (với đầu vào role 1A):

Phía 33KV hệ số hiệu chỉnh là $\frac{1}{0,875} = 1,14$ (giá trị đặt cho role).

Phía 11KV hệ số hiệu chỉnh là $\frac{1}{0,7} = 1,43$ (giá trị đặt cho role).

Bảng chọn hệ số bù pha được role cung cấp.

Tổ nối dây máy biến áp			Góc lệch pha	Hệ số bù pha (giá trị đặt cho role)	
				Cao áp	Hạ áp
Yy -0	Yy0	?z-0	0°	Y(?)y0	Y(?)y0
Δy1			-30°	Yy0	Y?11
YΔ1	Yz1		-30°	Y?1	Y(?)y0
Yy2	?z2		-60°	Y?1	Y?11
Yy4	?z4		-120°	Y?11	Y?7
Δy5			-150°	Yy0	Y?7

YΔ5	Yz5		-150 ⁰	Y?5	Y(?)y0
Yy6	Yy6	?z6	180 ⁰	Y(?)y0	Y(?)y6
Δy7			+150 ⁰	Yy0	Y?5
YΔ7	Yz7		+150 ⁰	Y?7	Y(?)y0
Yy8	?z8		+120 ⁰	Y?7	Y?11
YΔ9			+90 ⁰	Y?9	Y?0
Yy10	?z10		+60 ⁰	Y?11	Y?1
Δy11			+30 ⁰	Yy0	Y?1
YΔ11	Yz11		+30 ⁰	Y?11	Y(?)y0

III.2. Bảo vệ so lệch ngưỡng cao (Id>>):

Bảo vệ so lệch ngưỡng cao tác động nhanh tức thời không hãm. Khi dòng sự cố quá lớn lệnh tác động được triển khai mà không phụ thuộc vào dòng điện hãm. Vùng giá trị chỉnh định $(5\div 20)I_{dm}$. Dòng chỉnh định chọn lớn hơn dòng từ hoá tăng vọt sau khi đã hiệu chỉnh về độ lớn.

IV. Bảo vệ chống chạm đất có giới hạn (REF)

Role KBCH cung cấp chức năng bảo vệ chống chạm đất có giới hạn. Ứng dụng REF dựa trên cơ sở role so lệch tổng trở cao (lý thuyết phân bảo vệ so lệch thanh góp dùng role tổng trở cao). Role không bị ảnh hưởng bởi đầu phân áp.

V. Bảo vệ quá kích thích, chức năng khoá bảo vệ khi xuất hiện sóng hài bậc 5

Bảo vệ quá kích thích có hai cấp tác động: cảnh báo và tác động cắt khi máy biến áp bị quá kích thích trong thời gian dài. Có thể chọn một trong hai loại đặc tính thời gian độc lập hoặc phụ thuộc tùy vào yêu cầu thực tế.

Chức năng khoá sóng hài bậc 5 dùng để tránh bảo vệ so lệch ngưỡng thấp tác động khi MBA bị quá kích thích thoáng qua.

Tín hiệu cung cấp cho bảo vệ quá kích thích được lấy từ tín hiệu áp phía nguồn của MBA. Tín hiệu cung cấp cho chức năng khoá sóng hài bậc 5 được cung cấp từ dạng sóng dòng so lệch của mỗi pha.

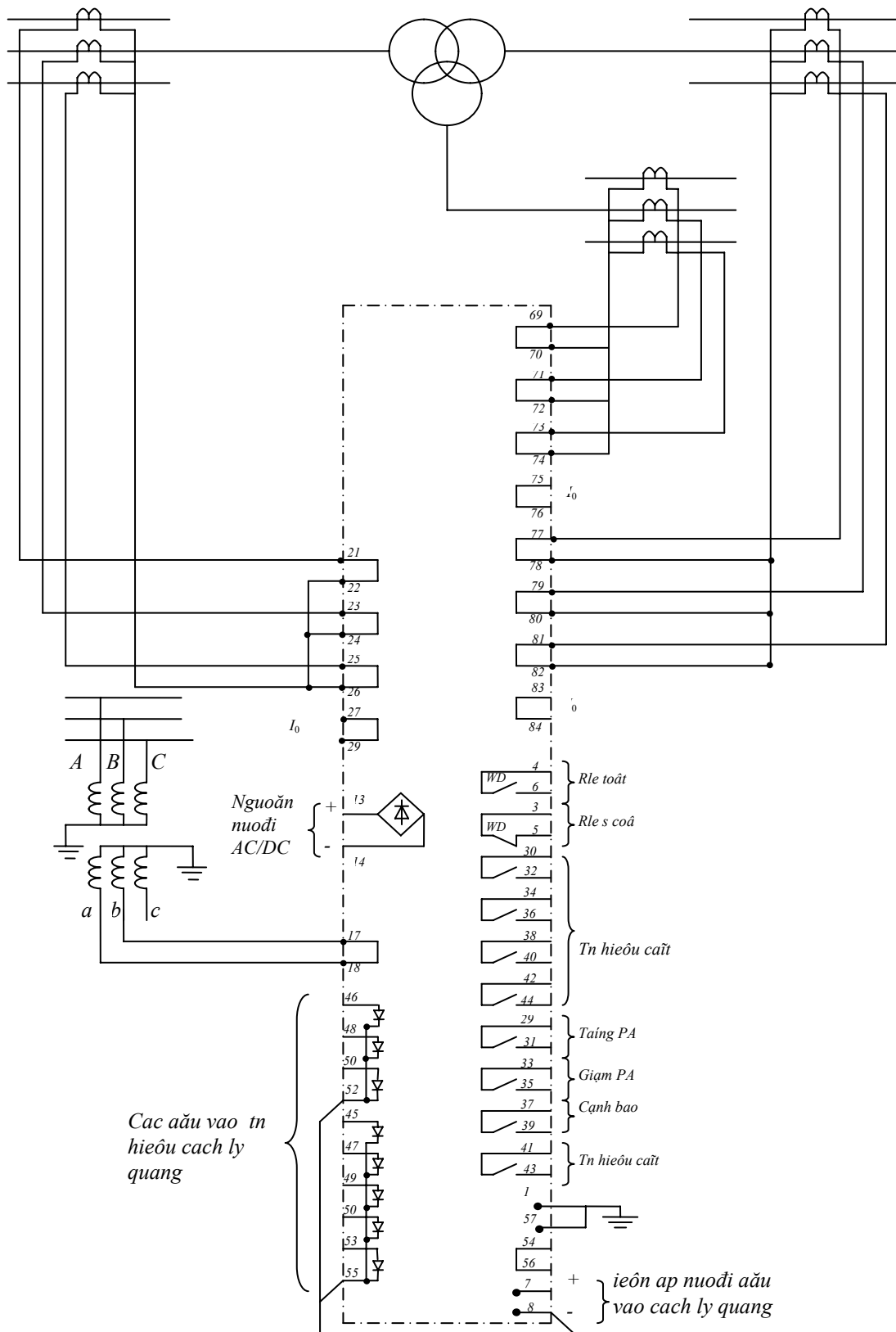
VI. Chức năng logic

Có 8 đầu vào tín hiệu cách ly quang (Aux0 - Aux7) dùng để kết nối các tín hiệu do các bảo vệ bên ngoài cung cấp (như tín hiệu cảnh báo rơle hơi Buchholz, rơle nhiệt...). Khi đó rơle đóng vai trò như một rơle trung gian để báo động hoặc tác động cắt MBA theo hoạt động của các bảo vệ bên ngoài.

VII. Điều khiển thay đổi đầu phân áp

Role KBCH cung cấp chức năng thay đổi đầu phân áp bằng tay từ xa.

VIII. Sơ đồ nối dây role KBCH 130 bảo vệ cho MBA 3 cuộn dây



Hình 5.5: Sơ đồ nối dây KBCH130 bảo vệ MBA 3 cuộn dây

D. ROLE KHOẢNG CÁCH MICOM P44X

I. giới thiệu chung về role khoảng cách số micom p44x

Các role khoảng cách MICOM là loại sản phẩm của hệ thống bảo vệ và điều khiển của ALSTOM T&D. Đây là một trong những loại role kỹ thuật số được ứng dụng các công nghệ hiện đại nhất hiện nay. Chúng có thể cung cấp các khả năng bảo vệ toàn diện cho các động cơ, máy phát, các xuất tuyến ĐZ trên không, mạng điện cáp, ĐZ có bù dọc... Như vậy, các role khoảng cách số MICOM P441, P442 và P444 hoàn toàn có thể đáp ứng được các yêu cầu bảo vệ cho tất cả các TBA truyền tải và phân phối ở bất kỳ cấp điện áp nào trong hệ thống điện.

Các role khoảng cách số MICOM được tích hợp hoàn hảo cả phần cứng và phần mềm, cho phép xử lý mềm dẻo, chính xác các tình huống sự cố gần, xa, sự cố chồng chéo. MICOM có một thư viện với đầy đủ các sơ đồ logic ứng dụng cũng như các sơ đồ logic khả trình, kết hợp với khả năng đo lường, thu thập - xử lý nhanh các tình huống xảy ra trong hệ thống và đưa ra các phương thức xử lý hợp lý cho từng loại sự cố. Đặc biệt là nhờ các thuật toán dò tìm chuẩn đoán tiên tiến mà role khoảng cách số MICOM có thể phán đoán được các tình huống sự cố trước khi nó thực sự xảy ra và hiển thị các cảnh báo không những về các chỉ số đo lường mà cả các dạng sóng và đồ thị vectơ của chúng thông qua các công truyền thông số hiện đại.

Ngoài phần mềm cài đặt cho role, MICOM còn có phần mềm mô phỏng với giao diện giống thực tế với các cửa sổ Window phân lớp đa năng, đồng thời có thể lập trình và kết nối trực tiếp với các role đề thụ thập - truy xuất các dữ liệu thông qua hệ thống modem. Do đó có thể dùng phần mềm này phục vụ cho công tác đào tạo, huấn luyện cài đặt role khoảng cách.



Hình 5.6: Hình dáng bên ngoài của role MICOM P441

Ngoài chức năng chính là bảo vệ khoảng cách, MICOM P441, P442 và P444 còn cung cấp chức năng bảo vệ khác như chức năng: quá dòng (50/51), quá dòng chống chạm đất (50/51N), quá điện áp (59), điện áp giảm (27), TĐL (79), từ chối cắt (51BF), chống dao động công suất (78), chống đóng điện vào diêm sự cố (50/27), kiểm tra đồng bộ (25)...

I.1. Cấu hình chung của role khoảng cách số MICOM:

Hình dáng bên ngoài của một role MICOM P441 như hình 5.6.

Trong đó:

- (1): màn hình tinh thể lỏng (LCD) có thể hiển thị 16 ký tự dưới hai hàng.
- (2): bốn đèn led cố định.
- (3): tám đèn LED hiển thị vùng khả trình.

- (4): hệ thống các phím chức năng.
- (5): phím chức năng đọc, xóa các ký tự và hiển thị thời gian.
- (6): vỏ bọc và ký hiệu sản phẩm.
- (7): tấm che chắn bảo vệ các đầu kết nối công truyền thông.
- (8): phần đầu kẹp chì.

Ngoài cấu hình chung như trên, các role khoảng cách số MICOM họ P44X còn có các đặc điểm riêng như sau:

- P441: có 8 đầu vào logic cung cấp cho màn hình hiển thị và các chức năng khác, 16 đầu ra để truyền tín hiệu cắt máy cắt, hiển thị thời gian, truyền thông xa và các chức năng khác.

- P442: có 16 đầu vào logic và 21 đầu ra số, đồng hồ đồng bộ thời gian thực, các đầu nối truyền thông với cáp quang.

- P444: có 24 đầu vào logic số và 32 đầu ra, đồng hồ đồng bộ thời gian thực, các đầu nối truyền thông với cáp quang.

Thời gian tác động nhanh nhất của role khoảng cách số MICOM có thể đạt được khoảng 18 msec.

Role khoảng cách MICOM có hai loại cổng truyền thông là: cổng truyền thông nội bộ (local communication port) và cổng truyền thông từ xa (remote communication port).

- Cổng truyền thông nội bộ: gồm các mạch giao tiếp tuần tự được thiết kế sử dụng kết nối trực tiếp với máy tính để thu thập các dữ liệu hay tải các chương trình, các sơ đồ logic, các thông số cài đặt khi sử dụng phần mềm mô phỏng S1 hoặc để kết nối giữa các role với nhau.

- Cổng truyền thông từ xa được sử dụng để kết nối với các thiết bị truyền tin trao đổi các thông tin giữa trung tâm điều khiển với role, hoặc truyền tín hiệu cắt liên động giữa hai role ở hai đầu ĐZ... Nhờ các cổng truyền thông từ xa mà người ta có thể xây dựng các TBA vận hành hoàn toàn tự động không cần người trực, từ đó có thể nâng cao tính tự động hoá, khả năng đồng bộ, độ tin cậy cũng như chất lượng điện năng trong hệ thống điện.

I.2. Các lợi ích của việc sử dụng role khoảng cách số MICOM:

Role khoảng cách số MICOM P441, P442 và P444 có thể loại trừ mọi sự cố một cách nhanh chóng là nhờ vào việc ứng dụng kết hợp giữa tốc độ xử lý của phần cứng với những giải thuật tối ưu của phần mềm, làm cho bảo vệ tác động có tính chọn lọc và độ tin cậy rất cao. Không những thế, role khoảng cách số MICOM còn được tích hợp rất nhiều các môđun có nhiều chức năng khác nhau nhưng rất gọn nhẹ, điều này làm cho MICOM trở thành một bảo vệ đa năng mà không phải bảo vệ nào cũng có được như:

- Tiêu chuẩn hoá các các role cho tất cả các ứng dụng.

- Đơn giản hoá các phụ tùng với các đầu vào của biên dòng (TI) và biên điện áp (TU).

- Không cần thiết phải có thêm các bảo vệ bổ sung như: bảo vệ quá dòng (50/51), quá dòng chạm đất (50/51N), bảo vệ điện áp (59/27), TĐL (79), kiểm tra đồng bộ (25), bảo vệ chống dao động công suất (78), chống đóng điện vào điện sự cố (50/27), sự cố máy cắt (50BF), các thiết bị tự động ghi lại trạng thái sự cố, các thiết bị đo lường...

- Chuẩn đoán lỗi nhanh chóng với các thông tin lỗi, nhật kí sự kiện và các thống kê lỗi.

- Cung cấp khả năng bảo vệ tối ưu và khả năng tự kiểm tra bản thân phần cứng, phần mềm nhờ bộ giám sát hệ thống. Nó có thể kiểm tra tình trạng của TU, TI, máy cắt...

- Tăng cường độ tin cậy cho bảo vệ nhờ sử dụng hai kỹ thuật đo khác nhau.

- Thời gian xử lý và thao tác rất nhanh, có thể đạt đến 10 msec cho chức năng quá dòng và 18 msec cho chức năng khoảng cách.

- Một hệ thống thư viện với đầy đủ các sơ đồ logic ứng dụng cũng như các sơ đồ logic khả trình.

- Các cổng vào/ra số tốc độ cao, đặc biệt là các cổng nối trực tiếp với hệ thống cáp quang thông qua các đầu ghép nối mà không cần bộ đệm.

- Các chương trình mô phỏng đa dạng, dễ sử dụng chạy trên môi trường Window cho phép huấn luyện các thao tác cài đặt trên mô hình cũng như cũng có thể kết nối giao tiếp trao đổi thông tin với role.

II. các ứng dụng của role khoảng cách số Micom họ P44x

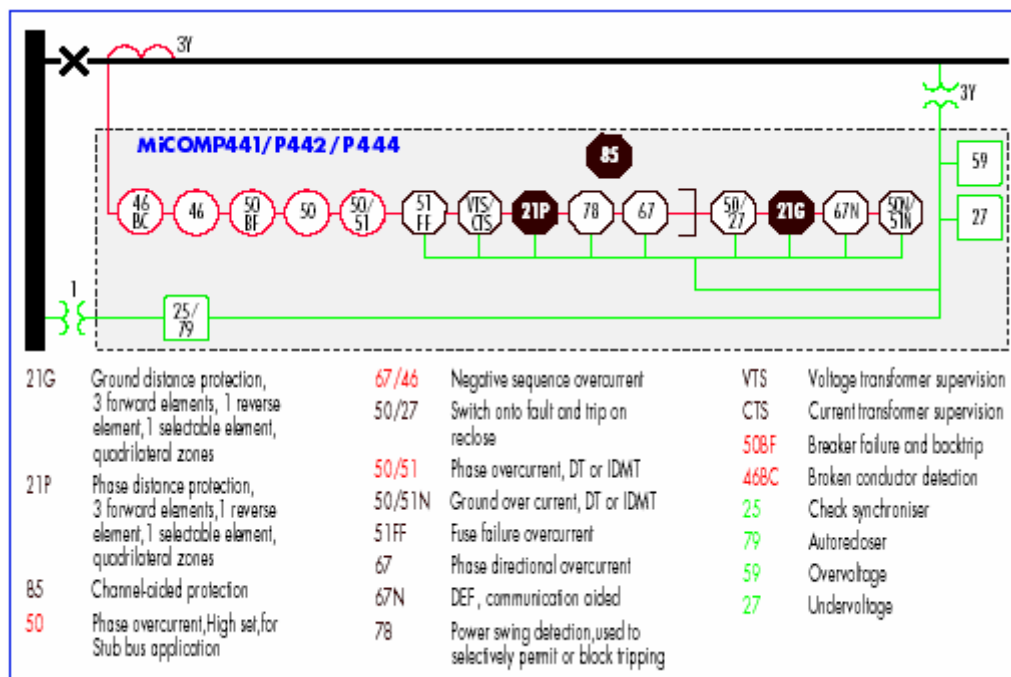
II.1. Chức năng bảo vệ khoảng cách:

Đây là chức năng bảo vệ chính của role khoảng cách số MICOM. Nó gồm một hệ thống dò tìm sự cố, một hệ thống đo khoảng cách và một hệ thống xác định hướng công suất (dòng điện) sự cố.

Chức năng chính của bảo vệ khoảng cách gồm hai phần: bảo vệ khoảng cách cho sự cố pha (21P) và bảo vệ khoảng cách cho sự cố chạm đất (21G).

II.1.1. Bảo vệ khoảng cách cho sự cố pha:

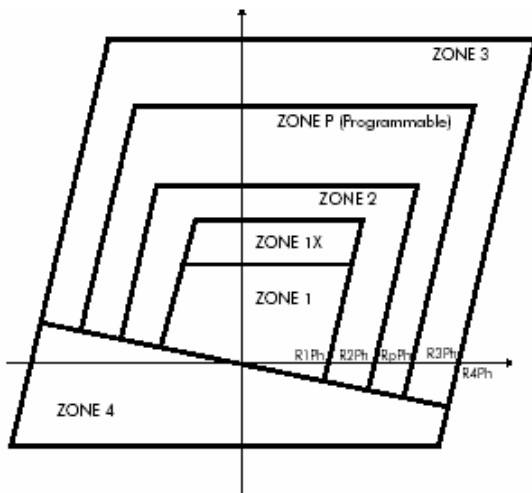
Role khoảng cách số MICOM P441, P442 và P444 có 5 vùng bảo vệ cho sự cố pha và được chỉ ra trong đặc tuyến tổng trở tứ giác đặc trưng hình 5.8.



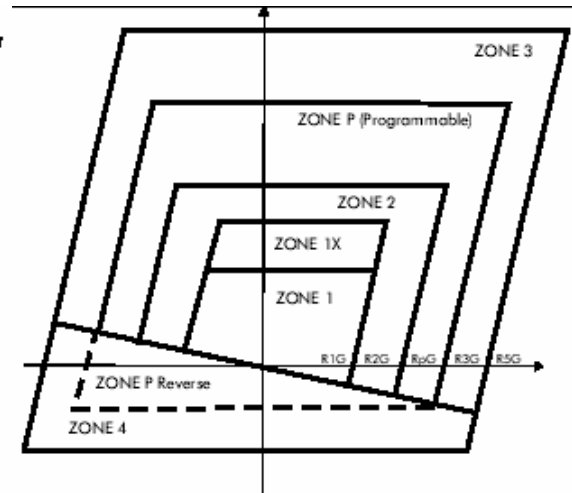
Hình 5.7: Sơ đồ bảo vệ ĐZ của role khoảng cách số MICOM

Nó có thể bảo vệ được tất cả các sự cố pha xảy ra trong vùng tác động của tứ giác đặc trưng và được định hướng như sau:

- Vùng 1, 2, 3 là vùng tác động theo hướng thuận, được dùng như một bảo vệ khoảng cách ba cấp thông thường, chú ý rằng vùng 1 có thể mở rộng đến vùng 1X (vùng 1 mở rộng Zone 1X) khi cần thiết.
- Vùng P (Zone P) là vùng khả trình. Có thể chọn theo vùng hướng thuận hoặc hướng ngược.
- Vùng 4 là vùng hướng ngược.



Hình 5.8: Tứ giác đặc trưng cho sự cố pha



Hình 5.9: Tứ giác đặc trưng cho sự cố chạm đất

MICOM cung cấp 5 vùng bảo vệ cho sự cố chạm đất được thể hiện trong mạch vòng tổng trở tứ giác đặc trưng hình 5.9.

Sơ đồ có thể bảo vệ được tất cả các sự cố chạm đất xảy ra trong vùng bảo vệ và cũng được xem như một phần của các sự cố pha.

Đối với sự cố chạm đất, dòng điện dư bắt nguồn từ tổng véctơ dòng điện đầu vào ($I_a + I_b + I_c$) được giả tưởng chạy qua mạch vòng sự cố pha - đất. Vì vậy, mạch vòng sự cố của bất kì vùng nào cũng phải được mở rộng hệ số nhân $(1+kZ_0)$ để so sánh với thành phần thứ tự thuận cho phù hợp với sự cố pha. kZ_0 được gọi là hệ số dòng điện dư và được xác định như sau:

$$|kZ_0| = (Z_0 - Z_1) / 3.Z_1$$

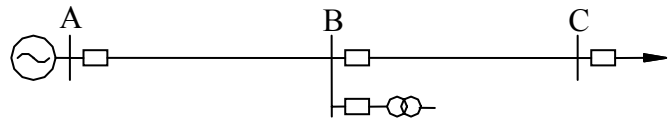
$$\angle kZ_0 = \angle(Z_0 - Z_1) / 3.Z_1 \text{ (Độ)}$$

Trong đó:

- Z_1 : tổng trở thứ tự thuận của ĐZ.
- Z_0 : tổng trở thứ tự không của ĐZ.
-

II.1.3. Tính toán cài đặt các vùng cho role khoảng cách số MICOM:

Mỗi vùng khoảng cách có thể được kích hoạt hoặc không sử dụng, nghĩa là chức năng của vùng có thể được kết nối để tham gia bảo vệ hoặc không được lựa chọn. Để kích hoạt một vùng nào đó thì giá trị trong ô chọn vùng phải được chọn là bit "1", còn bit "0" nếu không dùng vùng đó. Chú ý rằng vùng 1 khoảng cách luôn được kích hoạt.



Hình 5.10

Tất cả các giá trị cài đặt vùng đều được tính toán trong hệ tọa độ cực $Z \angle \theta^0$. Trong đó Z được tính bằng đơn vị Ohm (Ω) và θ^0 (độ).

□ **Vùng 1:** Cửa bảo vệ khoảng cách nên được cài đặt sao cho có thể bao phủ được càng nhiều phân đường dây được bảo vệ mà cho phép cắt tức thời có chọn lọc với tất cả các sự cố xảy ra trong vùng này. Tổng trở đặt vùng 1 thường được xác định bằng khoảng (80 ÷ 85)% tổng trở của đoạn ĐZ mà nó làm bảo vệ chính. Đối với role khoảng cách số MICOM, giá trị tổng trở đặt vùng 1 được xác định theo công thức:

$$Z_{s\grave{a}}^{(I)} = 0,8.Z_{AB}(\Omega) \quad (4-80a)$$

$$Z_{th\grave{a}i}^{(I)} = Z_{s\grave{a}}^{(I)} \cdot \frac{N_{ct}}{N_{vt}}(\Omega) \quad (4-80b)$$

Với: N_{ct} , N_{vt} lần lượt là tỷ số biến của biến dòng và biến điện áp.

Vùng 1 khoảng cách là vùng tác động chọn lọc tuyệt đối nên thời gian đặt vùng 1 có thể chọn bằng 0 (sec).

□ **Vùng 2:** Giá trị tổng trở đặt vùng 2 nên cài đặt sao cho có thể bao phủ 20% đoạn cuối ĐZ còn lại không được bao phủ bởi vùng 1 và toàn bộ phân thanh góp trạm liên kề mà khi ngắn mạch tại đó, bảo vệ khoảng cách ở trạm này không thể tác động. Thông thường để đơn giản, người ta có thể lấy giá trị đặt của vùng 2 khoảng 120% giá trị tổng trở của đoạn đường dây được bảo vệ. Để có thể cắt nhanh mọi sự cố xảy ra trong vùng 2, có thể dùng các sơ đồ cắt liên động và khi đó vùng 2 có thể được mở rộng càng lớn càng tốt. Tuy nhiên vùng 2 không được vượt ra ngoài vùng 1 của bảo vệ khoảng cách đoạn ĐZ liên kề, điều này là cần thiết để có thể đảm bảo được sự phối hợp có chọn lọc với thời gian vùng 2 của bảo vệ của bảo vệ liên kề. Đây chính là lý do mà vùng 2 bảo vệ khoảng cách nên cài đặt bao phủ dưới 50% tổng trở đoạn ĐZ ngắn nhất của đoạn ĐZ liên kề. Giá trị tổng trở vùng 2 có thể tính theo công thức:

$$Z_{s\grave{a}}^{(II)} = Z_{AB} + 0,3.Z_{BC}(\Omega) \quad (4-81a)$$

$$Z_{th\grave{a}i}^{(II)} = Z_{s\grave{a}}^{(II)} \cdot \frac{N_{ct}}{N_{vt}}(\Omega) \quad (4-81b)$$

Thời gian đặt vùng 2 của bảo vệ được phối hợp với thời gian cắt của vùng 1 ĐZ liên kề. Thời gian trễ nhỏ nhất của vùng 2 có thể lấy bằng 200 msec. Thời gian này phải được điều chỉnh khi yêu cầu phải phân cấp với vùng 2 của bảo vệ khác hoặc phối hợp để bảo vệ dự phòng cho bảo vệ của đoạn liên kề. Thông thường thời gian đặt cấp 2 của các bảo vệ khoảng cách đặt tại các TBA A,B,C là như nhau và được xác định theo công thức:

$$t_n^{II} = t_{(n+1)}^I + \Delta t \quad (4-82)$$

Trong đó:

□ $t_{(n+1)}^I$: thời gian đặt cấp 1 của bảo vệ đoạn liên kề cần phối hợp.

□ Δt : bậc chọn lựa thời gian, thường $\Delta t = 0,5$ sec.

* **Vùng 3:** Thường được dùng làm nhiệm vụ bảo vệ dự trữ cho vùng 1, vùng 2 và bảo vệ khoảng cách của đoạn ĐZ liên kề, trên thực tế để đơn giản người ta thường tính giá trị tổng trở đặt vùng 3 của bảo vệ khoảng cách bao trùm 120% tổng trở của ĐZ dài nhất liên kề. Điều này cho phép role khoảng cách đặt tại TBA A có thể cắt được các ngắn mạch trên ĐZ liên kề khi toàn bộ các bảo vệ của đoạn này không làm việc. Tổng trở đặt vùng 3 được xác định theo công thức:

$$Z_{s\grave{a}}^{(III)} = (Z_{AB} + Z_{BC}) \cdot 1,2 \quad (4-83a)$$

$$Z_{th\grave{a}i}^{(III)} = Z_{s\grave{a}}^{(III)} \cdot \frac{N_{ct}}{N_{vt}}(\Omega) \quad (4-84b)$$

Thời gian đặt vùng 3 được phối hợp với thời gian đặt vùng 2 của bảo vệ đoạn liên kề. Thời gian tác động nhỏ nhất vùng 3 của role khoảng cách MICOM có thể đặt đến 400 msec

□ **Vùng P:** Là vùng khả trình, việc tính toán cài đặt cho vùng P phụ thuộc vào các ứng dụng cụ thể của nó. Các ứng dụng vùng P ở đây có thể sử dụng như một bảo vệ dự phòng hướng ngược cho thanh cái và MBA, cũng có thể sử dụng vùng P hướng thuận để tăng số vùng của bảo vệ. Vùng P cũng có thể hữu ích cho các trường hợp tương hỗ trong bảo vệ ĐZ kép.

□ **Vùng 4:** Là vùng hướng ngược, thường được sử dụng làm bảo vệ cho thanh cái TBA. Khi đó tổng trở vùng 4 có thể cài đặt đến 25% tổng trở vùng 1 của role phía hướng ngược cho ĐZ ngắn (<30 Km) hoặc 10% tổng trở vùng 1 cho ĐZ dài. Phương pháp cài đặt tổng trở vùng 4 cũng có thể được xem xét khi yêu cầu về mặt an toàn để tránh đóng điện vào điểm sự cố khi dùng TĐL. Ở Việt Nam, vùng 4 thường chỉ được sử dụng để thu thập dữ liệu sự cố phục vụ cho công tác điều độ.

Thời gian đặt vùng 4 cần phải phối hợp với thời gian của tất cả các bảo vệ đoạn ĐZ liên kế trong vùng hướng ngược của role.

Ngoài ra, với role khoảng cách số MICOM chúng ta còn phải tính toán các giá trị điện trở cho sự cố pha và sự cố chạm đất.

□ **Tính toán giá trị điện trở đặt cho sự cố pha:** Các giá trị điện trở này được thể hiện trên đặc tuyến tổng trở tứ giác hình 5.8, các giá trị điện trở này (R_{ph}) được cài đặt độc lập với tổng trở của ĐZ được bảo vệ. R_{ph} được định nghĩa là phần điện trở sự cố lớn nhất thêm vào tổng trở ĐZ vùng khoảng cách sẽ cắt, không phụ thuộc vào vị trí của vùng sự cố. Điện trở vùng phía bên phải và bên trái trong đặc tuyến tổng trở đặc trưng được biểu thị bởi $+R_{ph}$ và $-R_{ph}$. Khi cài đặt role, giá trị R_{ph} phải bao phủ cực đại điện trở sự cố pha-pha. Một cách tổng quát, giá trị điện trở này phải được cài đặt lớn hơn giá trị điện trở hồ quang lớn nhất do sự cố pha-pha gây ra, điện trở hồ quang đó (R_{arc}) được tính theo công thức Van Warrington:

$$R_{hq} = \frac{28700D}{I_f^{1,4}} \quad (\Omega) \quad (4-85)$$

$$R_{ph} \geq R_{hq} \quad (4-86)$$

Trong đó:

□ D: khoảng cách đẳng trị giữa các pha (m), với ĐZ ba pha trên không giá trị D có thể được xác định:

$$D = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{AC} \cdot D_{BC}} \quad (m)$$

với D_{AB}, D_{AC}, D_{BC} là khoảng cách giữa các pha AB, AC, BC.

Bảng dưới đây cho các giá trị điện trở R_{hq} tương ứng với dòng sự cố nhỏ nhất đối với các sự cố pha-pha tương ứng với các cấp điện áp khác nhau:

Khoảng cách cách điện (m)	Điện áp hệ thống (kV)	$I_f = 1$ kA	$I_f = 5$ kA	$I_f = 10$ kA
2	33	3,6 (Ω)	0,4 (Ω)	0,2 (Ω)
5	110	9,1 (Ω)	1,0 (Ω)	0,4 (Ω)
8	220	14,5 (Ω)	1,5 (Ω)	0,6 (Ω)

□ I_f : dòng ngắn mạch nhỏ nhất khi xảy ra sự cố pha-pha.

□ Tính toán giá trị điện trở đặt cho sự cố chạm đất:

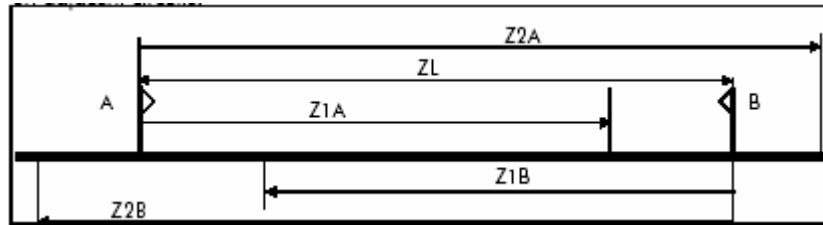
Điện trở cài đặt của role cho sự cố chạm đất (RG) nên thỏa mãn các yêu cầu đòi hỏi của điện trở sự cố, nhưng tránh thao tác khi trở kháng tải là nhỏ nhất. Điện trở sự cố bao gồm điện trở hồ quang và điện trở cố định. Ngoài ra, tốt nhất điện trở bất kì vùng nào của role, thông thường không nên lớn hơn 10 lần điện trở mạch vòng đất.

Nội dung giá trị điện trở này nên lấy khoảng 40Ω tính theo phía sơ cấp hệ thống. Đối với trường hợp điện trở chạm đất lớn, tình huống này có thể xuất hiện nơi không có phân tử khoảng cách nào có thể tác động. Trong trường hợp này phải sử dụng các thiết bị bảo vệ sự cố chạm đất bổ sung.

II.2. Các sơ đồ bảo vệ khoảng cách:

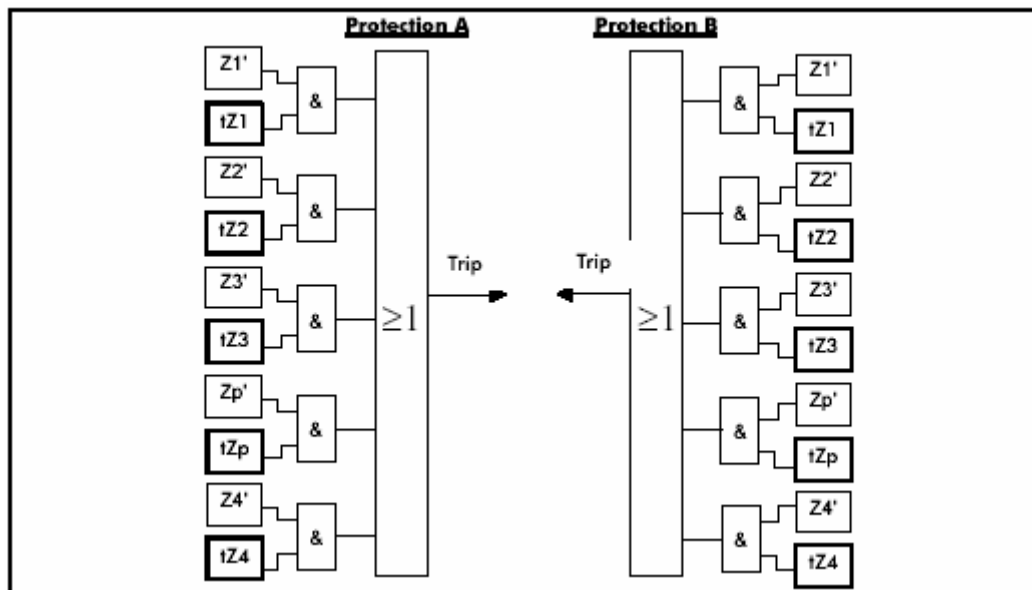
II.2.1. Các sơ đồ cơ bản của role khoảng cách số MICOM:

Các sơ đồ bảo vệ khoảng cách cơ bản phù hợp cho các ứng dụng mà ở đó không đòi hỏi sử dụng kênh tin. Một cách tổng quát, vùng 1 và 2 cung cấp chức năng bảo vệ chính như trong hình 5.11 còn vùng 3 đóng vai trò bảo vệ dự phòng.



Hình 5.11: Bảo vệ chính trong sơ đồ cơ bản

Trên hình 5.12 trình bày sơ đồ cắt logic cơ bản của role khoảng cách số MICOM. Chú ý rằng, với role khoảng cách số P441, P442 và P444, các bộ thời gian vùng từ t_{Z1} đến t_{Z4} hoạt động độc lập nhau và cùng bắt đầu tính thời gian kể từ khi sự cố được tìm thấy. Điều này giải thích tại sao chúng được đưa vào song song nhau trong sơ đồ logic.



Hình 5.12: Sơ đồ cắt logic cơ bản

Các dấu nhảy sử dụng trong sơ đồ (ví dụ Z_1') chỉ ra rằng các vùng bảo vệ được làm ổn định để tránh tác động xấu của dòng từ hoá máy biến áp. Phương pháp được sử dụng đạt được độ tin cậy về khả năng dò tìm thành phần sóng hài bậc hai.

Sơ đồ cơ bản đã hợp nhất các các đặc tính sau:

- Vùng 1 cho phép cắt tức thời, cũng có thể chọn thời gian trễ từ (0 ÷ 10) sec. Thời gian cắt trễ vùng 2, 3, 4 và P cũng có thể cài đặt từ (0 ÷ 10) sec.

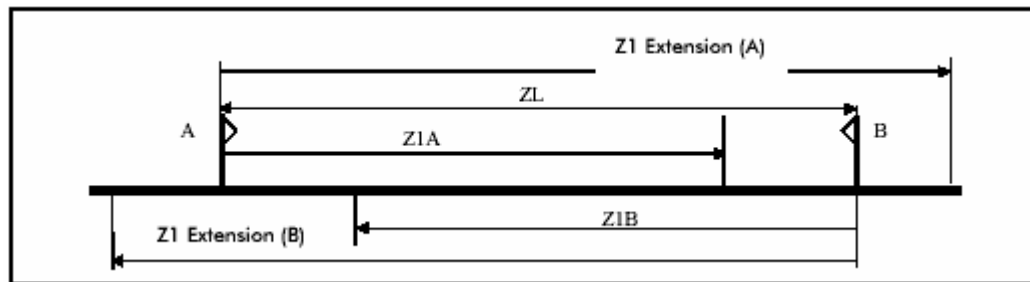
Sơ đồ khoảng cách cơ bản trên thường thích hợp cho các ĐZ đơn hoặc kép có một nguồn hay hai nguồn cung cấp. Hạn chế của sơ đồ cơ bản này là khi xảy ra sự cố ở cuối ĐZ (khoảng 20% chiều dài đoạn cuối ĐZ bảo vệ), thời gian cắt sự cố tăng lên

đến thời gian cắt vùng 2. Thời gian này có thể được cải thiện nếu sử dụng sơ đồ vùng 1 mở rộng.

II.2.2. Sơ đồ vùng 1 mở rộng:

Sơ đồ vùng 1 mở rộng (zone 1 extension) có thể ứng dụng cho các xuất tuyến hình tia để cung cấp bảo vệ tốc độ cao cho toàn bộ đoạn ĐZ được bảo vệ. Trên hình 5.13 trình bày tổng trở vùng 1 mở rộng so với vùng 1.

Trong vùng này vùng 1X được kích hoạt và cài đặt đến phần vượt vùng của ĐZ được bảo vệ. Vùng 1X thường được sử dụng kết hợp với TDL để có thể cắt nhanh các sự cố và nâng cao độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống điện.



Hình 5.13: Sơ đồ vùng 1 mở rộng

II.3. Các sơ đồ cắt liên động:

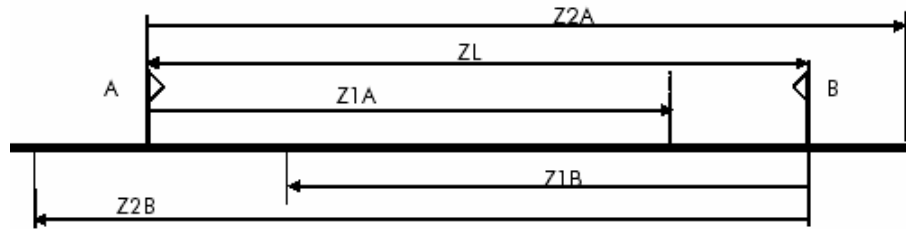
Các sơ đồ khoảng cách sử dụng truyền cắt tín hiệu cho phép có thể được chọn lựa bởi các sơ đồ tiêu chuẩn sau:

- Các sơ đồ truyền cắt liên động do phần tử nội tuyến truyền tín hiệu cho phép (PUTT): sơ đồ PUP Z2 (Permission underreaching protection Zone 2) và PUP Fwd (Fwd: Forward fault detection).
- Các sơ đồ truyền cắt liên động do phần tử vượt tuyến truyền tín hiệu cho phép: sơ đồ POP Z2 và POP Z1.
- Sơ đồ logic nguồn yêu do phần tử vượt vùng truyền tín hiệu cho phép.
- Sơ đồ logic giải khoá.
- Sơ đồ khoá BOP Z2 (Blocking overreaching protection zone Z2) và BOP Z1.
- Sơ đồ logic đảo dòng.

II.3.1 Sơ đồ cắt liên động do phần tử nội tuyến truyền tín hiệu cho phép (PUTT): sơ đồ PUP Z2:

Để cung cấp khả năng loại trừ một cách nhanh nhất tất cả các sự cố, cả sự cố thoáng qua và sự cố duy trì dọc theo chiều dài của mạch đường dây được bảo vệ cần phải sử dụng sơ đồ truyền tín hiệu cho phép. Trong đó sơ đồ liên động do phần tử nội tuyến truyền tín hiệu cho phép là sơ đồ đơn giản nhất đã được tích hợp trong role khoảng cách số P441, P442 và P444 của ALSTOM. Kênh truyền cho sơ đồ PUP sử dụng tín hiệu cho phép do phần tử nội tuyến phát ra. Trên hình 5.14 trình bày sơ đồ vùng 1, vùng 2 và trên hình 5.15 trình bày sơ đồ logic cắt liên động. Nguyên lý làm việc của sơ đồ như sau: Giả sử khi ngắn mạch xảy ra tại N1, điểm ngắn mạch này thuộc vùng 2 của bảo vệ khoảng cách đặt tại A và thuộc vùng 1 của bảo vệ khoảng cách đặt tại B. Bảo vệ khoảng cách tại B sẽ tác động cắt máy cắt tại B đồng thời gửi tín hiệu cho phép đến bộ phận thu tín hiệu bảo vệ A, bộ dò tìm sự cố tại A cũng đã phát hiện ra sự cố và cắt máy cắt tại A, thời gian loại trừ hoàn toàn sự cố này nhỏ hơn rất nhiều so với thời gian đặt vùng 2. Như vậy sự cố sẽ được loại trừ với thời gian

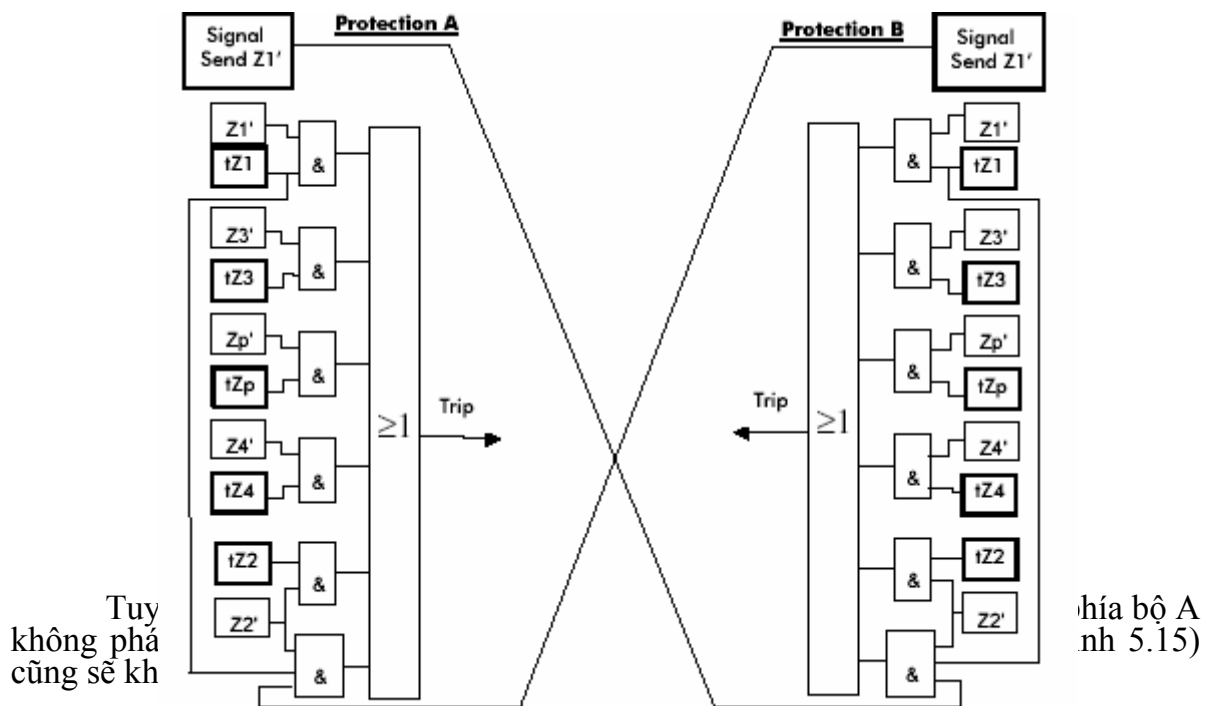
nhánh nhất có thể, thời gian này phụ thuộc vào thời gian truyền tín hiệu liên động giữa hai bảo vệ đặt ở hai đầu ĐZ và thời gian trễ của bảo vệ cộng với thời gian trễ của máy cắt.



Hình 5.14: Sơ đồ phối hợp vùng 1 và vùng 2

Ưu điểm của sơ đồ loại này là:

- Chỉ sử dụng kênh truyền tín hiệu đơn công nên chi phí cho kênh truyền tương đối thấp.
- Sơ đồ cho phép cắt với độ tin cậy tương đối cao với các sự cố trong vùng bảo vệ.
- Thời gian loại trừ sự cố ở cuối ĐZ (khoảng 20% chiều dài đoạn cuối ĐZ) khá nhanh.



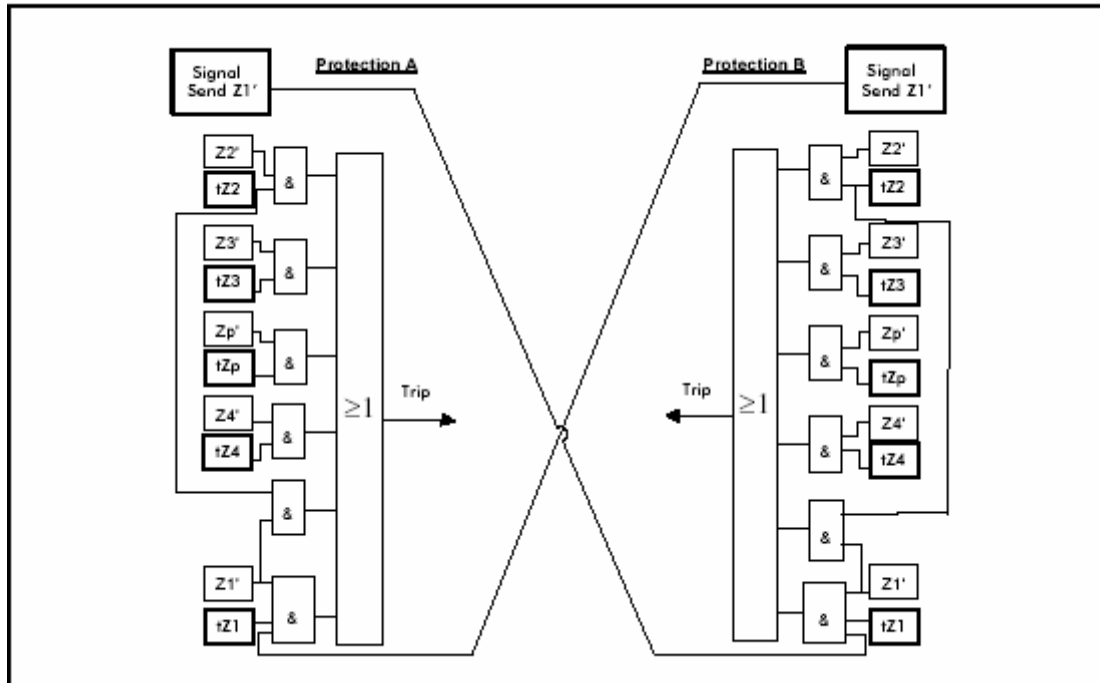
Hình 5.15: Sơ đồ logic cắt liên động PUP Z2

II.3.2 Sơ đồ cắt liên động do phần tử vượt tuyến truyền tín hiệu cho phép (POTT) POP Z2:

Đây là dạng sơ đồ biến thể thứ hai của họ role P44X, sơ đồ này có một số tính chất và yêu cầu sau:

- Sơ đồ đòi hỏi dùng kênh truyền tín hiệu song công để ngăn ngừa role có thể tác động nhầm.

- Sơ đồ POP Z2 thường được sử dụng tốt hơn đối với ĐZ có chiều dài ngắn mà ở đó giá trị điện trở sự cố biên động mạnh vì vùng 2, bao phủ lớn hơn vùng 1.
- Logic dòng điện đảo ngược được sử dụng để ngăn ngừa cắt sai ĐZ được bảo vệ do tốc độ cao của dòng điện ngược xuất hiện khi sự cố mà một nhánh của mạch ĐZ kép vừa được cắt ra.



Hình 5.16: Sơ đồ logic POP Z2

□ Nếu kênh tin bị sự cố, khi đó sơ đồ bảo vệ khoảng cách cơ bản sẽ tác động. Hình 5.16 trình bày hình thức đơn giản của sơ đồ logic. Sơ đồ POP Z2 cũng có thể được sử dụng cho vùng 4 hướng ngược của role như một bộ dò tìm sự cố hướng ngược. Điều này được dùng trong logic dòng điện đảo và trong đặc tính phản hồi nguồn yếu.

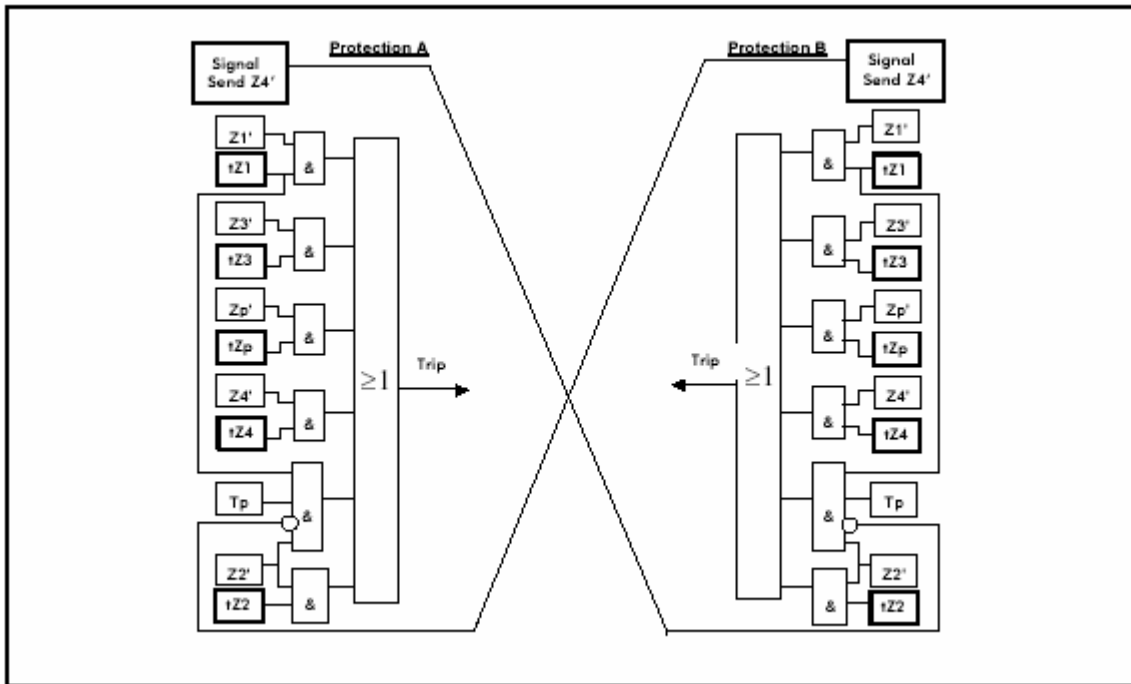
II.3.4. Sơ đồ khoá liên động với vùng 2:

Khác với sơ đồ dùng tín hiệu cho phép, loại sơ đồ này dùng tín hiệu khoá truyền đến bộ phận thu tín hiệu của role phía đối diện khi phát hiện sự cố ở vùng ngược (vùng 4 hướng ngược), điều này sẽ cho phép cắt nhanh các sự cố ở cuối ĐZ. Sơ đồ có các đặc điểm sau:

- Sơ đồ khoá liên động chỉ yêu cầu kênh truyền tín hiệu đơn công nên chi phí cho kênh truyền sẽ giảm đi.
- Vùng 4 hướng ngược được sử dụng để gửi tín hiệu khoá đến role phía đối diện để tránh cắt nhầm.
- Khi kênh truyền đơn công được sử dụng, sơ đồ BOP có thể dễ dàng ứng dụng các thiết bị đầu cuối.
- Sẽ dễ dàng sử dụng hệ thống tải ba (PLC) để truyền tín hiệu khoá.
- Có thể cắt nhanh chóng các nguồn công suất lớn phía cuối ĐZ.



Hình 5.17: Bảo vệ chính trong sơ đồ BOP Z2



Hình 5.18: Sơ đồ khối logic BOP Z2

□ Nếu kênh truyền bị sự cố thì role khoảng cách sẽ làm việc như một bảo vệ khoảng cách thông thường.

III. Tính toán thông số cài đặt role khoảng cách microm cho xuất tuyến 220kv đà năng-huế (tba 500kv đà năng-tba 220kv huế)

III.1. Các số liệu hệ thống:

- ~ □ Chiều dài đoạn đường dây (line length):
Đà năng - Huế: $l = 97,72 \text{ Km}$.
- ~ □ Tổng trở đường dây Đà năng - Huế - Đồng hới (line impedances):
Tổng trở thứ tự thuận (Positive sequence impedance):

$$Z_1 = 0,252 \angle 80^0 (\Omega/\text{Km}).$$

- ~ □ Tổng trở thứ tự không (zero sequence impedance):

$$Z_0 = 0,877 \angle 82^0 (\Omega/\text{Km}).$$

- Tổng trở MBATN AT4 tại TBA 220 HUẾ:

$$Z_B = 0,5 + j48,6 = 48,6025 \angle -7,9^0 (\Omega).$$

- Tỷ số biến dòng điện (current transformer ratio): $N_{ct} = 1200/1 \text{ (A)}$
- Tỷ số biến dòng điện (voltage transformer ratio): $N_{vt} = 220000/110 \text{ (V)}$

III.2. Các giả thiết ban đầu:

Trong thực tế không phải lúc nào người ta cũng sử dụng tất cả các vùng của role khoảng cách số để bảo vệ mà việc cài đặt vùng nào tác động và vùng nào bị khoá còn phụ thuộc vào từng trường hợp cụ thể như: vị trí của bảo vệ trong hệ thống, mức độ biến động của phụ tải, công suất của hệ thống..., thông thường ở Việt Nam các role khoảng cách số được sử dụng như một bảo vệ khoảng cách ba cấp. Nghĩa là: vùng 1, vùng 2, vùng 3 được cài đặt để thực hiện các chức năng bảo vệ còn vùng 4, vùng P thường được sử dụng để thu thập các thông số biến động của hệ thống phục vụ cho công tác điều độ.

Trên tinh thần đó, ở đây chúng ta giả thiết rằng vùng 1 mở rộng (zone 1 extension), vùng khả trình P (zone programmable), vùng 4 không sử dụng và chỉ sử dụng ba vùng hướng thuận.

Các giá trị cài đặt cho role khoảng cách số MICOM được tính toán qui đổi về giá trị sơ cấp.

Góc pha ĐZ cài đặt cho role từ -90° đến $+90^{\circ}$, bước nhảy là 1° .

III.3. Tính toán chi tiết:

III.3.1. Giá trị tổng trở toàn bộ đường dây tính ở giá trị sơ cấp:

- Đoạn Đà Nẵng - Huế:

$$\begin{aligned} Z_{1s\grave{a}} &= 0,252\angle 80^{\circ} \cdot 97,72 = 24,62\angle 80^{\circ} \\ &= 4,275 + j24,244 \text{ (}\Omega\text{)}. \end{aligned}$$

- Đoạn Huế - Đồng Hới:

$$Z_{1s\grave{a}} = 0,252\angle 80^{\circ} \cdot 170 = 42,84\angle 80^{\circ} \text{ (}\Omega\text{)}.$$

III.3.2. Các giá trị cài đặt pha vùng 1:

Vùng 1 được yêu cầu phải bảo vệ khoảng 85% chiều dài đường dây giữa TBA 500 kV ĐÀ NẴNG và TBA 220 kV HUẾ.

$$Z_{s\grave{a}} = 0,85 \cdot 24,62\angle 80^{\circ} = 20,927\angle 80^{\circ} \text{ (}\Omega\text{)}$$

- Giá trị đặt vùng 1: 20,927 (Ω).
- Góc pha: 80 ($^{\circ}$).

III.3.3. Các giá trị cài đặt pha vùng 2:

Vùng 2 yêu cầu phải bảo vệ được khoảng 20% đoạn đường dây còn lại mà vùng 1 không với tới và phải bao trùm hoàn toàn thanh cái TBA 220 kV HUẾ cộng với khoảng 30% chiều dài đoạn ĐZ Huế - Đồng Hới.

$$\begin{aligned} Z_{s\grave{a}} &= 24,62\angle 80^{\circ} + 0,3 \cdot 42,84\angle 80^{\circ} \\ &= 37,477\angle 80^{\circ} \text{ (}\Omega\text{)} \end{aligned}$$

- Giá trị đặt thực sự của vùng 2: 37,477 (Ω).
- Góc pha: 80 ($^{\circ}$).

III.3.4. Các giá trị đặt vùng 3:

Vùng 3 ở đây yêu cầu ngoài bảo vệ dự trữ cho vùng 1, vùng 2 của bảo vệ khoảng cách đặt tại TBA 500 kV ĐÀ NẴNG còn bảo vệ dự trữ cho bảo vệ khoảng cách tại TBA 220 kV Huế. Giá trị tổng trở đặt vùng 3 được xác định bằng 120% chiều dài ĐZ Đà Nẵng - Huế - Đồng Hới.

$$\begin{aligned}Z_{s\grave{a}} &= (24,62\angle 80^0 + 42,84\angle 80^0) \cdot 1,2 \\ &= 4,775 + j72,846 = 73\angle 86,265 (\Omega)\end{aligned}$$

- Giá trị đặt thực sự vùng 3: 73 (Ω).
- Góc pha: 87 (Độ).

Bảng các mã số của role

2	Phân tử thời gian
3	Chức năng kiểm tra hoặc khoá liên động
4	Contactor chính
21	Bảo vệ khoảng cách
24	Chức năng quá kích từ
25	Chức năng kiểm tra đồng bộ
26W	Role bảo vệ quá nhiệt cuộn dây mba
26Q	role nhiệt độ dầu
27	Bảo vệ điện áp giảm
30	Role tín hiệu
32	Chức năng định hướng công suất
32P	Chức năng đảo động điện
32Q	Chức năng định hướng công suất thứ tự nghịch
33	Role mức dầu tại mba
40	Chức năng bảo vệ mất từ trường
46	Role dòng cân bằng pha
47	Chức năng thiếu áp thứ tự thuận
50	Bảo vệ quá dòng cắt nhanh
50/87	Bảo vệ so lệch cắt nhanh
50BF	Chức năng từ chối cắt (sự cố máy cắt)
50G	Bảo vệ quá dòng chạm đất tức thời
50F	Chức năng bảo vệ đóng điện vào điểm sự cố
51	Bảo vệ quá dòng có thời gian
51N	Bảo vệ quá dòng chạm đất có thời gian
51P	Bảo vệ quá dòng pha có thời gian
52	Máy cắt (MC)
52a	Tiếp điểm phụ “thường mở” của MC
52b	Tiếp điểm phụ “thường đóng” của MC
55	Role hệ số công suất
59	Chức năng điện áp cực đại
63	Bảo vệ áp suất tăng cao trong mba
64	Bảo vệ chống chạm đất có độ nhạy cao
64R	Bảo vệ chống chạm đất có độ nhạy cao cho cuộn dây rotor
64G	Bảo vệ chống chạm đất có độ nhạy cao cho cuộn dây stator
67	Bảo vệ quá dòng có hướng
74	Role kiểm tra cuộn cắt MC
79	Tự động đóng trở lại (TĐL)
81	Role tần số
84	Bộ điều áp MBA
86	Role khoá trung gian
87	Bảo vệ so lệch
87B	Bảo vệ so lệch thanh cái
87G	Bảo vệ so lệch máy phát
87L	Bảo vệ so lệch ĐZ
87M	Bảo vệ so lệch động cơ
87T	Bảo vệ so lệch MBA
90	Chức năng tự động điều chỉnh điện áp
96B	Role khí Buchholz