VĂN BẢN QUY PHẠM PHÁP LUẬT

BỘ CÔNG THƯƠNG

Thông tư số 51/2025/TT-BCT ngày 11 tháng 11 năm 2025 ban hành Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về Kỹ thuật điện - Hệ thống lưới điện

(Tiếp theo Công báo số 1691 + 1692)

3 YÊU CẦU KỸ THUẬT ĐỐI VỚI TRANG BỊ PHÂN PHỐI VÀ TRẠM BIẾN ÁP

3.1 YÊU CẦU KỸ THUẬT ĐỐI VỚI TBPP ĐIỆN ÁP ĐẾN 1 kV (AC VÀ DC)

3.1.1 Yêu cầu chung

3.1.1.1 Phải lựa chọn dây dẫn, thanh cái, thiết bị điện và các kết cấu theo điều kiện làm việc bình thường (điện áp và dòng điện làm việc, cấp chính xác, v.v.) và khi ngắn mạch (tác động nhiệt và điện, công suất cắt giới hạn, v.v.).

Phải bố trí các mạch của thiết bị sao cho có thể phân biệt được rõ ràng mạch xoay chiều, một chiều, mạch có mức điện áp khác nhau, v.v.

Vị trí tương ứng giữa các pha, các cực trong một TBPP phải được bố trí giống nhau.

3.1.1.2 Tủ bảng phân phối phải đánh số ký hiệu của từng mạch và từng tủ bảng. Nội dung ghi phải đặt ở mặt trước hoặc mặt trong của tủ bảng điện. Trường hợp vận hành ở cả hai mặt, nội dung phải ghi ở cả mặt trước và mặt sau.

3.1.1.3 Tất cả các bộ phận kim loại của TBPP phải được sơn, mạ hay phủ lớp chống ăn mòn. Thanh cái phải được phân biệt bằng màu sắc đúng màu và đánh số theo quy định tại điểm b Điểm 1.2.11 và Điểm 1.9.4.3.

3.1.2 Lắp đặt thiết bị điện điện áp đến 1 kV

3.1.2.1 Lắp đặt an toàn thiết bị điện

Thiết bị điện thường được bố trí sao cho không có tia lửa hay hồ quang điện gây nguy hiểm cho nhân viên vận hành, gây cháy hoặc hư hỏng thiết bị lân cận dẫn đến ngắn mạch giữa các pha và giữa pha với đất trong quá trình vận hành.

Thiết bị đóng cắt điện được bố trí sao cho phần động của thiết bị đóng cắt không mang điện sau khi ngắt điện (Trừ trường hợp do thiết kế thiết bị hoặc do đặc thù bố trí TBPP).

3.1.2.2 Thiết bị đóng cắt điều khiển trực tiếp bằng tay

Thiết bị đóng cắt thao tác trực tiếp bằng tay (không có bộ truyền động) dùng để đóng cắt dòng điện phụ tải và có các tiếp điểm hướng về phía người thao tác, phải đặt trong hộp kín làm bằng vật liệu không cháy.

Nếu thiết bị đóng cắt chỉ dùng để cách ly điện thì được phép đặt hở với điều kiện là người không có nhiệm vụ không thể tiếp cận được.

Trên vỏ và bộ truyền động của thiết bị đóng cắt phải có ký hiệu chỉ rõ vị trí "đóng" - "cắt".

3.1.3 Tủ bảng phân phối điện điện áp đến 1 kV

3.1.3.1 Khoảng trống nhỏ nhất trong không khí của phần dẫn điện không bọc cách điện

Khoảng trống giữa các phần dẫn điện không bọc cách điện được lắp cố định với các cực tính khác nhau, cũng như giữa chúng với các bộ phận bằng kim loại không mang điện không bọc cách điện phải bảo đảm không nhỏ hơn 20 mm theo bề mặt của vật cách điện và 12 mm trong không khí.

Từ các bộ phận mang điện không bọc cách điện đến rào chắn phải bảo đảm khoảng cách không nhỏ hơn 100 mm với rào bằng tấm lưới và 40 mm với rào bằng tấm kín.

3.1.3.2 Những yêu cầu lắp đặt cáp trong tủ điện

Các dây dẫn không có lớp bảo vệ cơ học nhưng có bọc cách điện chịu được điện áp làm việc 660 V trở lên có thể đặt trên bề mặt kim loại đã được bảo vệ chống ăn mòn và đặt sát nhau. Khi đó, đối với dây dẫn cấp nguồn cho các mạch động lực phải tính đến hệ số giảm dòng điện theo quy định nêu trong **Phụ lục O.**

3.1.3.3 Thiết bị điều khiển, đo lường

Các thiết bị điều khiển, đo lường phải thỏa mãn với các yêu cầu theo quy định trong phần điều khiển, đo lường.

3.2 YÊU CẦU KỸ THUẬT ĐỐI VỚI TBPP VÀ TBA ĐIỆN ÁP TRÊN 1 KV

3.2.1 Quy định chung

3.2.1.1 Phạm vi áp dụng

Phần này áp dụng cho trang bị phân phối (TBPP) và trạm biến áp (TBA) cố định, điện áp xoay chiều trên 1 kV đến 500 kV; không áp dụng cho TBPP và TBA chuyên dùng được quy định theo các điều kiện kỹ thuật đặc biệt và các thiết bị điện di động.

Trang bị phân phối cách điện khí (GIS) thực hiện theo yêu cầu của nhà chế tạo và tổ chức/đơn vị thiết kế.

3.2.1.2 Yêu cầu chung

3.2.1.2.1 Yêu cầu lựa chọn

a) Phải lựa chọn dây dẫn, thanh cái, thiết bị điện và các kết cấu theo điều kiện làm việc bình thường (điện áp và dòng điện làm việc, cấp chính xác, v.v.) và khi ngắn mạch (tác động nhiệt và điện, công suất cắt giới hạn, v.v.);

b) Chọn máy cắt phù hợp với điện áp sử dụng, dòng điện tải, khả năng cắt, khả năng đóng và các điều kiện môi trường lắp đặt;

Chi tiết yêu cầu kỹ thuật lựa chọn máy cắt xem **Phụ lục P-1.**

c) Chọn cầu chảy phải theo điện áp sử dụng, khả năng cắt, xem xét ổn định nhiệt và các điều kiện môi trường lắp đặt;

Chi tiết yêu cầu kỹ thuật lựa chọn cầu chảy xem **Phụ lục P-2.**

3.2.1.2.2 Thiết bị điện, các phần dẫn điện, cách điện, phụ kiện kẹp giữ, rào chắn, các kết cấu chịu lực, khoảng cách cách điện và khoảng cách khác phải được lựa chọn và lắp đặt sao cho:

a) Trong điều kiện làm việc bình thường, các lực tĩnh và động, phát nóng, hồ quang điện và các hiện tượng khác (đánh lửa, sinh khí, v.v.) không gây hư hỏng thiết bị, kết cấu và gây ngắn mạch giữa các pha hoặc giữa pha với đất và không gây nguy hiểm cho người;

b) Trong điều kiện làm việc không bình thường phải có khả năng hạn chế những hư hỏng do hiện tượng ngắn mạch gây ra;

c) Khi cắt điện một mạch điện bất kỳ, các thiết bị điện, phần dẫn điện và kết cấu thuộc mạch ấy, có thể kiểm tra, thay thế và sửa chữa một cách an toàn mà không ảnh hưởng đến chế độ làm việc bình thường của các mạch điện lân cận;

d) Bảo đảm khả năng vận chuyển dễ dàng và an toàn các thiết bị trong trạm.

3.2.1.2.3 Khi lựa chọn các thiết bị điện, phần dẫn điện, cách điện, phải xét theo điều kiện ổn định động, ổn định nhiệt, còn đối với máy cắt phải xét thêm khả năng đóng cắt và phải tuân theo các quy định nêu trong Quy chuẩn kỹ thuật này.

a) Phải đặt máy cắt đầu vào tại các trạm 110 kV trở lên và các trạm đến 35 kV có công suất máy biến áp lớn hơn 1600 kVA.

b) Phải đặt máy cắt hoặc cầu chảy tự rơi (hoặc cầu chảy kết hợp với cầu dao/cầu dao phụ tải) cho máy biến áp từ 35 kV công suất 1600 kVA trở xuống và các tụ điện.

3.2.1.2.4 Kết cấu để lắp đặt thiết bị điện phải chịu được lực tác động do trọng lượng thiết bị, do lực tác động phát sinh khi thao tác, ngắn mạch và các điều kiện tự nhiên bất lợi. Kết cấu xây dựng ở gần các phần dẫn điện mà người có thể chạm tới, không được nóng quá 50°C do dòng điện và khi không chạm tới được thì không được nóng quá 70°C. Không cần kiểm tra độ nóng các kết cấu ở gần các phần dẫn điện có dòng điện xoay chiều danh định 1 kA trở xuống.

3.2.1.2.5 Khi bố trí TBPP và TBA ở nơi môi trường có tác hại cho thiết bị và thanh dẫn hoặc làm giảm mức cách điện thì phải có biện pháp bảo đảm thiết bị làm việc tin cậy và an toàn như:

a) Dùng cách điện tăng cường;

b) Dùng thanh dẫn bằng vật liệu chịu được ảnh hưởng của môi trường hoặc có biện pháp bảo vệ;

c) Bố trí tránh hướng gió gây tác hại;

d) Dùng TBPP và TBA kiểu kín hoặc trạm GIS,…

đ) Chống bụi, các chất khí có hại và hơi nước lọt vào khu vực lắp đặt TBPP.

3.2.1.2.6 Ký hiệu pha của thiết bị điện, thanh dẫn của TBPP và TBA phải có màu phù hợp với những quy định nêu trong điểm b Điểm 1.2.11. MBA, cuộn kháng, tụ điện và các thiết bị điện khác đặt ngoài trời phải có màu sáng để giảm nhiệt độ do bức xạ mặt trời trực tiếp gây ra.

3.2.1.2.7 TBPP và TBA 110 kV trở lên phải được trang bị hệ thống chiếu sáng cho vận hành, giám sát và bảo dưỡng. Phải lắp đèn chiếu sáng sự cố khi mất nguồn cấp điện AC. Đèn chiếu sáng sự cố được sử dụng nguồn điện DC của trạm và cường độ chiếu sáng phải phù hợp với khu vực công tác.

Cường độ chiếu sáng trong từng khu vực phù hợp các quy định hiện hành.

3.2.1.2.8 TBPP và TBA phải trang bị hệ thống thông tin liên lạc phù hợp với yêu cầu vận hành.

3.2.1.2.9 Phải thử nghiệm khả năng chịu đựng điện áp của thiết bị theo các điều kiện được quy định tương ứng với cấp điện áp tại vị trí lắp đặt.

3.2.1.2.10 Việc nối đất TBPP và TBA phải được thực hiện theo quy định tại Điểm 1.7.4. Các phần mang điện của TBPP khi cắt điện để sửa chữa cần trang bị thiết bị nối đất cố định hoặc có chỗ để có thể lắp nối đất di động theo yêu cầu thiết kế cụ thể của công trình.

3.2.1.2.11 Các TBPP phải được bố trí và lắp đặt sao cho những chấn động phát sinh khi thiết bị hoạt động, kể cả sự rung lắc do tác động từ lực bên ngoài, không làm hư hỏng các mối nối tiếp xúc, không gây ra sự nhiễu loạn và sự làm việc bất bình thường của thiết bị trong giới hạn chịu đựng theo thiết kế.

3.2.1.2.12 Phải bố trí tổng mặt bằng của TBPP, TBA sao cho không bị ngập lụt, sụt lở, v.v.

3.2.1.2.13 Đối với TBPP và TBA bố trí ở khu dân cư và công trình công nghiệp phải có biện pháp giảm tiếng ồn do thiết bị điện (máy biến áp, máy bù đồng bộ, v.v.) gây ra theo theo mức quy định trong Điểm 1.5.1.

3.2.1.2.14 Khu vực TBPP và TBA ngoài trời phải có rào chắn bên ngoài cao ít nhất 2,0 m. Rào chắn nội bộ trong trạm (nếu có) cao 1,8 m. Rào chắn có thể là loại kín, loại hở, hoặc loại lưới. Không cần rào chắn với các TBA trên cột, trạm trong nhà, trạm trọn bộ.

3.2.1.2.15 Tại TBPP và TBA có thiết bị có dầu (trừ TBPP và TBA trên cột) phải có hệ thống thu gom dầu theo quy định trong Điểm 1.5.3.

3.2.2 Trang bị phân phối điện ngoài trời

3.2.2.1 Lắp đặt ngoài trời

Khi lắp đặt các TBPP ở ngoài trời cần phải tuân theo các yêu cầu sau đây:

3.2.2.1.1 Thiết bị (kể cả giá lắp) cần phải được bố trí trên mặt nền phẳng ở độ cao ít nhất là 0,3 m so với nền, và ít nhất là 0,5 m đối với tủ bảng điện.

3.2.2.1.2 Trong các tủ điện, nếu có yêu cầu, phải bố trí sấy tại chỗ để bảo đảm sự hoạt động bình thường của các thiết bị, rơ-le, khí cụ đo lường và đo đếm điện năng.

3.2.2.2 Giao chéo của các hệ thanh dẫn

Nhánh rẽ từ hệ thống thanh dẫn thường bố trí phía dưới thanh dẫn. Nhánh rẽ trong cùng một khoảng cột không được phép vượt bên trên hai hoặc nhiều phân đoạn hoặc hệ thống thanh dẫn khác.

3.2.2.3 Nối rẽ nhánh giữa khoảng cột

Phải sử dụng dây dẫn mềm để nối rẽ nhánh ở trong các khoảng cột. Mối nối dây lèo ở cột, mối nối rẽ nhánh trong khoảng cột, mối nối với các đầu kẹp dây dẫn tới thiết bị thực hiện bằng cách ép, hàn chảy hoặc kẹp bắt bulông.

Khi nối rẽ nhánh, không được cắt dây dẫn chính trong khoảng cột.

3.2.2.4 Tính toán dây dẫn điện và kết cấu

Tải trọng gió tác động lên thanh dẫn và kết cấu, cũng như nhiệt độ tính toán của không khí phải xác định theo quy định nêu trong Điểm 2.3.2.9.

Khi xác định lực tác động lên thanh dẫn mềm và lên đầu vật cách điện của thiết bị hoặc MBA, phải tính khối lượng các chuỗi cách điện và các nhánh rẽ xuống các thiết bị và MBA.

Khi xác định lực tác động lên kết cấu phải tính thêm lực do khối lượng của người có mang dụng cụ và phương tiện lắp ráp như sau:

- 250 kg đối với cột 500 kV.
- 200 kg khi dùng cách điện treo cho cột néo đến 220 kV.
- 150 kg khi dùng cách điện treo cho cột đỡ đến 220 kV.
- 100 kg khi dùng cách điện đứng.

3.2.2.5 Hệ số an toàn

3.2.2.5.1 Thanh dẫn mềm: Hệ số an toàn cơ học (so với ứng suất kéo đứt tạm thời) đối với các thanh dẫn mềm, khi có lực tác động không được nhỏ hơn 3.

3.2.2.5.2 Cách điện treo: Hệ số an toàn cơ học (so với tải trọng phá hủy cho phép) đối với cách điện treo không được nhỏ hơn 4.

3.2.2.5.3 Thanh dẫn cứng: Lực cơ học tính toán truyền từ thanh dẫn cứng lên cách điện đứng, phải tính toán dựa trên theo quy định nêu trong Điểm 2.3.2.7, Phụ lục K.

3.2.2.5.4 Phụ kiện thanh dẫn mềm: Hệ số an toàn cơ học (so với tải trọng phá hủy cho phép) đối với phụ kiện để lắp cầu thanh dẫn mềm không được nhỏ hơn 3.

3.2.2.6 Vật liệu chế tạo cột

Cột của TBPP ngoài trời chế tạo bằng bê tông cốt thép hoặc bằng thép.

3.2.2.7 Lựa chọn vật cách điện

3.2.2.7.1 Cách điện kiểu đỡ và treo của trạm phải chọn theo tiêu chuẩn đường rò bề mặt cách điện của vùng khí hậu xây dựng công trình, theo điện áp dây hiệu dụng lớn nhất khi vận hành và theo tính toán nêu trong Điểm 2.3.3.12.

Đối với cách điện treo trong trạm được tăng cường cách điện so với tính toán nêu trên:

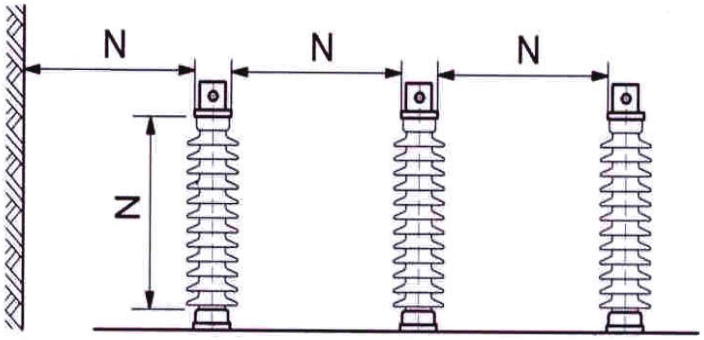
a) Thêm 01 bát cho chuỗi 110 kV và 220 kV;

b) Thêm 02 bát cho chuỗi đỡ và 03 bát cho chuỗi néo 500 kV;

c) Thêm 02 bát của chuỗi đấu với ĐDK 35 kV có dây chống sét không kéo vào trạm.

3.2.2.7.2 Cách điện đầu vào và cách điện đỡ thanh dẫn hở ngoài trời của máy phát điện điện áp đầu cực 6 kV và 10 kV phải chọn 20 kV; 13,8-24 kV phải chọn 35 kV. Khi bố trí các vật cách điện kể trên trong vùng có không khí nhiễm bẩn, thì việc chọn tiêu chuẩn đường rò bề mặt phải tính đến mức độ nhiễm bẩn.

3.2.2.8 Khoảng trống cách điện nhỏ nhất trong không khí của các thiết bị phân phối và trạm biến áp trong nhà và ngoài trời



Hình 3.1: Khoảng trống cách điện nhỏ nhất (N) giữa các phần mang điện và giữa các phần mang điện với đất đối với thanh cái cứng

Khoảng trống cách điện nhỏ nhất trong không khí (N) của các TBPP và TBA ngoài trời và trong nhà ở độ cao đến 1000 m trên mực nước biển, giữa các phần mang điện và giữa các phần mang điện với đất phải lớn hơn hoặc bằng khoảng trống cách điện nhỏ nhất được quy định trong bảng sau:

Bảng 3.1: Khoảng trống nhỏ nhất của trạm cho cấp điện áp đến 220 kV

Điện áp danh định của hệ thống	**Điện áp cao nhất đối với thiết bị**	**Điện áp chịu tần số công nghiệp ngắn hạn(1)**	**Điện áp chịu đựng xung sét định mức(2) (Mức cách điện cơ bản - BIL) 1,2/50µs**	**Khoảng trống nhỏ nhất giữa pha-đất (p-đ) và pha-pha (p-p)(3)**
(kV)	*(kV)*	*(kV)*	*(kV)*	*(mm)*
6	7,2	20	60	90
10	12	28	75	120
15	17,5	38	95	160
22	24	50	125	220
35	38,5	70	170	320
	40,5	80	185	350
66	72,5	140	325	630
110	123	230	550	1100
220	245	460	1050	2100

Ghi chú:

- (1) Tần số công nghiệp ngắn hạn: Tần số từ 45 Hz đến 65 Hz, thời gian 60 giây.
- (2) Xung sét định mức áp dụng cho pha-pha và pha-đất (Xung điện áp tiêu chuẩn).
- (3) Khoảng trống nhỏ nhất (p-đ, p-p) được xác định từ điện áp chịu đựng xung sét định mức (Mức cách điện cơ bản - BIL). Đối với các TBPP, TBA lắp sẵn đến 35 kV,

được chế tạo theo các tiêu chuẩn kỹ thuật quốc tế riêng (IEC…), thì cho phép các khoảng trống p-p, p-đ thấp hơn quy định này nếu các thử nghiệm điển hình trên cấu hình thực tế của chúng hoặc cấu hình tương tự đã chứng minh được rằng chúng đáp ứng yêu cầu về xung điện áp tiêu chuẩn, có xét đến các điều kiện môi trường liên quan.

- Đối với thiết bị được lắp đặt ở độ cao trên 1000 m trên mực nước biển, thì các khoảng trống nhỏ nhất của N phải tăng thêm 1,4% cho mỗi 100 m tăng cao trên độ cao 1000 m.

Bảng 3.2: Khoảng trống nhỏ nhất của trạm cho cấp điện áp 500 kV

Điện áp danh định của hệ thống	Điện áp cao nhất đối với thiết bị	Điện áp chịu tần số công nghiệp ngắn hạn *2)	Điện áp chịu đựng xung sét định mức *1) Giá trị đỉnh 1,2/50µs	Điện áp chịu xung đóng cắt định mức (Giá trị đỉnh) 250/2500µs		Khoảng trống nhỏ nhất giữa pha-đất (Np-đ)		Khoảng trống nhỏ nhất giữa pha-pha (Np-p)	
				Pha ı đất	Pha ı pha	Dây dẫn ı cấu trúc công trình	Thanh dẫn ı cấu trúc công trình	Dây dẫn ı dây dẫn song song	Thanh dẫn ı dây dẫn
kV	kV	kV	kV	kV		mm		mm	
500	550	680/620	1550	1175	1763	3100	4100	4200	5000

Ghi chú: (*1) Xung sét định mức áp dụng cho pha-pha và pha-đất

(*2) 48Hz ≤ tần số điện ≤ 52Hz, thời gian = 60 giây

Khoảng trống nhỏ nhất (Np-đ, Np-p) được xác định từ điện áp chịu xung đóng cắt định mức.

3.2.2.9 Khoảng trống nhỏ nhất trong các điều kiện riêng biệt:

3.2.2.9.1 Khoảng trống nhỏ nhất giữa các phần mang điện mà chúng có thể chịu tình trạng đối pha thì phải lấy 20% cao hơn các giá trị cho trong **Bảng 3.1** và **Bảng 3.2**.

3.2.2.9.2 Nếu các dây dẫn bị dịch chuyển do ảnh hưởng của các lực ngắn mạch thì khoảng trống nhỏ nhất vẫn phải ít nhất bằng 50% giá trị cho trong **Bảng 3.1** và **Bảng 3.2**.

3.2.2.9.3 Nếu các dây dẫn bị dịch chuyển do ảnh hưởng của gió, trong trường hợp bất lợi nhất, phải duy trì khoảng trống nhỏ nhất ít nhất bằng 75% giá trị cho trong **Bảng 3.1** và **Bảng 3.2**.

3.2.2.9.4 Đối với hệ thống sử dụng hệ dẫn điện mềm, khoảng trống nhỏ nhất giữa các phần mang điện của các pha và giữa các phần mang điện với đất gọi là Nm (ở điện áp U ≤ 220 kV) sẽ không được nhỏ hơn Nm = N + a

Trong đó:

a = f sin x

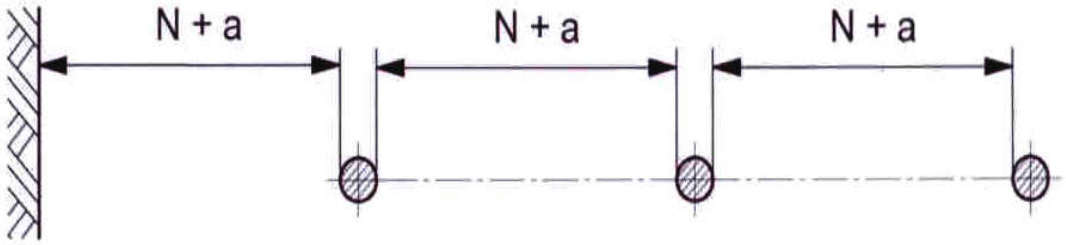
f = độ võng của dây dẫn ở nhiệt độ trung bình tính toán năm là 25°C (m)

x = arctang (P/Q)

Q = trọng lượng của 1m dây dẫn (N/m)

P = lực gió trên 1m dây dẫn (N/m), trong đó vận tốc gió được chọn bằng 60% giá trị sử dụng trong tính toán công trình.

Đối với điện áp 500 kV, khi dùng thanh cái mềm, khoảng trống pha-pha và pha-đất là: Nm(p-p) = N(p-p)+a và Nm(p-đ) = N(p-đ)+a.



Hình 3.2: Khoảng trống nhỏ nhất giữa các phần mang điện của các pha và giữa các phần mang điện với đất trong trường hợp sử dụng hệ dẫn điện mềm

3.2.2.9.5 Trường hợp đứt một chuỗi trong nhiều chuỗi cách điện, khoảng trống thực tế khi đó phải ít nhất bằng 75% khoảng trống nhỏ nhất trong **Bảng 3.1** và **Bảng 3.2**.

3.2.2.9.6 Trường hợp hư hỏng một hoặc nhiều phần tử trong một chuỗi cách điện, tổng chiều dài dòng rò thực tế khi đó phải ít nhất bằng 75% rò thiết kế.

3.2.2.9.7 Yêu cầu cách điện của điểm trung tính được xác định theo phương pháp nối đất điểm trung tính đã sử dụng. Nếu điểm trung tính không được nối đất hiệu quả trong công trình được cấp điện qua máy biến áp tự ngẫu, thì mức cách điện của phía điện áp thấp phải lấy theo mức cách điện của phía điện áp cao.

3.2.2.9.8 Khoảng trống nhỏ nhất giữa các phần mang điện áp khác nhau, phải ít nhất bằng 125% khoảng trống của mức cách điện cao hơn.

Bảng 3.3: Khoảng trống nhỏ nhất giữa phần mang điện của một TBPP với các phần của TBPP khác ở ngoài trời

Hình vẽ số:	Khoảng cách	Ký hiệu	Khoảng trống cách điện nhỏ nhất (mm) theo điện áp danh định (kV)					
			Đến 15	22	35	110	220	500
3.1	Pha-đất Pha-pha	Np-đ Np-p	160	330	400	1100	2100	(*[1])
3.3	Từ phần mang điện đến mép trong hàng rào nội bộ: Rào kín, cao ≥ 1,8 m Rào lưới, cao ≥ 1,8 m	B1 B2,3	160 240	270 350	400 480	1100 1200	2100 2200	4100 4200
3.4	Từ phần mang điện đến đỉnh hàng rào quanh trạm: Rào kín, cao ≥ 2,0 m Rào lưới, cao ≥ 2,0 m	C E	1160 1660	1270 1770	1400 1900	2100 2600	3100 3600	5100 5600
3.4	Từ phần mang điện đến mặt bằng chỗ có đường ô tô trong trạm	H’	4300	4300	4300	6000	6600	8600
3.4 3.5 3.6	Từ phần mang điện đến mặt bằng trong khu vực đi lại	H	2500	2520	2650	3350	4350	6350

Hình vẽ số:	Khoảng cách	Ký hiệu	Khoảng trống cách điện nhỏ nhất (mm) theo điện áp danh định (kV)					
			Đến 15	22	35	110	220	500
3.5	Khoảng trống sửa chữa mạch này không phải cắt điện mạch kia	Dv	1160	1270	1400	2100	4100	6100
3.6	Khoảng trống giữa khung vận chuyển và phần mang điện	T	500	500	500	1200	2200	4200
Ghi chú: (*1) Khoảng trống nhỏ nhất theo quy định trong Bảng 3.2								

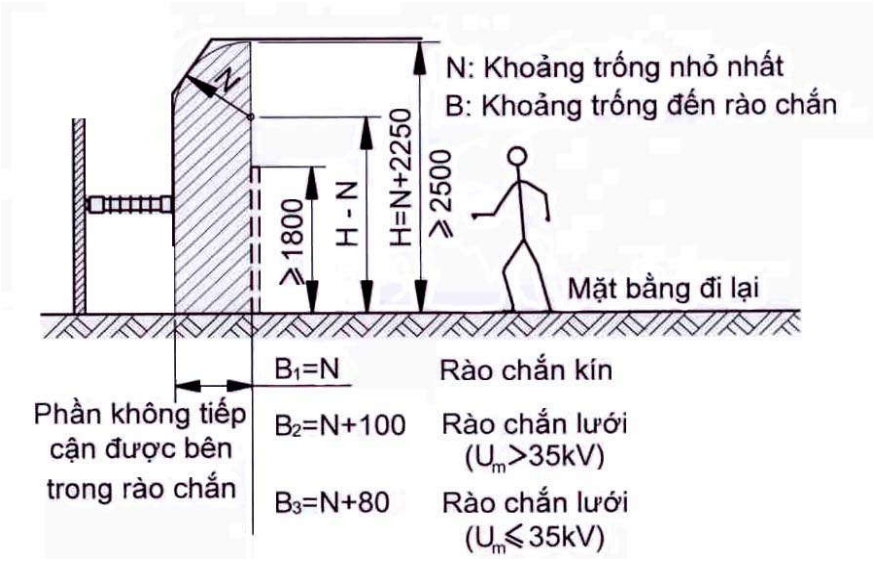
3.2.2.10 Các khoảng trống tới rào chắn bảo vệ

Khoảng trống nhỏ nhất giữa các phần mang điện đến rào chắn bảo vệ:

3.2.2.10.1 Đối với rào chắn kín, chiều cao nhỏ nhất 1800 mm, thì khoảng trống bảo vệ là B1 = N.

3.2.2.10.2 Đối với thiết bị Um lớn hơn 35 kV, rào chắn bằng lưới hoặc tường cứng có các ô mở, có chiều cao tối thiểu là 1800 mm thì khoảng trống bảo vệ nhỏ nhất là B2 = N + 100 mm.

3.2.2.10.3 Đối với thiết bị Um đến 35 kV, rào chắn bằng lưới hoặc tường cứng có các ô mở, có chiều cao tối thiểu là 1800 mm thì khoảng trống bảo vệ nhỏ nhất là B3 = N + 80 mm.



Hình 3.3: Bảo vệ chống tiếp xúc trực tiếp với phần mang điện bằng rào chắn

3.2.2.11 Chiều cao nhỏ nhất trên khu vực gần hàng rào TBA

3.2.2.11.1 Khoảng cách từ đỉnh hàng rào có chiều cao nhỏ nhất là 2000 mm của PNT đến phần mang điện trong trạm:

a) Hàng rào kín: C = N + 1000 mm;

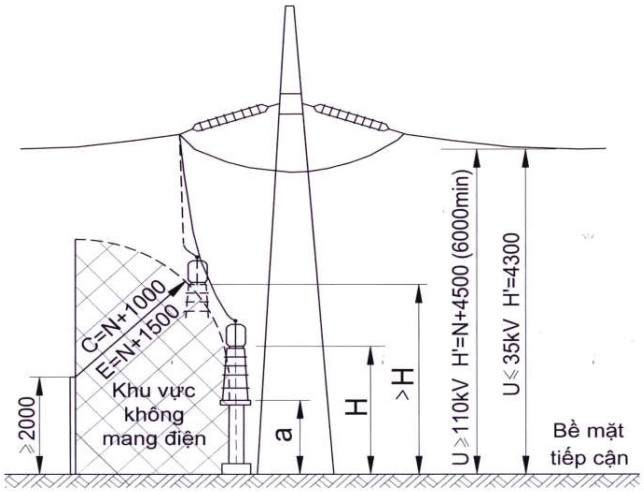
b) Hàng rào lưới sợi sắt/lưới mắt cáo: E = N + 1500 mm;

Lỗ mở lớn nhất của lưới sợi sắt/lưới mắt cáo không vượt quá 50 mm.

3.2.2.11.2 Chiều cao nhỏ nhất giữa các phần mang điện phía trên mặt đường ô tô trong trạm phải bảo đảm như sau:

a) H' = 4300 mm đối với điện áp định mức Um đến 35 kV;

b) H' = N + 4500 mm (nhỏ nhất 6000 mm) đối với điện áp định mức Um trên 35 kV, H' được tính với độ võng lớn nhất của dây dẫn.



N: Khoảng trống nhỏ nhất (mm)

H': Khoảng trống nhỏ nhất giữa phần mang điện và mặt bằng đi lại ở trong trạm (mm)

H: Nếu khoảng trống này nhỏ hơn quy định thì phải có rào chắn

a: Nếu khoảng trống này nhỏ hơn 2250 mm thì phải có rào chắn

Hình 3.4: Khoảng trống giới hạn và chiều cao nhỏ nhất ở hàng rào/tường trạm

3.2.2.12 Khoảng trống làm việc nhỏ nhất

3.2.2.12.1 Chiều cao nhỏ nhất trên khu vực tiếp cận

a) H: Chiều cao nhỏ nhất giữa các phần mang điện phía trên mặt bằng hoặc nền, nơi chỉ cho phép người đi bộ tiếp cận;

b) Phần thấp nhất của cách điện, mép dưới cùng của cách điện, không được nhỏ hơn 2250 mm đến mặt nền.

N: Khoảng trống nhỏ nhất (Xem Bảng 3.3);

D_v: Khu vực làm việc nhỏ nhất.

Khi các mạch có các điện áp khác nhau, áp dụng giá trị (Dv) của mạch điện áp cao hơn.

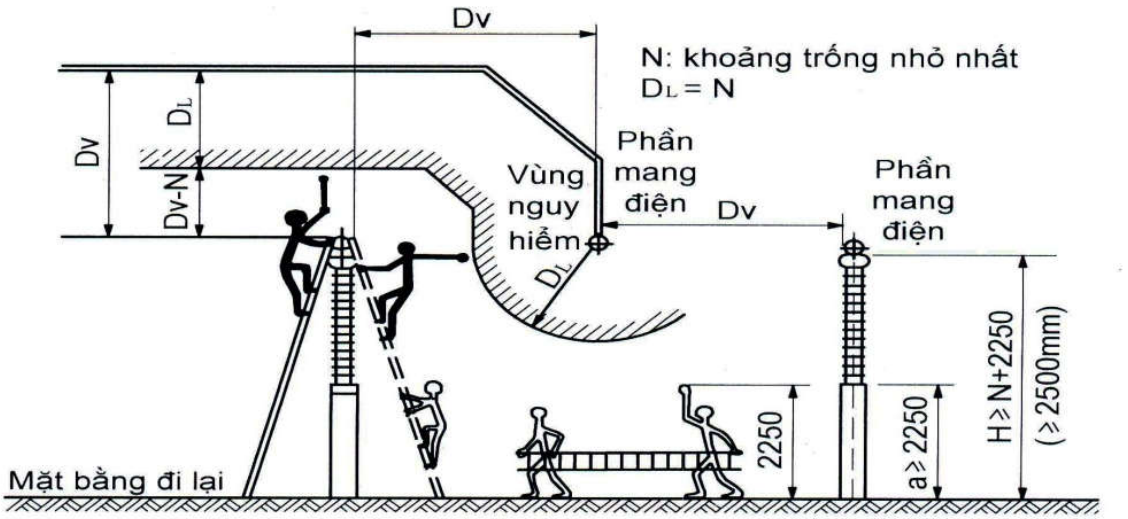
D_v = N + 1000 mm cho Un ≤ 110 kV;

D_v = N + 2000 mm cho Un > 110 kV;

D_L - Vùng nguy hiểm: Khu vực giới hạn nhỏ nhất xung quanh các phần mang điện không được bảo vệ để tránh tiếp xúc trực tiếp.

D_v-N: Khu vực làm việc an toàn đối với các hoạt động bình thường.

U_n: Điện áp định mức của hệ thống;



Hình 3.5: Chiều cao nhỏ nhất và khoảng cách làm việc nhỏ nhất

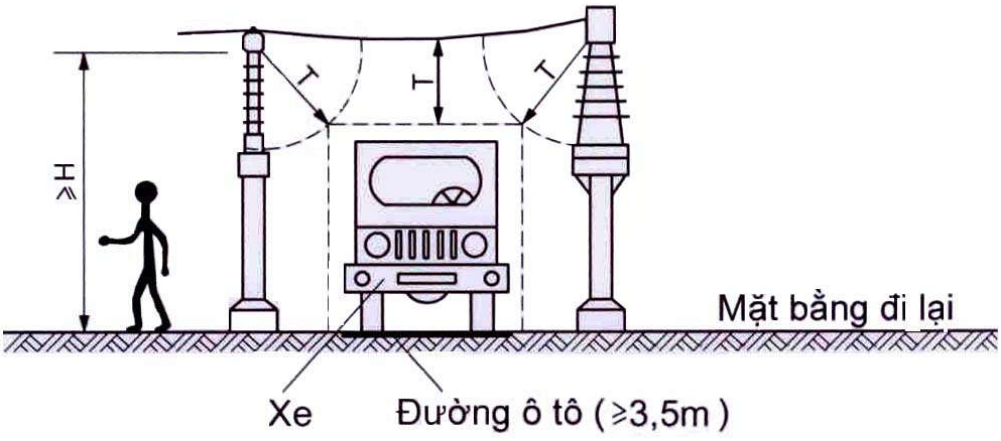
3.2.2.13 Các tuyến vận chuyển

3.2.2.13.1 Trong khu vực bố trí thiết bị của các hệ thống phân phối điện ngoài trời và các trạm biến áp phải xây dựng các tuyến đường để vận chuyển, lắp ráp, sửa chữa và kiểm tra các thiết bị phân phối điện điện áp đến 500 kV.

3.2.2.13.2 Chiều rộng nhỏ nhất của đường vận chuyển là ≥ 3,5 m.

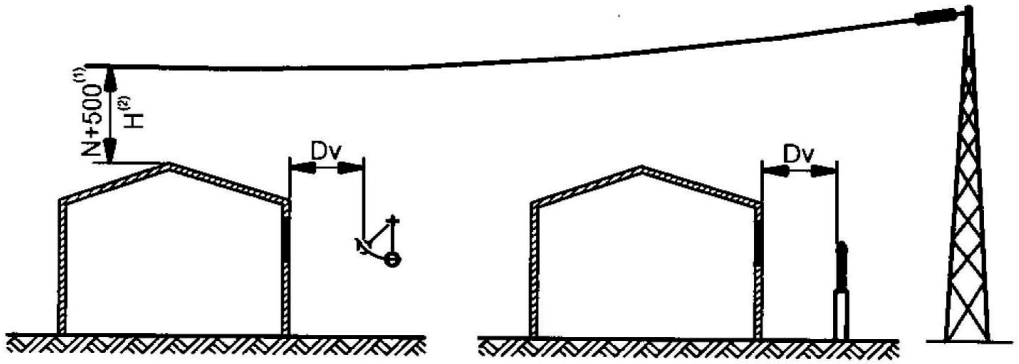
3.2.2.13.3 Khung vận chuyển tối thiểu của đường trong trạm có chiều rộng là 4,0 m và chiều cao là 4,30 m. Khoảng cách từ phần mang điện đến khung vận chuyển là T = N+100 mm (nhỏ nhất là 500 mm).

3.2.2.13.4 Các phần mang điện ở bên trên khu vực có thể đi lại được phải bảo đảm chiều cao nhỏ nhất là H. Đối với các phần mang điện không có phương tiện bảo vệ, chiều cao nhỏ nhất H = N + 2250 mm (nhỏ nhất là 2500 mm) đến mặt nền. Chiều cao H được tính với độ võng lớn nhất của dây dẫn.



Hình 3.6: Khoảng cách tiếp cận nhỏ nhất đến khung vận chuyển

3.2.2.14 Khoảng cách gần với tòa nhà

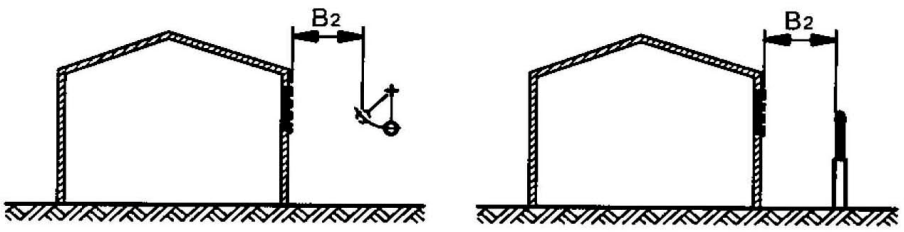


Dv = N+1000 với Un ≤110kV
Dv = N+2000 với Un >110kV

N: Khoảng trống nhỏ nhất

Ghi chú: (1): Mái không thể tiếp cận được khi dây dẫn mang điện
(2):Mái có thể tiếp cận được khi dây dẫn mang điện

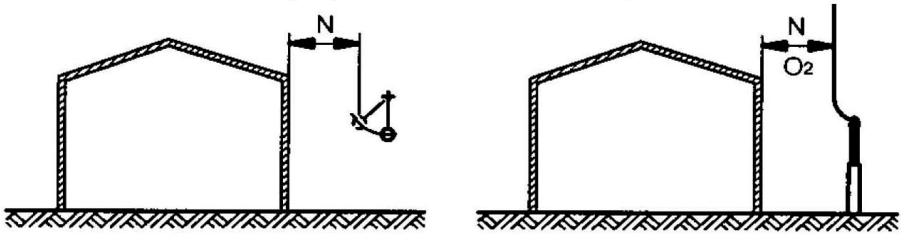
1. Tường ngoài cửa sổ không có lưới bảo vệ



$B_2 \geqslant N + 100$

N: Khoảng trống nhỏ nhất

2. Tường ngoài cửa sổ có lưới bảo vệ



$B_2 \geqslant N + 100$

N: Khoảng trống nhỏ nhất

Ghi chú: $O_2 \geqslant N + 300$ (nhỏ nhất là 600mm) mái tiếp cận được khi dây dẫn mang điện

3. Tường ngoài không có cửa sổ

Hình 3.7: Khoảng cách gần với tòa nhà

Ở những vị trí dây dẫn trần đi qua tòa nhà nằm bên trong TBA, khoảng cách từ dây dẫn có độ võng lớn nhất đến mái và đến tường nhà phải bảo đảm như sau:

- H: Khoảng cách đối với mái có thể tiếp cận khi dây dẫn mang điện;

- N + 500 mm: đối với mái không thể tiếp cận khi dây dẫn mang điện;

- Dv: khoảng cách từ phần mang điện đến tường ngoài có cửa sổ không có lưới bảo vệ;

- B2: khoảng cách từ phần mang điện đến tường ngoài có cửa sổ có lưới bảo vệ;

- N: khoảng cách từ phần mang điện đến tường không có cửa sổ;

- O2 ≥ N+300 mm (nhỏ nhất là 600 mm): theo chiều ngang, tính từ mép mái nhà mà người có thể tiếp cập được đến phần mang điện.

3.2.2.15 Khoảng cách phòng cháy chữa cháy của trạm biến áp ngoài trời

Các trạm biến áp ngoài trời phải đảm bảo khoảng cách phòng cháy, chữa cháy theo quy định phòng cháy chữa cháy hiện hành.

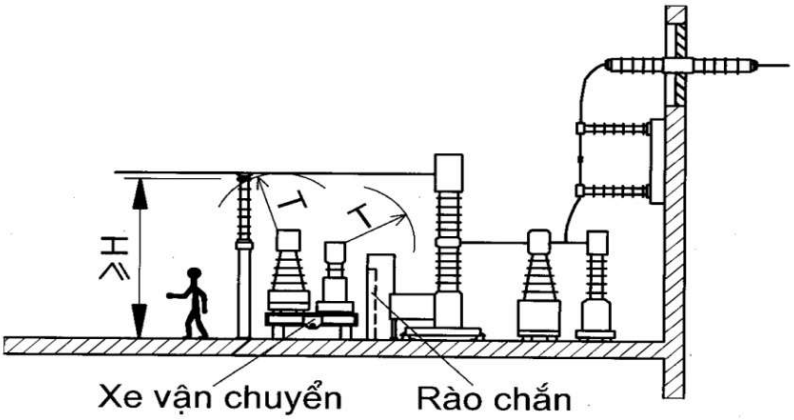
3.2.3 Trang bị phân phối điện trong nhà

3.2.3.1 Hành lang vận chuyển

Trong các khu vực vận hành thiết bị điện bố trí trong nhà, lối đi của phương tiện vận chuyển hoặc các thiết bị di động ở bên dưới hoặc ở gần các phần mang điện (không có các biện pháp bảo vệ) phải thỏa mãn những điều kiện sau:

- Khoảng trống nhỏ nhất từ phần mang điện đến phần nhô ra gần nhất của thiết bị trên phương tiện vận chuyển là T = N + 100 (nhỏ nhất là 500 mm);

- Các phần mang điện ở bên trên khu vực có thể đi lại được phải bảo đảm chiều cao nhỏ nhất là H.



Hình 3.8: Khoảng trống tiếp cận nhỏ nhất đến phần vận chuyển

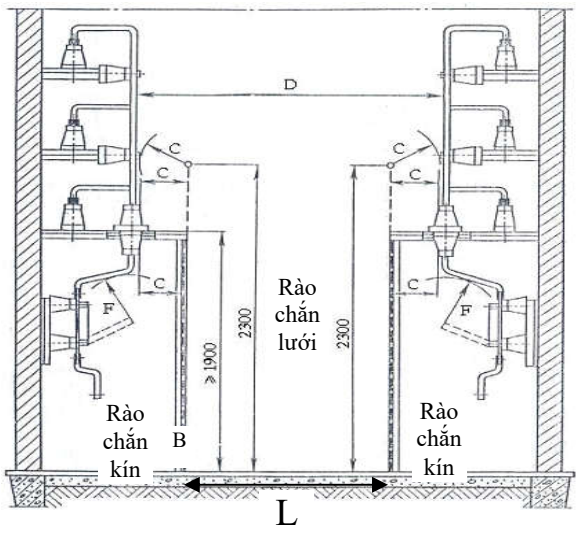
3.2.3.2 Khoảng trống nhỏ nhất trong không khí của các thiết bị của trạm biến áp trong nhà

Khoảng trống nhỏ nhất trong không khí của các thiết bị của trạm biến áp trong nhà phải thỏa mãn những yêu cầu quy định trong bảng sau:

Bảng 3.4: Khoảng trống nhỏ nhất giữa phần mang điện của một TBPP với các phần của TBPP khác ở trong nhà

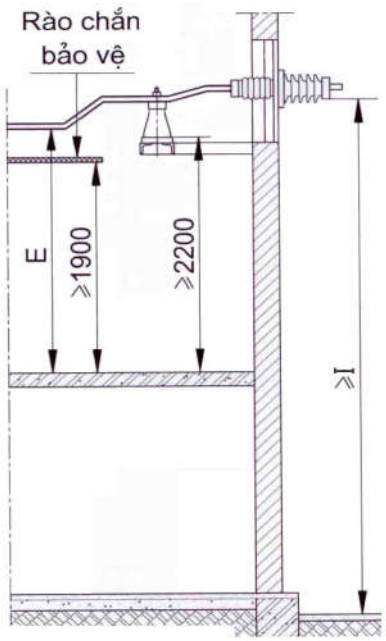
Hình	Ghi chú	Ký hiệu	Khoảng trống cách điện nhỏ nhất (mm) theo điện áp danh định (kV)						
			6	10	15	22	35	110	220
3.1	Pha-đất Pha-pha	Np-đ Np-p	60	120	120	220	320	900	1900

Hình	Ghi chú	Ký hiệu	Khoảng trống cách điện nhỏ nhất (mm) theo điện áp danh định (kV)						
			6	10	15	22	35	110	220
3.9	Từ phần mang điện đến rào chắn kín	B (Np-đ)	60	120	120	220	320	900	1900
3.9	Từ phần mang điện đến rào chắn lưới	C (B+80/100)	140	200	200	300	400	1000	2000
3.9	Giữa các phần mang điện không rào chắn của các mạch khác nhau	D	2000	2000	2000	2200	2200	2900	3800
3.10	Từ phần mang điện không rào chắn tới sàn nhà	E (N+2250) (2500min)	2500	2500	2500	2520	2570	3350	4350
3.9	Từ má và lưỡi dao cách ly ở vị trí cắt đến dây nối vào má kia	F (Np-đ)	90	160	160	270	320	1100	2100
3.10	Từ đầu ra không rào chắn của nhà TBPP đến đất không thuộc địa phận TBPP ngoài trời và không có đường đi	I	4300	4300	4300	4300	4300	6000	6600



- L: theo Mục 3.2.3.8
- D: khoảng trống nhỏ nhất giữa các mạch khác nhau không có rào chắn bảo vệ
- F: khoảng cách từ má và lưỡi dao cách ly ở vị trí cắt đến dây nối vào má kia
- B: khoảng trống từ phần mang điện đến rào kín
- C: khoảng cách từ phần mang điện đến rào lưới

Hình 3.9: Khoảng trống nhỏ nhất giữa phần mang điện của một TBPP với các phần của TBPP khác ở trong nhà



- Từ đầu ra không rào chắn của nhà TBPP đến đất bên ngoài không thuộc địa phận TBPP ngoài trời và không có đường đi không nhỏ hơn giá trị hơn **I**:

I: Chiều cao nhỏ nhất:

- Um ≤ 35 kV: 4300 mm
- Um > 35 kV: N + 4500 mm (nhỏ nhất 6000 mm)

Nếu khoảng cách từ phần mang điện đến mặt đất nhỏ hơn giá trị I thì phải có tấm rào chắn bảo vệ đặt phía dưới ở độ cao là 2500 mm.

- Khoảng cách từ phần mang điện trong nhà đến sàn nhà E, giá trị E được tính như sau:

E = N + 2250 mm (nhỏ nhất là 2500 mm)

Nếu khoảng cách từ phần mang điện đến sàn nhà nhỏ hơn giá trị E thì phải có tấm rào chắn bảo vệ đặt phía dưới ở độ cao là 1900 mm.

Hình 3.10: Chiều cao nhỏ nhất trên hành lang đi lại trong nhà và khu vực không có đường đi lại bên ngoài TBA

3.2.3.3 Mức chịu lửa của các buồng phân phối và tủ bảng điện

3.2.3.3.1 Nhà và buồng phân phối, buồng MBA phải được làm bằng vật liệu có mức chịu lửa theo những quy định liên quan.

3.2.3.3.2 Khung bảng điện, vỏ và các bộ phận khác được chế tạo bằng vật liệu theo các quy định phòng cháy chữa cháy. Yêu cầu này không bao hàm các bảng sơ đồ điều độ lưới điện hoặc bảng loại tương tự.

3.2.3.4 Buồng phân phối riêng

TBPP trong nhà điện áp đến 1 kV và trên 1 kV nên được bố trí trong các buồng riêng. Yêu cầu trên không áp dụng cho TBA trọn bộ điện áp đến 35 kV. Cho phép bố trí thiết bị đến 1 kV và trên 1 kV trong phòng chung, nếu TBPP hoặc TBA do cùng một cơ quan quản lý. Các buồng TBPP, MBA, v.v. nên đặt cách biệt với các phòng điều khiển và phụ trợ khác.

3.2.3.5 Điều kiện về vị trí lắp đặt

Không được bố trí MBA và hệ thống phân phối tại các vị trí như sau:

3.2.3.5.1 Ở dưới các dây chuyền công nghệ ẩm ướt, phòng tắm, phòng vệ sinh, v.v. trừ khi không thể khắc phục. Trong trường hợp như vậy, phải có biện pháp chống nước thấm vào buồng MBA và thiết bị phân phối;

3.2.3.5.2 Ở ngay bên dưới hoặc trên các phòng tập trung trên 50 người trong thời gian trên 1 giờ. Yêu cầu này không bắt buộc áp dụng cho MBA khô hoặc chứa chất không cháy.

3.2.3.6 Khoảng cách từ các bộ phận mang điện với rào chắn

Khi bộ phận mang điện hở được bố trí thấp hơn độ cao H, nơi con người có thể tiếp cận, thì phải đặt vách ngăn hoặc được rào bảo vệ. Trường hợp đó, khoảng cách giữa bộ phận mang điện và rào chắn phải bảo đảm khoảng cách B hoặc C.

Bộ phận mang điện hở đặt thấp hơn giá trị E mà phía dưới là hành lang đi lại thì phải lắp đặt rào chắn bảo vệ. Chiều cao của rào chắn bảo vệ không được nhỏ hơn 1900 mm (xem Hình 3.10).

Không cần đặt chắn bảo vệ đối với thiết bị nếu khoảng cách từ mép thấp nhất của sứ cách điện đến sàn lớn hơn 2200 mm và phần mang điện hở cao hơn E (xem Hình 3.10).

3.2.3.7 Khoảng cách giữa bộ phận mang điện không có vách ngăn

Khoảng cách phần mang điện của hai ngăn kề nhau không có vách ngăn không được nhỏ hơn giá trị D cho trong Bảng 3.4 (xem Hình 3.9).

Khoảng cách D đồng thời là khoảng cách làm việc Dv khi sửa chữa mạch này không phải cắt điện mạch kia.

3.2.3.8 Hành lang cho người vận hành tủ bảng điện

3.2.3.8.1 Hành lang vận hành phía trước và phía sau tủ bảng điện phải lớn hơn hoặc bằng 0,8m, trong hành lang đó không được để các vật làm cản trở người đi lại và di chuyển thiết bị. Ở các chỗ cá biệt như kết cấu xây dựng nhô ra cản lối đi lại, chiều rộng lối đi tại những chỗ đó không được nhỏ hơn 0,6 m.

3.2.3.8.2 Chiều rộng của hành lang vận hành giữa các rào chắn không được nhỏ hơn:

a) 1 m khi bố trí thiết bị ở một bên;

b) 1,2 m khi bố trí thiết bị ở hai bên.

Nếu trong hành lang vận hành có các bộ truyền động của máy cắt điện, dao cách ly, các kích thước trên phải tăng lên tới 1,5 m đến 2 m.

3.2.3.8.3 Chiều rộng hành lang vận hành trong phòng bố trí các TBPP trọn bộ, GIS và TBA trọn bộ bằng kích thước của xe đẩy và phần kéo ra để sửa chữa cộng với ít nhất là 0,6 m khi bố trí thành 1 dãy và cộng với ít nhất là 0,8 m khi bố trí thành 2 dãy. Chiều cao các phòng của TBPP trọn bộ, GIS và TBA trọn bộ bằng kích thước phần cao nhất cộng thêm 0,8 m đến trần nhà và 0,3 m đến dầm nhà.

3.2.3.8.4 Chiều rộng của hành lang thoát nổ không được nhỏ hơn 1,2 m.

Trong hành lang vận hành và hành lang thoát nổ cho phép kết cấu kiến trúc nhô ra không quá 0,2 m.

3.2.4 Hệ thống phụ trợ trong TBA

3.2.4.1 Cửa ra vào của TBA trong nhà

Buồng TBPP phải có cửa ra vào theo quy định sau:

3.2.4.1.1 Khi buồng TBPP dài tới 7 m, được bố trí 1 cửa.

3.2.4.1.2 Khi buồng TBPP dài từ 7 m tới 60 m, phải bố trí 2 cửa ở hai đầu. Cho phép bố trí cửa cách đầu hồi tới 7 m.

3.2.4.1.3 Khi buồng TBPP dài quá 60 m, ngoài cửa ở hai đầu phải bố trí thêm các cửa phụ sao cho khoảng cách từ một điểm bất kỳ của hành lang quản lý hoặc hành lang nổ đến cửa không quá 30 m. Cửa có thể mở ra ngoài, ra cầu thang, sang phòng sản xuất khác có tường và trần không cháy, không chứa thiết bị, vật liệu dễ cháy, dễ nổ, sang buồng TBPP khác. Cửa phải bằng vật liệu có giới hạn chịu lửa không nhỏ hơn 36 phút. Cửa phải bố trí khóa chốt tự động đóng lại và có thể mở ra từ bên trong mà không cần chìa khóa.

Trong nhà đặt TBPP nhiều tầng, một trong hai cửa ở hai đầu và cửa phụ có thể mở ra ban công có thang thoát hiểm bên ngoài.

3.2.4.2 Bố trí máy biến áp dầu đặt trong nhà

Các máy biến áp dầu lắp đặt trong nhà, mỗi máy biến áp được lắp đặt trong một gian riêng biệt và làm bằng vật liệu với giới hạn chịu lửa là 60 phút.

Trong cùng một gian cho phép lắp đặt 2 MBA có dầu công suất mỗi máy đến 400 kVA, nhưng phải ngăn cách với nhau bằng vách ngăn với giới hạn chịu lửa là 60 phút.

3.2.4.3 Hố thu gom dầu

TBA trong nhà phải xây dựng hệ thống thu gom dầu theo các quy định như sau:

3.2.4.3.1 Khi khối lượng dầu trong máy MBA hoặc của thiết bị nhỏ hơn 60kg thì chỉ cần xây gờ hoặc làm dốc để giữ toàn bộ khối lượng dầu;

3.2.4.3.2 Khi khối lượng dầu từ 60 đến 600 kg: Xây hố chứa toàn bộ khối lượng dầu, hoặc xây gờ làm nền dốc vào phía trong để giữ được toàn bộ khối lượng dầu.

3.2.4.3.3 Khi khối lượng dầu lớn hơn 600 kg áp dụng 1 trong 2 giải pháp sau:

a) Xây hố thu dầu chứa được ít nhất là 20% toàn bộ khối lượng dầu của MBA hoặc của thiết bị và có đường thoát dầu vào hệ thống thoát chung. Ống thải dầu từ hố thu dầu dưới MBA phải có đường kính ít nhất là 10 cm. (hình 1.4);

b) Xây hố thu dầu chứa toàn bộ lượng dầu dưới bệ móng MBA, khi đó hố thu dầu phải có lưới chắn, bên trên lưới chắn rải lớp đá dăm hoặc sỏi dày 25 cm. Hố thu dầu phải chứa được toàn bộ khối lượng dầu và mức dầu phải thấp hơn lưới chắn 5 cm. Mặt trên cùng của lớp đá dăm hoặc sỏi trong hố thu dầu phải thấp hơn lỗ thông gió 7,5 cm. Đáy hố thu dầu có độ dốc 2% về phía rốn thu. (hình 1.3).

3.2.4.3.4 Cửa (cổng) của ngăn đặt thiết bị có dầu với khối lượng dầu từ 60kg trở lên phải làm bằng vật liệu có giới hạn chịu lửa không nhỏ hơn 45 phút.

3.2.4.4 Hệ thống thông gió

Trong gian lắp đặt thiết bị phải được trang bị với hệ thống thông gió cho chế độ hoạt động bình thường (có tính đến yếu tố quá tải) và khi nhiệt độ của môi trường cao nhất cũng không làm cho thiết bị vượt quá nhiệt độ tối đa cho phép.

Khi không thể bảo đảm trao đổi nhiệt bằng thông gió tự nhiên thì phải thực hiện thông gió cưỡng bức hoặc lắp điều hòa không khí.

Nhiệt độ trong các phòng đặt bảng điều khiển và thiết bị phân phối phải được bảo đảm theo yêu cầu của nhà chế tạo thiết bị.

Nhiệt độ trong các phòng có người làm việc từ 6 giờ trở lên không thấp hơn 18^{o}C và không cao hơn 28^{o}C.

3.2.5 Trạm biến áp phân xưởng

3.2.5.1 Phạm vi áp dụng

Phần này áp dụng cho TBA phân xưởng có điện áp đến 35 kV.

3.2.5.2 Vị trí của TBA phân xưởng

TBA phân xưởng có thể bố trí ở tầng một (tầng trệt) và tầng hai của gian sản xuất chính hoặc phụ bảo đảm các quy định về phòng cháy, chữa cháy tương ứng.

Trường hợp TBA phân xưởng được lắp đặt trong gian nhiều bụi hoặc có hóa chất độc hại, cần áp dụng biện pháp thích hợp để bảo đảm hoạt động an toàn của thiết bị.

3.2.5.3 Buồng lắp đặt MBA và TBPP

MBA, TBPP có thể bố trí trong buồng riêng hoặc đặt hở trong các gian sản xuất. Khi đặt hở, các phần dẫn điện của MBA phải che chắn và TBPP phải có rào bảo vệ.

3.2.5.4 Hố thu dầu

Hố thu dầu được xây bên dưới các MBA và thiết bị dầu khác theo Điểm 3.2.4.3.

3.2.5.5 Biện pháp thông gió và phòng cháy, chữa cháy của ngăn MBA

Trong TBA phân xưởng, các biện pháp thông gió và phòng cháy, chữa cháy phải được kết hợp với hệ thống thông gió và phòng cháy, chữa cháy của phân xưởng và phải tính đến khả năng bảo dưỡng, sửa chữa sau này.

3.2.6 Thiết bị phân phối và trạm biến áp trên cột

3.2.6.1 Phạm vi áp dụng

Phần này áp dụng cho thiết bị phân phối và TBA lắp trên cột, điện áp đến 35 kV, công suất đến 1000 kVA.

3.2.6.2 Cấu hình thiết bị phân phối và trạm biến áp trên cột

a) Thiết bị phân phối như máy biến áp, máy cắt, dao cách ly, thiết bị đo lường, v.v. được phép lắp trên cột, nhưng phải bảo đảm các điều kiện cách điện và điều kiện an toàn.

b) Các máy biến áp lắp trên cột được nối vào lưới điện áp cao qua cầu chảy tự rơi hoặc qua cầu chảy kèm với dao cách ly. Bộ truyền động của dao cách ly phải có khóa.

c) Để vận hành trạm biến áp trên cột, tùy theo vị trí trạm, có thể lắp ghế cách điện, sàn vận hành; trong mọi trường hợp, phải có vị trí thao tác đảm bảo an toàn cho người vận hành.

d) Trạng thái mở hoặc đóng của thiết bị đóng cắt phải nhìn thấy được từ vị trí thao tác.

đ) Trạm biến áp trên cột có thể được lắp đặt kết hợp với cột của ĐDK, nếu các yêu cầu kỹ thuật cho phép.

e) Ở khu vực xe cộ có thể va chạm vào trạm biến áp phải có cảnh báo, có biện pháp bảo vệ (nếu cần).

3.2.6.3 An toàn của TBA trên cột

Các biện pháp bảo đảm an toàn điện được áp dụng cho trạm biến áp trên cột như sau:

3.2.6.3.1 Chiều cao nhỏ nhất từ các phần mang điện điện áp trên 1 kV đến 35 kV đến mặt đất phía dưới TBA không được nhỏ hơn 4 m. Nếu có ghế hoặc sàn vận hành, thì ghế hoặc sàn phải ở độ cao từ 2,5 m trở lên.

3.2.6.3.2 Hành lang bảo vệ an toàn trạm điện được giới hạn bởi không gian bao quanh trạm điện có khoảng cách đến các bộ phận mang điện gần nhất của trạm điện theo quy định trong bảng sau:

Bảng 3.5: Khoảng trống nhỏ nhất đến phần mang điện gần nhất của trạm biến áp trên cột

Điện áp danh định	Khoảng trống nhỏ nhất (m)
Đến 22 kV	2,0
35 kV	3,0

3.2.6.4 Khoảng cách nhỏ nhất từ sàn vận hành hoặc sàn ghế cách điện

Khoảng cách từ phần mang điện điện áp trên 1 kV đến 35 kV đến sàn vận hành được quy định trong bảng sau:

Bảng 3.6: Khoảng cách nhỏ nhất giữa các phần mang điện và sàn vận hành

Điện áp danh định	Khoảng cách nhỏ nhất (mm)
Đến 22 kV	2500
35 kV	3100

3.2.6.5 Tủ phân phối điện hạ áp

Toàn bộ thiết bị phần hạ áp của TBA trên cột phải đặt trong tủ kín. Đáy tủ hạ áp cách mặt đất ít nhất là 1,20 m.

3.2.6.6 Đấu nối dây

Cáp điện nối máy biến áp với tủ điện hạ áp phải được bảo vệ chống hư hỏng cơ học (bằng cách đặt trong ống hoặc có vỏ bảo vệ thích hợp, v.v.) và phải tuân thủ những yêu cầu lựa chọn tiết diện lõi cáp quy định trong Mục 2.1.

Điểm treo dây xuất tuyến ĐDK đến 1 kV phải có độ cao đến mặt đất không nhỏ hơn 4,0 m đối với dây dẫn trần và 3,5 m đối với dây bọc.

3.2.6.7 Khoảng trống nhỏ nhất cho phòng cháy, chữa cháy

Khoảng trống nhỏ nhất từ máy biến áp tới phần kiến trúc của nhà hoặc công trình liền kề phải bảo đảm an toàn dựa trên độ chịu lửa của nhà hoặc công trình đó.

3.2.7 Bảo vệ chống sét cho TBA điện áp trên 1 kV đến 500 kV

3.2.7.1 Bảo vệ chống sét đánh trực tiếp lên TBA

3.2.7.1.1 TBA và TBPP ngoài trời điện áp từ 110 kV trở lên phải được bảo vệ chống sét đánh trực tiếp. Đối với các TBA và TBPP có điện áp dưới 110 kV tùy theo địa hình, đặc điểm tự nhiên mà bố trí bảo vệ chống sét trực tiếp cho phù hợp.

3.2.7.1.2 Nhà đặt TBPP và TBA nên được bảo vệ chống sét đánh trực tiếp. Mái các nhà đặt TBPP và TBA bằng kim loại phải được nối đất.

3.2.7.2 Bố trí kim thu sét và dây nối đất

3.2.7.2.1 Bảo vệ chống sét đánh trực tiếp vào hệ thống phân phối ngoài trời và nhà điều khiển bằng cách dùng kim thu sét độc lập hoặc dây thu sét độc lập, kim thu sét lắp trên các kết cấu xây dựng, dây chống sét treo trên các kết cấu xây dựng. Có thể sử dụng các cột cao như cột ĐDK, cột lắp đèn pha, v.v. để lắp kim thu sét.

Từ các cột có kim thu sét ở TBPP ngoài trời điện áp 110 kV trở lên phải bảo đảm cho dòng điện sét chạy đến mạch nối đất chung không ít hơn 2-3 tia. Ngoài ra còn phải đóng thêm 1-2 cọc nối đất dài 3-5 m và cách cột có kim thu sét không ngắn hơn chiều dài cọc nối đất.

3.2.7.2.2 Kim thu sét có thể lắp trên cột cổng MBA, cột cổng của điện kháng và kết cấu của TBPP ngoài trời nếu khoảng cách trong đất từ dây nối đất xuống đất đến điểm nối đất của MBA hoặc điện kháng nhỏ hơn 15 m và điện trở suất tương đương của đất vào mùa sét nhỏ hơn 350 Ωm, nhưng phải bổ sung các điều kiện sau:

a) Bố trí chống sét van (CSV) ngay trên các đầu ra của các cuộn dây MBA hoặc cách các đầu ra không quá 5m theo chiều dài dây dẫn;

b) Dây nối đất từ cột đặt kim thu sét đến mạch nối đất chung bằng 3-4 tia. Ngoài ra còn phải đóng thêm 2-3 cọc nối đất dài 3-5 m và cách cột có kim chống sét không ngắn hơn chiều dài cọc nối đất.

3.2.7.2.3 Dây nối đất của CSV phía điện áp cao nhất của MBA đấu vào khoảng giữa dây nối đất từ kim thu sét đến điểm nối đất của MBA.

3.2.7.2.4 Khoảng cách trong không khí từ các kết cấu của TBPP ngoài trời có đặt kim thu sét đến các phần dẫn điện không được nhỏ hơn chiều dài chuỗi cách điện.

3.2.7.2.5 Khi dùng cột đèn pha lắp kim thu sét, đoạn dây dẫn cấp điện cho đèn pha (kể từ đoạn chui ra khỏi mương cáp tới tận đèn pha) phải dùng cáp có vỏ bọc kim loại hoặc nếu cáp không có vỏ bọc kim loại thì phải luồn trong ống kim loại. Vỏ cáp và ống luồn cáp phải được nối vào nối đất chung của trạm.

3.2.7.3 Dây chống sét của ĐDK từ trên 1 kV đấu nối vào TBA

3.2.7.3.1 ĐDK 35 kV xuất tuyến từ các TBA 110 kV trở lên, ĐDK 22 kV xuất tuyến từ các MBA 220 kV phải được bảo vệ chống sét đánh trực tiếp bằng dây chống sét. Chiều dài đoạn ĐDK được bảo vệ chống sét từ 1 đến 2 km.

3.2.7.3.2 Đoạn ĐDK đến 22 kV xuất tuyến từ các TBA 110 kV trở lên và đoạn ĐDK nối vào các TBA đến 35 kV thì tùy theo đặc điểm tự nhiên và địa hình để bố trí bảo vệ chống sét trực tiếp cho phù hợp. Chiều dài đoạn ĐDK được bảo vệ chống sét không quá 2 km.

3.2.7.3.3 Dây chống sét (nếu có) phải đảm bảo góc bảo vệ ≤ 30° và điện trở nối đất tuân theo Điểm 1.7.3.3. Ở những vùng có điện trở suất lớn hơn 1000 Ωm cho phép bảo vệ các đoạn ĐDK vào trạm bằng cột thu sét độc lập, điện trở nối đất của cột không quy định.

3.2.7.3.4 Dây chống sét của ĐDK đến 35 kV phải dừng lại ở cột cuối đường dây; chuỗi cách điện tại cột này phải tăng thêm 2 bát so với chuỗi cách điện của đường dây.

3.2.7.3.5 Nếu dây chống sét của ĐDK đến 35 kV kéo tiếp vào trạm, điểm đấu của dây chống sét trong trạm phải cách ly bằng một chuỗi cách điện theo tiêu chuẩn cách điện của ĐDK tương ứng.

3.2.7.3.6 Dây chống sét của ĐDK 110 kV trở lên được nối vào kết cấu nối đất của TBA ngoài trời khi điện trở nối đất của trạm đạt tiêu chuẩn.

3.2.7.4 Chống sét van

3.2.7.4.1 TBA 6kV trở lên có nối với ĐDK phải đặt CSV.

Khi chọn CSV phải phối hợp đặc tính bảo vệ của nó với cách điện thiết bị và điện áp dập tắt phóng điện của CSV phải phù hợp với điện áp tại vị trí đặt chống sét, khi chạm đất 1 pha. Khi tăng khoảng cách giữa chống sét và thiết bị cần bảo vệ để giảm số lượng chống sét cần lắp đặt, có thể dùng chống sét có đặc tính cao hơn so với yêu cầu nhưng vẫn phải phối hợp với cách điện thiết bị.

3.2.7.4.2 Khoảng cách theo dây dẫn từ CSV đến MBA và thiết bị càng gần càng tốt nhưng không được lớn hơn 10 m. Khi không thực hiện được yêu cầu này, việc tính toán khoảng cách cho phép lớn nhất giữa CSV và thiết bị được bảo vệ căn cứ theo số lượng đường dây và CSV nối với TBA trong chế độ làm việc bình thường. Nếu việc đặt CSV tại vị trí có khoảng cách lớn hơn khoảng cách tính toán nêu trên thì phải đặt thêm CSV trên thanh cái.

3.2.7.4.3 Số lượng và vị trí lắp đặt CSV cần chọn theo sơ đồ nối điện tính toán, số lượng đường dây trên không và MBA với mọi phương thức vận hành của trạm. Chế độ sự cố và sửa chữa không cần tính đến.

3.2.7.4.4 Cuộn dây không dùng đến của MBA phải lắp CSV. Đối với cuộn dây đấu tam giác không dùng đến của MBA cho phép nối đất một cực và không cần lắp chống sét van.

3.2.7.4.5 Tại điểm đấu nối cáp với thiết bị ngoài trời phải lắp CSV.

3.2.7.4.6 Phải đặt CSV để bảo vệ điểm trung tính các cuộn dây 110 - 220 kV của MBA có cách điện giảm thấp khi vận hành với chế độ điểm trung tính không nối đất.

3.2.7.5 Phối hợp cách điện

Đối với ĐDK vận hành tạm thời với điện áp thấp hơn điện áp danh định, tại cột đầu tiên của đoạn nối vào trạm, tính từ phía đường dây phải đặt CSV có điện áp tương ứng với điện áp làm việc tạm thời của ĐDK. Nối tắt một số bát của chuỗi cách điện trên 1 đến 2 cột liền kề. Số lượng cách điện không nối tắt trong chuỗi cách điện phải bảo đảm mức cách điện phù hợp với điện áp làm việc tạm thời của ĐDK.

3.2.7.6 Chống sét cho đoạn ĐDK rẽ nhánh

ĐDK từ TBA có MBA đến 40 MVA đấu với ĐDK 35 kV phải được bảo vệ theo sơ đồ sau:

3.2.7.6.1 Đấu trực tiếp vào ĐDK 35 kV

a) Nhánh đấu nối ≤ 150 m

- Bảo vệ toàn bộ chiều dài nhánh dây đấu nối bằng dây chống sét;
- Bảo vệ cả 2 phía từ điểm đấu nối bằng dây chống sét dài khoảng 150 - 200 m;
- Lắp đặt CSV1 ở điểm cuối của 2 dây chống sét nêu trên;
- Lắp đặt CSV2 ở cách điểm cuối của 2 dây chống sét nêu trên 150 - 200 m.

b) Nhánh đấu nối > 150 - 500 m

- Bảo vệ toàn bộ chiều dài nhánh đấu nối bằng dây chống sét;
- Lắp đặt CSV1 tại điểm đấu nối với ĐDK;
- Lắp đặt CSV2 ở cả 2 phía cách điểm đấu nối 150 - 200 m.

3.2.7.6.2 Đấu chuyển tiếp vào ĐDK 35 kV

a) Nhánh đấu nối ≤ 150 m

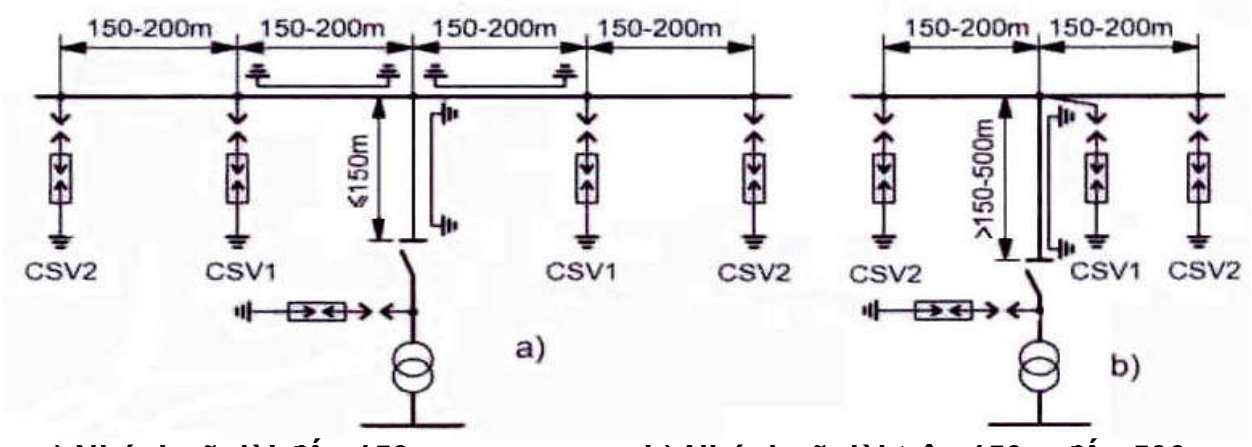
- Bảo vệ toàn bộ chiều dài nhánh đấu nối cộng với 2 bên, mỗi bên 150 - 200 m bằng dây chống sét;
- Lắp đặt CSV1 ở điểm cuối của 2 dây chống sét nêu trên;
- Lắp đặt CSV2 ở cách điểm cuối của 2 dây chống sét nêu trên 150-200 m.

b) Nhánh đấu nối >150 - 500 m

- Bảo vệ toàn bộ chiều dài nhánh đấu nối bằng dây chống sét;
- Lắp đặt CSV1 tại điểm đấu nối với ĐDK;
- Lắp đặt CSV2 ở cả 2 phía cách điểm đấu nối 150 - 200 m.

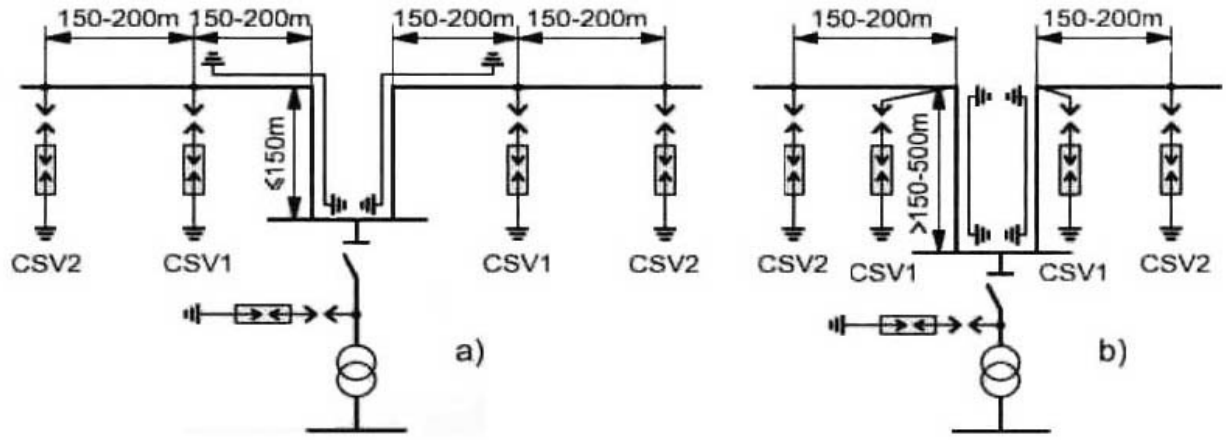
Sơ đồ trên chỉ cho phép đấu nối vào ĐDK 35 kV hiện tại.

Sơ đồ đấu nối chi tiết được thể hiện trong các hình sau:



a) Nhánh rẽ dài đến 150m **b) Nhánh rẽ dài trên 150m đến 500m**

Hình 3.11: Nhánh rẽ đấu nối trực tiếp vào ĐDK



a) Nhánh rẽ dài đến 150m **b) Nhánh rẽ dài trên 150m đến 500m**

Hình 3.12: Nhánh rẽ đấu nối chuyển tiếp vào ĐDK

3.2.8 Bảo vệ chống sét cho máy điện quay

3.2.8.1 Đấu nối với ĐDK

Các ĐDK sử dụng cột thép hoặc bê tông cốt thép có thể đấu nối trực tiếp vào thanh cái máy phát và máy bù đồng bộ có công suất đến 50 MW/50 MVA. Đấu nối ĐDK trực tiếp vào thanh cái máy phát, máy bù đồng bộ có công suất lớn hơn 50 MW/50 MVA chỉ được phép trong trường hợp nối qua máy biến áp cách ly.

3.2.8.2 Bảo vệ máy điện quay nối vào ĐDK

Bảo vệ máy phát điện, máy bù đồng bộ, động cơ điện công suất lớn hơn 3 MW /3 MVA nối vào ĐDK được dùng CSV kèm với tụ điện có điện dung không nhỏ hơn 0,5μF mỗi pha.

Đấu nối với ĐDK bằng cáp mỗi pha đạt được ≥ 0,5μF thì không cần đặt tụ điện bảo vệ.

CSV nên đặt ở thanh cái (phân đoạn thanh cái) điện áp máy phát để bảo vệ máy phát điện (máy bù đồng bộ) công suất từ 15 MW/15 MVA trở xuống, ở thanh cái trạm phân phối để bảo vệ động cơ điện công suất lớn hơn 3 MW, ở ngay các đầu ra của máy phát (máy bù đồng bộ) cho công suất lớn hơn 15 MW/15 MVA.

3.2.8.3 Bảo vệ ĐDK đấu nối với máy điện quay

3.2.8.3.1 ĐDK nối vào nhà máy điện cần phải bảo vệ với mức chịu sét không nhỏ hơn 50 kA.

3.2.8.3.2 ĐDK đấu nối trực tiếp vào thanh cái của nhà máy điện hoặc được nối qua đoạn cáp dài đến 0,5 km thì đoạn đầu ĐDK phải có dây chống sét dài ít nhất 300 m. Điểm đầu của ĐDK phải đặt trên cách điện có cấp cách điện 35 kV và phải lắp CSV với điện áp thanh cái đấu nối, điện trở nối đất không được quá 5 Ω. Trên dây dẫn ở điểm cuối của dây chống sét cũng phải lắp CSV, điện trở nối đất của CSV và cột có dây chống sét không quá 10 Ω.

3.2.8.3.3 Nếu đoạn ĐDK lớn hơn hoặc bằng 300 m đã được các nhà cao, cây hoặc công trình cao bảo vệ chống sét đánh trực tiếp thì không cần đặt dây chống sét. Khi đó chỉ cần đặt CSV ở đầu ĐDK phải bảo vệ. Điện trở nối đất của CSV không được quá 3 Ω.

3.2.9 Bảo vệ chống quá điện áp nội bộ

3.2.9.1 Bảo vệ quá điện áp nội bộ cho lưới điện 6-35 kV

Trong lưới điện 6-35 kV có yêu cầu bù dòng điện điện dung các pha với đất, phải cân bằng dòng điện điện dung đó bằng cách bố trí các pha và tụ điện bù một cách hợp lý. Mức chênh lệch điện dung của các pha với đất không được lớn hơn 0,75%.

Vị trí đặt cuộn dập hồ quang phải chọn theo kết cấu của lưới, khả năng chia lưới ra từng phần độc lập, mức ảnh hưởng tới các mạch tự động của đường sắt và đường dây thông tin.

3.2.9.2 Bảo vệ quá điện áp nội bộ cho lưới điện 110 - 220 kV

Trong lưới điện với trung tính nối đất và các máy biến áp, máy biến áp tự ngẫu 110 - 220 kV mà cuộn dây được tăng cường cách điện, không yêu cầu áp dụng các biện pháp để giới hạn quá điện áp nội bộ.

Đối với các máy biến áp, biến áp tự ngẫu 220 kV mà cuộn dây có cách điện thông thường thì phải được bảo vệ chống quá điện áp nội bộ bằng chống sét van.

3.2.9.3 Bảo vệ quá điện áp nội bộ cho lưới điện 500 kV

Trong lưới điện 500 kV, phải áp dụng các phương pháp thích hợp để ngăn ngừa sự tăng điện áp bất thường và tăng điện áp trong vận hành bình thường.

3.2.10 Lắp đặt máy biến áp lực

3.2.10.1 Yêu cầu đối với MBA lực

Mục này áp dụng cho việc lắp đặt MBA cố định và cuộn kháng có dầu (kể cả cuộn dập hồ quang) có điện áp 6 kV trở lên (gọi chung là MBA) bố trí trong nhà và ngoài trời. Không áp dụng cho MBA chuyên dùng.

3.2.10.2 Lắp đặt thiết bị ngâm dầu

Để lắp đặt, vận hành và bảo dưỡng các thiết bị ngâm dầu của TBA, có thể tổ chức hệ thống dầu lưu động gồm các thùng để chứa dầu và xử lý dầu, máy bơm dầu, trang bị lọc và tái sinh dầu, các thiết bị lọc và khử khí lưu động, thùng vận chuyển dầu, v.v.

Quy mô của hệ thống dầu lưu động phải theo quy mô và nhu cầu của từng công trình.

3.2.10.3 Chế độ vận hành MBA lực

Phải chọn thông số các cuộn dây của MBA thỏa mãn với chế độ vận hành bình thường và khả năng vận hành quá tải ngắn hạn và lâu dài.

3.2.10.4 Quan sát mức dầu và rơ-le hơi

3.2.10.4.1 MBA phải bố trí để có thể quan sát được mức dầu và rơ-le hơi một cách dễ dàng và an toàn bằng mắt mà không phải cắt điện. Khi chiếu sáng chung không đủ, phải bố trí chiếu sáng tại chỗ để quan sát vào lúc tối trời.

3.2.10.4.2 Cố gắng bố trí để tiếp cận được rơ-le hơi của MBA một cách an toàn để quan sát và lấy mẫu khí mà không phải cắt điện. Khi độ cao từ mặt bằng đặt máy đến mặt MBA từ 3m trở lên phải có thang cố định.

3.2.10.5 Chống sét van cho MBA

Cho phép lắp các CSV điện áp 35 kV trở xuống ở trên nắp và thân MBA.

3.2.10.6 Bệ đỡ MBA

Đối với MBA lắp bánh xe, bệ máy phải có tấm dẫn hướng. Để cố định MBA trên tấm dẫn hướng phải có tấm chắn bố trí ở hai phía bánh xe MBA.

Trên bệ máy cần phải có chỗ để đặt kích MBA.

3.2.10.7 Độ nghiêng của MBA

Nếu nhà chế tạo MBA có yêu cầu về độ nghiêng của MBA dầu khi lắp đặt thì phải thực hiện đúng chỉ dẫn để khí phát sinh đến được rơ-le hơi.

3.2.10.8 Lắp thùng dầu phụ

Khi lắp thùng dầu phụ trên kết cấu riêng, phải bố trí sao cho không cản trở việc chuyển MBA khỏi móng. Trong trường hợp đó, rơ-le hơi phải bố trí gần MBA để khi đứng ở thang cố định có thể tiếp cận được thuận lợi và an toàn. Có thể lắp thùng dầu phụ trên cột cổng của ngăn lộ MBA.

3.2.10.9 Ống phòng nổ

3.2.10.10 Nếu MBA có ống phòng nổ thì ống phòng nổ không được hướng về phía thiết bị ở gần. Khi cần thiết, cho phép bố trí tấm chắn đối diện với miệng ống phòng nổ. **Thiết bị tự động phòng cháy và chữa cháy**

Các trạm biến áp phải thực hiện các biện pháp phòng chống cháy theo quy định phòng cháy chữa cháy hiện hành.

3.2.10.11 MBA dầu trong nhà

MBA dầu trong nhà phải đặt ở buồng riêng trong tầng một (còn gọi là tầng trệt) được ngăn cách với phòng khác và có cửa mở trực tiếp ra phía ngoài nhà; được phép đặt MBA dầu ở tầng hai hoặc thấp hơn sàn nhà của tầng một ở vùng không bị ngập nước nhưng vị trí đó phải có khả năng vận chuyển MBA ra ngoài nhà và phải có hệ thống thoát và chứa dầu sự cố theo quy định trong Điểm 3.2.4.3.

3.2.10.12 Khoảng cách an toàn từ MBA dầu trong nhà

Khi đặt MBA trong nhà thì khoảng cách đến tường nhà, đến trần nhà và kết cấu xây dựng nhà phải bảo đảm các quy định về an toàn.

3.2.10.13 Đường vận chuyển MBA

Phải có đường vận chuyển MBA đến bệ móng của TBA ngoài trời.

3.2.11 Hệ thống ắc quy

3.2.11.1 Quy định áp dụng cho hệ thống ắc quy

- Không được dùng ắc quy axit kiểu hở trong các công trình điện.
- Phần thông tin trong trạm điện từ 220 kV trở lên phải sử dụng bộ ắc quy riêng.
- TBA từ 110 kV trở lên phải có 2 hệ thống ắc quy độc lập.

3.2.11.2 Vị trí lắp đặt bộ ắc quy

3.2.11.2.1 Bộ ắc quy được lắp đặt trong gian riêng phải lắp hệ thống thông gió cưỡng bức thoát gió ra ngoài với lưu lượng gió ≥ thể tích gian lắp ắc quy đó trong vòng 1 giờ.

3.2.11.2.2 Bộ ắc quy kiểu kín tổng dung lượng không quá 100 Ah có thể đặt trong tủ kim loại bố trí chung trong gian lắp tủ bảng điều khiển hoặc đặt trong gian sản xuất không có nguy hiểm cháy nổ, nhưng tủ lắp ắc quy phải có ống thông khí thoát ra ngoài gian lắp tủ bảng điều khiển, gian sản xuất.

3.2.11.3 Dung lượng của bộ ắc quy

Bộ ắc quy phải có dung lượng bảo đảm khả năng cung cấp điện cho các phụ tải liên tục tối thiểu sau 5 giờ phóng điện với dòng điện của phụ tải thường xuyên (bao gồm cả hệ thống chiếu sáng sự cố) mà giá trị điện áp của hệ thống không thấp hơn 15% giá trị điện áp định mức.

Đặc tính kỹ thuật đối với hệ thống ắc quy phải được lựa chọn phù hợp theo mức độ quan trọng của phụ tải.

3.2.11.4 Thiết bị nạp điện cho ắc quy

Thiết bị nạp điện cho bộ ắc quy axít phải có công suất và điện áp đủ để nạp điện cho các ắc quy đến 90% dung lượng danh định trong khoảng thời gian không quá 8 giờ, trước khi đó ắc quy đã được phóng điện hết theo quy trình.

Thiết bị nạp cho bộ ắc quy kiềm theo hướng dẫn của nhà chế tạo.

3.2.11.5 Giá đỡ và tủ đựng ắc quy

Các ắc quy phải được đặt trên giá đỡ hoặc tủ tin cậy. Các giá đỡ và các tủ, v.v. phải tuân thủ với đặc điểm kỹ thuật thích hợp và phải chắc chắn để chịu đựng được trọng lượng của hệ thống ắc quy.

3.2.11.6 Thanh cái và cáp của ắc quy

3.2.11.6.1 Thanh cái của giàn ắc quy phải bằng thanh đồng trần hoặc bằng cáp đồng một ruột có cách điện bền với hóa chất ăn mòn.

3.2.11.6.2 Các chỗ nối và chỗ rẽ nhánh của thanh cái, cáp đồng phải hàn chảy hoặc hàn vẩy (thiếc, đồng v.v.). Chỗ nối thanh cái và cáp vào bình ắc quy phải được mạ thiếc. Chỗ nối thanh cái với thanh dẫn xuyên tường cũng phải hàn chảy.

3.2.11.6.3 Thanh cái điện một chiều phải có thiết bị thường xuyên kiểm tra cách điện để biết trị số điện trở cách điện và báo tín hiệu khi điện trở cách điện của mỗi cực giảm đến 20 kΩ với cấp điện áp 220 VDC, 10 kΩ với cấp điện áp 110 VDC, 5 kΩ với cấp điện áp 48 VDC, 3kΩ với cấp điện áp 24 VDC.

4 HỆ THỐNG ĐIỀU KHIỂN, BẢO VỆ VÀ ĐO LƯỜNG

4.1 HỆ THỐNG ĐIỀU KHIỂN

4.1.1 Thiết bị điều khiển và tự động

4.1.1.1 Các chức năng và nhiệm vụ của hệ thống điều khiển

Phần này áp dụng cho thiết bị tự động và điều khiển từ xa của hệ thống điện, nhà máy điện, lưới điện, mạng điện cung cấp cho các xí nghiệp công nghiệp và các thiết bị điện khác để:

a) Tự động đóng lại (TĐL) 3 pha hoặc 1 pha của đường dây và phần tử khác sau khi chúng bị cắt từ hệ thống bảo vệ.

b) Tự động đóng nguồn dự phòng (TĐD).

c) Hòa đồng bộ (HĐB), đóng máy phát điện đồng bộ và máy bù đồng bộ đưa chúng vào chế độ làm việc đồng bộ.

d) Điều chỉnh kích thích, điện áp và công suất phản kháng giữa các máy điện đồng bộ và các nhà máy điện, phục hồi điện áp trong và sau thời gian cắt ngắn mạch.

đ) Điều chỉnh tần số và công suất tác dụng, công suất phản kháng.

e) Ngăn ngừa phá vỡ ổn định.

g) Chấm dứt chế độ không đồng bộ.

h) Điều chỉnh tần số.

i) Điều chỉnh điện áp.

k) Ngăn ngừa quá tải thiết bị điện.

l) Kiểm tra thiết bị điều độ và hệ thống điều khiển.

m) Điều khiển và giám sát các thiết bị trong hệ thống điện.

Chức năng của các thiết bị từ điểm **d** đến điểm **s** được thực hiện toàn bộ hoặc một phần tùy theo chế độ làm việc của hệ thống điện.

4.1.1.2 Hệ thống điều khiển bảo vệ tích hợp

4.1.1.2.1 Trạm điện 500 kV, 220 kV và 110 kV khi đấu nối vào Hệ thống điện Quốc gia phải được trang bị hệ thống điều khiển bảo vệ tích hợp tự động hóa trạm biến áp (SAS-Substation Automation System).

SAS là hệ thống các thiết bị và sử dụng các phần mềm thích hợp để kết nối với các thiết bị rơ-le bảo vệ, điều khiển và đo lường tại các trạm biến áp. Các thiết bị rơ-le bảo vệ, điều khiển và đo lường sử dụng các thiết bị kỹ thuật số liên kết trên mạng cục bộ (LAN) của trạm và trao đổi dữ liệu giữa các thiết bị ngang hàng (peer-to-peer) cũng như với hệ thống máy tính theo các tiêu chuẩn Quốc tế hiện hành và yêu cầu kỹ thuật chi tiết của các đơn vị quản lý trong hệ thống điện. Dữ liệu vận hành được thu thập, lưu trữ và xử lý bằng hệ thống máy tính hoặc thiết bị chuyên dụng, có trang bị giao diện người máy (HMI) trên màn hình điều khiển tại trạm, các ứng dụng nâng cao tại chỗ và trao đổi với các hệ thống điều khiển của các Trung tâm SCADA và trung tâm điều khiển xa.

Cấu hình hệ thống SAS xem **Phụ lục Q**.

Đối với lưới điện trung áp trong trường hợp cần thiết có thể được trang bị hệ thống SAS hoặc các hệ thống tự động hóa lưới điện khác (DAS, FLIRS,...)

4.1.1.3 Yêu cầu chung về trang bị các chức năng tự động đóng lại

4.1.1.3.1 Bảo vệ tự động đóng lại không được gây nguy cơ phá hoại thiết bị điện; gây các tác động không mong muốn như: ảnh hưởng đến an toàn của nhân viên vận hành trong quá trình thực hiện bảo dưỡng sửa chữa, ảnh hưởng đến vận hành của nhóm các tổ máy phát điện đấu nối vào lưới điện truyền tải, hiệu suất chung của lưới điện truyền tải.

4.1.1.3.2 Sự cố trong máy biến áp, cáp ngầm, thanh cái, thiết bị bù, các thiết bị điện có cách điện bằng dầu, vật liệu cách điện rắn (XPLE), khí SF6 được coi như sự cố vĩnh cửu, do đó không thực hiện tự động đóng lại trong các trường hợp này.

4.1.1.3.3 Áp dụng tự động đóng lại đối với các trường hợp sau:

- Đường dây trên không;

- Đường dây hỗn hợp trên không và cáp ngầm 220, 110 kV trong trường hợp bảo vệ xác định điểm sự cố không nằm trong phạm vi đoạn cáp ngầm và có sự đồng ý của đơn vị quản lý vận hành;

- Đường dây hỗn hợp trên không và cáp ngầm 110 kV có đường cáp chỉ là một đoạn ngắn của đường dây trên không nếu có sự đồng ý của đơn vị quản lý vận hành;

- Đường dây hỗn hợp trên không và cáp ngầm trung áp.

4.1.1.3.4 Tự động đóng lại một pha được khởi động từ lệnh cắt một pha của bảo vệ chống sự cố. Cho phép tự động đóng lại một pha không cần kiểm tra điều kiện điện áp và không cần cắt gián đoạn hai pha còn lại.

4.1.1.3.5 Tự động đóng lại ba pha được khởi động từ lệnh cắt ba pha của bảo vệ chống sự cố:

a) Tự động đóng lại ba pha cấp điện áp 220 kV, 110 kV phải được thực hiện có kiểm tra điện áp hoặc/và kiểm tra hòa đồng bộ theo các quy định hiện hành.

b) Tự động đóng lại ba pha cấp điện áp trung áp phải kiểm tra hòa đồng bộ theo các quy định hiện hành khi đóng hòa đồng bộ/khép vòng.

4.1.1.4 Điều kiện kiểm tra hòa đồng bộ/khép vòng

4.1.1.4.1 Cần thực hiện kiểm tra đồng bộ/khép vòng cho máy cắt trên lưới điện 500, 220, 110 kV, trung áp có nguồn cấp từ hai phía, máy cắt nối tổ máy phát điện với hệ thống điện.

4.1.1.4.2 Việc kiểm tra hòa đồng bộ/khép vòng bao gồm các điều kiện sau:

a) Kiểm tra độ lệch điện áp hai phía máy cắt;

b) Kiểm tra độ lệch góc pha của điện áp hai phía máy cắt;

c) Kiểm tra độ lệch tần số giữa hai hệ thống điện.

4.1.1.4.3 Khoảng thời gian để máy cắt phục hồi (reclaim time) sau một chu trình đóng cắt (được cài đặt trong bảo vệ) cần đảm bảo yêu cầu kỹ thuật của máy cắt và yêu cầu nhanh chóng đưa đường dây vào vận hành theo yêu cầu của hệ thống điện.

4.1.2 Tự động đóng nguồn dự phòng

4.1.2.1 Điều kiện áp dụng thiết bị tự động khôi phục nguồn cung cấp điện

4.1.2.1.1 Thiết bị TĐD dùng để khôi phục nguồn cung cấp điện cho hộ tiêu thụ điện bằng cách tự đóng nguồn dự phòng trong trường hợp khi nguồn đang làm việc bị mất gây mất điện thiết bị điện của hộ tiêu thụ.

4.1.2.1.2 Thiết bị TĐD cũng dùng để tự động đóng thiết bị dự phòng trong trường hợp thiết bị chính đang làm việc bị hư hỏng gây phá vỡ quy trình công nghệ.

4.1.2.1.3 Thiết bị TĐD cũng có thể được lắp đặt ở máy biến áp, trên đường dây, cho động cơ điện, máy cắt thanh cái và máy cắt phân đoạn, v.v.

4.1.2.1.4 Khi máy cắt của nguồn cung cấp tác động cắt, thiết bị TĐD phải đóng tức thời máy cắt của nguồn dự phòng, phải đảm bảo thiết bị tác động đóng một lần. Ngoài ra, nếu không đòi hỏi thêm những thiết bị phức tạp, TĐD phải kiểm tra cả trạng thái cắt của máy cắt ở phía nguồn cung cấp.

4.1.2.1.5 Để đảm bảo TĐD tác động khi lộ cung cấp mất điện do mất điện áp từ phía nguồn cung cấp hoặc tác động khi máy cắt ở phía nhận điện cắt (Ví dụ như trường hợp bảo vệ rơ-le của phần tử làm việc chỉ cắt máy cắt từ phía nguồn cung cấp) thì trong sơ đồ TĐD theo khoản 4 Mục này phải bổ sung thêm bộ phận khởi động điện áp. Bộ phận khởi động này khi mất điện áp trên phần tử cung cấp và có điện áp ở phần tử dự phòng phải tác động cắt máy cắt từ phía nhận điện. Không cần đặt bộ phận khởi động điện áp cho TĐD nếu phần tử làm việc và phần tử dự phòng có chung một nguồn cung cấp.

4.1.2.1.6 Đối với MBA và đường dây không dài, để tăng tốc tác động của TĐD nên thực hiện bảo vệ rơ-le tác động đi cắt không chỉ máy cắt ở phía nguồn cung cấp mà còn ở máy cắt phía nhận điện. Cũng với mục đích đó đối với trường hợp quan trọng (Ví dụ đối với hệ tự dùng của nhà máy điện), khi cắt máy cắt phía nguồn cung cấp do bất kỳ nguyên nhân nào cũng phải cắt ngay máy cắt ở phía nhận điện bằng mạch liên động.

4.1.2.2 Yêu cầu nâng cao độ tin cậy

Thiết bị TĐD phải bảo đảm khả năng tác động khi mất điện áp trên thanh cái cấp điện cho những phần tử có nguồn dự phòng, bất kể do nguyên nhân nào, kể cả ngắn mạch trên thanh cái.

4.1.2.3 Chức năng yêu cầu xem xét hiện tượng quá tải

Khi thực hiện TĐD phải kiểm tra khả năng quá tải ở nguồn cung cấp dự phòng và kiểm tra sự tự khởi động của các động cơ, nếu có hiện tượng quá tải tạm thời không cho phép và động cơ không thể tự khởi động được thì phải sa thải bớt phụ tải khi TĐD tác động (ví dụ, cắt các động cơ không quan trọng và đôi khi, một phần các động cơ quan trọng; đối với trường hợp sau sử dụng TĐL).

4.1.3 Tự động ngăn ngừa mất ổn định

4.1.3.1.1 Thiết bị tự động ngăn ngừa mất ổn định của hệ thống điện được trang bị tùy thuộc theo từng điều kiện cụ thể, ở những nơi mà xét về kinh tế và kỹ thuật là hợp lý, để giữ được độ ổn định động tốt nhất và bảo đảm dự phòng ổn định tĩnh ở chế độ sau sự cố.

4.1.3.1.2 Thiết bị tự động ngăn ngừa mất ổn định có thể được áp dụng trong những trường hợp:

a) Cắt đường dây không có sự cố, cũng như đường dây bị sự cố do ngắn mạch 1 pha khi bảo vệ chính và TĐL1P làm việc trong các trường hợp sau:

- Đường dây mang tải lớn: Việc cắt đường dây không có sự cố nhằm ngăn ngừa mất ổn định lan truyền khi đường dây mang tải lớn, hoặc khi một pha bị sự cố và bảo vệ chính tác động cắt 1 pha (TĐL1P - Tự động đóng lại 1 pha).

- Sửa chữa lưới điện: Việc cắt đường dây (có thể không có sự cố) nhằm đảm bảo an toàn trong quá trình sửa chữa, bảo vệ tránh mất ổn định khi lưới điện vận hành trong sơ đồ lưới điện sự cố.

Việc sử dụng các thiết bị tự động này được cho phép trong cả sơ đồ lưới điện sự cố và sơ đồ ở chế độ làm việc bình thường của hệ thống, với điều kiện việc mất ổn định do thiết bị tự động từ chối làm việc không dẫn đến việc cắt phần lớn các phụ tải của hệ thống. Ví dụ, việc cắt đường dây có thể được bù đắp bằng tác động sa thải phụ tải theo tần số, giúp duy trì ổn định cho hệ thống.

b) Cắt các đường dây do ngắn mạch nhiều pha khi bảo vệ chính làm việc trong chế độ làm việc bình thường và chế độ sự cố của lưới điện; cho phép không tính đến trường hợp đường dây mang tải lớn;

c) Máy cắt từ chối cắt theo tác động của thiết bị khi ngắn mạch trong chế độ làm việc bình thường của hệ thống điện và trong sơ đồ bình thường của lưới điện;

d) Tách ra khỏi hệ thống điện những đường dây làm việc không đồng bộ trong chế độ bình thường;

đ) Thiếu công suất nghiêm trọng hoặc thừa công suất ở một trong các phần nối vào hệ thống hợp nhất;

e) Có các thiết bị tự động đóng lại nhanh (TĐLN) hoặc TĐL làm việc trong sơ đồ và chế độ bình thường.

4.1.4 Tự động ngăn ngừa quá tải của thiết bị điện

Thiết bị tự động ngăn ngừa quá tải dùng để hạn chế thời gian quá tải trên đường dây, trong MBA, trong tụ bù dọc, trong trường hợp thời gian này vượt quá mức quy định cho phép.

4.1.5 Điều khiển từ xa

4.1.5.1 Chức năng yêu cầu đối với hệ thống điều khiển từ xa

Điều khiển từ xa (gồm điều khiển từ xa, tín hiệu từ xa, thu thập số liệu từ xa, đo lường từ xa), trong đó có hệ thống SCADA được dùng để điều hành những công trình điện phân tán có liên hệ với nhau trong chế độ vận hành chung và kiểm soát chúng. Điều kiện bắt buộc khi dùng điều khiển từ xa là tính hợp lý về kinh tế kỹ thuật, nâng cao hiệu quả công tác điều độ và tính bảo mật của hệ thống (làm cho chế độ vận hành và quá trình sản xuất tốt hơn, xử lý sự cố nhanh, nâng cao tính kinh tế và độ tin cậy làm việc của các thiết bị điện, tăng chất lượng điện năng, giảm số lượng nhân viên vận hành, không cần người trực ca thường xuyên, giảm mặt bằng sản xuất, v.v.).

Các phương tiện điều khiển từ xa cũng có thể dùng để truyền các tín hiệu của hệ thống tự động điều chỉnh tần số, thiết bị tự động chống sự cố và các hệ thống thiết bị điều chỉnh và điều khiển khác.

4.1.5.2 Yêu cầu đối với tín hiệu thông tin

4.1.5.2.1 Tín hiệu từ xa được dùng để:

a) Phản ánh lên các trung tâm điều độ, điều khiển, giám sát về trạng thái, tình trạng của thiết bị đóng cắt và các tín hiệu: P, Q, U, I, v.v. của công trình điện thuộc cơ quan quản lý trực tiếp hoặc phản ánh lên trung tâm điều độ cấp trên, có vai trò quyết định đến chế độ làm việc của hệ thống điện;

b) Nạp các thông tin vào máy tính hoặc vào thiết bị xử lý thông tin;

c) Truyền các tín hiệu sự cố, các tín hiệu cảnh báo và tín hiệu điều khiển.

4.1.5.2.2 Đo lường từ xa phải bảo đảm truyền các thông số chính về điện hoặc về công nghệ (các thông số đặc trưng cho chế độ làm việc của từng công việc).

4.1.5.3 Yêu cầu về đường truyền

Đường truyền phải đáp ứng các yêu cầu về số lượng thiết bị điều khiển, giám sát, chất lượng tín hiệu, băng thông, cũng như các yêu cầu về độ chính xác, độ tin

cậy và thời gian trễ của thông tin truyền tải. Đặc biệt, điều này trở nên quan trọng trong các hệ thống tự động điều chỉnh tần số và công suất, nơi yêu cầu cao về hiệu suất và độ ổn định của đường truyền.

4.2 HỆ THỐNG BẢO VỆ

4.2.1 Hệ thống bảo vệ cho hệ thống điện điện áp đến 1 kV

4.2.1.1 Phạm vi áp dụng

Phần này áp dụng cho các thiết bị bảo vệ hệ thống điện điện áp đến 1 kV đặt trong nhà và ngoài trời.

4.2.1.2 Lựa chọn khả năng cắt của thiết bị

Khả năng cắt của thiết bị phải phù hợp với dòng điện ngắn mạch lớn nhất trên đoạn lưới điện được bảo vệ.

4.2.1.3 Lựa chọn dòng điện định mức

Trong mọi trường hợp, dòng điện định mức của dây chảy của cầu chảy và dòng điện chỉnh định của aptomat để bảo vệ cho mạch điện (dây hoặc cáp điện) phải được chọn theo dòng điện định mức nhỏ nhất của mạch điện hoặc của các thiết bị nhận điện. Tuy nhiên, thiết bị bảo vệ không được tác động do quá dòng ngắn hạn của từng thiết bị (như dòng điện khởi động, đỉnh phụ tải công nghệ, dòng điện tự khởi động, v.v.).

4.2.1.4 Dùng aptomat và cầu chảy

Aptomat hoặc cầu chảy được sử dụng làm thiết bị bảo vệ trong các trường hợp thông thường. Trong trường hợp đặc biệt để bảo đảm yêu cầu về độ nhanh, độ nhạy hoặc độ chọn lọc, thì phải dùng các thiết bị rơ-le bảo vệ (tác động gián tiếp).

4.2.1.4.1 Sử dụng aptomat hoặc cầu chảy bảo vệ cho lưới điện có trung tính cách ly, phải đặt aptomat hoặc cầu chảy ở trên tất cả các pha.

4.2.1.4.2 Sử dụng aptomat hoặc cầu chảy bảo vệ lưới điện có trung tính nối đất 3 pha 4 dây hoặc 1 pha 3 dây, phải đặt aptomat hoặc cầu chảy ở trên tất cả các pha, không được lắp đặt trên dây trung tính. Trong trường hợp bắt buộc phải cắt cả dây trung tính thì bộ cắt của aptomat trên dây trung tính phải cắt đồng thời với các pha.

4.2.1.4.3 Aptomat, cầu chảy bảo vệ lưới điện 3 pha 3 dây hoặc 1 pha 2 dây hoặc lưới điện một chiều:

- Đối với lưới điện 3 pha 3 dây (trung tính cách ly), Bộ cắt (aptomat, cầu chảy) tối thiểu phải đặt trên 2 pha.

- Đối với lưới điện 1 pha 2 dây: Chỉ cần đặt bảo vệ trên dây pha.

- Đối với lưới điện một chiều từ 110VDC trở lên: Phải đặt bảo vệ trên cả hai cực.

Lưu ý: Trên cùng một lưới điện, các aptomat, cầu chảy nên được lắp đặt bảo vệ trên các pha hoặc cực có cùng tên (ví dụ: pha A hoặc cực dương) để đảm bảo đồng bộ.

4.2.1.5 Hiển thị dòng điện định mức

Trên mỗi thiết bị bảo vệ phải có nhãn riêng, yêu cầu ghi rõ trị số dòng điện định mức.

4.2.1.6 Bảo vệ sự cố ngắn mạch

Lưới điện phải được trang bị bảo vệ chống dòng điện sự cố ngắn mạch (bảo vệ ngắn mạch) với thời gian cắt nhỏ nhất và cắt chọn lọc.

Bảo vệ phải bảo đảm cắt mạch của các dạng ngắn mạch sau đây:

- 1 pha và nhiều pha với lưới điện trung tính nối đất trực tiếp;

- 2 pha và 3 pha với lưới điện trung tính cách ly.

4.2.1.7 Bảo vệ quá tải

Phải trang bị bảo vệ quá tải cho:

a) Lưới điện trong nhà bao gồm lưới điện chiếu sáng nhà ở, nhà công cộng, cửa hàng, nhà phục vụ công cộng của cơ sở công nghiệp, lưới điện của các thiết bị dùng điện xách tay hoặc di chuyển được (bàn là, ấm điện, bếp điện, tủ lạnh, máy hút bụi, máy giặt, máy may công nghiệp, v.v.) hoặc trong các gian sản xuất dễ cháy.

b) Lưới điện động lực trong cơ sở công nghiệp, nhà ở, nhà công cộng, cửa hàng, v.v. trong quá trình vận hành có thể gây quá tải lâu dài ở dây dẫn và cáp.

c) Lưới điện ở các gian hoặc khu vực dễ nổ trong mọi trường hợp.

4.2.1.8 Vị trí đặt thiết bị bảo vệ

4.2.1.8.1 Thiết bị bảo vệ phải đặt ở nơi thuận tiện cho vận hành, bảo dưỡng tránh bị hư hỏng do cơ học. Vị trí lắp đặt phải bảo đảm khi vận hành hoặc khi thao tác không gây nguy hiểm cho người và không gây hư hỏng các vật xung quanh.

Phải đặt thiết bị bảo vệ tại các điểm sau:

a) Điểm nối của đường nhánh vào thanh cái hoặc đường dây chính có tiết diện nhỏ hơn tiết diện của thanh cái hoặc đường dây chính.

b) Điểm nối vào phần tử cần bảo vệ.

c) Điểm cần thiết bảo đảm độ nhạy và tính chất chọn lọc.

4.2.1.8.2 Không được đặt thiết bị bảo vệ tại chỗ nối đường dây cung cấp với các mạch điều khiển, tín hiệu và đo lường nếu khi các mạch này bị cắt điện có thể dẫn đến hậu quả nguy hiểm (cắt điện máy bơm chữa cháy, quạt gió dùng để tránh hình thành các hỗn hợp nổ, thiết bị máy móc của hệ thống tự dùng trong nhà máy điện v.v.). Trong mọi trường hợp, dây dẫn của các mạch này phải đặt trong ống hoặc có vỏ không chảy.

4.2.1.8.3 Phải đặt thiết bị bảo vệ ngay tại chỗ đấu phần tử được bảo vệ với đường dây cung cấp. Khi cần thiết, cho phép chiều dài của đoạn dây rẽ nhánh giữa thiết bị bảo vệ và đường dây cung cấp đến 6 m. Đối với các nhánh dây đặt ở chỗ không thuận tiện (Ví dụ đặt ở chỗ quá cao), cho phép lấy chiều dài đoạn nối tới thiết bị bảo vệ đến 30 m.

4.2.1.9 Các trường hợp không cần đặt thiết bị bảo vệ

Nếu thấy hợp lý cho vận hành, không cần đặt thiết bị bảo vệ ở các vị trí sau:

4.2.1.9.1 Nhánh rẽ từ thanh cái trong tủ điện đến các thiết bị cùng đặt trong tủ này, nhánh rẽ phải được chọn theo dòng điện tính toán của nhánh.

4.2.1.9.2 Chỗ có tiết diện giảm dọc theo đường dây cung cấp hoặc chỗ nhánh rẽ khi:

- Thiết bị bảo vệ của đoạn đường dây phía trước bảo vệ được đoạn giảm tiết diện đó;

- Đoạn giảm tiết diện hoặc nhánh rẽ có tiết diện không nhỏ hơn một nửa tiết diện của đoạn đường dây được bảo vệ.

4.2.1.9.3 Nhánh rẽ từ đường dây cung cấp cho mạch đo lường, điều khiển, tín hiệu khi:

- Những dây dẫn này không đi ra ngoài phạm vi các máy hoặc tủ điện;

- Những dây dẫn này đi ra ngoài phạm vi các máy hoặc tủ điện nhưng được đặt trong ống hoặc có vỏ không cháy.

4.2.2 Hệ thống bảo vệ cho hệ thống điện điện áp trên 1 kV

4.2.2.1 Phối hợp chọn lọc của hệ thống bảo vệ

4.2.2.1.1 Chọn lọc là khả năng của bảo vệ phát hiện và loại trừ đúng phần tử bị sự cố ra khỏi hệ thống điện. Theo nguyên lý làm việc, các bảo vệ được phân ra thành bảo vệ có độ chọn lọc tuyệt đối và bảo vệ có độ chọn lọc tương đối.

4.2.2.1.2 Bảo vệ có độ chọn lọc tuyệt đối là bảo vệ chỉ làm việc khi sự cố xảy ra trong một phạm vi xác định, bảo vệ này không có nhiệm vụ dự phòng cho các phần ngoài phạm vi bảo vệ.

4.2.2.1.3 Bảo vệ có độ chọn lọc tương đối là bảo vệ có nhiệm vụ bảo vệ cho chính đối tượng được bảo vệ và dự phòng cho các bảo vệ của các phần tử lân cận.

4.2.2.1.4 Lưới điện cấp điện áp 220 kV, 500 kV phải được trang bị hệ thống bảo vệ đảm bảo các yêu cầu về tính chọn lọc như sau:

a) Chọn lọc tuyệt đối trong các trường hợp: (i) hệ thống bảo vệ làm việc đầy đủ (không có bất cứ bảo vệ nào hư hỏng hoặc bị tách ra); (ii) hư hỏng một bảo vệ đường dây.

b) Chọn lọc tương đối trong các trường hợp: (i) hư hỏng bảo vệ thanh cái; (ii) hư hỏng bảo vệ máy biến áp, (iii) hư hỏng máy cắt.

4.2.2.1.5 Lưới điện cấp điện áp 110 kV phải được trang bị hệ thống bảo vệ đảm bảo tính chọn lọc tương đối trong trường hợp mất một thiết bị bảo vệ đường dây.

4.2.2.2 Yêu cầu về độ tin cậy của hệ thống bảo vệ

4.2.2.2.1 Độ tin cậy là khả năng của hệ thống bảo vệ hoặc thiết bị bảo vệ có thể thực hiện các chức năng theo yêu cầu trong các điều kiện và khoảng thời gian cụ thể. Độ tin cậy được phân thành độ tin cậy tác động và độ tin cậy không tác động.

4.2.2.2.2 Độ tin cậy tác động là khả năng của hệ thống bảo vệ hoặc thiết bị bảo vệ làm việc đúng khi có sự cố xảy ra trong phạm vi bảo vệ đã được tính toán xác định với một khoảng thời gian cụ thể.

4.2.2.2.3 Độ tin cậy không tác động là khả năng của hệ thống bảo vệ hoặc thiết bị bảo vệ không tác động nhầm trong chế độ vận hành bình thường hoặc sự cố xảy ra ngoài phạm vi bảo vệ đã được tính toán xác định với một khoảng thời gian cụ thể.

4.2.2.2.4 Để đánh giá độ tin cậy tác động khi thiết kế hệ thống rơ-le bảo vệ của phần tử hệ thống điện thì phải xét tới các dạng hư hỏng như sau:

a) Hư hỏng thiết bị bảo vệ;

b) Hư hỏng mạch cắt;

c) Hư hỏng nguồn điện một chiều của hệ thống bảo vệ;

d) Hư hỏng thiết bị đo lường (TI, biến điện áp).

4.2.2.2.5 Ưu tiên áp dụng các biện pháp để tăng cường độ tin cậy tác động như:

a) Dự phòng chức năng bảo vệ: trang bị bảo vệ kép, dự phòng 3 chức năng bảo vệ;

b) Trang bị bảo vệ dự phòng cho bảo vệ chính; trang bị bảo vệ chống hư hỏng máy cắt; trang bị bảo vệ dự phòng xa.

c) Tăng cường cấu trúc hệ thống bảo vệ bao gồm: Hệ thống nối đất phải đảm bảo tránh sự ảnh hưởng của các yếu tố bên ngoài như đóng cắt thiết bị, quá độ điện áp lên các thiết bị của hệ thống bảo vệ; Ưu tiên trang bị dự phòng cho các thành phần nguồn điện một chiều, xoay chiều của hệ thống bảo vệ.

4.2.2.2.6 Độ tin cậy của hệ thống bảo vệ phải đảm bảo bằng cách sử dụng các thiết bị có các thông số và kết cấu tương ứng với nhiệm vụ cũng như phù hợp với việc vận hành các thiết bị này.

4.2.2.2.7 Khi cần thiết có thể áp dụng các biện pháp để tăng cường độ tin cậy tác động bằng cách trang bị tăng cường chức năng bảo vệ nhưng biện pháp này có thể làm giảm độ tin cậy không tác động của hệ thống bảo vệ.

4.2.2.3 Yêu cầu về mức độ trang bị dự phòng của hệ thống bảo vệ

4.2.2.3.1 Bảo vệ dự phòng gần và dự phòng xa phải được trang bị nhằm:

a) Loại trừ sự cố trong các trường hợp hư hỏng một trong các bảo vệ của cùng một phần tử hệ thống điện;

b) Dự phòng một phần hay toàn bộ phần tử hệ thống điện kế tiếp.

4.2.2.3.2 Phải thực hiện bảo vệ dự phòng bằng thiết bị trọn bộ riêng sao cho có thể kiểm tra riêng rẽ hoặc sửa chữa bảo vệ chính hoặc bảo vệ dự phòng riêng ngay khi phần tử được bảo vệ đang làm việc. Trong trường hợp đó bảo vệ chính và bảo vệ dự phòng thường được cung cấp từ các cuộn dây nhị thứ khác nhau của máy biến dòng và đấu mạch cắt của rơ-le vào hai cuộn cắt riêng biệt của máy cắt.

4.2.2.3.3 Bảo vệ dự phòng khi máy cắt từ chối tác động (50BF) phải được đặt ở các thiết bị điện có cấp điện áp từ trung áp trở lên. 50BF có tác dụng đi cắt toàn bộ các máy cắt lân cận khi bảo vệ của phần tử bị sự cố tác động mà không cắt ngắn mạch sau thời gian đã định.

4.2.2.3.4 Hệ thống rơ-le bảo vệ cho lưới điện 220 kV, 500 kV phải bao gồm tối thiểu 02 bảo vệ chính độc lập về mặt vật lý về: mạch dòng nhị thứ, mạch cắt và kênh truyền bảo vệ. Trong đó, sự hư hỏng một trong hai mạch bảo vệ không được ảnh hưởng đến khả năng làm việc an toàn, tin cậy của bảo vệ chính còn lại.

4.2.2.3.5 Hệ thống rơ-le bảo vệ cho lưới điện 110 kV phải bao gồm tối thiểu 01 bảo vệ chính và 01 bảo vệ dự phòng độc lập về mặt vật lý về: mạch dòng nhị thứ, mạch cắt. Trong đó, sự hư hỏng một trong hai mạch bảo vệ không được ảnh hưởng đến khả năng làm việc an toàn, tin cậy của bảo vệ còn lại.

4.2.2.4 Yêu cầu về tác động của hệ thống bảo vệ đối với các trạng thái vận hành của phần tử hệ thống điện

4.2.2.4.1 Các chế độ làm việc không bình thường của hệ thống điện bao gồm:

a) Sự cố hệ thống điện: bao gồm các dạng sự cố một pha/nhiều pha chạm đất, sự cố pha - pha, sự cố 3 pha.

b) Bất thường hệ thống điện bao gồm các dạng: quá tải phần tử hệ thống điện, thay đổi đột ngột công suất truyền tải do chế độ phụ tải thay đổi hoặc do sự cố gây tách phần tử khác, điện áp cao, điện áp thấp, mất đồng bộ, tần số cao, tần số thấp; mất cân bằng điện áp, dòng điện trên lưới điện do các chế độ mất cân bằng tải, pha không đối xứng, máy cắt không toàn pha, tụt lèo.

Tùy theo mục đích nhằm phát hiện/ngăn ngừa các chế độ không bình thường như trên của hệ thống điện, bảo vệ được phân ra thành bảo vệ chống sự cố hệ thống điện và bảo vệ chống bất thường hệ thống điện.

4.2.2.4.2 Hệ thống bảo vệ chống sự cố hệ thống điện phải đảm bảo các yêu cầu sau:

a) Hệ thống bảo vệ chống sự cố phải có khả năng phát hiện và tác động với các dạng sự cố: sự cố một pha/nhiều pha chạm đất, sự cố pha - pha, sự cố 3 pha; sự cố qua điện trở thấp, sự cố qua điện trở cao; sự cố thoáng qua, sự cố duy trì.

b) Hệ thống bảo vệ chống sự cố không được tác động trong các chế độ bất thường như: quá tải, thay đổi công suất truyền tải, điện áp thấp, mất áp nhị thứ, dao động công suất; dòng điện xung kích, dòng điện bão hòa từ; mất cân bằng điện áp, dòng điện.

4.2.2.4.3 Hệ thống bảo vệ chống bất thường hệ thống điện bao gồm các bảo vệ được thiết kế nhằm phát hiện/ngăn ngừa các dạng bất thường hệ thống điện như: quá tải, thay đổi đột ngột công suất truyền tải, điện áp cao, điện áp thấp, mất đồng bộ, tần số cao, tần số thấp; mất cân bằng điện áp, mất cân bằng dòng điện trên lưới điện (do các chế độ mất cân bằng tải, pha không đối xứng, máy cắt không toàn pha, tụt lèo). Hệ thống bảo vệ chống bất thường hệ thống điện phải đảm bảo không được tác động trong chế độ sự cố.

4.2.2.5 Thiết lập độ nhạy

Hệ số độ nhạy được tính bằng tỷ lệ giữa giá trị tính toán, giá trị làm việc khi sự cố và được dùng để đánh giá độ nhạy của các loại rơ-le bảo vệ chính. Hệ số độ nhạy được xác định như sau:

4.2.2.5.1 Đối với rơ-le bảo vệ phản ứng theo trị số tăng khi sự cố, hệ số độ nhậy là tỷ số giữa trị số tính toán (dòng điện hoặc điện áp) khi ngắn mạch trực tiếp trong vùng bảo vệ và trị số khởi động của bảo vệ đang xét.

4.2.2.5.2 Đối với rơ-le bảo vệ phản ứng theo trị số giảm khi sự cố, hệ số độ nhạy là tỷ số giữa trị số khởi động của bảo vệ đang xét và trị số tính toán (điện trở hoặc điện áp) khi ngắn mạch trực tiếp trong vùng bảo vệ.

Những trị số tính toán phải được tính theo dạng sự cố bất lợi nhất có thể xảy ra trong thực tế.

4.2.3 Hệ thống bảo vệ máy biến áp

4.2.3.1 Quy định chung về bảo vệ MBA

4.2.3.1.1 Yêu cầu của hệ thống bảo vệ máy biến áp:

a) Hệ thống bảo vệ máy biến áp phải có khả năng phát hiện và chống các dạng sự cố và bất thường của máy biến áp như:

- Các dạng sự cố ngắn mạch;
- Sự cố chạm đất tại các cuộn dây máy biến áp;
- Quá tải;
- Điện áp cao và quá kích thích;
- Các sự cố nội bộ bên trong MBA.

b) Thời gian loại trừ sự cố: Hệ thống bảo vệ cắt nhanh với sự cố trong vùng bảo vệ (đoạn thanh dẫn, máy biến áp). Bảo vệ dự phòng của hệ thống bảo vệ máy biến áp phải phối hợp chọn lọc với bảo vệ của các phần tử bên ngoài.

c) Tính chọn lọc:

- Máy biến áp 500, 220 kV: Đảm bảo chọn lọc tuyệt đối ngay cả với trường hợp hư hỏng một thiết bị bảo vệ; chọn lọc tương đối trong trường hợp hư hỏng máy cắt;
- Máy biến áp 110 kV: Đảm bảo chọn lọc tuyệt đối trong trường đầy đủ hệ thống bảo vệ; chọn lọc tương đối trong trường hợp hư hỏng máy cắt.

d) Độ tin cậy:

- Phải đảm bảo được trang bị bảo vệ dự phòng gần và dự phòng xa;
- Máy biến áp 500, 220 kV: Các bảo vệ chính phải được trang bị mạch dòng nhị thứ, nguồn điện một chiều độc lập với nhau, gửi cắt độc lập hoặc đồng thời đến các cuộn cắt của máy cắt đảm bảo việc hư hỏng một trong hai bảo vệ không được làm ảnh hưởng đến thiết bị còn lại;
- Máy biến áp 110 kV: Bố trí các thiết bị bảo vệ, mạch dòng nhị thứ, nguồn điện một chiều và cuộn cắt phải đảm bảo tính chất dự phòng tương đối trong trường hợp hư hỏng một thiết bị bảo vệ.

4.2.3.1.2 Các chức năng bảo vệ máy biến áp:

a) Tất cả các máy biến áp 500 kV, 220 kV, 110 kV đều phải được trang bị bảo vệ so lệch máy biến áp 87T và bảo vệ chống quá tải 49.

b) Chức năng bảo vệ chống chạm đất hạn chế 87N phải được trang bị cho tất cả các cuộn dây đấu Y và có trung tính nối đất trực tiếp hoặc qua tổng trở.

c) Hệ thống bảo vệ máy biến áp phải được trang bị các chức năng bảo vệ dự phòng có chức năng dự phòng gần cho máy biến áp và dự phòng xa cho phía ngoài máy biến áp.

d) Đối với máy biến áp 500/220 kV yêu cầu trang bị bảo vệ so lệch thanh dẫn 87S cho đoạn thanh dẫn các phía 500 kV và phía 220 kV.

đ) Bảo vệ 27/59 có thể được sử dụng để giám sát hiện tượng điện áp thấp/cao các phía máy biến áp.

e) Chức năng bảo vệ quá kích thích (quá từ thông) 24 có thể được trang bị cho cuộn cao áp máy biến áp.

g) Chức năng bảo vệ quá áp thứ tự không 59N phải được trang bị cho tất cả các cuộn dây đấu Δ, hoặc đấu Y và có trung tính cách ly. Đối với cuộn dây đấu Δ không nối với phụ tải hoặc nguồn bên ngoài (chỉ sử dụng làm cuộn cân bằng), cho phép không cần trang bị bảo vệ 59N.

h) Các chức năng bảo vệ công nghệ như: bảo vệ nhiệt độ dầu/cuộn dây MBA (26O/26W), rơ-le áp lực MBA (63), rơ-le gas cho bình dầu chính và ngăn điều áp dưới tải (96/80), rơ-le mức dầu thấp (71) và các chức năng bảo vệ công nghệ khác được trang bị và cài đặt đồng bộ với MBA.

4.2.3.2 Cấu hình hệ thống rơ-le bảo vệ MBA 500/220 kV

4.2.3.2.1 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 87N, 49, 50/51, 50/51N (hoặc 50/51G), 24, FR. Tín hiệu dòng của bảo vệ được lấy từ máy biến dòng chân sứ (cho phép phía trung áp lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào) và biến dòng trung tính MBA.

4.2.3.2.2 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 87N, 49, 50/51, 50/51N (hoặc 50/51G), FR. Tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào các phía và biến dòng trung tính MBA.

4.2.3.2.3 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 3: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 87S, FR. Tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào và biến dòng chân sứ phía 500 kV MBA.

4.2.3.2.4 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 4: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 87S, FR. Tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào và biến dòng chân sứ phía 220 kV MBA.

4.2.3.2.5 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 5 (bảo vệ dự phòng cho cuộn dây 500 kV): Được tích hợp các chức năng bảo vệ 21/21N, 67/67N, 50/51, 50/51N, 59/27, SOTF, 60, FR. Tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào phía 500 kV của MBA, tín hiệu điện áp được lấy từ máy biến điện áp thanh cái 500 kV hoặc biến điện áp phía 500 kV MBA. Các chức năng bảo vệ 21/21N, 67/67N, 50/51, 50/51N phải có tối thiểu 04 vùng/cấp bảo vệ.

4.2.3.2.6 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 6 (bảo vệ dự phòng cho cuộn dây 220 kV): Được tích hợp các chức năng bảo vệ 21/21N, 67/67N, 50/51, 50/51N, 59/27, SOTF, 60, FR. Tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào phía 220 kV của MBA hoặc biến dòng chân sứ phía 220 kV MBA, tín hiệu điện áp được lấy từ máy biến điện áp thanh cái 220 kV hoặc biến điện áp phía 220 kV MBA. Các chức năng bảo vệ 21/21N, 67/67N, 50/51, 50/51N phải có tối thiểu 04 vùng/cấp bảo vệ.

4.2.3.2.7 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 7 (bảo vệ dự phòng cho cuộn dây trung áp): Được tích hợp các chức năng bảo vệ 50/51, 50/51N, 59N, 27/59, 60, FR. Tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng chân sứ cuộn trung áp MBA hoặc biến dòng máy cắt phía trung áp, tín hiệu điện áp được lấy từ máy biến điện áp phía trung áp MBA. Trong trường hợp ngăn trung áp của máy biến áp có nguồn cấp từ hai phía thì chức năng bảo vệ quá dòng có hướng (67/67N) phải được tích hợp trong thiết bị bảo vệ số 7. Các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N phải có tối thiểu 04 cấp bảo vệ.

4.2.3.2.8 Trong trường hợp khai thác tự dùng phía trung áp cần có biện pháp kỹ thuật ngăn ngừa khi sự cố phía sau MBA tự dùng để không làm ảnh hưởng đến vận hành an toàn của MBA chính.

4.2.3.2.9 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 và số 2 phải gửi cắt độc lập hoặc đồng thời đến các cuộn cắt của máy cắt. Việc cô lập một trong hai thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 và 2 không được ảnh hưởng đến bất kỳ chức năng nào của thiết bị rơ-le bảo vệ còn lại.

4.2.3.2.10 Chức năng bảo vệ quá kích thích (24) cho phía cao áp MBA có thể được tích hợp trong thiết bị rơ-le bảo vệ số 1, 2, 5 hoặc sử dụng rơ-le riêng và phải đảm bảo đấu nối tín hiệu điện áp phía 500 kV vào rơ-le.

4.2.3.2.11 Chức năng rơ-le bảo vệ nhiệt độ dầu/cuộn dây MBA (26O/26W), rơ-le áp lực MBA (63), rơ-le gas/dòng dầu cho bình dầu chính và ngăn điều áp dưới tải (96/80), rơ-le mức dầu thấp (71) và các chức năng bảo vệ công nghệ khác được trang bị và cài đặt đồng bộ với MBA. Trong đó đối với các chức năng bảo vệ đi cắt máy cắt (khi tác động), lệnh cắt được gửi đi cắt trực tiếp máy cắt các phía thông qua rơ-le chỉ huy cắt (hoặc rơ-le 86) và được gửi đi cắt đồng thời thông qua thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 hoặc số 2 của MBA.

4.2.3.3 Cấu hình hệ thống rơ-le bảo vệ MBA 220/110 kV

4.2.3.3.1 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 87N, 49, 50/51, 50/51N (hoặc 50/51G), 24, FR. Tín hiệu dòng điện các phía được lấy từ máy biến dòng chân sứ và biến dòng trung tính MBA.

4.2.3.3.2 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 87N, 49, 50/51, 50/51N (hoặc 50/51G), FR. Tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào các phía và biến dòng trung tính MBA.

4.2.3.3.3 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 3 (bảo vệ dự phòng cho cuộn dây 220 kV): Được tích hợp các chức năng bảo vệ 21/21N, 67/67N, 50/51, 50/51N, 51/27, SOTF, 27/59, 60, FR. Tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào

phía 220 kV của MBA hoặc biến dòng chân sứ phía 220 kV MBA, tín hiệu điện áp được lấy từ máy biến điện áp thanh cái 220 kV hoặc biến điện áp phía 220 kV MBA. Các chức năng bảo vệ 21/21N, 67/67N, 50/51, 50/51N phải có tối thiểu 04 vùng/cấp bảo vệ.

4.2.3.3.4 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 4 (bảo vệ dự phòng cho cuộn dây 110 kV): Được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N, 27/59, SOTF, 60, FR. Tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng chân sứ phía 110 kV của MBA, tín hiệu điện áp được lấy từ máy biến điện áp thanh cái 110 kV hoặc biến điện áp phía 110 kV MBA. Các chức năng bảo vệ 21/21N, 67/67N, 50/51, 50/51N phải có tối thiểu 04 vùng/cấp bảo vệ.

4.2.3.3.5 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 5 (bảo vệ dự phòng cho cuộn dây trung áp): Được tích hợp các chức năng bảo vệ 50/51, 50/51N, 59N, 27/59, FR. Tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng chân sứ cuộn trung áp của MBA, tín hiệu điện áp được lấy từ máy biến điện áp phía trung áp MBA. Trong trường hợp ngăn trung áp của máy biến áp có nguồn cấp từ hai phía thì chức năng bảo vệ quá dòng có hướng (67/67N) phải được tích hợp trong thiết bị bảo vệ số 5. Các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N phải có tối thiểu 04 vùng/cấp bảo vệ.

4.2.3.3.6 Trong trường hợp khai thác tự dùng phía trung áp cần có biện pháp kỹ thuật ngăn ngừa khi sự cố phía sau MBA tự dùng để không làm ảnh hưởng đến vận hành an toàn của MBA chính.

4.2.3.3.7 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 và số 2 phải gửi cắt độc lập hoặc đồng thời đến các cuộn cắt cảu máy cắt. Việc cô lập một trong hai thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 và 2 không được ảnh hưởng đến bất kỳ chức năng nào của thiết bị rơ-le bảo vệ còn lại.

4.2.3.3.8 Chức năng bảo vệ quá kích thích (24) cho phía cao áp MBA có thể được tích hợp trong thiết bị rơ-le bảo vệ số 1, số 2, số 3 hoặc sử dụng rơ-le riêng và phải đảm bảo đấu nối tín hiệu điện áp phía 220 kV vào rơ-le.

4.2.3.3.9 Chức năng rơ-le bảo vệ nhiệt độ dầu/cuộn dây MBA (26O/26W), rơ-le áp lực MBA (63), rơ-le gas/dòng dầu cho bình dầu chính và ngăn điều áp dưới tải (96/80), rơ-le mức dầu thấp (71) và các chức năng bảo vệ công nghệ khác được trang bị và cài đặt đồng bộ với MBA. Trong đó đối với các chức năng bảo vệ đi cắt máy cắt (khi tác động), lệnh cắt được gửi đi cắt trực tiếp máy cắt các phía thông qua rơ-le chỉ huy cắt (hoặc rơ-le 86) và được gửi đi cắt đồng thời thông qua thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 hoặc số 2 của MBA.

4.2.3.4 Cấu hình hệ thống rơ-le bảo vệ MBA phân phối 500 kV hoặc 220 kV (HV/MV hoặc HV/MV1/MV2)

4.2.3.4.1 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 87N, 50/51, 50/51N (hoặc 50/51G), 49, FR. Tín hiệu dòng của bảo vệ được lấy từ máy biến dòng chân sứ (đối với MBA 500 kV cho phép phía trung áp lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào) và biến dòng trung tính các cuộn dây nối Y có trung tính nối đất trực tiếp hoặc qua tổng trở.

4.2.3.4.2 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 87N 50/51, 49, 50/51N (hoặc 50/51G), SOTF, FR. Tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào các phía MBA và biến dòng trung tính các cuộn dây nối Y có trung tính nối đất trực tiếp hoặc qua tổng trở.

4.2.3.4.3 Thiết bị rơ-le bảo vệ dự phòng cho cuộn cao áp: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 51/27, 50/51N, SOTF, 27/59, FR. Tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào phía cao áp của MBA, tín hiệu điện áp được lấy từ máy biến điện áp thanh cái cao áp hoặc biến điện áp phía cao áp MBA. Các chức năng bảo vệ dự phòng 67/67N, 50/51, 50/51N phải có tối thiểu 03 vùng/cấp bảo vệ.

4.2.3.4.4 Thiết bị rơ-le bảo vệ dự phòng cho mỗi cuộn dây trung áp: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N, 27/59, SOTF, 60, FR. Tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào phía trung áp hoặc TI chân sứ phía trung áp của MBA, tín hiệu điện áp được lấy từ máy biến điện áp thanh cái trung áp hoặc biến điện áp phía trung áp MBA. Các chức năng bảo vệ dự phòng 67/67N, 50/51, 50/51N phải có tối thiểu 03 vùng/cấp bảo vệ.

4.2.3.4.5 Chức năng 59N phải được trang bị cho tất cả các cuộn dây đấu Δ, hoặc đấu Y và có trung tính cách ly. Đối với cuộn dây đấu Δ không nối với phụ tải hoặc nguồn bên ngoài (chỉ sử dụng làm cuộn cân bằng), cho phép không cần trang bị bảo vệ 59N.

4.2.3.4.6 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 và số 2 phải gửi cắt độc lập hoặc đồng thời đến các cuộn cắt của máy cắt. Việc cô lập một trong hai thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 và 2 không được ảnh hưởng đến bất kỳ chức năng nào của thiết bị rơ-le bảo vệ còn lại.

4.2.3.4.7 Chức năng rơ-le bảo vệ nhiệt độ dầu/cuộn dây MBA (26O/26W), rơ-le áp lực MBA (63), rơ-le gas/dòng dầu cho bình dầu chính và ngăn điều áp dưới tải (96/80), rơ-le mức dầu thấp (71) và các chức năng bảo vệ công nghệ khác được trang bị và cài đặt đồng bộ với MBA. Trong đó đối với các chức năng bảo vệ đi cắt máy cắt (khi tác động), lệnh cắt được gửi đi cắt trực tiếp máy cắt các phía thông qua rơ-le chỉ huy cắt (hoặc rơ-le 86) và được gửi đi cắt đồng thời thông qua thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 hoặc số 2 của MBA.

4.2.3.5 Cấu hình hệ thống rơ-le bảo vệ MBA phân phối 110 kV (HV/MV hoặc HV/MV1/MV2)

4.2.3.5.1 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 87N, 50/51, 50/51N (hoặc 50/51G), 49, FR. Tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào các phía và biến dòng trung tính các cuộn dây nối Y có trung tính nối đất trực tiếp hoặc qua tổng trở.

4.2.3.5.2 Với máy biến áp 110 kV tại các trạm biến áp 220 kV, 500 kV, cho phép trang bị 02 bộ bảo vệ so lệch 87T để đảm bảo tính dự phòng và độ tin cậy. Trong trường hợp này, các thiết bị bảo vệ phải độc lập về mặt vật lý, lấy mạch dòng

từ các máy biến dòng/cuộn dòng khác nhau, gửi cắt độc lập hoặc đồng thời đến hai cuộn cắt. Việc cô lập một trong hai thiết bị rơ-le bảo vệ số không được ảnh hưởng đến bất kỳ chức năng nào của thiết bị rơ-le bảo vệ còn lại.

4.2.3.5.3 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: (bảo vệ dự phòng cho cuộn dây 110 kV): Được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51,51/27, 50/51N, SOTF, 27/59, FR. Tín hiệu dòng điện được lấy từ biến dòng chân sứ hoặc máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào phía 110 kV của MBA, tín hiệu điện áp được lấy từ máy biến điện áp thanh cái 110 kV hoặc biến điện áp phía 110 kV MBA. Các chức năng bảo vệ dự phòng 67/67N, 50/51, 50/51N phải có tối thiểu 03 vùng/cấp bảo vệ.

4.2.3.5.4 Thiết bị rơ-le bảo vệ dự phòng cho mỗi cuộn dây trung áp: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N, SOTF, 27/59, 60, FR. Tín hiệu dòng điện được lấy từ TI chân sứ phía trung áp tương ứng hoặc từ TI ngăn máy cắt đầu vào phía trung áp tương ứng của MBA, tín hiệu điện áp được lấy từ máy biến điện áp thanh cái trung áp hoặc biến điện áp phía trung áp MBA. Các chức năng bảo vệ dự phòng 67/67N, 50/51, 50/51N phải có tối thiểu 03 vùng/cấp bảo vệ..

4.2.3.5.5 Chức năng 87N, 50/51G phải được trang bị cho tất cả các cuộn dây đấu Y và có trung tính nối đất trực tiếp hoặc qua tổng trở. Chức năng 59N phải được trang bị cho tất cả các cuộn dây đấu Δ, hoặc đấu Y và có trung tính cách ly. Đối với cuộn dây đấu Δ không nối với phụ tải hoặc nguồn bên ngoài (chỉ sử dụng làm cuộn cân bằng), cho phép không cần trang bị bảo vệ 59N.

4.2.3.5.6 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 phải gửi cắt đồng thời đến hai cuộn cắt. Việc cô lập một trong hai thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 và 2 không được ảnh hưởng đến bất kỳ chức năng nào của thiết bị rơ-le bảo vệ còn lại.

4.2.3.5.7 Chức năng rơ-le bảo vệ nhiệt độ dầu/cuộn dây MBA (26O/26W), rơ-le áp lực MBA (63), rơ-le gas/dòng dầu cho bình dầu chính và ngăn điều áp dưới tải (96/80), rơ-le mức dầu thấp (71) và các chức năng bảo vệ công nghệ khác được trang bị và cài đặt đồng bộ với MBA. Trong đó đối với các chức năng bảo vệ đi cắt máy cắt (khi tác động), lệnh cắt được gửi đi cắt trực tiếp máy cắt các phía thông qua rơ-le chỉ huy cắt (hoặc rơ-le 86) và được gửi đi cắt đồng thời thông qua thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 hoặc số 2 của MBA.

4.2.4 Hệ thống bảo vệ thanh cái

4.2.4.1 Quy định chung về bảo vệ thanh cái

4.2.4.1.1 Yêu cầu của hệ thống bảo vệ thanh cái:

a) Hệ thống bảo vệ thanh cái phải có khả năng phát hiện và chống các dạng sự cố trong vùng bảo vệ thanh cái.

b) Thời gian loại trừ sự cố: thời gian loại trừ sự cố phải đảm bảo nhỏ nhất có thể và nhỏ hơn yêu cầu thời gian loại trừ sự cố lớn nhất của thanh cái.

c) Tính chọn lọc: Thanh cái 500 kV phải được trang bị 02 bảo vệ chính. Đối với thanh cái 220 kV, 110 kV trang bị tối thiểu 01 bộ bảo vệ chính.

d) Độ tin cậy:

- Bảo vệ so lệch thanh cái phải đảm bảo không được tác động với sự cố ngoài vùng bảo vệ, ngay cả trong trường hợp TI bị bão hòa do sự cố bên ngoài gần vị trí thanh cái.

- Thiết kế hệ thống bảo vệ thanh cái phải đảm bảo giảm thiểu tác động sai của hệ thống bảo vệ do lỗi tiếp điểm, thao tác sai, hư hỏng mạch nhị thứ.

4.2.4.1.2 Yêu cầu về trang bị bảo vệ thanh cái:

a) Có thể sử dụng bảo vệ so lệch thanh cái theo nguyên tắc tổng trở thấp hoặc tổng trở cao làm bảo vệ chính thanh cái.

b) Trong trường hợp thanh cái có dạng sơ đồ hai thanh cái có máy cắt phân đoạn thì bảo vệ dự phòng gần cho thanh cái là bảo vệ khoảng cách hoặc bảo vệ quá dòng tại vị trí máy cắt phân đoạn.

c) Thanh cái từ cấp điện áp 110 kV trở lên phải trang bị rơ-le bảo vệ so lệch thanh cái, trừ trường hợp thanh cái có dạng đa giác.

d) Không cần trang bị bảo vệ thanh cái cho trường hợp thanh cái có dạng đa giác.

đ) Tín hiệu dòng điện đầu vào của các bảo vệ so lệch thanh cái được lấy từ các cuộn dòng (cuộn nhị thứ TI) khác nhau, trong đó tối thiểu một bộ bảo vệ so lệch thanh cái sử dụng mạch dòng độc lập với bảo vệ của các xuất tuyến nối với thanh cái.

e) Các TI sử dụng cho bảo vệ thanh cái phải có đặc tính phù hợp với yêu cầu của bảo vệ.

4.2.4.2 Cấu hình hệ thống rơ-le bảo vệ thanh cái 500 kV, 220 kV

4.2.4.2.1 Thanh cái 500 kV được trang bị 02 bộ rơle bảo vệ so lệch. Thanh cái 220 kV được trang bị 01 bộ rơle bảo vệ so lệch, trường hợp yêu cầu đảm bảo tính dự phòng và độ tin cậy, cho phép trang bị 02 bộ rơle bảo vệ so lệch.

Đối với hệ thống được trang bị 02 bộ rơle bảo vệ so lệch, mỗi bộ rơle bảo vệ số 1 và số 2 gửi cắt độc lập hoặc đồng thời đến hai cuộn cắt. Việc cô lập một trong hai bộ rơle bảo vệ số 1 và số 2 không được ảnh hưởng đến bất kỳ chức năng nào của bộ rơle bảo vệ còn lại.

4.2.4.2.2 Tín hiệu dòng điện đầu vào của các bảo vệ so lệch thanh cái được lấy từ các cuộn dòng (cuộn nhị thứ TI) khác nhau, trong đó tối thiểu một bộ bảo vệ so lệch thanh cái sử dụng mạch dòng độc lập với bảo vệ của các xuất tuyến nối với thanh cái.

4.2.4.2.3 Trường hợp sử dụng sơ đồ thanh cái có máy cắt phân đoạn hoặc máy cắt liên lạc thì phải trang bị 01 thiết bị rơ-le bảo vệ tích hợp các chức năng 21/21N, 67/67N, 50/51, 50/51N, 60, FR dự phòng tại vị trí máy cắt phân đoạn hoặc liên lạc. Thiết bị rơ-le bảo vệ này lấy tín hiệu dòng từ TI của máy cắt phân đoạn hoặc liên lạc, tín hiệu điện áp được lấy từ biến điện áp thanh cái tương ứng. Chức năng bảo vệ khoảng cách trong rơ-le phải có tối thiểu 04 cấp bảo vệ (02 cấp hướng thuận, 02 cấp hướng nghịch).

4.2.4.2.4 Trong trường hợp cần thiết, các chức năng 27, 59, 60, 81 (O/U) của mỗi thanh cái được tích hợp vào một trong hai thiết bị bảo vệ so lệch hoặc nằm trong thiết bị rơ-le bảo vệ riêng.

4.2.4.3 Cấu hình hệ thống rơ-le bảo vệ thanh cái 110 kV

4.2.4.3.1 Thanh cái 110 kV phải được trang bị 01 bộ rơ-le bảo vệ so lệch. Tín hiệu dòng điện đầu vào của rơ-le bảo vệ so lêch phải lấy từ các cuộn dòng (cuộn nhị thứ TI) độc lập với các bảo vệ của các xuất tuyến nối với thanh cái. Rơ-le bảo vệ phải gửi cắt đồng thời đến các cuộn cắt của các máy cắt có liên quan.

4.2.4.3.2 Trường hợp trang bị 02 bộ bảo vệ so lệch thanh cái thì cho phép 01 bộ được lấy tín hiệu dòng điện đầu vào nối tiếp với mạch dòng của các bảo vệ khác, 02 rơ-le bảo vệ gửi cắt độc lập hoặc đồng thời đến các cuộn cắt của máy cắt.

4.2.4.3.3 Trường hợp thanh cái 110 kV sử dụng sơ đồ thanh cái có máy cắt phân đoạn hoặc máy cắt liên lạc thì phải trang bị 01 thiết bị rơle bảo vệ tích hợp các chức năng 21/21N, 67/67N, 50/51, 50/51N, 60, FR dự phòng tại vị trí máy cắt phân đoạn hoặc liên lạc. Thiết bị rơle bảo vệ này lấy tín hiệu dòng từ TI của máy cắt phân đoạn hoặc liên lạc, tín hiệu điện áp được lấy từ biến điện áp thanh cái tương ứng, chức năng bảo vệ khoảng cách 21/21N trong rơle phải có tối thiểu 04 vùng/cấp bảo vệ (02 vùng/cấp hướng thuận, 02 vùng/cấp hướng nghịch).

4.2.4.3.4 Trong trường hợp cần thiết, các chức năng 27, 59, 60, 81 (O/U) của mỗi thanh cái được tích hợp trong thiết bị bảo vệ so lệch hoặc khoảng cách hoặc trong thiết bị rơ le bảo vệ riêng.

4.2.4.4 Cấu hình hệ thống rơ-le bảo vệ thanh cái trung áp (thuộc các trạm 500 kV, 220 kV, 110 kV)

4.2.4.4.1 Trường hợp thanh cái trung áp có máy cắt phân đoạn, trang bị 01 thiết bị bảo vệ được tích hợp các chức năng bảo vệ: 50/51, 50/51N, SOTF, FR. Tín hiệu dòng điện của bảo vệ được lấy từ TI của máy cắt phân đoạn. Các chức năng 50/51, 50/51N phải có tối thiểu 02 vùng/cấp bảo vệ. Đối với tủ hợp bộ có thể bổ sung chức năng bảo vệ phát hiện hồ quang.

4.2.4.4.2 Trong trường hợp cần thiết, các chức năng 27, 59, 60 của mỗi thanh cái được trang bị tích hợp trong một thiết bị rơ-le bảo vệ hoặc trong thiết bị rơ-le bảo vệ riêng. Tín hiệu điện áp được lấy từ biến điện áp thanh cái tương ứng.

4.2.4.4.3 Rơ-le bảo vệ tần số F81 (O/U) cho từng thanh cái phải được trang bị rơ-le bảo vệ riêng (chức năng bảo vệ tần số F81 được khai thác trên rơ-le này hoặc trên rơ-le xuất tuyến), tín hiêu điện áp được lấy từ biến điện áp thanh cái tương ứng hoặc biến điện áp phía cao áp của MBA.

4.2.5 Hệ thống bảo vệ máy phát điện

4.2.5.1 Quy định chung về bảo vệ máy phát

4.2.5.1.1 Quy trình này quy định cấu hình tối thiểu của máy phát điện liên quan đến phần điện. Việc trang bị hệ thống bảo vệ máy phát thuộc về chủ sở hữu nhà máy điện.

4.2.5.1.2 Hệ thống bảo vệ máy phát điện phải có khả năng chống các dạng sự cố, chế độ bất thường của máy phát (sự cố, quá tải, tần số cao/thấp, điện áp cao/thấp, quá kích thích, mất đồng bộ...) và bảo vệ tổ máy phát điện khỏi các sự cố trên lưới điện và trong nhà máy điện.

4.2.5.1.3 Yêu cầu về mức độ dự phòng hệ thống bảo vệ máy phát:

a) Máy phát đồng bộ có công suất đặt dưới 10MW: cho phép trang bị một mạch bảo vệ.

b) Máy phát đồng bộ có công suất đặt từ 10MW đến 80MW: cho phép trang bị tối thiểu hai mạch bảo vệ, trong đó mỗi mạch phải bao gồm tối thiểu 01 thiết bị bảo vệ.

c) Máy phát đồng bộ có công suất đặt trên 80MW: phải trang bị hai mạch bảo vệ, trong đó mỗi mạch bảo vệ phải bao gồm tối thiểu 02 thiết bị bảo vệ.

4.2.5.1.4 Quy định chung về ma trận cắt:

a) Ma trận cắt phải thể hiện rõ tác động của các bảo vệ trong hệ thống bảo vệ máy phát (bao gồm các thành phần: máy phát, máy biến áp tăng áp, máy biến áp tự dùng, máy cắt) trong các trường hợp sự cố, bất thường.

b) Ma trận cắt phải phù hợp với dạng máy phát, các yêu cầu riêng của tổ máy, cấp điện áp đấu nối, công suất định mức của khối tổ máy, sơ đồ một sợi của khối tổ máy.

4.2.5.2 Cấu hình khối máy phát - máy biến áp công suất đặt ≥ 80MW

4.2.5.2.1 Bảo vệ máy phát điện gồm 2 mạch bảo vệ:

a) Mạch bảo vệ 1 bao gồm các thiết bị bảo vệ:

- Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87G, 5 (50/27), 27, 46, 49R (*), 51V, 59, 60, 64R, 64S-95%, 81, 50BF, FR.

- Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: được tích hợp các chức năng bảo vệ 21, 24, 32, 37, 40, 49, 59N, 60, 78, 51LF (*), 59LF (*), FR.

- Chức năng 87I có thể được trang bị nếu cần thiết (tùy thuộc vào cấu trúc cuộn stator máy phát).

b) Mạch bảo vệ 2 bao gồm các thiết bị bảo vệ:

- Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87G, 5 (50/27), 27, 46, 51V, 59, 60, 64S-100%, 81, 50BF, FR.

- Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: được tích hợp các chức năng bảo vệ 21, 24, 32, 37, 40, 49, 59N, 60, 78, 51LF (*), 59LF (*), 64DC (*), FR.

c) Mạch bảo vệ 1 và 2 phải đảm bảo có mạch dòng, mạch áp, nguồn nuôi một chiều, mạch cắt, mạch báo tín hiệu độc lập với nhau. Việc hư hỏng ở một trong hai mạch bảo vệ không được làm ảnh hưởng đến sự làm việc của mạch bảo vệ còn lại.

(Các chức năng đánh dấu (*) được xem xét áp dụng theo yêu cầu công nghệ máy phát)

d) Trong trường hợp giữa máy phát và máy biến áp chính có trang bị máy cắt, thì máy cắt đầu cực máy phát phải được trang bị thiết bị hòa đồng bộ 25 (bằng tay, tự động), 50BF. Các chức năng này được tích hợp trong bảo vệ máy phát hoặc nằm trong rơ-le riêng.

4.2.5.2.2 Bảo vệ máy biến áp chính gồm các bảo vệ:

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 87N, 21/21N, 50/51, 60, FR.

b) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: được tích hợp các chức năng 87T, 21/21N, 50/51, 50/51G, 60, FR.

c) Trong trường hợp giữa máy phát và máy biến áp chính có trang bị máy cắt, cuộn hạ áp của máy biến áp chính được trang bị các chức năng bảo vệ: 24, 59N, 60 tích hợp trong các thiết bị rơ-le bảo vệ trên của máy biến áp hoặc nằm trong rơ-le bảo vệ riêng.

d) Thiết bị bảo vệ số 1 và số 2 phải đảm bảo có mạch dòng, mạch áp, nguồn nuôi một chiều và mạch cắt độc lập. Việc hư hỏng ở một trong hai mạch bảo vệ không được làm ảnh hưởng đến sự làm việc của mạch bảo vệ còn lại.

đ) Các chức năng rơ-le bảo vệ 26, 63, 71, 96 và các bảo vệ công nghệ khác được trang bị và cài đặt đồng bộ với MBA (nếu cần thiết).

e) Máy cắt phía cao áp máy biến áp chính phải được trang bị thiết bị hòa đồng bộ 25 (bằng tay, tự động).

4.2.5.2.3 Bảo vệ máy biến áp tự dùng gồm các bảo vệ:

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 50/51, FR.

b) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 49, 50/51, FR.

c) Các chức năng 87N (50REF hoặc 64REF), 50/51G phải được trang bị cho cuộn dây đấu Y và có trung tính nối đất trực tiếp hoặc qua tổng trở.

d) Các chức năng rơ-le bảo vệ 26, 63, 96, 71 và các bảo vệ công nghệ khác được trang bị và cài đặt đồng bộ với MBA (nếu cần thiết).

4.2.5.2.4 Bảo vệ máy biến áp kích từ gồm các bảo vệ (nếu có):

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 87E (với máy biến áp có công suất ≥ 6.3MVA), 49, 50/51, FR.

b) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: 49, 50/51, FR.

4.2.5.2.5 Đối với các tổ máy có công suất nhỏ hơn 300MW, cho phép sử dụng thiết bị rơ-le bảo vệ so lệch khối được tích hợp các chức năng bảo vệ: 87GT, 21/21N, 50/51, 50/51N, 60, FR thay thế thiết bị rơ-le bảo vệ số 2 của máy biến áp tăng áp. Trong trường hợp tín hiệu dòng điện của bảo vệ so lệch khối lấy từ biến dòng trung tính máy phát, phía cao áp máy biến áp tăng áp và các phía hạ áp của máy biến áp tự dùng thì cho phép không cần trang bị chức năng 87T trong thiết bị bảo vệ số 2 của máy biến áp tự dùng.

4.2.5.3 Cấu hình bảo vệ khối máy phát - máy biến áp có công suất đặt 10÷80MW, máy biến áp tăng áp đấu nối vào cấp điện áp 500/220 kV

4.2.5.3.1 Bảo vệ máy phát bao gồm các bảo vệ:

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87G, 5 (50/27), 27, 59TN (hoặc 27TN), 32, 40, 46, 51V, 59, 59N, 60, 64R, 81, 50BF, FR.

b) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: được tích hợp các chức năng bảo vệ 21, 24, 32, 37, 40, 46, 49, 60, 64S-95%, 78, 51LF(*), 59LF (*), 64DC (*), FR.

c) Chức năng 87I có thể được trang bị nếu cần thiết (tùy thuộc vào cấu trúc cuộn stator máy phát).

(Các chức năng đánh dấu (*) được xem xét áp dụng theo yêu cầu công nghệ máy phát).

d) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 và số 2 phải đảm bảo có mạch dòng, mạch áp độc lập. Việc hư hỏng ở một trong hai thiết bị bảo vệ không được làm ảnh hưởng đến sự làm việc của thiết bị bảo vệ còn lại.

đ) Trong trường hợp giữa máy phát và máy biến áp chính có trang bị máy cắt, thì máy cắt đầu cực máy phát phải trang bị các chức năng bảo vệ: thiết bị hòa đồng bộ 25 (bằng tay, tự động), 50BF. Các chức năng này được tích hợp trong bảo vệ máy phát hoặc nằm trong rơ-le riêng.

4.2.5.3.2 Bảo vệ máy biến áp chính gồm các bảo vệ:

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 87N, 21/21N, 50/51, 60,FR.

b) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87GT, 21/21N, 50/51, 50/51G, 60, FR.

c) Thiết bị bảo vệ 1 và 2 phải đảm bảo có mạch dòng, mạch áp độc lập. Việc hư hỏng ở một trong hai thiết bị bảo vệ không được làm ảnh hưởng đến sự làm việc của thiết bị bảo vệ còn lại.

d) Máy cắt phía cao áp máy biến áp chính phải được trang bị thiết bị hòa đồng bộ 25 (bằng tay, tự động).

đ) Trong trường hợp giữa máy phát và máy biến áp chính có trang bị máy cắt thì cuộn hạ áp của máy biến áp chính phải được trang bị các chức năng bảo vệ: 24, 59N, 60.

e) Các chức năng rơ-le bảo vệ 26, 63, 96, 71 và các bảo vệ công nghệ khác được trang bị và cài đặt đồng bộ với MBA (nếu cần thiết).

4.2.5.3.3 Bảo vệ máy biến áp tự dùng:

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 50/51, FR.

b) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 49, 50/51, FR.

c) Các chức năng 87N (50REF hoặc 64REF), 50/51G phải được trang bị cho cuộn dây đấu Y và có trung tính nối đất trực tiếp hoặc qua tổng trở.

d) Các chức năng rơ-le bảo vệ 26, 63, 96, 71 và các bảo vệ công nghệ khác được trang bị và cài đặt đồng bộ với MBA (nếu cần thiết).

4.2.5.3.4 Bảo vệ máy biến áp kích từ (nếu có): Được tích hợp các chức năng bảo vệ 87E (với máy biến áp có công suất ≥ 6.3MVA), 49, 50/51, FR.

4.2.5.4 Cấu hình bảo vệ khối máy phát - máy biến áp có công suất đặt 10÷80MW, máy biến áp tăng áp đấu nối vào cấp điện áp 110 kV

4.2.5.4.1 Bảo vệ máy phát bao gồm các thiết bị bảo vệ:

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87G, 5 (50/27), 27, 59TN (hoặc 27TN), 32, 40, 46, 51V, 59, 59N, 60, 64R, 81, 50BF, FR.

b) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: được tích hợp các chức năng bảo vệ 21, 24, 32, 37, 40, 46, 49, 60, 64S-95%, 78, 51LF(*), 59LF (*), 64DC (*), FR.

c) Chức năng 87I có thể được trang bị nếu cần thiết (tùy thuộc vào cấu trúc cuộn stator máy phát).

(Các chức năng đánh dấu (*) được xem xét áp dụng theo yêu cầu công nghệ máy phát)

d) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 và số 2 phải đảm bảo có mạch dòng, mạch áp độc lập. Việc hư hỏng ở một trong hai thiết bị bảo vệ không được làm ảnh hưởng đến sự làm việc của thiết bị bảo vệ còn lại.

đ) Trong trường hợp giữa máy phát và máy biến áp chính có trang bị máy cắt, thì máy cắt đầu cực máy phát phải trang bị các chức năng bảo vệ: thiết bị hòa đồng bộ 25 (bằng tay, tự động), 50BF. Các chức năng này được tích hợp trong bảo vệ máy phát hoặc nằm trong rơ-le riêng.

4.2.5.4.2 Bảo vệ máy biến áp chính gồm các bảo vệ:

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 87N, 50/51, FR.

b) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87GT, 50/51, 50/51G, FR.

c) Thiết bị bảo vệ 1 và 2 phải đảm bảo có mạch dòng, mạch áp độc lập. Việc hư hỏng ở một trong hai thiết bị bảo vệ không được làm ảnh hưởng đến sự làm việc của thiết bị bảo vệ còn lại.

d) Máy cắt phía cao áp máy biến áp chính phải được trang bị thiết bị hòa đồng bộ 25 (bằng tay, tự động).

đ) Trong trường hợp giữa máy phát và máy biến áp chính có trang bị máy cắt thì cuộn hạ áp của máy biến áp chính phải được trang bị các chức năng bảo vệ: 24, 59N, 60.

e) Các chức năng rơ-le bảo vệ 26, 63, 96, 71 và các bảo vệ công nghệ khác được trang bị và cài đặt đồng bộ với MBA (nếu cần thiết).

4.2.5.4.3 Bảo vệ máy biến áp tự dùng gồm các bảo vệ:

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 50/51, FR.

b) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 49, 50/51, FR.

c) Các chức năng 87N (50REF hoặc 64REF), 50/51G phải được trang bị cho cuộn dây đấu Y và có trung tính nối đất trực tiếp hoặc qua tổng trở.

d) Các chức năng rơ-le bảo vệ 26, 63, 96, 71 và các bảo vệ công nghệ khác được trang bị và cài đặt đồng bộ với MBA (nếu cần thiết).

4.2.5.4.4 Bảo vệ máy biến áp kích từ (nếu có): Được tích hợp các chức năng bảo vệ 87E (với máy biến áp có công suất ≥ 6.3MVA), 49, 50/51, FR.

4.2.5.5 Cấu hình bảo vệ khối máy phát - máy biến áp có công suất đặt dưới 10MW, máy biến áp tăng áp đấu nối vào cấp điện áp 110 kV

4.2.5.5.1 Bảo vệ máy phát bao gồm các thiết bị bảo vệ:

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ máy phát được tích hợp các chức năng bảo vệ 87G, 5 (50/27), 27, 32, 40, 46, 49, 50, 51V, 59, 59N, 60, 64R, 78, 81, 50BF, FR.

b) Chức năng 87I có thể được trang bị nếu cần thiết (tùy thuộc vào cấu trúc cuộn stator máy phát).

c) Trong trường hợp giữa máy phát và máy biến áp chính có trang bị máy cắt, thì máy cắt đầu cực máy phát phải trang bị các chức năng bảo vệ: thiết bị hòa đồng bộ 25 (bằng tay, tự động), 50BF. Các chức năng này được tích hợp trong bảo vệ máy phát hoặc nằm trong rơ-le riêng.

4.2.5.5.2 Bảo vệ máy biến áp chính gồm các bảo vệ:

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 87N, 50/51, 50/51G, FR.

b) Máy cắt phía cao áp máy biến áp chính phải được trang bị thiết bị hòa đồng bộ 25 (bằng tay, tự động).

c) Trong trường hợp giữa máy phát và máy biến áp chính có trang bị máy cắt thì cuộn hạ áp của máy biến áp chính phải được trang bị các chức năng bảo vệ: 24, 59N, 60.

d) Các chức năng rơ-le bảo vệ 26, 63, 96, 71 và các bảo vệ công nghệ khác được trang bị và cài đặt đồng bộ với MBA (nếu cần thiết).

4.2.5.5.3 Bảo vệ máy biến áp tự dùng được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T (với máy biến áp có công suất ≥ 6.3MVA), 50/51, 49, FR.

a) Các chức năng 87N (với máy biến áp có công suất ≥ 6.3MVA), 50/51G phải được trang bị cho cuộn dây đấu Y và có trung tính nối đất trực tiếp hoặc qua tổng trở.

b) Các chức năng rơ-le bảo vệ 26, 63, 96, 71 và các bảo vệ công nghệ khác được trang bị và cài đặt đồng bộ với MBA (nếu cần thiết).

4.2.5.5.4 Bảo vệ máy biến áp kích từ (nếu có): Được tích hợp các chức năng bảo vệ 49, 50/51, FR.

4.2.5.6 Cấu hình bảo vệ tổ máy phát điện có công suất đặt 10÷80MW, đấu nối vào thanh cái trung áp

4.2.5.6.1 Bảo vệ máy phát: bao gồm các thiết bị bảo vệ:

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 87G, 5 (50/27), 27, 32, 40, 46, 50, 50G, 51V, 59, 60, 64R, 67G, 81, 50BF, FR.

b) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 21, 24, 32, 37, 40, 46, 49, 59N, 60, 78, 51LF(*), 59LF (*), 64DC (*), FR.

c) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 và số 2 phải đảm bảo có mạch dòng, mạch áp độc lập. Việc hư hỏng ở một trong hai thiết bị bảo vệ không được làm ảnh hưởng đến sự làm việc của thiết bị bảo vệ còn lại.

d) Chức năng 87I có thể được trang bị nếu cần thiết (tùy thuộc vào cấu trúc cuộn stator máy phát).

đ) Máy cắt đầu cực máy phát phải được trang bị thiết bị hòa đồng bộ 25 (bằng tay, tự động). (Các chức năng đánh dấu (*) được xem xét áp dụng theo yêu cầu công nghệ máy phát).

4.2.5.6.2 Bảo vệ máy biến áp kích từ (nếu có): Được tích hợp các chức năng bảo vệ 49, 50/51, FR.

4.2.5.7 Cấu hình bảo vệ tổ máy phát điện có công suất đặt dưới 10MW, đấu nối vào thanh cái trung áp và có trung tính nối đất (hoặc nối đất qua điện trở)

4.2.5.7.1 Bảo vệ máy phát bao gồm các thiết bị bảo vệ:

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ máy phát được tích hợp các chức năng bảo vệ 87G, 5 (50/27), 21, 27, 32, 40, 46, 49, 50, 50G, 51V, 59, 60, 64R, 67G, 78, 81, 50BF, FR.

b) Chức năng 87I có thể được trang bị nếu cần thiết (tùy thuộc vào cấu trúc cuộn stator máy phát).

c) Máy cắt đầu cực máy phát phải được trang bị thiết bị hòa đồng bộ 25 (bằng tay, tự động).

4.2.5.7.2 Bảo vệ máy biến áp kích từ (nếu có): Được tích hợp các chức năng bảo vệ 49, 50/51, FR.

4.2.5.8 Cấu hình bảo vệ tổ máy phát điện có công suất đặt dưới 10MW, đấu nối vào thanh cái trung áp và có trung tính cách ly

4.2.5.8.1 Bảo vệ máy phát bao gồm các thiết bị bảo vệ:

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ máy phát được tích hợp các chức năng bảo vệ 87G, 5 (50/27), 21, 27, 32, 40, 46, 49, 50, 51V, 59, 59N, 60, 64R, 67G, 78, 81, 50BF, FR.

b) Chức năng 87I có thể được trang bị nếu cần thiết (tùy thuộc vào cấu trúc cuộn stator máy phát).

c) Máy cắt đầu cực máy phát phải được trang bị thiết bị hòa đồng bộ 25 (bằng tay, tự động).

4.2.5.8.2 Bảo vệ máy biến áp kích từ (nếu có): Được tích hợp các chức năng bảo vệ 49, 50/51, FR.

4.2.5.9 Cấu hình bảo vệ tổ máy phát điện không đồng bộ đấu nối vào thanh cái trung áp

Thiết bị rơ-le bảo vệ máy phát được tích hợp các chức năng bảo vệ: 87G, 27, 46, 48, 49, 50, 50G, 50BF, FR.

4.2.5.10 Cấu hình bảo vệ MBA tăng áp (của một nhóm tổ máy) đấu nối vào cấp điện áp 220 kV; hoặc MBA tăng áp (của một nhóm tổ máy) có công suất đặt > 80MW và đấu nối vào cấp điện áp 110 kV

4.2.5.10.1 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 87N, 24, 49, 50/51, 60, 25, FR.

4.2.5.10.2 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 21/21N, 50/51, 50/51G, 60, FR.

4.2.5.10.3 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 3 (bảo vệ cuộn trung áp và bảo vệ máy cắt): được tích hợp các chức năng bảo vệ 27, 50/51, 50/51N, 59, 59N, 60, 25, FR.

4.2.5.10.4 Chức năng 21/21N phải được tích hợp vào một trong hai thiết bị bảo vệ số 1 và số 2.

4.2.5.10.5 Thiết bị bảo vệ số 1 và số 2 phải đảm bảo có mạch dòng, mạch áp, nguồn nuôi một chiều và mạch cắt độc lập. Việc hư hỏng ở một trong hai thiết bị bảo vệ không được làm ảnh hưởng đến sự làm việc của thiết bị bảo vệ còn lại.

4.2.5.10.6 Các chức năng rơ-le bảo vệ 26, 63, 96, 71 và các bảo vệ công nghệ khác được trang bị và cài đặt đồng bộ với MBA (nếu cần thiết).

4.2.5.11 Cấu hình bảo vệ MBA tăng áp (của một nhóm tổ máy) có công suất ≤ 80MW đấu nối vào cấp điện áp 110 kV

4.2.5.11.1 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 87N, 24, 49, 50/51, 60, 25, FR.

4.2.5.11.2 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 50/51, 50/51G, 60, FR.

4.2.5.11.3 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 3 (bảo vệ cuộn trung áp và bảo vệ máy cắt): được tích hợp các chức năng bảo vệ 27, 50/51, 50/51N, 59, 59N, 60, 25, FR.

4.2.5.11.4 Các chức năng rơ-le bảo vệ 26, 63, 96, 71 và các bảo vệ công nghệ khác được trang bị và cài đặt đồng bộ với MBA (nếu cần thiết)

4.2.6 Hệ thống bảo vệ thiết bị bù

4.2.6.1 Yêu cầu kỹ thuật với hệ thống bảo vệ kháng bù ngang và các thiết bị phụ trợ

4.2.6.1.1 Trong trường hợp kháng điện nối với đường dây/thanh cái thông qua máy cắt thì máy cắt phải có khả năng cắt dòng ngắn mạch, bảo vệ kháng điện khi tác động sẽ đi cắt máy cắt kháng. Trong trường hợp hư hỏng máy cắt kháng, bảo vệ chống hư hỏng máy cắt kháng (50BF) sẽ gửi tín hiệu liên động cắt toàn bộ các máy cắt đường dây/ thanh cái liên quan.

4.2.6.1.2 Trong trường hợp kháng điện nối trực tiếp với đường dây/thanh cái, bảo vệ kháng điện khi tác động sẽ đi cắt toàn bộ các máy cắt đường dây/ thanh cái liên quan.

4.2.6.1.3 Kháng điện 500 kV, 220 kV phải được trang bị bảo vệ kép.

4.2.6.1.4 Máy cắt kháng phải trang bị các chức năng 50BF, 74, 86, FR. Nên trang bị thiết bị lựa chọn thời điểm đóng, mở máy cắt kháng.

4.2.6.1.5 Chức năng rơ-le bảo vệ nhiệt độ dầu (26O), nhiệt độ cuộn dây kháng điện (26W), rơ-le áp lực dầu (63), rơ-le gas (96), rơ-le mức dầu thấp (71) và các chức năng bảo vệ công nghệ khác được trang bị và cài đặt đồng bộ với kháng điện. Trong đó đối với các chức năng bảo vệ đi cắt máy cắt (khi tác động), lệnh cắt được gửi đi cắt trực tiếp máy cắt thông qua rơ-le chỉ huy cắt (hoặc rơ-le 86) và được gửi đi cắt đồng thời thông qua thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 hoặc số 2 của kháng điện.

4.2.6.2 Yêu cầu kỹ thuật với hệ thống bảo vệ tụ bù ngang và các thiết bị phụ trợ

4.2.6.2.1 Trong trường hợp tụ điện nối với thanh cái thông qua máy cắt thì bảo vệ tụ điện khi tác động sẽ đi cắt máy cắt tụ. Trong trường hợp hư hỏng máy cắt tụ, bảo vệ chống hư hỏng máy cắt tụ (50BF) sẽ gửi tín hiệu liên động cắt toàn bộ các máy cắt liên quan.

4.2.6.2.2 Trong trường hợp tụ điện nối trực tiếp vào thanh cái, bảo vệ tụ khi tác động sẽ đi cắt toàn bộ các máy cắt nối với thanh cái.

4.2.6.2.3 Tụ bù ngang 500 kV, 220 kV phải được trang bị bảo vệ kép.

4.2.6.2.4 Máy cắt tụ phải được trang bị các chức năng 50BF, 74, 86, FR. Nên trang bị thiết bị lựa chọn thời điểm đóng, mở máy cắt tụ.

4.2.6.3 Cấu hình hệ thống rơ-le bảo vệ kháng bù ngang 500 kV, 220 kV

4.2.6.3.1 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 87R (nếu có TI từng pha tại vị trí điểm trung tính), 87N, 46, 49, 50/51, 50/51N (hoặc 50/51G), SOTF, FR. Tín hiệu dòng điện đầu vào thiết bị rơ-le bảo vệ được lấy từ các biến dòng từng pha phía cao áp, biến dòng từng pha tại điểm trung tính (nếu có) và TI trung tính của kháng.

4.2.6.3.2 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 87R (nếu có TI từng pha tại vị trí điểm trung tính), 87N, 27/59, 46, 49, 50/51, 50/51N (hoặc 50/51G), 60, SOTF, FR. Tín hiệu dòng điện đầu vào thiết bị rơ-le bảo vệ được lấy từ các biến dòng từng pha phía cao áp, biến dòng từng pha tại điểm trung tính (nếu có) và TI trung tính của kháng.

4.2.6.3.3 Thiết bị bảo vệ 1 và 2 phải đảm bảo có mạch dòng, mạch áp, nguồn nuôi một chiều và mạch cắt độc lập. Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 và số 2 phải gửi cắt độc lập hoặc đồng thời đến hai cuộn cắt. Việc hư hỏng ở một trong hai thiết bị bảo vệ không được làm ảnh hưởng đến sự làm việc của thiết bị bảo vệ còn lại.

4.2.6.3.4 Trong trường hợp kháng có máy cắt, các chức năng 50BF được tích hợp trong hai thiết bị bảo vệ số 1 và số 2, hoặc nằm trong thiết bị bảo vệ riêng.

4.2.6.3.5 Chức năng rơ-le bảo vệ nhiệt độ dầu (26O), nhiệt độ cuộn dây kháng điện (26W), rơ-le áp lực dầu (63), rơ-le gas (96), rơ-le mức dầu thấp (71) và các chức năng bảo vệ công nghệ khác được trang bị và cài đặt đồng bộ với kháng điện. Trong đó đối với các chức năng bảo vệ đi cắt máy cắt (khi tác động), lệnh cắt được gửi đi cắt trực tiếp máy cắt thông qua rơ-le chỉ huy cắt (hoặc rơ-le 86) và được gửi đi cắt đồng thời thông qua thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 hoặc số 2 của kháng điện.

4.2.6.4 Cấu hình hệ thống rơ-le bảo vệ kháng điện bù ngang 110 kV

4.2.6.4.1 Thiết bị bảo vệ số 1: được trang bị thiết bị rơ-le bảo vệ tích hợp các chức năng 87R (nếu có TI từng pha tại vị trí điểm trung tính), 87N, 50/51, 50/51N (hoặc 50/51G), SOTF, FR.

4.2.6.4.2 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2 (bảo vệ dự phòng): được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N (hoặc 50/51G), 27/59, 60, SOTF FR.

4.2.6.4.3 Việc hư hỏng ở một trong hai thiết bị bảo vệ không được làm ảnh hưởng đến sự làm việc của thiết bị bảo vệ còn lại.

4.2.6.4.4 Trong trường hợp kháng có máy cắt, các chức năng 50BF được tích hợp trong thiết bị bảo vệ trên hoặc nằm trong thiết bị bảo vệ riêng.

4.2.6.4.5 Chức năng rơ-le bảo vệ nhiệt độ dầu (26O), nhiệt độ cuộn dây kháng điện (26W), rơ-le áp lực dầu (63), rơ-le gas (96), rơ-le mức dầu thấp (71) và các chức năng bảo vệ công nghệ khác được trang bị và cài đặt đồng bộ với kháng điện. Trong đó đối với các chức năng bảo vệ đi cắt máy cắt (khi tác động), lệnh cắt được gửi đi cắt trực tiếp máy cắt thông qua rơ-le chỉ huy cắt (hoặc rơ-le 86) và được gửi đi cắt đồng thời thông qua thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 hoặc số 2 của kháng điện.

4.2.6.5 Cấu hình hệ thống rơ-le bảo vệ tụ bù ngang 500 kV, 220 kV, 110 kV

4.2.6.5.1 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1: Được tích hợp chức năng bảo vệ 50/51, 50/51N, 50Ub (bảo vệ dòng không cân bằng giữa các giàn tụ), 49, 27/59, 50BF, FR.

4.2.6.5.2 Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: Được tích hợp chức năng bảo vệ 50/51, 50/51N, 50Ub (bảo vệ dòng không cân bằng giữa các giàn tụ), 49, 27/59, 50BF, FR.

4.2.6.5.3 Việc hư hỏng ở một trong hai thiết bị bảo vệ không được làm ảnh hưởng đến sự làm việc của thiết bị bảo vệ còn lại.

4.2.6.5.4 Trong trường hợp tụ có máy cắt, các chức năng 50BF, được tích hợp trong hai thiết bị bảo vệ trên hoặc nằm trong thiết bị bảo vệ riêng.

4.2.6.5.5 Tín hiệu dòng điện đầu vào của hai thiết bị rơ-le bảo vệ phải lấy từ các cuộn dòng (nhị thứ TI) khác nhau.

4.2.7 Bảo vệ máy cắt

4.2.7.1 Yêu cầu chung đối với bảo vệ máy cắt

4.2.7.1.1 Các yêu cầu chung của bảo vệ chống hư hỏng máy cắt (50BF):

a) Bảo vệ chống hư hỏng máy cắt được khởi động từ lệnh cắt của các bảo vệ chống sự cố, không được khởi động từ lệnh cắt bằng tay.

b) Bảo vệ chống hư hỏng máy cắt có khả năng phát hiện chế độ hư hỏng máy cắt dựa trên dòng điện và/hoặc tiếp điểm máy cắt.

c) Bảo vệ chống hư hỏng máy cắt phải có khả năng kiểm tra trạng thái 1 pha máy cắt trong trường hợp bảo vệ chống sự cố tác động cắt 1 pha máy cắt; kiểm tra trạng thái 3 pha máy cắt trong trường hợp hệ thống bảo vệ chống sự cố cắt 3 pha máy cắt.

d) Bảo vệ chống hư hỏng máy cắt có 02 cấp tác động: (i) Cấp 1 - cắt lại (gửi cắt tất cả các cuộn cắt) máy cắt bị hư hỏng; (ii) Cấp 2 - cắt các máy cắt nối trực tiếp tới máy cắt bị hư hỏng tại trạm, trong trường hợp cần thiết theo yêu cầu thời gian loại trừ sự cố bảo vệ này phải có khả năng cắt máy cắt ở trạm kế tiếp nối trực tiếp tới máy cắt bị sự cố.

4.2.7.1.2 Các máy cắt từ cấp điện áp 110 kV trở lên hoặc các MC nối lưới tại các NMĐ yêu cầu phải được trang bị chức năng kiểm tra đồng bộ. Đối với cấp điện áp trung áp khi kết nối trong cùng hệ thống điện cho phép kiểm tra đồng vị pha hoặc kiểm tra đồng bộ để thực hiện khép mạch vòng. Chức năng 25 phải cho phép cài đặt nhiều chế độ chỉnh định để phù hợp với lưới điện có nhiều chế độ kiểm tra đồng bộ (hòa điện, khép vòng).

4.2.7.1.3 Các máy cắt có bộ truyền động riêng từng pha phải được trang bị rơ-le bảo vệ chống chế độ không toàn pha.

4.2.7.1.4 Máy cắt phải được trang bị các chức năng giám sát mạch cắt (74) tương ứng với số cuộn cắt của máy cắt và mạch bảo vệ. Đối với cấp điện áp từ 110 kV trở lên chức năng 74 phải sử dụng rơ-le giám sát mạch cắt riêng và không được tích hợp trong các khối thiết bị rơ-le bảo vệ khác. Đối với máy cắt có cấp điện áp dưới 110 kV, cho phép sử dụng chức năng F74 được tích hợp trong các thiết bị rơ-le bảo vệ.

4.2.7.1.5 Máy cắt phải được trang bị rơ-le lockout (86) nhằm cắt và khóa đóng lại máy cắt trong các trường hợp cần thiết. Rơ-le lockout phải được trang bị tương ứng với số cuộn cắt của máy cắt và mạch bảo vệ. Đối với cấp điện áp từ 110 kV trở lên, chức năng 86 phải trang bị trong rơ-le riêng và không được tích hợp trong các khối thiết bị rơ-le bảo vệ khác. Đối với máy cắt có cấp điện áp dưới 110 kV, cho phép sử dụng chức năng rơ-le lockout được tích hợp trong các thiết bị rơ-le bảo vệ.

4.2.7.2 Cấu hình hệ thống rơ-le bảo vệ cho máy cắt 500 kV

4.2.7.2.1 Ngăn máy cắt đường dây, máy biến áp: Các chức năng 50BF, F25 phải được trang bị trong hai bảo vệ riêng biệt, có thể được tích hợp trong các thiết bị rơ-le bảo vệ của đường dây, máy biến áp, thanh cái hoặc trong các thiết bị rơ-le bảo vệ riêng. Đối với máy cắt đường dây, chức năng 50BF phải có khả năng kiểm tra chống hư hỏng máy cắt ở chế độ cắt 1 pha và cắt 3 pha máy cắt bởi bảo vệ.

4.2.7.2.2 Ngăn máy cắt kháng điện bù ngang, tụ điện bù ngang: Chức năng 50BF phải được trang bị trong hai bảo vệ riêng biệt, có thể được tích hợp trong các thiết bị rơ-le bảo vệ của kháng điện, tụ điện, thanh cái hoặc trong các thiết bị rơ-le bảo vệ riêng.

4.2.7.2.3 Máy cắt liên lạc hoặc máy cắt phân đoạn: Các chức năng 50BF, F25 phải được trang bị trong hai bảo vệ riêng biệt, có thể được tích hợp trong các thiết bị rơ-le bảo vệ thanh cái (bảo vệ chính hoặc bảo vệ dự phòng) hoặc trong thiết bị rơ-le bảo vệ riêng.

4.2.7.2.4 Chức năng F25 (nếu được trang bị) phải cho phép cài đặt nhiều chế độ chỉnh định.

4.2.7.2.5 Các máy cắt 500 kV phải được trang bị rơ-le bảo vệ chống chế độ không toàn pha.

4.2.7.3 Cấu hình hệ thống rơ-le bảo vệ cho máy cắt 220 kV

4.2.7.3.1 Mỗi ngăn máy cắt 220 kV phải được trang bị các chức năng 50BF, F25 được tích hợp trong các thiết bị rơ-le bảo vệ tương ứng của thiết bị (đường dây, máy biến áp, thanh cái, tụ điện, kháng điện, ...) hoặc trong rơ-le bảo vệ riêng. Chức năng F25 phải cho phép cài đặt nhiều chế độ chỉnh định. Đối với máy cắt đường dây, chức năng 50BF phải có khả năng kiểm tra chống hư hỏng máy cắt trong chế độ cắt 1 pha và cắt 3 pha máy cắt bởi bảo vệ.

4.2.7.3.2 Các máy cắt 220 kV có bộ truyền động riêng từng pha phải được trang bị rơ-le bảo vệ chống chế độ không toàn pha.

4.2.7.3.3 Ngăn máy cắt vòng được trang bị các rơ-le bảo vệ sau:

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1: được tích hợp các chức năng bảo vệ 21/21N, 68 (B/T), 67/67N, 50/51, 50/51N, 79, 50BF, SOTF, 85, FR, FL.

b) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, SOTF, 50/51, 50/51N, 27/59, FR, FL.

c) Các chức năng bảo vệ và tự động 79, 27/59 không phải dự phòng và được tích hợp vào một trong hai thiết bị rơ-le bảo vệ trên hoặc nằm trong rơ-le riêng.

d) Các chức năng 50BF, 25 không phải dự phòng và được tích hợp vào một trong hai thiết bị rơ-le bảo vệ trên hoặc thiết bị rơ-le bảo vệ của thanh cái hoặc nằm trong rơ-le riêng.

đ) Thiết bị rơ-le bảo vệ trang bị cho máy cắt vòng phải có đủ nhóm chỉnh định đáp ứng khi thay thế các ngăn lộ. Cho phép trang bị nhiều thiết bị rơ-le bảo vệ để đảm bảo đủ số nhóm chỉnh định.

e) Nên trang bị các mạch chuyển đổi nhị thứ (TI, mạch cắt,…) trong trường hợp dùng máy cắt vòng thay thế cho bất kỳ máy cắt nào nối vào thanh cái vẫn đảm bảo thời gian loại trừ sự cố bằng bảo vệ chính.

g) Cấu hình rơ-le bảo vệ cho máy cắt vòng làm chức năng liên lạc thanh cái (hoặc máy cắt phân đoạn) phải giống như của máy cắt vòng và máy cắt liên lạc (hoặc máy cắt phân đoạn) khi chúng làm chức năng tương ứng.

4.2.7.4 Cấu hình hệ thống rơ-le bảo vệ cho máy cắt 110 kV

4.2.7.4.1 Mỗi ngăn máy cắt 110 kV phải được trang bị các chức năng 50BF, 25 được tích hợp trong các thiết bị rơ-le bảo vệ tương ứng của thiết bị (đường dây, máy biến áp, thanh cái, tụ điện, kháng điện, ...) hoặc trong rơ-le bảo vệ riêng. Chức năng 25 phải cài đặt được nhiều chế độ chỉnh định.

4.2.7.4.2 Các máy cắt 110 kV có bộ truyền động riêng từng pha phải được trang bị rơ-le bảo vệ chống không toàn pha cho máy cắt.

4.2.7.4.3 Máy cắt vòng được trang bị các rơ-le bảo vệ sau:

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 21/21N, 68 (B/T), 67/67N, 50/51, 50/51N, 79, 50BF, 85, FR, FL.

b) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N, 27/59, FR, FL.

c) Các chức năng bảo vệ và tự động 79, 27/59 không phải dự phòng và được tích hợp vào một trong hai thiết bị rơ-le bảo vệ trên hoặc nằm trong thiết bị rơ-le bảo vệ riêng.

d) Các chức năng 50BF, 25 không phải dự phòng và được tích hợp vào một trong hai thiết bị rơ-le bảo vệ trên hoặc thiết bị rơ-le bảo vệ của thanh cái hoặc nằm trong rơ-le riêng.

đ) Thiết bị rơ-le bảo vệ trang bị cho máy cắt vòng phải đủ nhóm chỉnh định đáp ứng khi thay thế các ngăn lộ. Cho phép trang bị nhiều thiết bị rơ-le bảo vệ để đảm bảo đủ số nhóm chỉnh định.

e) Nên trang bị các mạch chuyển đổi nhị thứ (TI, mạch cắt,…) trong trường hợp dùng máy cắt vòng thay thế cho bất kỳ máy cắt nào nối vào thanh cái vẫn đảm bảo thời gian loại trừ sự cố bằng bảo vệ chính.

g) Cấu hình rơ-le bảo vệ cho máy cắt vòng làm chức năng liên lạc thanh cái (hoặc máy cắt phân đoạn) phải giống như của máy cắt vòng và máy cắt liên lạc (hoặc máy cắt phân đoạn) khi chúng làm chức năng tương ứng.

4.2.7.5 Cấu hình hệ thống rơ-le bảo vệ cho ngăn máy cắt trung áp

4.2.7.5.1 Ngăn máy cắt máy biến áp, kháng điện bù ngang, tụ điện bù ngang, ngăn máy cắt liên lạc/phân đoạn: Các chức năng 50BF, FR được tích hợp trong thiết bị rơ-le bảo vệ của máy biến áp, kháng điện, tụ điện hoặc trong rơ-le riêng và không phải dự phòng. Trong trường hợp máy biến áp có nguồn cấp từ hai phía, máy cắt máy biến áp, ngăn máy cắt liên lạc/ phân đoạn phải được trang bị chức năng 25 và được tích hợp trong thiết bị rơ-le bảo vệ máy biến áp hoặc trong rơ-le riêng và không phải dự phòng.

4.2.7.5.2 Ngăn máy cắt ngăn lộ trung áp lưới trung tính nối đất trực tiếp được trang bị thiết bị rơ-le bảo vệ tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N, 50BF, 81, 79, 27/59, 46/46BC, FR. Nếu không có nguồn cấp ngược thì không cần chức năng quá dòng có hướng 67/67N.

4.2.7.5.3 Ngăn máy cắt ngăn lộ trung áp lưới trung tính cách ly hoặc qua tổng trở được trang bị thiết bị rơ-le bảo vệ tích hợp các chức năng bảo vệ 67, 67Ns (bảo vệ chạm đất có hướng độ nhạy cao), 50/51, 50/51G hoặc 50/51Ns (bảo vệ chống chạm đất có độ nhạy cao, 50BF, 81, 79, 27/59, 46/46BC, FR. Nếu không có nguồn cấp ngược thì không cần chức năng quá dòng có hướng 67 (Yêu cầu vẫn có chức năng 67Ns).

4.2.7.5.4 Đối với tủ hợp bộ có thể bổ sung chức năng bảo vệ phát hiện hồ quang.

4.2.8 Hệ thống bảo vệ đường dây

4.2.8.1 Phân loại đường dây ngắn, trung bình và dài

4.2.8.1.1 Phân loại độ dài các đường dây 500 kV, 220 kV, 110 kV được dựa trên giá trị tính toán tỷ số điện trở SIR (source impedance ratio - là tỷ số giữa điện trở nguồn phía sau rơ-le và điện trở đường dây), cụ thể như sau:

Bảng 4.1: Phân loại đường dây theo tỷ số điện trở SIR

Đường dây ngắn	Đường dây trung bình	Đường dây dài
SIRs > 4	0.5 < SIRs < 4	SIRs < 0.5

4.2.8.1.2 Trong trường hợp không đủ cơ sở thực hiện phân loại đường dây theo tính toán SIR, có thể phân loại đường dây một cách tương đối theo độ dài vật lý như sau:

a) Đối với đường dây trên không

Bảng 4.2: Phân loại đường dây trên không theo chiều dài và cấp điện áp

Cấp điện áp	Đường dây ngắn	Đường dây trung bình	Đường dây dài
500 kV	L < 40km	40km ≤ L ≤ 120km	L > 120km
220 kV	L < 20km	20km ≤ L ≤ 80km	L > 80km
110 kV	L < 10km	10km ≤ L ≤ 50km	L > 50km

b) Đối với đường dây cáp ngầm

Bảng 4.3: Phân loại đường dây theo chiều dài

Đường dây ngắn	Đường dây trung bình	Đường dây dài
L < 10km	10km ≤ L ≤ 30km	L > 30km

4.2.8.1.3 Ảnh hưởng của việc phân loại độ dài đường dây đến việc xác định cấu hình hệ thống bảo vệ:

a) Đường dây ngắn: Các bảo vệ quá dòng, khoảng cách vùng độc lập có thể không đảm bảo phối hợp chọn lọc, do đó cần thiết trang bị bảo vệ sử dụng kênh truyền nhằm đảm bảo tính chọn lọc của bảo vệ.

b) Đối với đường dây trung bình: Các bảo vệ quá dòng, khoảng cách vùng độc lập có khả năng đảm bảo tính phối hợp chọn lọc. Bảo vệ sử dụng kênh truyền được áp dụng trong trường hợp cần bảo vệ tác động nhanh theo yêu cầu thời gian loại trừ sự cố.

c) Đối với đường dây dài:

- Bảo vệ quá dòng và bảo vệ khoảng cách vùng độc lập có thể đảm bảo tính phối hợp chọn lọc. Tuy nhiên, vùng bảo vệ của các bảo vệ này phải đảm bảo không được trùng với vùng xâm lấn tải trong các chế độ vận hành khác nhau của đường dây.

- Do ảnh hưởng của hiện tượng quá độ điện kháng trong quá trình sự cố của đường dây có tụ bù dọc, nên chỉnh định của bảo vệ khoảng cách trong trường hợp này có thể không đảm bảo tính chọn lọc. Do đó, cần trang bị bảo vệ sử dụng kênh truyền nhằm đảm bảo tính chọn lọc của bảo vệ.

4.2.8.2 Yêu cầu chung đối với bảo vệ đường dây

4.2.8.2.1 Yêu cầu đối với chức năng tự động đóng lại:

a) Yêu cầu chung cho chức năng tự động đóng lại với đường dây được quy định tại 4.1.1.3.

b) Đường dây 500 kV, 220 kV phải có khả năng thực hiện tự động đóng lại 1 pha/3pha. Trong trường hợp tự động đóng lại 1 pha không thành công, hệ thống bảo vệ phải thực hiện cắt 3 pha đường dây. Trường hợp đường dây song song khi sự cố cho phép tự đóng lại nhiều pha.

c) Đường dây 110 kV chỉ cần thực hiện tự động đóng lại 3 pha. Trong trường hợp cần thiết, để nâng cao độ ổn định, tin cậy trong vận hành có thể trang bị để thực hiện cắt 1 pha và đóng lại 1 pha đối với đường dây 110 kV.

d) Trong chế độ không toàn pha của chu trình tự động đóng lại 1 pha, các bảo vệ chống sự cố của hệ thống bảo vệ (so lệch, khoảng cách, quá dòng, chống hư hỏng máy cắt…) không được tác động nhằm duy trì sự vận hành của hai pha còn lại trong khoảng thời gian cho phép của chế độ không toàn pha khi không có sự cố xếp chồng.

đ) Thời gian chết của bảo vệ tự động đóng lại phải đảm bảo các yêu cầu sau: (i) đủ dài để đảm bảo khả năng khôi phục cách điện trong trường hợp sự cố thoáng qua. Trong đó, thời gian đảm bảo khả năng khôi phục cách điện phải tính đến các yếu tố sau: thời gian tác động của hệ thống bảo vệ tại mỗi đầu, ảnh hưởng của hiện tượng nguồn yếu dẫn đến bảo vệ hai đầu đường dây khởi động và tác động nối tiếp nhau, thời gian dự phòng; (ii) không gây mất ổn định hệ thống điện trong quá trình tự động đóng lại.

4.2.8.2.2 Tác động cắt của bảo vệ đường dây:

a) Cho phép bảo vệ chống sự cố cắt 1 pha/3 pha đối với đường dây trên không có cấp điện áp từ 220 kV trở lên, các bảo vệ chính của đường dây này phải có khả năng phân biệt sự cố 1 pha/ 3 pha. Chỉ thực hiện chế độ cắt 3 pha đối với đường dây trên không có cấp điện áp từ 110 kV trở xuống. Trừ các trường hợp đặc biệt nhằm nâng cao độ ổn định, tin cậy trong vận hành có thể trang bị để thực hiện cắt 1 pha và đóng lại 1 pha đối với đường dây 110 kV.

b) Đối với đường dây cáp ngầm, đường dây hỗn hợp trên không và cáp ngầm chỉ cho phép hệ thống rơ-le bảo vệ cắt 3 pha.

c) Trường hợp đường dây song song khi sự cố cho phép cắt 1 pha hoặc nhiều pha.

4.2.8.2.3 Kênh truyền sử dụng cho bảo vệ đường dây phải đảm bảo các yêu cầu kỹ thuật về độ trễ, mức độ suy giảm tín hiệu và các yêu cầu khác của chức năng bảo vệ.

4.2.8.3 Yêu cầu tính chọn lọc của bảo vệ đường dây

4.2.8.3.1 Các bảo vệ chọn lọc tương đối (gồm bảo vệ khoảng cách, bảo vệ quá dòng):

a) Bảo vệ khoảng cách phải có khả năng khóa tạm thời trong trường hợp phát hiện dao động công suất.

b) Bảo vệ khoảng cách phải có khả năng khóa không tác động trong trường hợp mất áp nhị thứ.

c) Bảo vệ khoảng cách và bảo vệ quá dòng đường dây phải có tối thiểu 03 cấp bảo vệ có hướng.

4.2.8.3.2 Quy định về bảo vệ chọn lọc tuyệt đối (gồm các bảo bệ so lệch, bảo vệ khoảng cách có truyền tin):

a) Bảo vệ chọn lọc tuyệt đối được sử dụng với vai trò là bảo vệ chính của đường dây, do đó phải có khả năng loại trừ sự cố trong khoảng thời gian quy định tại mục 1.6 - 2.

b) Bảo vệ chọn lọc tuyệt đối được trang bị cho đường dây để đảm bảo các yêu cầu về phối hợp chọn lọc của hệ thống bảo vệ và yêu cầu về thời gian loại trừ sự cố lớn nhất.

c) Bảo vệ so lệch đường dây phải được trang bị trong các trường hợp: đường dây 500 kV, đường dây 220 kV, đường dây 110 kV ngắn, các đường dây cáp ngầm (trừ trường hợp đường dây cáp ngầm 110 kV hình tia có lưới vỏ kim loại của cáp nối đất tại một điểm).

d) Bảo vệ so lệch đường dây phải có khả năng phát hiện mọi dạng sự cố trong vùng bảo vệ xác định bởi CT tại các đầu đường dây ngay cả trong trường hợp một trong các CT bị bão hòa.

đ) Bảo vệ so lệch đường dây không được tác động với các hiện tượng không phải là sự cố trong vùng bảo vệ như: dòng điện đóng xung đường dây, dòng không

cân bằng do dòng điện dung đường dây gây ra, quá tải đường dây, dòng ngắn mạch chạy qua đường dây do sự cố bên ngoài vùng bảo vệ.

e) Bảo vệ so lệch đường dây không được tác động do ảnh hưởng của dòng không cân bằng, sai số của CT (ngay cả trong trường hợp dòng ngắn mạch lớn chạy qua đường dây do ngắn mạch ngoài vùng bảo vệ).

4.2.8.4 Cấu hình hệ thống rơ-le bảo vệ đường dây 500 kV

4.2.8.4.1 Mỗi đầu đường dây được trang bị hai thiết bị rơ-le bảo vệ (mạch bảo vệ) với cấu hình chức năng như sau:

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 (mạch bảo vệ số 1): Được tích hợp các chức năng bảo vệ: 87L, SOTF, 50-STUB, 67/67N, 50/51, 50/51N, 60, 85, FR, FL.

b) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2 (mạch bảo vệ số 2): Được tích hợp các chức năng bảo vệ: 87L, 21/21N, 21/21N sử dụng kênh truyền, 68 (B/T), SOTF, 50-STUB, 67/67N, 50/51, 50/51N, 60, 85, FR, FL.

c) Các chức năng bảo vệ 21/21N, 21/21N sử dụng kênh truyền có thể tích hợp trong thiết bị bảo vệ số 2 hoặc nằm trong thiết bị rơ-le bảo vệ riêng.

d) Chức năng bảo vệ 87L, 21/21N, 21/21N sử dụng kênh truyền phải có khả năng phát hiện sự cố 1 pha và ra lệnh cắt 1 pha.

đ) Chức năng 79, 27/59 được trang bị bảo vệ kép và được tích hợp vào trong hai thiết bị rơ-le bảo vệ trên hoặc nằm trong thiết bị rơ-le bảo vệ riêng.

e) Trong trường hợp sử dụng sơ đồ một xuất tuyến hai máy cắt, bảo vệ 50-STUB phải được trang bị bảo vệ kép, và tích hợp trong hai thiết bị rơ-le bảo vệ trên hoặc nằm trong thiết bị rơ-le bảo vệ riêng. Trong trường hợp sử dụng sơ đồ một xuất tuyến một máy cắt thì không cần thiết trang bị chức năng bảo vệ này.

4.2.8.4.2 Yêu cầu về thiết kế mạch nhị thứ:

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 và số 2 phải lấy tín hiệu dòng điện từ hai cuộn dòng (nhị thứ TI) khác nhau, phải có nguồn điện một chiều độc lập và phải gửi cắt độc lập hoặc đồng thời đến hai cuộn cắt. Tín hiệu điện áp được lấy từ biến điện áp đường dây; nếu thanh cái có biến điện áp 3 pha thì cho phép sử dụng biến điện áp này làm dự phòng cho biến điện áp đường dây trong trường hợp cần thiết.

b) Mạch nhị thứ phải thiết kế đảm bảo chế độ cắt sự cố 1 pha/3 pha và tự động đóng lại 1 pha/3 pha.

c) Chức năng 79 trong hai bảo vệ phải có mạch khóa liên động hoặc chế độ vận hành phù hợp nhằm đảm bảo không đóng máy cắt nhiều lần vào sự cố duy trì.

d) Việc cô lập một trong hai thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 và số 2 không được ảnh hưởng đến bất kỳ chức năng nào của thiết bị rơ-le bảo vệ còn lại và các chức năng tự động như 79, 50BF.

4.2.8.4.3 Yêu cầu về phương thức truyền tín hiệu:

a) Chức năng bảo vệ 87L của thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 và bảo vệ số 2 sử dụng 02 kênh truyền cáp quang độc lập về mặt vật lý.

b) Chức năng bảo vệ khoảng cách sử dụng kênh truyền (POTT, PUTT...) sử dụng chung kênh truyền với một trong hai chức năng so lệch (87L) hoặc sử dụng kênh truyền riêng.

c) Các chức năng bảo vệ, tín hiệu liên động khác ở hai đầu đường dây như: 27, 59, 50BF, DTT... phải được truyền đồng thời trên hai kênh truyền tín hiệu của hai thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 và số 2.

Phạm vi áp dụng: tất cả các đường dây 500 kV.

4.2.8.5 Cấu hình hệ thống rơ-le bảo vệ đường dây trên không 220 kV

4.2.8.5.1 Mỗi đầu đường dây được trang bị hai thiết bị rơ-le bảo vệ (mạch bảo vệ) với cấu hình chức năng như sau:

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 (mạch bảo vệ số 1): Được tích hợp các chức năng bảo vệ: 87L, 21/21N sử dụng kênh truyền, 21/21N,SOTF, 67/67N, 50/51, 50/51N, 60, 68 (B/T), 85, FR, FL.

b) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2 (mạch bảo vệ số 2): Được tích hợp các chức năng bảo vệ: 87L (hoặc 21/21N sử dụng kênh truyền, 21/21N, 68 (B/T)), SOTF, 67/67N, 50/51, 50/51N, 60, 85, FR, FL.

c) Chức năng bảo vệ 87L, 21/21N, 21/21N sử dụng kênh truyền phải có khả năng phát hiện sự cố 1 pha và ra lệnh cắt 1 pha.

d) Chức năng 79, 27/59 không cần dự phòng và có thể được tích hợp vào một trong hai thiết bị rơ-le bảo vệ trên hoặc nằm trong thiết bị rơ-le riêng.

đ) Trong trường hợp sử dụng sơ đồ một xuất tuyến hai máy cắt, bảo vệ 50-STUB phải được trang bị bảo vệ kép, và tích hợp trong hai thiết bị bảo vệ hoặc nằm trong thiết bị rơ-le bảo vệ riêng. Trong trường hợp sử dụng sơ đồ một xuất tuyến một máy cắt thì không cần thiết trang bị chức năng bảo vệ này.

4.2.8.5.2 Yêu cầu về thiết kế mạch nhị thứ:

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 và số 2 phải lấy tín hiệu dòng điện từ hai cuộn dòng (nhị thứ TI) khác nhau , phải có nguồn điện một chiều độc lập và phải gửi cắt độc lập hoặc đồng thời đến hai cuộn cắt. Tín hiệu điện áp được lấy từ biến điện áp đường dây; nếu thanh cái có biến điện áp 3 pha thì cho phép sử dụng biến điện áp này làm dự phòng cho biến điện áp đường dây trong trường hợp cần thiết.

b) Mạch nhị thứ phải thiết kế đảm bảo chế độ cắt sự cố 1 pha/ 3 pha và tự động đóng lại 1 pha/3 pha.

c) Việc cô lập một trong hai thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 và số 2 không được ảnh hưởng đến bất kỳ chức năng nào của thiết bị rơ-le bảo vệ còn lại.

4.2.8.5.3 Yêu cầu về phương thức truyền tín hiệu:

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 và bảo vệ số 2 sử dụng 02 kênh truyền cáp quang độc lập về mặt vật lý.

b) Chức năng bảo vệ khoảng cách sử dụng kênh truyền (POTT, PUTT...) có thể sử dụng chung kênh truyền với một trong hai chức năng so lệch (87L) hoặc sử dụng kênh truyền riêng.

c) Các chức năng bảo vệ, tín hiệu liên động khác ở hai đầu đường dây như: 50BF, DTT... phải được truyền đồng thời trên hai kênh truyền tín hiệu của hai thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 và số 2.

4.2.8.6 Cấu hình hệ thống rơ-le bảo vệ đường dây (gồm ĐDK và cáp ngầm) 110 kV

4.2.8.6.1 Mỗi đầu đường dây được trang bị hai thiết bị rơ-le bảo vệ (mạch bảo vệ) với cấu hình chức năng như sau:

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 (mạch bảo vệ số 1): Được tích hợp các chức năng bảo vệ 87L, 21/21N, 21/21N có truyền tin, 68 (B/T), SOTF, 67/67N, 50/51, 50/51N, 60, 85, FR, FL.

b) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 2: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, SOTF, 50/51, 50/51N, 60, 85, FR, FL.

c) Chức năng 79, 27/59 không cần dự phòng và có thể được tích hợp vào một trong hai thiết bị rơ-le bảo vệ trên hoặc nằm trong thiết bị rơ-le bảo vệ riêng.

d) Trong trường hợp sử dụng sơ đồ một xuất tuyến hai máy cắt, bảo vệ 50-STUB phải được tích hợp trong một trong hai thiết bị bảo vệ hoặc nằm trong thiết bị bảo vệ riêng. Trong trường hợp sử dụng sơ đồ một xuất tuyến một máy cắt thì không cần thiết trang bị chức năng bảo vệ này.

đ) Đối với đường dây dài hoặc trung bình cho phép không trang bị chức năng 87L trong thiết bị rơ le bảo vệ số 1. Khi đó chức năng bảo vệ khoảng cách phải có truyền tin (POTT, PUTT...).

4.2.8.6.2 Yêu cầu về thiết kế mạch nhị thứ:

a) Thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 và số 2 phải lấy tín hiệu dòng điện từ hai cuộn dòng (nhị thứ TI) khác nhau phải có nguồn điện một chiều độc lập và phải gửi cắt độc lập hoặc đồng thời đến hai cuộn cắt. Tín hiệu điện áp được lấy từ biến điện áp đường dây. Trong trường hợp không có biến điện áp 3 pha đường dây, cho phép tín hiệu điện áp của bảo vệ lấy từ biến điện áp 3 pha thanh cái.

b) Việc cô lập một trong hai thiết bị rơ-le bảo vệ số 1 và số 2 không được ảnh hưởng đến bất kỳ chức năng nào của thiết bị rơ-le bảo vệ còn lại.

4.2.9 Mạch điện nhị thứ

4.2.9.1 Phạm vi áp dụng

Phần này áp dụng cho các mạch nhị thứ.

4.2.9.2 Điện áp sử dụng

Điện áp làm việc của mạch nhị thứ không được lớn hơn 500V. Trường hợp mạch nhị thứ không liên lạc với mạch nhị thứ khác và thiết bị của mạch đó bố trí

riêng biệt thì điện áp làm việc được phép đến 1 kV. Việc đấu nối mạch nhị thứ phải phù hợp với môi trường xung quanh và các tiêu chuẩn về an toàn.

4.2.9.3 Yêu cầu về tiết diện, độ chính xác và độ bền cơ học

Tiết diện ruột cáp và dây dẫn phải đáp ứng được các yêu cầu bảo vệ chống ngắn mạch không thời gian và dòng điện phụ tải lâu dài cho phép cũng như độ bền cơ học; đồng thời phải chịu được tác động nhiệt (đối với mạch đi từ máy biến dòng), cũng như bảo đảm thiết bị làm việc với cấp chính xác và độ sụt áp của máy biến điện áp.

4.2.9.4 Lắp đặt cáp cho mạch nhị thứ

4.2.9.4.1 Cho phép sử dụng chung các mạch điều khiển, bảo vệ và tín hiệu trong sợi cáp nhiều ruột. Mạch nguồn xoay chiều, mạch nguồn một chiều, mạch dòng điện, mạch điện áp phải sử dụng cáp riêng biệt.

4.2.9.4.2 Chỉ cho phép nối dài cáp mạch nhị thứ nếu tuyến cáp có chiều dài lớn hơn chiều dài rulô cáp của nhà sản xuất. Nối cáp mạch nhị thứ bằng hộp nối kín hoặc hàng kẹp chuyên dùng.

4.2.9.4.3 Cáp cho mạch nhị thứ của máy biến điện áp 110 kV trở lên nối từ máy biến điện áp đến các bảng điện phải có vỏ bọc kim loại và nối đất ở hai đầu. Đối với mạch của đồng hồ và thiết bị nhạy cảm với điện từ trường của các thiết bị khác hoặc từ mạch điện đi gần gây ra thì phải dùng dây dẫn hoặc cáp có màn chắn chung hoặc ruột có màn chắn. Cáp cho mạch đo đếm phải được đi theo đường ngắn nhất, số lượng điểm nối qua hàng kẹp là ít nhất và phải có đủ điều kiện thực hiện biện pháp niêm phong, kẹp chì mạch đo đếm tại các điểm đấu nối.

4.2.9.4.4 Để kiểm tra và thử nghiệm trong vận hành mạch đo đếm, bảo vệ và tự động phải đặt các hộp thử nghiệm hoặc những kẹp đầu dây đo lường để không phải tách dây dẫn hoặc cáp khỏi nguồn dòng điện đóng cắt, máy biến điện áp và TI với khả năng nối tắt mạch dòng điện trước. Các hộp thử nghiệm để phục vụ cho việc kiểm định thiết bị đo đếm phải đủ điều kiện niêm phong, kẹp chì.

4.2.9.5 Lắp đặt mạch nhị thứ

4.2.9.5.1 Mạch nhị thứ của TI phải được thực hiện nối đất tại một điểm duy nhất, điểm nối đất nên gần máy biến dòng trên dãy hàng kẹp hoặc trên các cực của máy biến dòng.

4.2.9.5.2 Đối với hệ thống bảo vệ khi một số máy biến dòng kết nối với nhau thì chỉ nối đất ở một điểm; trường hợp này cho phép nối đất qua bảo vệ kiểu đánh thủng có điện áp phóng điện không quá 1 kV với điện trở 100 Ω mắc phân mạch để giải phóng điện tích tĩnh điện.

4.2.9.5.3 Cuộn nhị thứ của máy biến dòng trung gian cách ly cho phép không nối đất.

4.2.9.5.4 Cuộn nhị thứ của máy biến điện áp phải nối đất ở điểm trung tính hoặc ở một trong các đầu ra của cuộn dây có yêu cầu nối đất.

4.2.9.5.5 Phải thực hiện nối đất cuộn nhị thứ của máy biến điện áp ở điểm gần máy biến điện áp, trên hàng kẹp hoặc trên cực của máy biến điện áp.

4.2.9.5.6 Cho phép nối chung mạch nhị thứ được nối đất của một vài máy biến điện áp trong cùng một trang bị phân phối vào một thanh nối đất chung. Nếu thanh nối đất này có liên hệ với các trang bị phân phối khác và nằm ở gian khác nhau (ví dụ các tủ bảng rơ-le của các trang bị phân phối có cấp điện áp khác nhau) thì các thanh đó không cần nối với nhau.

4.2.9.5.7 Đối với máy biến điện áp làm nguồn cấp điện thao tác xoay chiều, nếu không yêu cầu có nối đất làm việc ở một trong các cực của mạch điện thao tác thì việc nối đất bảo vệ cuộn dây nhị thứ máy biến điện áp phải nối qua bảo vệ kiểu đánh thủng.

4.2.9.5.8 Phải nối đất màng kim loại chống nhiễu tại duy nhất 01 điểm cho cáp điều khiển, tín hiệu.

4.2.9.5.9 Cáp và mạch thứ cấp phải được sắp xếp gọn gàng theo từng lớp trong mương cáp, máng cáp, sàn cáp,… đảm bảo không chéo và xoắn vào nhau.

4.2.9.6 Lựa chọn cáp

Việc chọn loại dây dẫn và cáp dùng cho các mạch nhị thứ, phương pháp lắp đặt và bảo vệ phải xét đến các yêu cầu liên quan ở Mục 2.1.

4.2.9.7 Cách điện của mạch điện

Cách điện của bộ phận trong mạch nhị thứ phải phù hợp với điện áp làm việc của nguồn (hoặc máy biến áp cách ly) cung cấp cho mạch này.

4.2.9.8 Hệ thống tín hiệu khi hoạt động bất thường hoặc hư hỏng

Các thiết bị điện phải có hệ thống tự động báo tín hiệu khi hệ thống hoạt động không bình thường và/hoặc xuất hiện hư hỏng.

4.3 HỆ THỐNG ĐO LƯỜNG ĐIỆN

4.3.1 Hệ thống đo đếm điện năng

4.3.1.1 Nguyên tắc xác định vị trí đo đếm

4.3.1.1.1 Vị trí đo đếm chính được xác định phải trùng hoặc liền kề với điểm đấu nối.

4.3.1.1.2 Đối với cấp điện áp từ trung áp trở lên, tại mỗi điểm đấu nối phải xác định vị trí đo đếm chính và các vị trí đo đếm dự phòng. Vị trí và số lượng đo đếm dự phòng được xác định chính xác theo cấp điện áp và tính chất đặc thù của vị trí đo đếm.

4.3.1.1.3 Đối với cấp điện áp hạ áp, tại mỗi điểm đấu nối phải xác định một vị trí đo đếm chính.

4.3.1.1.4 Trường hợp không đủ điều kiện để bố trí vị trí đo đếm theo quy định tại khoản 1 Mục này, các đơn vị liên quan phải thỏa thuận vị trí đo đếm thay thế đồng thời xác định phương thức quy đổi điện năng từ vị trí đo đếm thay thế về điểm đấu nối. Trong trường hợp này, phương pháp quy đổi phải xét đến tổn thất trên máy

biến áp và đường dây liên hệ giữa vị trí đo đếm thay thế với điểm đấu nối trong quá trình vận hành để quy đổi điện năng từ vị trí đo đếm thay thế về điểm đấu nối trong quá trình giao nhận và thanh toán.

4.3.1.2 Vị trí đo đếm của nhà máy điện

4.3.1.2.1 Trường hợp Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện tham gia thị trường điện cạnh tranh hoặc nhà máy điện lớn

a) Tại mỗi điểm đấu nối phải xác định 01 (một) vị trí đo đếm chính và 02 (hai) vị trí đo đếm dự phòng;

b) Điểm đấu nối thuộc trạm biến áp của Đơn vị phát điện

- Vị trí đo đếm chính được xác định tại máy cắt tổng hoặc đầu cực phía cao áp của máy biến áp tăng áp đấu nối trực tiếp với lưới điện, trừ trường hợp có thỏa thuận khác;

- Vị trí đo đếm dự phòng 01 được xác định tại các xuất tuyến lộ đường dây của trạm biến áp tại nhà máy điện, trừ trường hợp có thỏa thuận khác;

- Vị trí đo đếm dự phòng 02 được xác định tại đầu cực máy phát, trừ trường hợp có thỏa thuận khác.

c) Điểm đấu nối không thuộc trạm biến áp của Đơn vị phát điện

- Trường hợp trạm biến áp của Đơn vị phát điện chỉ có 01 đường dây đấu nối vào hệ thống điện qua điểm đấu nối và không có điện năng đi vòng qua thanh cái trạm biến áp của Đơn vị phát điện thì vị trí đo đếm chính trùng hoặc liền kề với điểm đấu nối;

- Trường hợp trạm biến áp của Đơn vị phát điện có từ 02 đường dây trở lên đấu nối vào hệ thống điện qua điểm đấu nối và có điện năng vòng qua thanh cái trạm biến áp của Đơn vị phát điện thì vị trí đo đếm chính được xác định theo quy định tại Điểm b Khoản này;

- Vị trí đo đếm dự phòng 01 được xác định theo thỏa thuận giữa các bên liên quan;

- Vị trí đo đếm dự phòng 02 được xác định theo quy định tại Điểm b Khoản này.

d) Trường hợp vị trí đo đếm chính hoặc các vị trí đo đếm dự phòng được xác định tại trạm điện của Đơn vị quản lý lưới điện thì phải có thỏa thuận giữa Đơn vị phát điện, Đơn vị quản lý lưới điện, Công ty Mua bán điện và Đơn vị giao nhận điện liên quan (nếu có).

4.3.1.2.2 Trường hợp Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện nhỏ không tham gia thị trường điện

a) Tại mỗi điểm đấu nối phải xác định 01 (một) vị trí đo đếm chính và 01 (một) vị trí đo đếm dự phòng;

b) Vị trí đo đếm chính và vị trí đo đếm dự phòng được xác định theo quy định tại Điểm b, Điểm c và Điểm d Khoản 1 Mục này.

4.3.1.3 Vị trí đo đếm của Khách hàng sử dụng điện hoặc Đơn vị phân phối và bán lẻ điện đấu nối vào cấp điện áp từ trung áp trở lên

4.3.1.3.1 Đối với các điểm đấu nối cấp điện áp từ 110 kV trở lên, tại mỗi điểm đấu nối phải xác định 01 (một) vị trí đo đếm chính và 01 (một) vị trí đo đếm dự phòng.

4.3.1.3.2 Đối với các đấu nối cấp điện áp trung áp, Khách hàng sử dụng điện hoặc Đơn vị phân phối và bán lẻ điện có thể thỏa thuận với Đơn vị phân phối điện vị trí đo đếm dự phòng nếu thấy cần thiết.

4.3.1.3.3 Đối với các đấu nối phục vụ giao nhận giữa Đơn vị phân phối và bán lẻ điện với Khách hàng sử dụng điện: Vị trí đo đếm chính và vị trí đo đếm dự phòng (nếu có) được xác định theo thỏa thuận giữa hai bên phù hợp với quy định tại Quy chuẩn này.

4.3.1.3.4 Điểm đấu nối thuộc trạm biến áp của Đơn vị truyền tải điện hoặc Đơn vị phân phối điện

a) Vị trí đo đếm chính được xác định tại điểm đấu nối, trừ trường hợp có thỏa thuận khác;

b) Vị trí đo đếm dự phòng (nếu có) được xác định theo thỏa thuận giữa các bên liên quan.

4.3.1.3.5 Điểm đấu nối thuộc trạm biến áp của Khách hàng sử dụng điện hoặc Đơn vị phân phối và bán lẻ điện

a) Vị trí đo đếm chính được xác định tại máy cắt tổng hoặc đầu cực phía cao áp của máy biến áp đấu nối trực tiếp với lưới điện, trừ trường hợp có thỏa thuận khác;

b) Vị trí đo đếm dự phòng:

- Đối với cấp điện áp từ 110 kV trở lên: Được xác định tại các xuất tuyến lộ đường dây của trạm biến áp đấu nối trực tiếp với lưới điện, trừ trường hợp có thỏa thuận khác;

- Đối với cấp điện áp trung áp: Được xác định theo thỏa thuận giữa các bên liên quan.

4.3.1.3.6 Trường hợp điểm đấu nối khác với quy định tại khoản 4 và khoản 5 Điểm này, vị trí đo đếm chính và vị trí đo đếm dự phòng được xác định theo thỏa thuận giữa các bên liên quan.

4.3.1.4 Vị trí đo đếm giữa lưới điện truyền tải và lưới điện phân phối

4.3.1.4.1 Tại mỗi điểm đấu nối phải xác định 01 (một) vị trí đo đếm chính và 01 (một) vị trí đo đếm dự phòng.

4.3.1.4.2 Điểm đấu nối thuộc trạm điện của Đơn vị truyền tải điện

a) Vị trí đo đếm chính được xác định tại máy cắt tổng hoặc đầu cực phía hạ áp của máy biến áp tại trạm điện của Đơn vị truyền tải điện, trừ trường hợp có thỏa thuận khác;

b) Vị trí đo đếm dự phòng được xác định tại các xuất tuyến lộ đường dây của trạm biến áp của Đơn vị truyền tải điện, trừ trường hợp có thỏa thuận khác.

4.3.1.4.3 Điểm đấu nối thuộc trạm biến áp của Đơn vị phân phối điện

a) Vị trí đo đếm chính được xác định tại máy cắt tổng hoặc đầu cực phía cao áp của máy biến áp phân phối đấu nối trực tiếp với lưới điện truyền tải, trừ trường hợp có thỏa thuận khác;

b) Vị trí đo đếm dự phòng được xác định tại các xuất tuyến lộ đường dây của trạm biến áp của Đơn vị phân phối điện, trừ trường hợp có thỏa thuận khác.

4.3.1.5 Vị trí đo đếm giữa hai Đơn vị phân phối điện

Vị trí đo đếm chính và vị trí đo đếm dự phòng (nếu có) được xác định theo thỏa thuận giữa các Đơn vị phân phối điện và Đơn vị giao nhận điện liên quan.

4.3.1.6 Vị trí đo đếm đối với cấp điện áp hạ áp

Vị trí đo đếm đối với Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối đấu nối cấp điện áp hạ áp được xác định tại điểm đấu nối của khách hàng sử dụng lưới điện phân phối, trừ trường hợp có thỏa thuận khác.

4.3.1.7 Yêu cầu đối với Hệ thống đo đếm

4.3.1.7.1 Hệ thống đo đếm chính được lắp đặt tại vị trí đo đếm chính, phải xác định chính xác, đầy đủ các đại lượng đo đếm mua bán điện và loại trừ được các yếu tố ảnh hưởng đến kết quả đo đếm bởi kết cấu mạch vòng của hệ thống điện để làm căn cứ chính phục vụ tính toán, thanh toán điện năng qua điểm đấu nối.

4.3.1.7.2 Hệ thống đo đếm dự phòng được lắp đặt tại vị trí đo đếm dự phòng để thực hiện các chức năng sau:

a) Thay thế cho Hệ thống đo đếm chính để làm cơ sở tính toán các đại lượng mua bán điện trong trường hợp Hệ thống đo đếm chính hoạt động không chính xác hoặc bị sự cố căn cứ vào kết quả kiểm định của Đơn vị thử nghiệm, kiểm định và biên bản thống nhất của các bên liên quan;

b) Kiểm tra, giám sát kết quả đo đếm của Hệ thống đo đếm chính trong điều kiện Hệ thống đo đếm chính làm việc bình thường;

c) Kết hợp với Hệ thống đo đếm chính và các Hệ thống đo đếm dự phòng khác để tính toán sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong một số trường hợp đặc biệt.

4.3.1.7.3 Thiết bị đo đếm phải đảm bảo đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật về đo lường và được phê duyệt mẫu, kiểm định, thử nghiệm theo quy định của pháp luật về đo lường.

4.3.1.7.4 Không sử dụng TI lắp đặt hợp bộ tại chân sứ máy biến áp, máy cắt cho Hệ thống đo đếm phục vụ mua bán điện.

4.3.1.7.5 Vị trí lắp đặt công tơ đo đếm điện phải bảo đảm an toàn, mỹ quan, thuận lợi cho bên mua điện kiểm tra chỉ số đo điện năng và bên bán điện ghi chỉ số đo điện năng.

4.3.1.8 Yêu cầu đối với mạch đo

4.3.1.8.1 Cuộn nhị thứ của TI và cáp nhị thứ nối với công tơ đo đếm của Hệ thống đo đếm chính không được sử dụng cho mục đích khác và phải độc lập với Hệ thống đo đếm dự phòng. Đối với TI của hệ thống đo đếm dự phòng, cuộn nhị thứ đo lường có thể dùng chung cho cả công tơ đo đếm và thiết bị đo lường, điều khiển khác, với điều kiện việc sử dụng chung mạch nhị thứ phải được thiết kế đảm bảo an toàn và hoạt động chính xác của hệ thống đo đếm dự phòng. Không sử dụng cuộn nhị thứ đo lường cấp điện chung cho công tơ đo đếm và thiết bị bảo vệ.

4.3.1.8.2 Cáp nhị thứ nối từ cuộn nhị thứ TU với công tơ đo đếm của Hệ thống đo đếm chính không được sử dụng cho mục đích khác và phải độc lập với Hệ thống đo đếm dự phòng.

4.3.1.8.3 Cáp nhị thứ của mạch đo phải được đi theo đường ngắn nhất, số lượng điểm nối qua hàng kẹp ít nhất và phải có đủ điều kiện thực hiện biện pháp niêm phong, kẹp chì tủ hàng kẹp hoặc điểm nối. Cáp nhị thứ của Hệ thống đo đếm chính phải đi riêng và nối trực tiếp từ hộp đấu dây của TI, tủ trung gian của TU đến tủ công tơ đo đếm mà không qua hàng kẹp tại tủ trung gian. Loại cáp nhị thứ của mạch đo phải là dây điện có ruột dẫn mềm, hai lớp cách điện.

4.3.1.8.4 Trường hợp công tơ đo đếm được cấp điện áp từ một trong những TU thanh cái thông qua bộ chuyển mạch điện áp, các đầu đấu dây bộ chuyển mạch điện áp phải đảm bảo điều kiện niêm phong kẹp chì và công tơ đo đếm phải được lập trình để ghi lại thời điểm và khoảng thời gian chuyển mạch điện áp.

4.3.1.8.5 Phụ tải mạch nhị thứ đo lường sau TI, TU phải trong giới hạn dung lượng định mức của TI, TU theo quy định của nhà chế tạo.

4.3.1.8.6 Mạch nhị thứ đo đếm phải được đấu nối đảm bảo việc niêm phong kẹp chì không ảnh hưởng đến mạch nhị thứ điều khiển và bảo vệ.

4.3.1.8.7 Trường hợp mạch dòng điện của Hệ thống đo đếm dự phòng sử dụng chung với các thiết bị đo lường khác, công tơ đo đếm phải được đấu trước các thiết bị đo lường, đồng thời phải đảm bảo không làm ảnh hưởng tới độ chính xác của Hệ thống đo đếm dự phòng và đủ điều kiện thực hiện niêm phong kẹp chì mạch dòng điện từ hộp đấu dây của TI đến công tơ đo đếm.

4.3.1.8.8 Các hộp nối thử nghiệm được lắp đặt để phục vụ cho việc kiểm định thiết bị đo đếm phải đủ điều kiện niêm phong, kẹp chì. Trường hợp cuộn nhị thứ cho Hệ thống đo đếm và cuộn nhị thứ bảo vệ được đặt chung một hộp đấu dây nhị thứ và không thể niêm phong toàn bộ hộp đấu dây nhị thứ thì phải có biện pháp niêm phong riêng cuộn nhị thứ cho Hệ thống đo đếm để đảm bảo chống can thiệp trái phép.

4.3.1.8.9 Đối với các vị trí đo đếm chính của nhà máy điện lớn và nhà máy điện tham gia thị trường điện, trường hợp công tơ đo đếm không được cấp nguồn nuôi liên tục từ hệ thống điện áp thứ cấp đo lường thì phải trang bị thêm nguồn nuôi dự phòng cho công tơ đo đếm từ hệ thống mạch cấp nguồn điệp áp dự phòng đảm bảo công tơ

đo đếm vận hành liên tục. Việc cấp nguồn dự phòng cho công tơ đo đếm phải đảm bảo hoạt động chính xác của công tơ đo đếm và các yêu cầu kỹ thuật của mạch đo.

4.3.1.8.10 Tiết diện và chiều dài dây dẫn nối công tơ với biến dòng hoặc biến điện áp phải bảo đảm biến điện đo lường hoạt động chính xác và tổn thất điện áp trong mạch điện áp tới công tơ không vượt quá 0,5% điện áp danh định.

4.3.1.9 Yêu cầu đối với niêm phong kẹp chì và bảo mật

4.3.1.9.1 Toàn bộ Hệ thống đo đếm bao gồm hộp đấu dây TI, TU, công tơ đo đếm, mạch dòng điện, mạch điện áp, mạch logic chuyển đổi và hộp nối thử nghiệm (nếu có) phải được niêm phong, kẹp chì để chống can thiệp trái phép theo đúng quy định của pháp luật.

4.3.1.9.2 Đơn vị phân phối điện, Đơn vị phân phối và bán lẻ điện ban hành quy định sử dụng kìm niêm, chì niêm hộp đấu dây (TI, TU, công tơ đo đếm), hộp bảo vệ công tơ đo đếm và quyết định số lượng kìm niêm, chì niêm hộp đấu dây (TI, TU, công tơ đo đếm), hộp bảo vệ công tơ đo đếm phù hợp với số lượng thiết bị đo đếm trong phạm vi quản lý và thực hiện đăng ký số lượng, mã hiệu mặt chì niêm theo quy định.

4.3.1.9.3 Đối với các Hệ thống đo đếm có trang bị Hệ thống thu thập số liệu đo đếm, số liệu đo đếm sau khi được đọc và thu thập từ các vị trí đo đếm phải được bảo mật, mã hóa để tránh sự can thiệp trái phép.

4.3.1.9.4 Phần mềm quản lý hệ thống đọc, truyền và tổng hợp số liệu đo đếm điện năng phải được bảo mật bằng nhiều cấp mật khẩu để đảm bảo tính bảo mật, chính xác và tin cậy của số liệu đo đếm.

4.3.1.10 Quản lý mật khẩu công tơ đo đếm

4.3.1.10.1 Mật khẩu công tơ đo đếm phải chia thành 03 (ba) mức truy cập khác nhau nhằm phục vụ yêu cầu quản lý vận hành công tơ đo đếm và được quy ước như sau:

a) Mật khẩu “Cài đặt” là mức mật khẩu cho phép truy nhập công tơ đo đếm để cài đặt, thay đổi các thông số và chương trình làm việc của công tơ đo đếm. Mật khẩu này được sử dụng để cài đặt một hoặc toàn bộ các thông số của công tơ đo đếm và chỉ người có trách nhiệm hoặc có thẩm quyền mới được sử dụng;

b) Mật khẩu “Đồng bộ thời gian” là mức mật khẩu cho phép truy nhập công tơ đo đếm để đọc số liệu và đồng bộ thời gian của công tơ đo đếm. Mật khẩu này không cho phép cài đặt, thay đổi các thông số và chương trình làm việc của công tơ đo đếm và chỉ người có trách nhiệm hoặc có thẩm quyền mới được sử dụng;

c) Mật khẩu “Chỉ đọc” là mức mật khẩu cho phép truy nhập công tơ đo đếm để đọc số liệu nhưng không cho phép thay đổi các thông số cài đặt và chương trình làm việc của công tơ đo đếm. Mật khẩu này được sử dụng để thu thập số liệu công tơ đo đếm tại chỗ hoặc từ xa.

4.3.1.10.2 Nội dung các mức mật khẩu của mỗi công tơ đo đếm phải được cài đặt khác nhau. Các mật khẩu công tơ đo đếm phải được lưu trữ, bảo mật.

4.3.1.10.3 Mật khẩu công tơ đo đếm phải được bàn giao cho người có trách nhiệm quản lý và lưu trữ. Người quản lý có trách nhiệm tổng hợp mật khẩu công tơ đo đếm thành một bộ hồ sơ mật khẩu công tơ đo đếm với các nội dung sau: Chủng loại công tơ đo đếm, số công tơ đo đếm, Đơn vị sở hữu hệ thống đo đếm, Đơn vị quản lý vận hành hệ thống đo đếm.

4.3.1.10.4 Việc bàn giao mật khẩu công tơ đo đếm trong quá trình quản lý lưu trữ hoặc sử dụng mật khẩu công tơ đo đếm phải được ghi nhận bằng biên bản có chữ ký xác nhận của hai bên tiếp nhận và bàn giao.

4.3.1.10.5 Đối với các công tơ đo đếm sử dụng mật khẩu cài đặt là khóa cứng thì phải được niêm phong đảm bảo không thể can thiệp được vào công tơ đo đếm nếu không phá bỏ niêm phong.

4.3.1.10.6 Đơn vị sở hữu hệ thống đo đếm hoặc Đơn vị quản lý vận hành hệ thống đo đếm có trách nhiệm trong việc quản lý, bảo mật các mật khẩu "Chỉ đọc" của công tơ đo đếm.

4.3.1.10.7 Đơn vị thử nghiệm, kiểm định có trách nhiệm trong việc quản lý, bảo mật mật khẩu "Cài đặt" của công tơ đo đếm.

4.3.1.10.8 Đơn vị quản lý số liệu đo đếm có trách nhiệm trong việc quản lý, bảo mật mật khẩu "Đồng bộ thời gian" của công tơ đo đếm.

4.3.1.11 Yêu cầu đối với công tơ điện sử dụng cho mục đích đo đếm điện năng cấp điện áp từ trung áp trở lên

4.3.1.11.1 Yêu cầu chung

a) Là loại 03 pha 04 dây hoặc 01 pha 02 dây;

b) Kiểu điện tử tích hợp chức năng và có thể lập trình được;

c) Có một hoặc nhiều biểu giá;

d) Đo đếm điện năng tác dụng và phản kháng theo hai chiều nhận và phát riêng biệt theo 04 góc phần tư;

đ) Có chức năng đo công suất cực đại, ghi biểu đồ phụ tải tổng;

e) Có tính năng kết nối với máy tính, thu thập, đọc số liệu tại chỗ và từ xa;

g) Được cấp nguồn từ hệ thống điện áp nhị thứ đo lường và phải đảm bảo duy trì hoạt động khi mất điện áp 01 pha hoặc 02 pha bất kỳ;

h) Phải có nguồn bên trong để nuôi đồng hồ thời gian thực. Trong trường hợp cần thiết, công tơ đo đếm có thể tích hợp nguồn pin phục vụ cho việc đọc dữ liệu trên màn hình hiển thị;

i) Có nhiều mức mật khẩu;

k) Có các vị trí niêm phong, kẹp chì đảm bảo không thể tiếp cận với các đầu cực đấu dây và thay đổi các thông số cài đặt trong công tơ đo đếm nếu không phá bỏ chì niêm phong;

l) Có chức năng lưu trữ thông tin đo đếm, biểu đồ phụ tải ít nhất 60 ngày với chu kỳ ghi giá trị đo đếm 30 phút cho một kênh dữ liệu và có thể lập trình đặt được chu kỳ tích phân nhỏ hơn 30 phút;

m) Có dòng điện và điện áp phù hợp với dòng điện và điện áp nhị thứ của TI và TU;

n) Công tơ đo đếm phải được kết nối với Hệ thống thu thập số liệu đo đếm tại chỗ hoặc từ xa phù hợp với chuẩn kết nối và phần mềm thu thập số liệu đo đếm.

4.3.1.11.2 Yêu cầu về cấp chính xác đối với đo đếm cấp điện áp từ 220 kV trở lên hoặc đo đếm phục vụ giao nhận điện năng giữa nhà máy điện tham gia thị trường điện hoặc nhà máy điện lớn với lưới điện

a) Công tơ đo đếm chính phải không thấp hơn cấp chính xác: 0,2 với điện năng tác dụng và 2,0 với điện năng phản kháng theo các tiêu chuẩn TCVN hoặc tương đương;

b) Công tơ đo đếm dự phòng phải không thấp hơn cấp chính xác: 0,5 với điện năng tác dụng và 2,0 với điện năng phản kháng theo các tiêu chuẩn TCVN hoặc tương đương.

4.3.1.11.3 Yêu cầu về cấp chính xác đối với đo đếm phục vụ giao nhận điện năng trong các trường hợp không thuộc trường hợp quy định tại khoản 2 Điểm này

a) Công tơ đo đếm chính phải không thấp hơn cấp chính xác: 0,5 với điện năng tác dụng và 2,0 với điện năng phản kháng theo các tiêu chuẩn TCVN hoặc tương đương;

b) Cấp chính xác của công tơ đo đếm dự phòng được xác định theo thỏa thuận giữa các bên liên quan nhưng không thấp hơn cấp chính xác:

- 0,5 với điện năng tác dụng và 2,0 với điện năng phản kháng đối với đo đếm cấp điện áp 110 kV theo các tiêu chuẩn TCVN hoặc tương đương;
- 1,0 với điện năng tác dụng và 2,0 với điện năng phản kháng đối với đo đếm cấp điện áp trung áp theo các tiêu chuẩn TCVN hoặc tương đương.

4.3.1.11.4 Trường hợp cơ quan quản lý nhà nước chưa quy định các tiêu chuẩn về cấp chính xác đối với công tơ đo đếm thì sử dụng Tiêu chuẩn IEC hoặc các tiêu chuẩn khác tương đương.

4.3.1.12 Yêu cầu kỹ thuật đối với TI sử dụng cho mục đích đo đếm điện năng cấp điện áp trung áp trở lên

4.3.1.12.1 Yêu cầu chung:

a) Có cuộn dây nhị thứ đo lường dùng riêng cho các thiết bị đo lường và công tơ đo đếm điện năng;

b) Giá trị dòng điện nhị thứ danh định là 1 A hoặc 5 A;

c) Có vị trí niêm phong kẹp chì tại nắp hộp đấu dây cuộn nhị thứ đo lường cấp cho công tơ đo đếm điện năng đảm bảo không thể tác động vào mạch điện đấu nối nếu không phá bỏ niêm phong.

4.3.1.12.2 Yêu cầu về cấp chính xác đối với đo đếm cấp điện áp từ 220 kV trở lên hoặc đo đếm phục vụ giao nhận điện năng giữa nhà máy điện tham gia thị trường điện hoặc nhà máy điện lớn với lưới điện:

a) Cuộn nhị thứ đo lường của TI phục vụ đo đếm chính phải đạt cấp chính xác 0,2 theo các tiêu chuẩn TCVN hoặc tương đương;

b) Cuộn nhị thứ đo lường của TI phục vụ đo đếm dự phòng phải không thấp hơn cấp chính xác: 0,5 theo các tiêu chuẩn TCVN hoặc tương đương;

c) Dung lượng của cuộn nhị thứ dùng cho đo lường của biến dòng điện phải đáp ứng phụ tải mạch thứ cấp của mạch đo lường.

4.3.1.12.3 Yêu cầu về cấp chính xác đối với đo đếm phục vụ giao nhận điện năng trong các trường hợp không thuộc trường hợp quy định tại Khoản 2 Điểm này:

a) Cuộn nhị thứ đo lường của TI phục vụ đo đếm chính phải không thấp hơn cấp chính xác: 0,5 theo các tiêu chuẩn TCVN hoặc tương đương;

b) Cấp chính xác của cuộn nhị thứ đo lường của TI phục vụ đo đếm dự phòng (nếu có) được xác định theo thỏa thuận giữa các bên liên quan.

4.3.1.13 Yêu cầu kỹ thuật đối với biến điện áp sử dụng cho mục đích đo đếm điện năng cấp điện áp từ trung áp trở lên

4.3.1.13.1 Yêu cầu chung

a) Có cuộn dây nhị thứ đo lường dùng riêng cho các thiết bị đo lường và công tơ đo đếm;

b) Giá trị điện áp hệ thống nhị thứ danh định (điện áp dây) là 100 V hoặc 110 V;

c) Có vị trí niêm phong tại nắp hộp đấu dây cuộn nhị thứ đo lường cấp cho công tơ đo đếm đảm bảo không thể tác động vào mạch điện đấu nối nếu không phá bỏ niêm phong.

4.3.1.13.2 Yêu cầu về cấp chính xác đối với đo đếm cấp điện áp từ 220 kV trở lên hoặc đo đếm phục vụ giao nhận điện năng giữa nhà máy điện tham gia thị trường điện hoặc nhà máy điện lớn với lưới điện

a) TU phục vụ đo đếm chính phải đạt cấp chính xác 0,2 theo các tiêu chuẩn TCVN hoặc tương đương;

b) TU phục vụ đo đếm dự phòng phải không thấp hơn cấp chính xác: 0,5 theo các tiêu chuẩn TCVN hoặc tương đương;

c) Dung lượng của cuộn nhị thứ đo lường của TU phải đáp ứng phụ tải mạch nhị thứ.

4.3.1.13.3 Yêu cầu về cấp chính xác đối với đo đếm phục vụ giao nhận điện năng trong các trường hợp không thuộc trường hợp quy định tại Khoản 2 Điểm này

a) TU phục vụ đo đếm chính phải không thấp hơn cấp chính xác: 0,5 theo các tiêu chuẩn TCVN hoặc tương đương;

b) Cấp chính xác của TU phục vụ đo đếm dự phòng được xác định theo thỏa thuận giữa các bên liên quan nhưng không thấp hơn cấp chính xác 0,5 đối với đo đếm cấp điện áp 110 kV và 1,0 đối với đo đếm cấp điện áp trung áp theo các tiêu chuẩn TCVN hoặc tương đương.

4.3.1.14 Yêu cầu kỹ thuật đối với công tơ đo đếm cấp điện áp hạ áp

4.3.1.14.1 Là loại 03 pha 04 dây đối với công tơ đo đếm 03 pha và loại 01 pha 02 dây đối với công tơ đo đếm 01 pha.

4.3.1.14.2 Có các vị trí niêm phong, kẹp chì đảm bảo không thể tiếp cận với các đầu cực đấu dây và thay đổi các thông số cài đặt trong công tơ đo đếm nếu không phá bỏ niêm phong.

4.3.1.14.3 Đối với công tơ đo đếm 03 pha, công tơ đo đếm điện năng tác dụng phải đạt cấp chính xác 1,0 theo các tiêu chuẩn TCVN hoặc tương đương. Đối với công tơ đo đếm 01 pha, công tơ đo đếm điện năng tác dụng phải đạt cấp chính xác 1,0 đối với công tơ đo đếm điện tử và cấp chính xác 2,0 đối với công tơ đo đếm cơ khí theo các tiêu chuẩn TCVN hoặc tương đương.

4.3.1.14.4 Đối với công tơ đo đếm điện tử: Có thể được trang bị đa chức năng, có thể lập trình được và kết nối với Hệ thống thu thập số liệu đo đếm từ xa phù hợp với chuẩn kết nối và phần mềm thu thập số liệu đo đếm.

4.3.1.15 Yêu cầu đối với TI sử dụng cho mục đích đo đếm điện năng cấp điện áp hạ áp

Trong trường hợp sử dụng TI cho đo đếm điện năng hạ áp, TI phải đảm bảo các yêu cầu sau:

- Có cuộn dây nhị thứ đo lường dùng riêng cho công tơ đo đếm.

- Giá trị dòng điện nhị thứ danh định là 01A hoặc 05A.

- Có vị trí niêm phong kẹp chì tại nắp hộp đấu dây cuộn nhị thứ đo lường cấp cho công tơ đo đếm đảm bảo không thể tác động vào mạch điện đấu nối nếu không phá bỏ niêm phong.

- Dung lượng của cuộn nhị thứ đo lường của TI phải đáp ứng phụ tải mạch nhị thứ.

- Cấp chính xác 0,5 theo các tiêu chuẩn TCVN hoặc tương đương.

4.3.2 Hệ thống đo lường điện

4.3.2.1 Phạm vi áp dụng

Đo lường điện áp dụng cho việc đo điện bằng dụng cụ đo cố định, không áp dụng cho việc đo điện trong phòng thử nghiệm, đo điện bằng các dụng cụ đo xách tay và các dụng cụ đo khẩn cấp dùng để đo trong các điều kiện sự cố.

4.3.2.2 Yêu cầu đối với các dụng cụ đo điện

Các dụng cụ đo điện phải bảo đảm độ chính xác theo quy định như sau:

- Dụng cụ đo chỉ thị bằng kim và máy tự ghi phải có cấp chính xác 1,0 - 2,5.

- Dụng cụ đo điện tử phải có cấp chính xác 1,0.

4.3.2.3 Yêu cầu đối với hệ thống đo

Phải trang bị các thiết bị đo các đại lượng sau:

4.3.2.3.1 Đo điện áp và kiểm tra cách điện:

a) Đo điện áp dây trong lưới điện 3 pha điện áp trên 1 kV;

b) Đo điện áp pha trong lưới điện 3 pha điện hạ áp; đo điện áp dây khi có yêu cầu đặc biệt;

c) Đo điện áp, tần số, góc pha khi hòa đồng bộ:

- Hai vônmét hoặc một vônmét kép;
- Đồng bộ kế hoặc vônmét chỉ không;
- Hai tần số kế hoặc một tần số kế kép;
- Rơ-le chống hòa sai (rơ-le hòa đồng bộ).

d) Phải đặt bộ kiểm tra cách điện trong lưới điện trên 1 kV có dòng điện chạm đất nhỏ, trong lưới điện đến 1 kV có trung tính cách ly và trong lưới điện một chiều có điểm giữa cách ly;

Bộ kiểm tra cách điện có thể là đồng hồ chỉ thị, dụng cụ hoạt động theo nguyên lý rơ-le (hệ thống tín hiệu âm thanh, ánh sáng) hoặc phối hợp cả hai loại trên.

Bộ kiểm tra cách điện phải đạt các yêu cầu sau:

- Bảo đảm phát hiện chạm đất khi lưới vận hành riêng rẽ cũng như khi có liên hệ qua máy biến áp đấu sao - tam giác.
- Bảo đảm tìm chạm đất dễ dàng trong trường hợp trạm có hoặc không có người trực.
- Khi cần, phải có báo tín hiệu âm thanh, ánh sáng tại chỗ hoặc truyền về trung tâm điều khiển.

Bộ kiểm tra cách điện trong lưới đến 1kV và trong lưới điện một chiều phải xác định được trị số điện trở cách điện, khi cần có kèm báo tín hiệu âm thanh, ánh sáng khi mức cách điện giảm thấp dưới trị số đặt.

Không cần đặt bộ kiểm tra cách điện ở mạch điện một chiều đơn giản và không quan trọng, các mạch một chiều điện áp tới 48V.

Phải định kỳ kiểm tra cách điện các mạch này bằng vônmét.

Cho phép dùng vônmét để kiểm tra định kỳ cách điện mỗi cực với đất của các mạch kích thích các máy điện quay.

Có thể dùng một vônmét có khóa chuyển mạch để kiểm tra cách điện một số điểm trên mạch kích thích.

đ) Vị trí lắp đặt thiết bị đo điện áp:

- Từng phân đoạn thanh cái điện áp xoay chiều hoặc một chiều khi phân đoạn đó có thể làm việc riêng biệt;
- Đầu đường dây từ cấp điện áp 110 kV trở lên hoặc theo yêu cầu;
- Tại TBA hạ áp, có thể chỉ đo điện áp hạ áp nếu không có biến điện áp phía cao áp;
- Mạch xoay chiều và một chiều của máy phát điện, máy bù đồng bộ;
- Trong mạch kích thích của máy điện đồng bộ công suất từ 1 MW trở lên. Không bắt buộc đối với máy phát thủy điện;
- Tổ ắc quy, máy nạp và phụ nạp;
- Trong mạch của cuộn dập hồ quang.

4.3.2.3.2 Đo dòng điện:

a) Phải đo dòng điện xoay chiều tại:

- Các mạch cần kiểm tra quá trình vận hành một cách có hệ thống;

- Các máy phát điện, đầu đường dây hoặc phụ tải trung cao áp, đầu đường dây hoặc phụ tải hạ áp quan trọng;

- Các mạch nhị thứ hoặc sơ cấp của máy biến áp có dung lượng từ 1MVA trở lên.

Trong mạch của cuộn dập hồ quang phải có chỗ để đấu Ampemét tự ghi hoặc xách tay.

b) Phải đặt Ampemét tự ghi nếu quá trình công nghệ yêu cầu.

c) Phải đo dòng điện một chiều tại:

- Các mạch của máy phát điện một chiều và bộ chỉnh lưu.

- Mạch ắc quy, pin mặt trời.

- Mạch kích thích máy phát, máy bù và động cơ đồng bộ.

d) Phải đặt thiết bị đo cả 3 pha cho:

- Máy phát điện xoay chiều 3 pha có công suất danh định từ 200 kW trở lên;

- Đường dây cấp điện áp trên 1 kV;

- Đường dây cấp cho lò điện hồ quang;

- Các cuộn dây MBA cấp điện áp 110 kV trở lên;

- Máy cắt phân đoạn;

- Cho phép đặt một thiết bị đo với khóa chuyển mạch để đo 3 pha với máy phát điện có công suất tới 200kW.

đ) Khi chọn thiết bị đo và biến dòng, phải tính đến khả năng quá tải tạm thời của mạch động cơ khi khởi động. Biến dòng không được bão hoà và thiết bị đo phải chịu được dòng khởi động.

e) Thiết bị đo một chiều phải có thang đo hai phía hoặc công tắc đảo cực nếu dòng điện đo có thể đổi chiều.

g) Có thể đấu thiết bị đo xoay chiều trực tiếp vào thanh cái hoặc dây dẫn, chỉ đấu thiết bị đo xoay chiều qua biến dòng nếu không đấu trực tiếp được.

h) Khi đấu trực tiếp thiết bị đo vào mạch trên 1 kV xoay chiều và trên 500 V một chiều, phải bảo đảm các điều kiện sau:

- An toàn cho người quản lý vận hành, thử nghiệm và sửa chữa, thuận tiện cho việc đọc chỉ số, đồng thời tuân theo đúng qui định về an toàn điện hiện hành.

- Cách ly phần mang điện của thiết bị đo với đất bằng cách điện chịu được điện áp tương ứng, hoặc đặt trực tiếp vào đoạn thanh dẫn giữa hai sứ cách điện kề nhau và bảo đảm khoảng cách pha - pha và pha - đất của thiết bị đo.

i) Thiết bị đo điện một chiều có thể đấu trực tiếp hoặc đấu qua sun.

4.3.2.3.3 Đo công suất:

Phải đo công suất theo các yêu cầu sau:

a) Đo công suất tác dụng và công suất phản kháng cho từng máy phát điện. Đối với máy phát điện 100 MW trở lên, phải dùng đồng hồ có cấp chính xác 1,0;

b) Đo công suất tác dụng đối với từng máy biến áp và đường dây 6 kV trở lên cấp điện tự dùng cho nhà máy điện;

c) Đo công suất phản kháng của máy bù đồng bộ và tụ bù 2 MVAr trở lên;

d) Đo công suất tác dụng và công suất phản kháng của MBA tăng áp hai cuộn dây của nhà máy điện;

đ) Đo công suất tác dụng và công suất phản kháng ở phía hạ áp và trung áp của MBA tăng áp ba cuộn dây (kể cả máy biến áp tự ngẫu có sử dụng cuộn dây thứ ba) của nhà máy điện. Đối với MBA làm việc trong khối với máy phát điện, việc đo công suất phía hạ áp thực hiện ở mạch máy phát điện;

e) Trạm biến áp:

- Đo công suất tác dụng và công suất phản kháng cho từng cuộn dây của máy biến áp 110 kV trở lên;

- Đo công suất tác dụng và công suất phản kháng cho MBA nâng áp điện áp đến 35 kV.

- Không cần đo công suất các MBA phân phối hạ áp.

- Tại những máy biến áp khống chế công suất theo mùa thì phải có chỗ đấu đồng hồ đo công suất di động.

g) Đường dây:

- Đo công suất tác dụng và công suất phản kháng ĐDK 110 kV trở lên, máy cắt mạch vòng.

- Đo công suất tác dụng và phản kháng xuất tuyến từ các trạm nâng áp 35 kV.

- Đo công suất tác dụng đường dây trên 1 kV đến 35 kV xuất tuyến từ các trạm 110 kV trở lên.

h) Phải dự kiến vị trí đấu dụng cụ di động đo công suất tại các điểm cần kiểm tra định kỳ dòng công suất tác dụng và phản kháng.

4.3.2.3.4 Đo tần số:

a) Vị trí lắp đặt dụng cụ đo tần số:

- Mỗi phân đoạn của thanh cái điện áp máy phát điện;

- Tại đầu ra máy phát điện của khối;

- Mỗi hệ thống thanh cái điện áp cao của nhà máy điện;

- Tại các nút có khả năng phân chia hệ thống điện ra các phần làm việc không đồng bộ;

- Tại vị trí theo yêu cầu của cơ quan điều độ hệ thống điện.

b) Vị trí lắp đặt dụng cụ ghi tần số:

- Nhà máy điện có công suất từ 200 MW trở lên trong hệ thống;

- Nhà máy điện có công suất từ 6 MW trở lên vận hành độc lập.

- Sai số tuyệt đối của tần số kế tự ghi ở các nhà máy điện tham gia điều tần không được quá ±0,1Hz.

5 QUY ĐỊNH QUẢN LÝ

5.1 Việc quản lý hoạt động xây dựng và vận hành các công trình lưới điện đến cấp điện áp 500 kV được thực hiện theo Quy chuẩn kỹ thuật này và các quy định

pháp luật về điện lực, pháp luật về xây dựng, pháp luật về phòng cháy chữa cháy có liên quan.

5.2 Việc kiểm định an toàn kỹ thuật đối với thiết bị, dụng cụ điện được quy định tại Thông tư 02/2025/TT-BCT của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định về bảo vệ công trình điện lực và an toàn trong lĩnh vực điện lực, QCVN này và các quy định pháp luật có liên quan.

6 TRÁCH NHIỆM CỦA TỔ CHỨC, CÁ NHÂN

6.1 Tổ chức, cá nhân liên quan có trách nhiệm thực hiện các quy định của Quy chuẩn này và chịu sự kiểm tra của cơ quan quản lý nhà nước theo các quy định hiện hành.

6.2 Ủy ban nhân dân các tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương có trách nhiệm phổ biến, hướng dẫn việc thực hiện Quy chuẩn này đối với các tổ chức, cá nhân tham gia hoạt động điện lực.

6.3 Cục Điện lực, Cục Kỹ thuật an toàn và Môi trường công nghiệp - Bộ Công Thương có trách nhiệm phổ biến, hướng dẫn thực hiện Quy chuẩn này đối với các Sở Công Thương; các tổ chức, cá nhân tham gia hoạt động điện lực, sử dụng điện để sản xuất trên phạm vi cả nước.

7 TỔ CHỨC THỰC HIỆN

7.1 Quy chuẩn kỹ thuật này có hiệu lực thi hành kể từ ngày 01 tháng 6 năm 2026.

7.2 Quyết định số 19/2006/QĐ-BCN ngày 11 tháng 7 năm 2006 của Bộ Công Nghiệp về việc ban hành Quy phạm trang bị điện hết hiệu lực kể từ ngày Thông tư này có hiệu lực thi hành.

7.3 Bãi bỏ, hiệu chỉnh một số quy định tại QCVN QTĐ-5:2009, QCVN QTĐ-6:2009, QCVN QTĐ-7:2009 ban hành kèm theo Thông tư số 40/2009/TT-BCT ngày 31 tháng 12 năm 2009 của Bộ Công Thương quy định Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về kỹ thuật điện.

Chi tiết bãi bỏ và điều chỉnh áp dụng các điều, khoản nêu tại **Phụ lục S**.

7.4 Những quy định liên quan trái với QCVN này thì áp dụng theo QCVN này.

7.5 Điều khoản chuyển tiếp:

Các công trình/dự án đầu tư xây dựng hoặc cải tạo đã được cấp có thẩm quyền phê duyệt báo cáo nghiên cứu khả thi/báo cáo kinh tế - kỹ thuật trước thời điểm Quy chuẩn kỹ thuật này có hiệu lực được tiếp tục thực hiện theo các quy định tại thời điểm phê duyệt.

7.6 Trong trường hợp các quy định pháp luật hoặc tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật viện dẫn tại QCVN này có sửa đổi, bổ sung, thay thế thì áp dụng theo quy định tại văn bản được sửa đổi, bổ sung, thay thế.

7.7 Trong quá trình thực hiện Quy chuẩn kỹ thuật này, trường hợp tổ chức, cá nhân có khó khăn, vướng mắc đề nghị phản ánh về Bộ Công Thương để xem xét, hướng dẫn.

PHỤ LỤC

Phụ lục A: VẬT LIỆU CHO THIẾT BỊ ĐIỆN

Theo tính chất lý học, vật liệu kỹ thuật điện được chia thành các loại sau:

1. Vật liệu chịu hồ quang là vật liệu không thay đổi tính chất dưới tác động của hồ quang trong điều kiện làm việc bình thường.

2. Vật liệu chịu ẩm là vật liệu không thay đổi tính chất dưới tác động của ẩm.

3. Vật liệu chịu nhiệt là vật liệu không thay đổi tính chất dưới tác động của nhiệt độ cao hoặc thấp.

4. Vật liệu chịu hóa chất là vật liệu không thay đổi tính chất dưới tác động của hóa chất.

Phụ lục B: KHU VỰC MÔI TRƯỜNG Ô NHIỄM

Khu vực môi trường bị ô nhiễm được phân loại theo mức độ trầm trọng của ô nhiễm tại địa điểm xây dựng công trình điện theo các mức như sau:

a - Nhẹ; b - Trung bình; c - Nặng; d - Rất nặng.

Bảng B.1: Phân loại môi trường (SPS)

Mô tả loại môi trường	Loại SPS
Khoảng cách > 10 km từ biển Khoảng cách 5-10 km từ những nguồn ô nhiễm nhân tạo(*1) Ở trong khoảng cách nhỏ hơn khoảng cách nêu trên từ các nguồn ô nhiễm nhưng: • gió thịnh hành không thổi trực tiếp từ các nguồn ô nhiễm này • và/hoặc có mưa làm sạch hàng tháng	a Nhẹ
Khoảng cách 3-10 km từ biển Khoảng cách 1-5 km từ những nguồn ô nhiễm nhân tạo(*1) Ở trong khoảng cách nhỏ hơn khoảng cách nêu trên từ các nguồn ô nhiễm nhưng: • gió thịnh hành không thổi trực tiếp từ các nguồn ô nhiễm này • và/hoặc có mưa làm sạch hàng tháng	b Trung bình
Có khoảng cách tới nguồn ô nhiễm như quy định cho khu vực “Nhẹ”, nhưng: • có sương mù dầy (hoặc mưa phùn) thường xảy ra trong một thời gian dài (vài tuần hoặc vài tháng) sau mùa khô tích nhiều bụi	

Mô tả loại môi trường	Loại SPS
• và/hoặc có mưa to với độ dẫn điện cao • và/hoặc có mức NSDD (không có khả năng hòa tan) cao, nằm trong khoảng từ 5 đến 10 lần ESDD (có khả năng hòa tan)	
Trong khoảng 3 km từ biển Trong khoảng 1 km từ các nguồn ô nhiễm nhân tạo(*1)	c Nặng
Có khoảng cách tới nguồn ô nhiễm như quy định cho khu vực "Trung bình", nhưng: • có sương mù dầy (hoặc mưa phùn) thường xảy ra trong một thời gian dài (vài tuần hoặc vài tháng) sau mùa khô tích nhiều bụi • và/hoặc có mức NSDD cao, nằm trong khoảng từ 5 đến 10 lần ESDD	
Có khoảng cách tới nguồn ô nhiễm như quy định cho vùng "Nặng" và: • bị ảnh hưởng trực tiếp của hơi nước biển hoặc sương muối (mặn) dày đặc. • hoặc bị ảnh hưởng trực tiếp từ các chất bẩn có độ dẫn điện cao, hoặc bụi dạng xi măng có mật độ cao và thường xuyên bị ướt bởi sương mù hoặc mưa phùn	d Rất nặng
Ghi chú: (*1) Nguồn ô nhiễm nhân tạo là nguồn ô nhiễm nặng cho môi trường và ảnh hưởng trực tiếp đến công trình điện như nhà máy hóa chất, v.v.	

Phụ lục C: BẢO VỆ CHỐNG TÁC HẠI CỦA MÔI TRƯỜNG

1. Xây dựng:

Móng xây dựng trong khu vực nước ngầm có tính ăn mòn cao đối với bê tông tiêu chuẩn phải sử dụng loại bê tông xi măng chống ăn mòn thích hợp.

2. Bảo vệ bề mặt: Các kết cấu kim loại của công trình điện và phần kim loại hở của bê tông cốt thép phải được bảo vệ chống ăn mòn bằng sơn hoặc mạ để làm tăng sức bền và giảm sự ăn mòn các phần kim loại đó:

a) Sơn: Sử dụng các biện pháp sơn hợp lý cho từng thiết bị hoặc kết cấu bằng sơn phun, sơn tĩnh điện, v.v.

b) Sơn mạ kẽm nguội: Sử dụng phun kẽm hoặc sơn giàu kẽm có hàm lượng hơn 94% bột kim loại kẽm trong màng sơn khô được dùng để hoàn thiện và kéo dài tuổi thọ chống ăn mòn với lớp sơn có độ dày khoảng 80 µm.

c) Mạ: Chọn phương pháp mạ và độ dày lớp mạ kẽm, mạ đồng, mạ crôm cho từng trường hợp sử dụng cụ thể. Phương pháp mạ, độ dày lớp mà và tuổi thọ lớp mạ tuần thủ theo các quy định, tiêu chuẩn hiện hành liên quan.

Phụ lục D: LƯỚI SAN BẰNG ĐIỆN ÁP

1. Lưới san bằng điện áp

Để san bằng điện áp và bảo đảm việc nối thiết bị điện với hệ thống điện cực tiếp đất, trên diện tích đặt thiết bị điện phải đặt các điện cực tiếp đất nằm ngang theo chiều dài và chiều rộng của diện tích đó và nối chúng với nhau thành lưới nối đất.

Các cực nối đất theo chiều dài phải đặt ở giữa dãy thiết bị điện về phía đi lại vận hành, ở độ sâu từ 0,5 đến 0,8 m và cách móng hoặc bệ đặt thiết bị ít nhất là 0,2 m. Nếu các thiết bị điện được đặt thành các dãy, khoảng cách giữa hai dãy không quá 3m thì cho phép đặt một điện cực san bằng điện áp chung giữa hai dãy thiết bị.

Các điện cực tiếp đất theo chiều rộng phải được đặt ở những vị trí thuận tiện giữa các thiết bị điện ở độ sâu 0,5 đến 0,8 m. Khoảng cách giữa chúng nên lấy tăng lên kể từ lưới ngoài cùng đến trung tâm của lưới nối đất. Khi đó khoảng cách đầu tiên và khoảng cách tiếp theo kể từ lưới ngoài cùng không được vượt quá 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0 và 20,0 m. Trong mọi trường hợp, khoảng cách giữa các điện cực nằm ngang không được lớn hơn 30 m. Kích thước của ô lưới nối đất tiếp giáp với vị trí nối điểm trung tính và chống sét van của máy biến áp lực với điện cực tiếp đất không nên vượt quá 6m x 6m.

Các điện cực nằm ngang phải được đặt theo biên của diện tích đặt trang bị nối đất sao cho tạo thành mạch vòng khép kín.

Nếu mạch vòng nối đất bố trí trong phạm vi phía ngoài của hàng rào trạm điện thì dưới cửa ra vào, sát với điện cực nằm ngang ngoài cùng của mạch vòng phải đặt thêm hai cọc nối đất để san bằng điện áp. Hai cọc nối đất này phải có chiều dài từ 3 đến 5 m và khoảng cách giữa chúng bằng chiều rộng cửa ra vào.

2. Lắp đặt trang bị nối đất

- Phải đặt một mạch vòng nối đất nằm ngang bao quanh vị trí nối đất trung tính và chống sét van của máy biến áp lực.

- Khi trang bị nối đất bố trí phía ngoài phạm vi hàng rào trạm điện thì các điện cực tiếp đất nằm ngang phải được đặt ở độ sâu không nhỏ hơn 1m.

- Hàng rào bên ngoài của trạm điện không phải nối đất với trang bị nối đất. Nếu có ĐDK điện áp 110 kV trở vượt hàng rào ra ngoài thì hàng rào này phải được nối đất bằng các cọc nối đất có chiều dài từ 2 - 3 m và được chôn sâu cạnh các trụ của hàng rào theo toàn bộ chu vi và cách nhau từ 20 - 50 m một cọc. Không yêu cầu đặt cọc nối đất đối với hàng rào có các trụ bằng kim loại hoặc bêtông cốt thép, nếu cốt thép của các trụ này đã được nối với các chi tiết kim loại của hàng rào và được nối vào trang bị nối đất chung.

3. Nếu trang bị nối đất của thiết bị điện công nghiệp được nối với lưới nối đất của thiết bị điện có điện áp trên 1 kV trung tính nối đất hiệu quả bằng dây cáp có vỏ

bọc bằng kim loại hoặc bằng dây kim loại thì việc san bằng điện áp xung quanh nhà hoặc diện tích đặt thiết bị điện phải thỏa mãn một trong các điều kiện sau đây:

a) Đặt một mạch vòng nối đất xung quanh nhà hoặc diện tích đặt thiết bị và nối mạch vòng này với kết cấu kim loại của công trình xây dựng, thiết bị sản xuất và với lưới nối đất (nối trung tính). Mạch vòng phải được đặt ở độ sâu 1 m và cách móng nhà hoặc chu vi đặt thiết bị 1m. Ở cửa ra vào nhà phải đặt hai dây nối đất, cách mạch vòng nối đất 1 m và 2 m ở độ sâu tương ứng 1m và 1,5 m và phải nối những dây nối đất này với mạch vòng;

b) Cho phép dùng móng bêtông cốt thép làm nối đất nếu như bảo đảm được yêu cầu về san bằng điện áp.

Không phải thực hiện những điều kiện nêu ra ở điểm a và b Khoản này nếu xung quanh nhà và cửa ra vào nhà đã được thảm bê tông hoặc nhựa đường.

Phụ lục Đ: HƯỚNG DẪN TÍNH TOÁN ĐIỆN ÁP TIẾP XÚC, ĐIỆN ÁP BƯỚC VÀ ĐIỆN TRỞ NỐI ĐẤT

Cơ sở tính toán kiểm tra nối đất*:*

- Xác định độ dày và điện trở suất của lớp đất san nền;

- Theo tài liệu khảo sát và thiết kế, xác định điện trở suất trung bình của các lớp đất có độ sâu đến 5 m trong khu vực xây dựng trạm dưới lớp đất san nền;

- Xác định quy mô lưới nối đất bao gồm cọc và các thanh liên kết dạng ô lưới (L*Lm) chôn sâu 0,8 m so với cốt nền trạm kết hợp với mạch vòng nối đất bao quanh trạm ở cốt đất tự nhiên để tận dụng vùng đất có điện trở suất đất thấp.

Phương pháp tính toán nối đất:

Tính toán điện trở nối đất theo phương pháp Schwart (Tiêu chuẩn IEEE Std 80 - 2000):

Tiết diện dây nối đất thiết bị:

Tiết diện dây dẫn nối đất cho thiết bị được tính theo công thức:

$$A_{tt} = \frac{I_N}{\sqrt{\left(\frac{TCAP.10^{-4}}{t_c.\rho_r.\alpha_r}\right).\ln\left(\frac{K_0+T_m}{K_0+T_a}\right)}}$$

Trong đó:

- Dòng điện ngắn mạch của hệ thống: I_N (kA)
- Nhiệt độ cho phép lớn nhất của dây dẫn: T_m (^oC);
- Nhiệt độ môi trường xung quanh: T_a (^oC)

- Hệ số tản nhiệt của dây nối đất tại nhiệt độ T_r: α_r ($1/^oC$)
- Điện trở suất của dây nối đất tại nhiệt độ T_r:ρ_r ($\mu.\Omega.cm$)
- Hằng số nhiệt độ: K_0 (^oC)
- Thời gian duy trì sự cố: t_c (s)
- Hệ số khả năng chịu nhiệt của dây nối đất: TCAP [$J/(cm^3.^0C)$]
- Tiết diện tính toán của dây nối đất A_{tt} (mm^2)
- Tiết diện dây nối đất: A (mm^2)

Đối với vật liệu nối đất là dây đồng (nối từ thiết bị đến trụ đỡ) ta có:

(Trường hợp tính toán với dòng ngắn mạch I_N = 40 kA)

Thông số cơ bản	Ký hiệu	Giá trị	Đơn vị
Dòng điện ngắn mạch của hệ thống:	I_N =	(40)	kA
Loại dây nối đất	Đồng thường		
Nhiệt độ cho phép lớn nhất của dây dẫn:	T_m =	1084	^oC
Nhiệt độ môi trường xung quanh:	T_a =	40	^oC
Hệ số tản nhiệt của dây tại nhiệt độ T_r	α_r =	0,00381	$1/^oC$
Điện trở suất của dây tiếp đất tại nhiệt độ T_r	ρ_r =	1,78	$\mu.\Omega.cm$
Hệ số	K_0 =	242	
Thời gian duy trì sự cố:	t_c =	0,5	s
Hệ số khả năng chịu nhiệt dây đồng:	TCAP =	3,42	$J/cm^3.^0C$
Tiết diện dây dẫn nối đất:	A_{tt} =	101,23	mm^2
Chọn dây đồng có tiết diện:	A =	(120)	mm^2

Với dòng ngắn mạch I_N = 40 kA vài thời gian duy trì sự cố 0,5s được kết quả tính toán cho tiết diện dây nối từ thiết bị đến trụ đỡ là S=120 mm^2.

Đối với vật liệu nối đất là dây thép mạ kẽm (nối từ trụ đỡ thiết bị đến hệ thống nối đất chung toàn trạm) ta có:

Thông số cơ bản	Ký hệu	Giá trị	Đơn vị
Dòng điện ngắn mạch của hệ thống:	I_N =	(40)	kA
Loại dây nối đất (Conductor Type)	Dây Thép mạ kẽm		
Nhiệt độ cho phép lớn nhất của dây dẫn:	T_m =	1084	^oC
Nhiệt độ môi trường xung quanh:	T_a =	40	^oC
Hệ số tản nhiệt của dây tại nhiệt độ T_r	α_r =	0,00378	$1/^oC$

Thông số cơ bản	Ký hệu	Giá trị	Đơn vị
Điện trở suất của dây tiếp đất tại nhiệt độ T_r	ρ_r =	5,86	μ.Ω.cm
Hệ số	K_0 =	245	
Thời gian duy trì sự cố:	t_c =	0,5	s
Hệ số khả năng chịu nhiệt dây đồng:	TCAP =	3,85	J/cm^3.^{0}C
Tiết diện dây dẫn nối đất:	A_{tt} =	172,90	mm^2
Chọn dây thép mạ kẽm có đường kính:	**d =**	**(16)**	**mm**

Với dòng ngắn mạch I_N = 40 kA và thời gian duy trì sự cố 0,5s được kết quả tính toán cho dây nối từ trụ đỡ thiết bị đến nối đất chung có đường kính là d=16mm.

Điện trở nối đất của hệ thống:

$$Rg = \frac{R_1 * R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2 * R_m} \quad (1)$$

Trong đó:

R_1: Điện trở của lưới nối đất gồm các thanh ngang (Ω)

R_2: Điện trở của cọc nối đất (Ω)

R_m: Điện trở tương hỗ giữ cọc và thanh (Ω).

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi L_c}\left[\ln\left(\frac{2L_c}{a'}\right) + \frac{k_1 \cdot L_c}{\sqrt{A}} - k_2\right] \quad (2)$$

ρ: điện trở suất của đất Ωm

L_c: Tổng chiều dài lưới nối đất bao gồm thanh và cọc (m)

a' = $\sqrt{a.2h}$ kích thước hiệu chỉnh

d_g = 2a: đường kính thanh nối đất

A: diện tích lưới nối đất

K_1, K_2: Hằng số (tra bảng)

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi n_R L_R}\left[\ln\left(\frac{4L_R}{b}\right) - 1 + \frac{2k_1 \cdot L_r}{\sqrt{A}}\left(\sqrt{n_R} - 1\right)^2\right] \quad (3)$$

L_r: chiều dài của 1 cọc nối đất (m)

L_R: tổng chiều dài của các cọc nối đất (m)

d_c = 2b: Đường kính cọc nối đất (m)

n_r: số cọc nối đất

$$R_m = \frac{\rho}{\pi L_c}\left[\ln\left(\frac{2L_c}{L_r}\right) + \frac{k_1 \cdot L_c}{\sqrt{A}} - k_2 + 1\right] \quad (4)$$

- Điện trở suất biểu kiến của cọc qua 2 lớp đất:

$$\rho_a = \frac{\rho_1 * \rho_2 * l}{\rho_2 * (H - h) + \rho_1 * (l + h - H)} \quad (5)$$

- Hằng số K1, K2 *(Tra đồ thị hoặc theo công thức nội suy)*:

$$K_1 = -0{,}04 * \frac{L}{W} + 1{,}41 \quad (6)$$

$$K_2 = 0{,}15 * \frac{L}{W} + 5{,}5 \quad (7)$$

L: Chiều dài trung bình của lưới nối đất (m)
W: Chiều rộng trung bình của lưới nối đất (m)

Tính toán điện trở hệ thống nối đất của trạm Điện trở hệ thống nối đất

Thông số cơ bản	Ký hệu	Giá trị	Đơn vị	Tra theo
Điện trở suất lớp đất san nền	ρ_t	-	Ωm	
Bề dày của lớp đất san nền	H	-	m	
Điện trở suất lớp đất tự nhiên	ρ	-	Ωm	
Điện trở suất biểu kiến của cọc khi đi qua 2 lớp đất	ρ_a	-	Ωm	**(5)**
Độ chôn sâu của lưới so với nền trạm	h	0.8	m	
Chiều dài trung bình của lưới nối đất	L	-	m	
Chiều rộng trung bình của lưới nối đất	W	-	m	
Chu vi lưới nối đất	L_p	-	m	
Tổng chiều dài lưới nối đất	L_c	-	m	
Diện tích lưới nối đất	A	-	m^2	
Chiều dài cọc nối đất (l)	L_r	3	m	
Đường kính cọc nối đất	d_c	-	m	
Đường kính thanh nối đất	d_g	-	m	
Kích thước hiệu chỉnh	a'	-	m	

Thông số cơ bản	Ký hệu	Giá trị	Đơn vị	Tra theo
Hằng số K_1	K_1	-		**(6)**
Hằng số K_2	K_2	-		**(7)**
Số cọc nối đất	n_r	-	m	
Khoảng cách trung bình giữa các ô lưới	D	-	m	
Số dây nối đất theo chiều rộng	n_a	-		
Số dây nối đất theo chiều dài	n_b	-		
Kết quả tính toán				
Điện trở của hệ thống thanh liên kết	R_1	-	Ω	**(2)**
Điện trở cọc	R_2	-	Ω	**(3)**
Điện trở tương hỗ	R_m	-	Ω	**(4)**
Điện trở lưới nối đất chính	R_g	-	Ω	(1)

Kết quả tính toán điện trở lưới nối đất chính: Rg = … Ω

Tính toán điện áp bước và điện áp tiếp xúc cho phép:

a. Cơ sở tính toán

Tính toán dựa theo tiêu chuẩn IEEE Std 80- 2000:

❖ **Điện áp bước cho phép:**

$$E_{touch\ 50} = \frac{0,116}{\sqrt{t}}(1000 + 1,5C_s.\rho_s) \quad \textbf{(8)}$$

❖ **Điện áp tiếp xúc cho phép:**

$$E_{step\ 50} = \frac{0,116}{\sqrt{t}}(1000 + 6.C_s.\rho_s) \quad \textbf{(9)}$$

Trong đó:

+ t là thời gian duy trì sự cố (s)

+ ρ là điện trở suất của lớp cát san nền trạm (Ωm)

+ ρ_s là điện trở suất của lớp đá rải nền trạm

+ C_s là hệ số tính đến sự tiếp xúc giữa lớp đá bề mặt với lớp đất phía dưới

$$C_s = 1 - \frac{0,09.(1 - \rho / \rho_s)}{2h_s + 0,09} \quad \textbf{(10)}$$

❖ **Tính toán điện áp tiếp xúc:**

Điện áp tiếp xúc lớn nhất được tính theo công thức sau:

$$E_m = \rho * K_m * K_i * I_g / L_M \quad \textbf{(11)}$$

Trong đó:

+ ρ là điện trở suất của đất nền trạm (Ωm)

+ K_m là hệ số khoảng cách được xác định theo công thức

- $$K_m = \frac{1}{2.\pi}[ln(\frac{D^2}{16hdc} + \frac{(D+2h)^2}{8Ddc} - \frac{h}{4dc}) + \frac{Kii}{Kh} ln\frac{8}{\pi(2n-1)}] \quad \textbf{(12)}$$

Với:

* D là khoảng cách giữa các thanh dẫn của lưới (m)

* $n = n_a.n_b.n_c.n_d$

Với: $n_a = \frac{2.L_C}{L_P}$ **(13)**

$$n_b = \sqrt{\frac{L_P}{4.\sqrt{A}}} \quad \textbf{(14)}$$

$$n_c = \left[\frac{L_x.L_y}{A}\right]^{\frac{0,7.A}{L_x.L_y}} \quad \textbf{(15)}$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^{\,2} + L_y^{\,2}}} \quad \textbf{(16)}$$

D_m: Khoảng cách lớn nhất giữa 2 điểm bất kỳ trên lưới nối đất

n_c = 1: lưới hình vuông, chữ nhật

n_d = 1: lưới hình vuông, chữ nhật, hình - L

Với:

+ L_c là tổng chiều dài thanh nối đất của lưới (m)

+ L_p là chu vi của lưới nối đất (m)

+ L_x là chiều dài trung bình của lưới nối đất (m)

+ L_y là chiều rộng trung bình của lưới nối đất (m)

+ L_r là chiều dài của mỗi cọc nối đất (m)

+ L_R là chiều dài của tất cả các cọc nối đất (m)

+ A là diện tích của lưới nối đất (m^2)

* **K_h =** $\sqrt{1 + h / h_o}$ **(17)**

hệ số biểu thị sự ảnh hưởng của độ chôn sâu (h) của lưới nối đất (h_o là độ chôn sâu tham khảo: h_o= 1m)

* **K_{ii} =** $\frac{1}{(2n)^{2/n}}$ là hệ số liên hệ đến sự phân bố của cọc. **(18)**

* d_c là đường kính của dây rải (m)

+ Ki là hệ số có xét đến sự gia tăng mật độ dòng điện ở các góc lưới.

$$K_i = 0,644 + 0,148 \,.\, n \quad \textbf{(19)}$$

+I_g là dòng điện tản vào lưới được tính bằng công thức sau:

$$I_g = S_f \,.\, D_f \,.\, C_\rho \,.\, I_N \qquad \textbf{(20)}$$

Với:

* S_f = 0,7 là hệ số phân dòng điện sự cố tản vào đất thông qua dây chống sét, dây trung tính nối đất

* D_f = 0,5 là hệ số suy giảm của thành phần 1 chiều

* C_ρ = 0,5 là hệ số hiệu chỉnh thiết kế khi xét sự gia tăng của dòng điện sự cố

* I_N là trị số dòng điện ngắn mạch 1 pha (A).

+ L_M là chiều dài hiệu quả của lưới nối đất (m)

$$L_M = L_C + [1,55 + 1,22 \,.\, (\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}})].L_R \qquad \textbf{(21)}$$

❖Tính toán điện áp bước lớn nhất:

Điện áp tiếp xúc lớn nhất được tính theo công thức sau:

$E_s = \rho.K_s.K_i.I_g/L_s$ **(22)**

Trong đó:+ ρ là điện trở suất của đất nền trạm (Ωm)

+K_s là hệ số khoảng cách trong tính toán E_s được xác định theo công thức

- $$K_s = \frac{1}{\pi}[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D}(1-0,5^{n-2})] \qquad \textbf{(23)}$$

Với:

* D là khoảng cách giữa các thanh dẫn của lưới (m)

* $n = n_a.n_b.n_c.n_d$

+ $L_S = 0,75 \,.\, L_C + 0,85 \,.\, L_R$ **(24)**

là chiều dài hiệu quả của lưới nối đất (m)

❖ Điều kiện thoản mãn điện áp bước:

$E_s \leq E_{step50}$ **(25)**

❖ Điều kiện thỏa mãn điện áp tiếp xúc:

$E_m \leq E_{touch50}$ **(26)**

b. Kết quả tính toán điển hình điện áp bước cho phép và điện áp tiếp xúc cho phép

Với điều kiện TBA 220 kV có dòng ngắn mạch 40 kA, thời gian tồn tại là 0,5 s và có lớp đá dăm dày 0,2 m rải trên mặt nền, điện áp bước cho phép và điện áp tiếp xúc cho phép

Thời gian sự cố	t =	0,5	s
Điện áp dây	U =	220000	V
Điện trở suất của lớp đá dăm	r_S =	5000	Ω.m
Độ dày lớp đá dăm rải nền trạm	h_S =	0,2	m
Hệ số suy giảm	C_S =	0,807	
Điện áp bước cho phép: (Người nặng 50kg)	**E_{step50} =**	**4137,0**	V
Điện áp tiếp xúc cho phép: (Người nặng 50kg)	**$E_{touch50}$ =**	**1157,3**	V

c. Tính toán kiểm tra

Điện áp bước tính toán E_s

Thông số cơ bản	Ký hệu	Giá trị	Đơn vị	Tra theo
Thời gian sự cố	t =	-	s	
Điện áp dây	U =	-	V	
Điện trở suất của lớp đá dăm	r_S =	-	Ω.m	
Độ dày lớp đá dăm rải nền trạm	h_S =	-	m	
Hệ số suy giảm	C_S =	-		(10)
Điện áp bước cho phép: (Người nặng 50kg)	**E_{step50} =**	**-**	V	(22)
Kiểm tra điều kiện E_{step}< $E_{step\ 50}$				

Điện áp tiếp xúc tính toán E_m

Thông số cơ bản	Ký hệu	Giá trị	Đơn vị	Tra theo
Tổng chiều dài hiệu quả của lưới nối đất	L_M	-	m	
Độ chôn sâu của lưới theo tiêu chuẩn	h_0 =	-	m	
	n_a =	-		(13)
	n_b =	-		(14)
	n_c =	-		(15)
	n_d =	-		(16)
n_a*n_b*n_c*n_d	n =	-		
	K_h =	-		(17)
	K_{ii} =	-		(18)
Hệ số hiệu chỉnh	K_i =	-		(19)
Hệ số khoảng cách	K_s =	-		(23)
Điện áp tiếp xúc cho phép	**E_m =**	-	V	(11)
Kiểm tra điều kiện E_m < $E_{touch\ 50}$				

Phụ lục E: ĐÁNH SỐ THIẾT BỊ TRONG HỆ THỐNG ĐIỆN

1. Đánh số cấp điện áp

Điện áp 500 kV: Lấy chữ số 5
Điện áp 220 kV: Lấy chữ số 2
Điện áp 110 kV: Lấy chữ số 1
Điện áp 66 kV: Lấy chữ số 7
Điện áp 35 kV: Lấy chữ số 3
Điện áp 22 kV: Lấy chữ số 4
Điện áp 15 kV: Lấy chữ số 8
Điện áp 10 kV: Lấy chữ số 9
Điện áp 6 kV: Lấy chữ số 6

Trường hợp điện áp đầu cực máy phát điện, máy bù đồng bộ được quy định như sau:

- Nếu điện áp đầu cực lớn hơn hoặc bằng 10 kV lấy chữ số 9;
- Nếu điện áp đầu cực bé hơn 10 kV lấy chữ số 6.

Các cấp điện áp khác do cấp điều độ điều khiển tự quy định.

2. Đặt tên thanh cái

Ký tự thứ nhất lấy là chữ C.

Ký tự thứ hai chỉ cấp điện áp.

Ký tự thứ ba chỉ số thứ tự thanh cái, riêng số 9 ký hiệu thanh cái vòng.

Ví dụ:
- C12: biểu thị điện áp 110 kV thanh cái số 2;
- C21: biểu thị điện áp 220 kV thanh cái số 1;
- C29: biểu thị điện áp 220 kV thanh cái vòng.

3. Đặt tên nhà máy điện, máy bù đồng bộ

a) Ký tự đầu được quy định như sau:

- Nhiệt điện hơi nước: Ký hiệu là chữ S;
- Thủy điện: Ký hiệu là chữ H;
- Tuabin khí: ký hiệu là chữ GT;
- Đuôi hơi của tuabin khí: Ký hiệu là chữ ST;
- Diesel: Ký hiệu là chữ D;
- Phong điện: Ký hiệu là chữ WT;
- Thủy điện tích năng: Ký hiệu là chữ PH;
- Điện thủy triều: Ký hiệu là chữ TH;
- Điện nguyên tử: Ký hiệu là chữ N;
- Điện mặt trời: Ký hiệu là chữ SS;
- Địa nhiệt: Ký hiệu là chữ GS;
- Máy bù đồng bộ: Ký hiệu là chữ B;

b) Ký tự tiếp theo là số thứ tự của máy phát.

Ví dụ: - S1: biểu thị nhà máy phát nhiệt điện hơi tổ máy số một.

- GT2: biểu thị nhà máy tua -bin khí tổ máy số hai.
- N1: biểu thị nhà máy điện nguyên tử tổ máy số 1.

4. Đặt tên máy biến áp

a) Ký tự đầu được quy định như sau:

- Máy biến áp 2 hoặc 3 dây quấn ký hiệu là chữ T;
- Máy biến áp tự ngẫu ký hiệu là AT;
- Máy biến áp tự dùng ký hiệu là TD;
- Máy biến áp kích từ máy phát ký hiệu là TE;
- Máy biến áp tạo trung tính ký hiệu là TT.
- Đối với máy biến áp 2 hoặc 3 dây quấn: Ký hiệu là chữ T;
- Đối với máy biến áp tự ngẫu: Ký hiệu là chữ AT;
- Đối với máy biến áp tự dùng: Ký hiệu là chữ TD;
- Đối với máy biến áp kích từ máy phát: Ký hiệu là chữ TE;
- Đối với máy biến áp tạo trung tính: Ký hiệu là chữ TT.

b) Ký tự tiếp theo là số thứ tự của máy biến áp. Đối với máy biến áp tự dùng ký tự tiếp theo là cấp điện áp và số thứ tự ở cấp điện áp đó.

Ví dụ: - T1: biểu thị máy biến áp số 1.

- T2: biểu thị máy biến áp số 2.
- TD31: biểu thị máy biến áp tự dùng số 1 cấp điện áp 35 kV.
- AT1: biểu thị máy biến áp tự ngẫu số 1.

5. Đặt tên điện trở trung tính, kháng trung tính của máy biến áp

a) Hai ký tự đầu là chữ RT biểu thị điện trở trung tính, KT biểu thị kháng trung tính.

b) Ký tự thứ 3 lấy theo cấp điện áp cuộn dây máy biến áp nhiều cuộn dây.

c) Ký tự tiếp theo là tên của máy biến áp mà RT hoặc KT được đấu vào.

Ví dụ:

- RT3T1: biểu thị điện trở trung tính cuộn dây 35 kV của máy biến áp T1.
- KT5AT2: biểu thị kháng trung tính của máy biến áp 500 kV AT2.

6. Đặt tên kháng bù ngang

a) Hai ký tự đầu là chữ KH;

b) Ký tự thứ 3 đặc trưng cho cấp điện áp.

c) Ký tự thứ 4 là số 0 (hoặc số 9 nếu sơ đồ phức tạp).

d) Ký tự thứ 5 là số thứ tự của mạch mắc kháng bù ngang.

Ví dụ: KH504: biểu thị kháng bù ngang 500 kV mắc ở mạch số bốn.

7. Đặt tên kháng trung tính, điện trở trung tính của kháng bù ngang

a) Hai ký tự đầu là chữ KT biểu thị cho kháng trung tính, RT biểu thị cho điện trở trung tính của kháng bù ngang

b) Các ký tự tiếp theo lấy theo 3 ký tự cuối của kháng điện.

Ví dụ: - KT504: biểu thị kháng trung tính của kháng điện KH504.

- RT504: biểu thị điện trở trung tính của kháng điện KH504.

8. Đặt tên kháng giảm dòng ngắn mạch

a) Hai ký tự đầu là chữ KI.

b) Ký tự thứ 3 đặc trưng cho cấp điện áp.

c) Các ký tự tiếp theo đặt theo số thứ tự của đường cáp hoặc thanh cái.

Ví dụ: - KI212: biểu thị kháng giảm dòng ngắn mạch cấp điện áp 220 kV nối thanh cái số 1 với thanh cái số 2.

- KI171: biểu thị kháng giảm dòng ngắn mạch đường cáp 171.

9. Đặt tên cuộn cản

a) Ký tự đầu là chữ L.

b) Ký tự tiếp theo là tên của ngăn đường dây.

Ví dụ: - L171: biểu thị cuộn cản của đường dây 110 kV 171.

10. Đặt tên tụ bù

a) Ba ký tự đầu: Đối với tụ bù dọc lấy là các chữ TBD, đối với tụ bù ngang lấy là các chữ TBN

b) Ký tự thứ 4 đặc trưng cho cấp điện áp.

c) Ký tự thứ 5 là số 0 (hoặc số 9 nếu sơ đồ phức tạp).

d) Ký tự thứ 6 là số thứ tự của mạch mắc tụ điện đối với tụ bù dọc, đối với tụ bù ngang lấy theo số thứ tự của bộ tụ.

Ví dụ: - TBD501: Biểu thị tụ bù dọc điện áp 500 kV mắc ở mạch số 1.

- TBN302: biểu thị tụ bù ngang điện áp 35 kV mắc ở mạch số 2.

11. Đặt tên thiết bị bù tĩnh

a) Các ký tự đầu được lấy theo tên viết tắt của tiếng Anh.

b) Các ký tự tiếp theo là cấp điện áp và số thứ tự tương tự như tụ bù quy định tại Điều 10 Phụ lục này.

Ví dụ:

- SVC302: biểu thị SVC (Static Var Compensator) điện áp 35 kV bộ SVC số 2.

- TSSC501: biểu thị TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor) điện áp 500 kV mắc ở mạch số 1.

12. Đặt tên tụ chống quá áp

a) Ký tự đầu lấy chữ C;

b) Ký tự tiếp theo lấy tên của thiết bị được bảo vệ chống quá áp. Đối với các thiết bị mà tên của thiết bị không thể hiện rõ cấp điện áp thì sau hai ký tự đầu sẽ là ký tự đặc trưng cho cấp điện áp, tiếp theo là tên thiết bị.

Ví dụ: - C901: biểu thị tụ chống quá áp máy cắt 901.

- C9H1: biểu thị tụ chống quá áp mắc vào phía điện áp máy phát H1.

13. Đặt tên máy biến điện áp

a) Ký tự đầu là TU;

b) Các ký tự tiếp theo lấy tên thiết bị mà máy biến điện áp đấu vào. Đối với các thiết bị mà tên của thiết bị không thể hiện rõ cấp điện áp thì sau hai ký tự đầu sẽ là ký tự đặc trưng cho cấp điện áp, tiếp theo là tên thiết bị.

Ví dụ:

- TU171: biểu thị máy biến điện áp ngoài đường dây 110 kV 171.
- TUC22: biểu thị máy biến điện áp của thanh cái số hai điện áp 220 kV.
- TU5T2: biểu thị máy biến điện áp của máy biến áp T2 phía 500 kV.

14. Đặt tên TI

a) Hai ký tự đầu là TI;

b) Các ký tự tiếp theo lấy tên thiết bị mà TI đấu vào. Đối với các thiết bị mà tên của thiết bị không thể hiện rõ cấp điện áp thì sau hai ký tự đầu sẽ là ký tự đặc trưng cho cấp điện áp, tiếp theo là tên thiết bị.

Ví dụ:

- TI171: biểu thị TI cấp điện áp 110 kV của đường dây 171.
- TI5AT2: biểu thị TI cấp điện áp 500 kV trong sứ xuyên của Máy biến áp AT2.

15. Đặt tên chống sét

a) Hai ký tự đầu lấy chữ CS;

b) Ký tự tiếp theo lấy tên của thiết bị được bảo vệ. Đối với các thiết bị mà tên của thiết bị không thể hiện rõ cấp điện áp thì sau hai ký tự đầu sẽ là ký tự đặc trưng cho cấp điện áp, tiếp theo là tên thiết bị. Đối với chống sét van nối vào trung tính máy biến áp cấp điện áp lấy số 0.

Ví dụ: - CS1T1: biểu thị chống sét của máy biến áp T1 phía điện áp 110 kV.

- CS0T1: biểu thị chống sét mắc vào trung tính máy biến áp T1.
- CS271: biểu thị chống sét của đường dây 271.

16. Đặt tên cầu chì

a) Các ký tự đầu:

- Cầu chì thường lấy chữ CC;
- Cầu chì tự rơi lấy chữ FCO.

b) Ký tự tiếp theo là dấu phân cách (-) và tên của thiết bị được bảo vệ.

Ví dụ: CC-TUC31: biểu thị cầu chì của máy biến điện áp thanh cái C31.

17. Đánh số máy cắt điện

a) Ký tự thứ nhất đặc trưng cho cấp điện áp. Riêng đối với máy cắt của tụ ký tự thứ nhất là chữ T, kháng điện ký tự thứ nhất là chữ K còn ký tự thứ hai đặc trưng cho cấp điện áp.

b) Ký tự thứ hai (ba đối với máy cắt kháng và tụ) đặc trưng cho vị trí của máy cắt, được quy định như sau:

- Máy cắt máy biến áp: Lấy số 3;
- Máy cắt của đường dây: Lấy số 7 và số 8 (hoặc từ số 5 đến 8 nếu sơ đồ phức tạp);
- Máy cắt của máy biến áp tự dùng: Lấy số 4;
- Máy cắt đầu cực máy phát điện: Lấy số 0;
- Máy cắt của máy bù quay: Lấy số 0;
- Máy cắt của tụ bù ngang: Lấy số 0;
- Máy cắt của tụ bù dọc: Lấy số 0 (hoặc 9 nếu sơ đồ phức tạp);
- Máy cắt của kháng điện: Lấy số 0 (hoặc 9 nếu sơ đồ phức tạp).

c) Ký tự thứ ba (thứ tư đối với máy cắt kháng và tụ) thể hiện bằng chữ số từ 0 đến 9.

d) Máy cắt của thanh cái đường vòng hai ký tự tiếp theo ký tự thứ nhất là: 00.

đ) Máy cắt liên lạc giữa hai thanh cái, hai ký tự tiếp theo ký tự thứ nhất là số của hai thanh cái.

e) Đối với sơ đồ một thanh cái có phân đoạn, đánh số các máy cắt ở thanh cái chẵn thì đánh số thứ tự chẵn, các máy cắt ở thanh cái lẻ thì đánh số thứ tự lẻ.

g) Đối với sơ đồ đa giác đánh số các máy cắt theo máy cắt đường dây;

h) Sơ đồ 3/2 (một rưỡi), sơ đồ 4/3: tùy theo sơ đồ có thể đánh số theo một trong các cách sau:

- Đánh số các máy cắt theo máy cắt đường dây;
- Đánh số ký tự thứ hai máy cắt ở giữa (không nối với thanh cái) số 5 hoặc số 6;
- Đánh số ký tự thứ ba theo thứ tự ngăn lộ.

Ví dụ:

- 131: biểu thị máy cắt của máy biến áp số 1 cấp điện áp 110 kV.
- 903: biểu thị máy cắt của máy phát điện số 3, điện áp ≥ 10 kV.
- K504: biểu thị máy cắt của kháng điện số 4 điện áp 500 kV.
- 100: biểu thị máy cắt vòng điện áp 110 kV.
- 212: biểu thị máy cắt liên lạc thanh cái điện áp 220 kV.

18. Đánh số dao cách ly

a) Các ký tự đầu là tên của máy cắt hoặc thiết bị nối trực tiếp với dao cách ly (đối với dao cách ly của TU, các ký tự đầu tiên là tên của TU, tiếp theo là tên thiết bị nối trực tiếp với dao cách ly), tiếp theo là dấu phân cách (-).

b) Ký tự tiếp theo được quy định như sau:

- Dao cách ly thanh cái lấy số thứ tự của thanh cái nối với dao cách ly;
- Dao cách ly đường dây (dao cách ly phía đường dây) lấy số 7;
- Dao cách ly nối với máy biến áp lấy số 3;
- Dao cách ly nối với thanh cái vòng lấy số 9;
- Dao cách ly nối tắt một thiết bị lấy số 0 hoặc số 9;
- Dao cách ly nối tới phân đoạn nào (phía phân đoạn nào) thì lấy số thứ tự của phân đoạn thanh cái (hoặc thanh cái) đó.

- Tên dao cách ly nối với điện trở trung tính hoặc kháng trung tính lấy số 0.
- Dao cách ly nối với máy phát lấy số 0 hoặc 9.

Ví dụ:

- 131-3: biểu thị dao cách ly của máy biến áp T1 điện áp 110 kV.
- K501-1: biểu thị dao cách ly kháng số 1 điện áp 500 kV nối với thanh cái số 1.
- TUC22-2: biểu thị dao cách ly máy biến điện áp của thanh cái số hai điện áp 220 kV nối với thanh cái số 2.
- 171-7: biểu thị dao cách ly ngoài đường dây 110 kV của máy cắt 171.
- 272-9: biểu thị dao cách ly của máy cắt 272 nối với thanh cái đường vòng.
- 275-0: Biểu thị dao cách ly nối tắt máy cắt 275.
- KT101-0: biểu thị dao trung tính cuộn 110 kV của máy biến áp T1 nối với kháng trung tính KT101.

19. Đánh số dao tiếp địa

a) Các ký tự đầu là tên dao cách ly hoặc thiết bị có liên quan trực tiếp.

b) Ký tự tiếp theo đặc trưng cho dao tiếp địa, được quy định như sau:

- Dao tiếp địa của đường dây và tụ điện lấy số 6;
- Dao tiếp địa của máy biến áp, kháng điện và TU lấy số 8;
- Dao tiếp địa của máy cắt lấy số 5;
- Dao tiếp địa của thanh cái lấy số 4;
- Dao tiếp địa trung tính máy biến áp hoặc kháng điện lấy số 08;
- Dao tiếp địa của máy phát lấy số 5.

Ví dụ:

- 271-76: biểu thị dao tiếp địa ngoài đường dây 271.
- 171-15: biểu thị dao tiếp địa máy cắt 171 phía dao cách ly 171-1.
- 131-08: biểu thị dao tiếp địa trung tính cuộn dây 110 kV của máy biến áp số 1.

20. Đánh số các thiết bị đóng cắt ở các nhánh rẽ, các phân đoạn đường dây

a) Đối với máy cắt phân đoạn đường dây đánh số như máy cắt đường dây, máy cắt rẽ nhánh xuống máy biến áp đánh số như máy cắt máy biến áp.

b) Đối với dao cách ly phân đoạn đường dây hoặc dao cách ly nhánh rẽ các ký tự đầu đánh số theo quy định tại Điều 18 Phụ lục này (đánh số dao cách ly được thực hiện giả thiết như có máy cắt).

c) Các ký tự cuối cùng là dấu phân cách (/) và vị trí cột phân đoạn hoặc rẽ nhánh.

Ví dụ:

- 371/XX: biểu thị máy cắt 371 phân đoạn đường dây ở cột số XX cấp điện áp 35 kV.
- 171-7/XX: biểu thị dao cách ly phân đoạn đường dây 110 kV ở cột số XX.
- 171-76/XX: biểu thị dao cách ly tiếp địa đường dây 110 kV ở cột số XX.

(Xem tiếp Công báo số 1695 + 1696)

VĂN PHÒNG CHÍNH PHỦ XUẤT BẢN

Địa chỉ:	Số 1, Hoàng Hoa Thám, Ba Đình, Hà Nội
Điện thoại liên hệ:	
- Nội dung:	080.44417
- Phát hành:	080.44243
Email:	congbao@chinhphu.vn
Website	http://congbao.chinhphu.vn