

**BỘ GIÁO DỤC VÀ ĐÀO TẠO  
TRƯỜNG ĐẠI HỌC QUẢN LÝ VÀ CÔNG NGHỆ HẢI PHÒNG**

---



**ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP**  
**NGÀNH ĐIỆN TỰ ĐỘNG CÔNG NGHIỆP**

**Sinh viên: Lưu Duy Khiêm**  
**Giảng viên hướng dẫn: Th.S Nguyễn Đoàn Phong**

**HẢI PHÒNG – 2020**

**BỘ GIÁO DỤC VÀ ĐÀO TẠO**  
**TRƯỜNG ĐẠI HỌC QUẢN LÝ VÀ CÔNG NGHỆ HẢI PHÒNG**

-----

**THIẾT KẾ MẠNG LƯỚI ĐIỆN**

**ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP ĐẠI HỌC HỆ CHÍNH QUY**  
**NGÀNH: ĐIỆN TỰ ĐỘNG CÔNG NGHIỆP**

**Sinh viên: Lưu Duy Khiêm**  
**Giảng viên hướng dẫn: Th.S Nguyễn Đoàn Phong**

**HẢI PHÒNG – 2020**

BỘ GIÁO DỤC VÀ ĐÀO TẠO  
TRƯỜNG ĐẠI HỌC QUẢN LÝ VÀ CÔNG NGHỆ HẢI PHÒNG

-----

**NHIỆM VỤ ĐỀ TÀI TỐT NGHIỆP**

**Sinh viên :** Lưu Duy Khiêm

**MSV:** 1913102004

**Lớp :** DCL2301

**Nghành :** Điện Tự Động Công Nghiệp

**Tên đề tài:** Thiết kế mạng lưới điện



## **CÁC CÁN BỘ HƯỚNG DẪN ĐỀ TÀI TỐT NGHIỆP**

**Họ và tên :** Nguyễn Đoàn Phong

**Học hàm, học vị :** Thạc sĩ

**Cơ quan công tác :** Trường Đại học Quản lý và Công nghệ Hải Phòng

**Nội dung hướng dẫn:** Thiết kế mạng lưới điện

Đề tài tốt nghiệp được giao ngày 12 tháng 10 năm 2020

Yêu cầu phải hoàn thành xong trước ngày **31** tháng 12 năm 2020

Đã nhận nhiệm vụ Đ.T.T.N

**Sinh viên**

**Lưu Duy Khiêm**

Đã giao nhiệm vụ Đ.T.T.N

**Cán bộ hướng dẫn Đ.T.T.N**

**Th.s: Nguyễn Đoàn Phong**

Hải Phòng, ngày.....tháng ..... năm 2020.

**TRƯỞNG KHOA**

**Cộng Hòa Xã Hội Chủ Nghĩa Việt Nam**

**Độc lập - Tự do - Hạnh phúc**

**PHIẾU NHẬN XÉT CỦA GIẢNG VIÊN HƯỚNG DẪN TỐT NGHIỆP**

**Họ và tên giảng viên: Nguyễn Đoàn Phong**

**Đơn vị công tác: Trường Đại học Quản lý và Công nghệ Hải Phòng**

**Họ và tên sinh viên: Lưu Duy Khiêm**

**Chuyên ngành: Điện tự động công nghiệp**

**Nội dung hướng dẫn : Toàn bộ đề tài**

**1. Tinh thần thái độ của sinh viên trong quá trình làm đề tài tốt nghiệp**

.....  
.....  
.....  
.....

**2. Đánh giá chất lượng của đề án/khóa luận( so với nội dung yêu cầu đã đề ra trong nhiệm vụ Đ.T.T.N, trên các mặt lý luận, thực tiễn, tính toán số liệu... )**

.....  
.....  
.....

**3. Ý kiến của giảng viên hướng dẫn tốt nghiệp**

Được bảo vệ  Không được bảo vệ  Điểm hướng dẫn

Hải Phòng, ngày.....tháng.....năm 2020  
**Giảng viên hướng dẫn**

**Th.s Nguyễn Đoàn Phong**

**Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam**

**Độc lập - Tự do - Hạnh phúc**

-----

**PHIẾU NHẬN XÉT CỦA GIẢNG VIÊN CHẤM PHẢN BIỆN**

**Họ và tên giảng viên:**.....

**Đơn vị công tác:**.....

**Họ và tên sinh viên:** .....**Chuyên ngành:**.....

**Đề tài tốt nghiệp:** .....

.....

**1. Phần nhận xét của giảng viên chấm phản biện**

.....

.....

.....

.....

**2. Những mặt còn hạn chế**

.....

.....

.....

.....

**3. Ý kiến của giảng viên chấm phản biện**

Được bảo vệ  Không được bảo vệ  Điểm hướng dẫn

Hải Phòng, ngày.....tháng.....năm 2020

**Giảng viên chấm phản biện**

# MỤC LỤC

LỜI NÓI ĐẦU.....	1
THIẾT KẾ LƯỚI ĐIỆN CAO ÁP .....	1
CHƯƠNG I: PHÂN TÍCH ĐẶC ĐIỂM NGUỒN VÀ PHỤ TẢI, CÂN BẰNG CÔNG SUẤT .....	2
1.1. CÁC SỐ LIỆU VỀ NGUỒN VÀ PHỤ TẢI.....	2
1.1.1. Sơ đồ địa lý.....	2
1.1.2. Những số liệu về nguồn cung cấp.....	2
1.1.3. Những số liệu về phụ tải.....	3
1.2. PHÂN TÍCH NGUỒN VÀ PHỤ TẢI .....	3
1.2.1. Nguồn điện .....	3
1.2.2. Phụ tải.....	3
1.3. CÂN BẰNG CÔNG SUẤT TÁC DỤNG .....	4
1.4. CÂN BẰNG CÔNG SUẤT PHẢN KHÁNG .....	5
1.5. TÍNH SƠ BỘ CHẾ ĐỘ VẬN HÀNH CỦA NHÀ MÁY .....	6
1.5.1. Chế độ phụ tải cực đại.....	6
1.5.2. Chế độ phụ tải cực tiểu.....	6
1.5.3. Trường hợp sự cố .....	7
CHƯƠNG II: CHỌN PHƯƠNG ÁN TỐI ƯU CUNG CẤP ĐIỆN VÀ MÁY BIẾN ÁP TRONG TRẠM CỦA MẠNG ĐIỆN .....	8
2.1. NGUYÊN TẮC LỰA CHỌN.....	8
2.2. CHỌN ĐIỆN ÁP VẬN HÀNH .....	8
2.3. NHỮNG YÊU CẦU CHÍNH ĐỐI VỚI MẠNG ĐIỆN .....	10
2.4. LỰA CHỌN DÂY DẪN .....	11
2.4.1. Dây đồng .....	12
2.4.2. Dây nhôm .....	12
2.4.3. Dây nhôm lõi thép.....	12
2.5. PHÂN VÙNG ĐIỆN ÁP .....	12
2.6. TÍNH TOÁN SO SÁNH KỸ THUẬT CÁC PHƯƠNG ÁN .....	13
2.6.1. Phương án 1 .....	16
2.6.2. Phương án 2.....	26
2.6.3. Phương án 3.....	30
2.6.4. Phương án 4.....	33
2.6.5. Phương án 5.....	35
2.7. PHƯƠNG PHÁP KINH TẾ .....	42
2.7.1 PHƯƠNG ÁN 1 .....	43
2.7.2 PHƯƠNG ÁN 2.....	44
2.7.3 PHƯƠNG ÁN 3.....	46
2.7.4 PHƯƠNG ÁN 4.....	46
2.8. CHỌN MÁY BIẾN ÁP .....	47
2.8.1. Nguyên tắc chung.....	47
2.8.2. Tính toán chọn máy biến áp cho từng trạm.....	48
2.9. CHỌN SƠ ĐỒ NỐI ĐIỆN .....	50



2.9.1. Chọn sơ đồ nối dây chi tiết cho các trạm hạ áp phụ tải .....	50
2.9.2. Chọn sơ đồ nối dây chi tiết cho nhà máy điện .....	52
CHƯƠNG III: PHÂN TÍCH CÁC CHẾ ĐỘ VẬN HÀNH VÀ CÁC PHƯƠNG	
PHÁP ĐIỀU CHỈNH ĐIỆN ÁP TRONG MẠNG ĐIỆN .....	53
3.1. CHẾ ĐỘ PHỤ TẢI CỰC ĐẠI .....	53
3.1.1. Đoạn NĐ – 7.....	53
3.1.2. Đoạn NĐ – 5 - 8 – HT.....	54
3.1.4. Cân bằng chính xác công suất trong hệ thống .....	61
3.2. CHẾ ĐỘ PHỤ TẢI CỰC TIỂU .....	61
3.3. CHẾ ĐỘ SAU SỰ CỐ.....	65
3.3.1. Chế độ sau sự cố một tổ máy nhà máy điện.....	65
3.3.2. Chế độ sau sự cố đứt một mạch lộ kép .....	67
3.4. TÍNH TOÁN ĐIỆN ÁP TẠI CÁC ĐIỂM NÚT CỦA MẠNG ĐIỆN ....	69
3.4.1. Chế độ phụ tải cực đại.....	69
3.4.2. Chế độ phụ tải cực tiểu.....	70
3.4.3. Chế độ sau sự cố.....	72
3.5. CHỌN ĐẦU PHÂN ÁP CÁC MÁY BIẾN ÁP .....	74
3.5.1. Máy biến áp hạ áp .....	74
CHƯƠNG IV: TÍNH TOÁN CÁC CHỈ TIÊU KINH TẾ KỸ THUẬT CỦA	
MẠNG ĐIỆN .....	81
4.1. VỐN ĐẦU TƯ XÂY DỰNG MẠNG ĐIỆN .....	81
4.2. TỔN THẤT CÔNG SUẤT TÁC DỤNG TRONG MẠNG ĐIỆN .....	81
4.3. TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG TRONG MẠNG ĐIỆN.....	81
4.4. TÍNH CHI PHÍ GIÁ THÀNH .....	82

## LỜI NÓI ĐẦU

Ngành năng lượng đóng một vai trò hết sức quan trọng trong quá trình công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước. Chính vì vậy nó luôn được ưu tiên hàng đầu và phát triển trước một bước so với các ngành công nghiệp khác. Việc xây dựng các nhà máy điện mới, xuất hiện các phụ tải mới đòi hỏi các yêu cầu về thiết kế lưới điện để nối liền nhà máy điện với các phụ tải, nối liền nhà máy điện mới với hệ thống điện cũ và nối liền hai nhà máy điện với nhau.

Đồ án tốt nghiệp “Thiết kế mạng lưới điện” giúp sinh viên áp dụng một cách tổng quan nhất những kiến thức đã học và tích lũy trong quá trình học tập để giải quyết vấn đề trên.

Việc thiết kế mạng lưới điện phải đạt được những yêu cầu về kỹ thuật đồng thời giảm tối đa được vốn đầu tư trong phạm vi cho phép là nhiệm vụ quan trọng đối với nền kinh tế của nước ta hiện nay.

Bản đồ án này bao gồm: Thiết kế mạng điện khu vực gồm một nhà máy nhiệt điện và hệ thống cung cấp cho 10 phụ tải, phần này gồm 4 chương.

Trong quá trình làm đồ án với kiến thức đã được học tại trường cùng với sự nỗ lực cố gắng của bản thân và sự giúp đỡ, chỉ bảo của các thầy cô trong bộ môn hệ thống điện, đặc biệt là sự hướng dẫn trực tiếp, tận tình của thầy giáo Ths. Nguyễn Đoàn Phong đã giúp em hoàn thành đúng tiến độ bản đồ án tốt nghiệp này.

Em xin chân thành cảm ơn các thầy cô giáo đã trang bị cho em kiến thức chuyên môn để hoàn thành bản đồ án này. Cảm ơn gia đình, bạn bè đã động viên, giúp đỡ em trong quá trình thực hiện đồ án.

Tuy nhiên do trình độ có hạn nên đồ án không tránh khỏi thiếu sót, em rất mong nhận được sự đóng góp ý kiến của các thầy cô giáo.

*Hải Phòng, ngày tháng năm 2020.*

**Sinh viên thực hiện**

**Lưu Duy Khiêm**

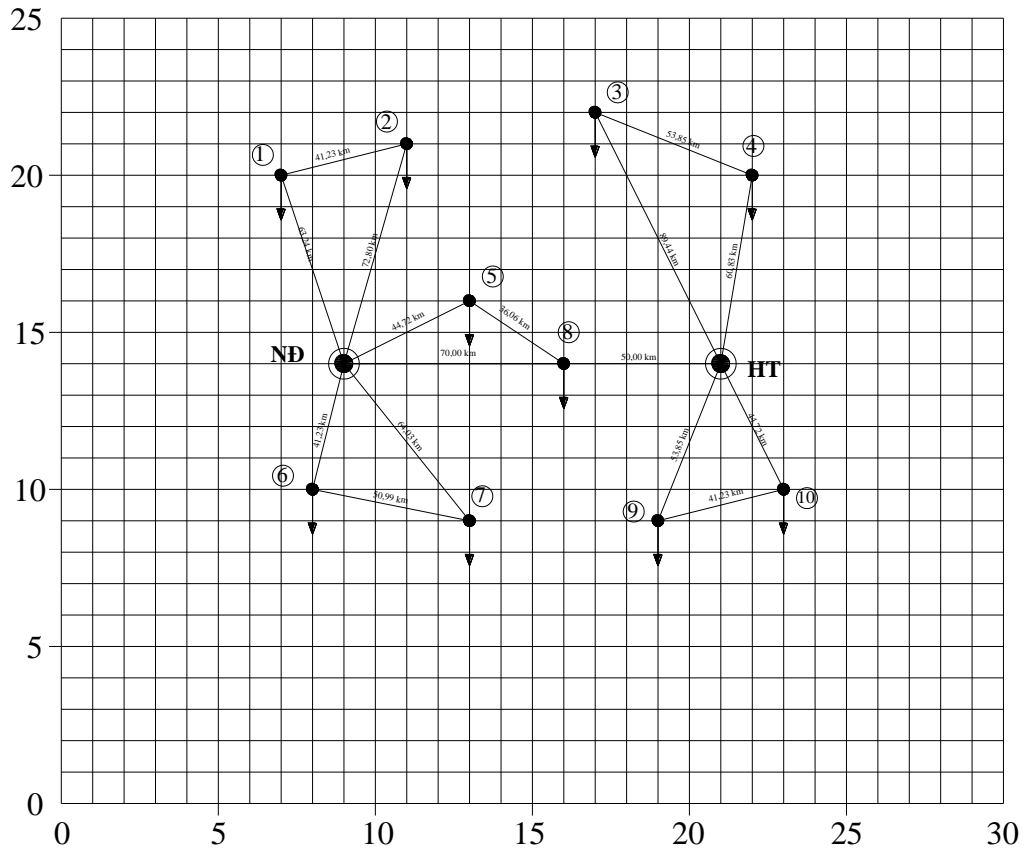


# **THIẾT KẾ LƯỚI ĐIỆN CAO ÁP**

# CHƯƠNG I: PHÂN TÍCH ĐẶC ĐIỂM NGUỒN VÀ PHỤ TẢI, CÂN BẰNG CÔNG SUẤT

## 1.1. CÁC SỐ LIỆU VỀ NGUỒN VÀ PHỤ TẢI

### 1.1.1. Sơ đồ địa lý



Hình 1.1 Sơ đồ địa lý nguồn và tải

### 1.1.2. Những số liệu về nguồn cung cấp

a. Nguồn điện 1: Nhà máy nhiệt điện

+ Số tổ máy và công suất của một tổ máy:  $3 \times 100$  MW

+ Hệ số công suất: 0,85

+ Điện áp định mức: 10,5 kV

b. Nguồn điện 2: Hệ thống điện có công suất vô cùng lớn

+ Hệ số công suất: 0,85

+ Điện áp định mức: 110 kV

### 1.1.3. Những số liệu về phụ tải

**Bảng 1.1 Số liệu về phụ tải**

Phụ tải	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Tổng
$P_{\max}$ (MW)	35	34	37	43	35	37	36	41	27	39	329
$P_{\min}$ (MW)	24,5	23,8	25,9	30,1	24,5	25,9	25,2	28,7	18,9	27,3	230,3
$\cos \varphi$	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
$Q_{\max}$ (MVar)	16,940	16,456	17,908	20,812	16,940	17,908	17,424	19,844	13,068	18,876	159,236
$Q_{\min}$ (MVar)	11,858	11,519	12,536	14,568	11,858	12,536	12,197	13,891	9,148	13,213	111,466
$S_{\max}$ (MVA)	38,884	37,773	41,106	47,772	38,884	41,106	39,995	45,550	29,996	43,328	365,51
$S_{\min}$ (MVA)	27,219	26,441	28,774	33,440	27,219	28,774	27,997	31,885	20,998	30,329	255,857
Loại hộ phụ tải	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
Độ tin cậy yêu cầu	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT	
Điện áp thứ cấp (kV)	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	

## 1.2. PHÂN TÍCH NGUỒN VÀ PHỤ TẢI

Từ các số liệu đã cho ở trên ta có thể rút ra các nhận xét sau:

### 1.2.1. Nguồn điện

Nguồn điện gồm 1 nhà máy nhiệt điện và hệ thống điện, với công suất đặt và hệ số công suất như sau:

Nhiệt điện:  $P_d = 3 \times 100 = 300$  MW;  $\cos \varphi = 0,85$ ;  $U_{dm} = 10,5$  kV

Hệ thống điện có công suất vô cùng lớn:  $\cos \varphi = 0,85$ ;  $U_{dm} = 110$  kV

Vì hệ thống điện có công suất vô cùng lớn nên phải có sự liên hệ giữa HT và nhà máy nhiệt điện để có sự trao đổi công suất giữa 2 nguồn; chọn HT là nút cân bằng công suất và nút cơ sở điện áp; không cần phải dự trữ công suất trong nhà máy điện (công suất tác dụng và phản kháng dự trữ được lấy từ HT)

### 1.2.2. Phụ tải

Ta thấy nhà máy điện và hệ thống cung cấp cho 10 phụ tải, công suất của các phụ tải khá lớn. Theo sơ đồ địa lí phân bố các phụ tải ta thấy các phụ tải được phân bố tập trung về phía nhà máy.

Tổng công suất cực đại của phụ tải là:  $\Sigma P_{PT\max} = 329$  MW.

Tổng công suất cực tiểu của phụ tải:  $\Sigma P_{PTmin} = 70\% \Sigma P_{PTmax} = 230,3 \text{ MW}$ .

Tất cả có 10 phụ tải loại 1 có yêu cầu về độ tin cậy cung cấp điện cũng như chất lượng điện năng cao.

Đây là khu công nghiệp và dân cư với khoảng cách giữa nhà máy với hệ thống và khoảng cách từ nguồn tới phụ tải là khá lớn, do vậy ta phải sử dụng đường dây trên không để tải điện, sử dụng dây nhôm lõi thép làm dây truyền tải điện để đảm bảo khả năng dẫn điện, độ bền cơ cũng như khả năng kinh tế cao.

### 1.3. CÂN BẰNG CÔNG SUẤT TÁC DỤNG

Đặc điểm của quá trình sản xuất điện năng là công suất của các nhà máy sản xuất ra phải luôn cân bằng với công suất tiêu thụ của các phụ tải tại mọi thời điểm.

Việc cân bằng công suất trong hệ thống điện cho thấy khả năng cung cấp của các nguồn phát và yêu cầu của các phụ tải có cân bằng hay không, từ đó sơ bộ định ra phương thức vận hành của các nhà máy để đảm bảo cung cấp đủ công suất, thỏa mãn các yêu cầu về kỹ thuật và có hiệu quả kinh tế cao nhất.

Đặc biệt việc tính toán cân bằng công suất cho hệ thống trong các chế độ cực đại, cực tiểu và chế độ sự cố, nhằm đảm bảo độ tin cậy của hệ thống, đảm bảo chỉ tiêu về chất lượng điện cung cấp cho các phụ tải.

Tổng công suất có thể phát của nhà máy điện và hệ thống phải bằng hoặc lớn hơn công suất yêu cầu trong chế độ max cộng với công suất dự trữ, tính theo công thức sau:

$$\Sigma P_{kt} + \Sigma P_{HT} = \Sigma P_{yc} = m \Sigma P_{pt} + \Sigma \Delta P_{md} + \Sigma P_{td} + \Sigma P_{dtr} \quad (1-1)$$

Trong đó:

+m: hệ số đồng thời (ở đây lấy  $m = 1$ ).

+ $\Sigma P_{kt}$ : tổng công suất tác dụng phát kinh tế của nhà máy điện.

Thay số ta có  $\Sigma P_{kt} = 85\% \Sigma P_{đm} = 0,85 \times 3 \times 100 = 255 \text{ MW}$ .

+ $\Sigma P_{HT}$ : tổng công suất tác dụng lấy từ hệ thống (nếu có).

+ $\Sigma P_{yc}$ : công suất yêu cầu của phụ tải đối với nguồn điện tại thanh cái điện áp máy phát

+ $\Sigma P_{pt}$ : tổng công suất tác dụng cực đại của các hộ tiêu thụ.

$\Sigma P_{pt} = 35 + 34 + 37 + 43 + 35 + 37 + 36 + 41 + 27 + 39 = 3239 \text{ MW}$ .

+ $\Sigma \Delta P_{md}$ : tổng tổn thất công suất tác dụng trên đường dây và máy biến áp.

Ta chọn:  $\Sigma \Delta P_{md} = 5\% m \Sigma P_{pt} = 5\% \times 3239 = 16,45 \text{ MW}$ .

+ $\Sigma P_{td}$ : tổng công suất tác dụng tự dùng trong các nhà máy điện.

Ta chọn:  $\Sigma P_{td} = 10\% \Sigma P_{kt} = 10\% \times 255 = 25,5 \text{ MW}$ .  
 $+\Sigma P_{dtr}$ : tổng công suất tác dụng dự trữ của nhà máy điện.  
 $\Sigma P_{dtr} = 0$  (do HT có công suất vô cùng lớn).

Ta thấy:

$$\Sigma P_{kt} = 170 \text{ MW}$$

$$\Sigma P_{yc} = m \Sigma P_{pt} + \Sigma \Delta P_{mđ} + \Sigma P_{td} + \Sigma P_{dtr} = 1 \times 329 + 16,45 + 25,5 = 370,950$$

MW

Vậy tổng công suất tác dụng lấy từ hệ thống:

$$\Sigma P_{HT} = \Sigma P_{yc} - \Sigma P_{kt} = 370,950 - 255 = 115,950 \text{ MW}$$

Thoả mãn (1-1). Hệ thống điện đã cho đảm bảo khả năng cung cấp điện cho yêu cầu của các phụ tải.

#### 1.4. CÂN BẰNG CÔNG SUẤT PHẢN KHÁNG

Việc cân bằng công suất phản kháng có ý nghĩa quyết định đến điện áp của mạng điện. Quá trình cân bằng công suất phản kháng sơ bộ nhằm phục vụ cho việc lựa chọn dây dẫn chứ không giải quyết triệt để vấn đề thiếu công suất phản kháng.

Biểu thức cân bằng công suất phản kháng được biểu diễn như sau:

$$\Sigma Q_{kt} + \Sigma Q_{HT} + \Sigma Q_b = m \Sigma Q_{pt} + \Sigma \Delta Q_B + \Sigma \Delta Q_L - \Sigma Q_C + \Sigma Q_{td} + \Sigma Q_{dtr} \quad (1-2)$$

Trong đó:

$+m$ : hệ số đồng thời (ở đây lấy  $m = 1$ ).

$+\Sigma Q_{kt}$ : tổng công suất phản kháng phát kinh tế của nhà máy điện.

$$\Sigma Q_{đm} = \Sigma P_{đm} \times \text{tg} \varphi_F \quad (\text{tg} \varphi_F = 0,62) \rightarrow \Sigma Q_F = 255 \times 0,62 = 158,035 \text{ MVar}$$

$+\Sigma Q_{HT}$ : tổng công suất phản kháng do hệ thống cung cấp (nếu có).

$$\Sigma Q_{HT} = \Sigma P_{HT} \times \text{tg} \varphi_{HT} \quad (\text{tg} \varphi_{HT} = 0,62) \rightarrow \Sigma Q_{HT} = 115,950 \times 0,62 = 71,859 \text{ MVar}$$

$+\Sigma Q_b$ : tổng công suất phản kháng bù (nếu cần).

$+\Sigma Q_{pt}$ : tổng công suất phản kháng cực đại của phụ tải.

$$\Sigma Q_{pt} = \Sigma P_{pti} \cdot \text{tg} \varphi_{pti} = 159,236 \text{ MVar}$$

$+\Sigma \Delta Q_B$ : tổng tổn thất công suất phản kháng trong các MBA của hệ thống

$$\text{Ta lấy: } \Sigma \Delta Q_B = 15\% \Sigma Q_{pt} = 15\% \times 159,236 = 23,885 \text{ MVar}$$

$+\Sigma \Delta Q_L$ : tổng tổn thất công suất phản kháng trên đường dây của mạng điện.

$+\Sigma Q_C$ : tổng công suất phản kháng do dung dẫn của các đoạn đường dây cao áp trong mạng điện sinh ra.

Với lưới điện đang xét trong tính toán sơ bộ ta có thể coi:  $\Sigma \Delta Q_L = \Sigma Q_C$

+ $\Sigma Q_{td}$ : tổng công suất phản kháng tự dùng của các nhà máy điện.

+ $\Sigma Q_{td} = \Sigma P_{td} \times \text{tg}\varphi_{td}$ . Chọn  $\cos\varphi_{td} = 0,75$ ;  $\text{tg}\varphi_{td} = 0,882$  do đó ta có:

$$\Sigma Q_{td} = 25,5 \times 0,882 = 22,491 \text{ MVAr}$$

+ $\Sigma Q_{dtr}$ : tổng công suất phản kháng dự trữ của nhà máy điện.

$$\Sigma Q_{dtr} = 0 \text{ (HT có công suất vô cùng lớn)}$$

Thay các thành phần vào biểu thức cân bằng công suất phản kháng (1- 2), ta có:

$$\begin{aligned} \Sigma Q_{yc} &= m\Sigma Q_{pt} + \Sigma \Delta Q_B + \Sigma \Delta Q_L - \Sigma Q_C + \Sigma Q_{td} + \Sigma Q_{dtr} \\ &= 159,236 + 23,885 + 22,491 = 205,612 \text{ MVAr} \end{aligned}$$

$$\Sigma Q_{kt} + \Sigma Q_{HT} = 158,035 + 71,859 = 229,894 \text{ MVAr} > \Sigma Q_{yc} = 205,612 \text{ MVAr}$$

Do vậy trong bước tính sơ bộ ta không cần đặt thêm các thiết bị bù công suất phản kháng.

## 1.5. TÍNH SƠ BỘ CHẾ ĐỘ VẬN HÀNH CỦA NHÀ MÁY

### 1.5.1. Chế độ phụ tải cực đại

Tổng công suất tác dụng yêu cầu của hệ thống trong chế độ phụ tải cực đại (chưa kể đến dự trữ của hệ thống) là:

$$\Sigma P_{yc \max} = m\Sigma P_{pt} + \Sigma \Delta P_{md} + \Sigma P_{td} = 370,950 \text{ MW}$$

Các nhà máy nhiệt điện vận hành kinh tế khi công suất phát chiếm (80% ÷ 90%) công suất định mức của các tổ máy. Ta cho nhà máy điện phát 85% công suất đặt:

$$\Sigma P_{Fkt \max} = 85\% \times \Sigma P_{dm \max} = 0,85 \times 300 = 255 \text{ MW}$$

Tổng công suất tác dụng nhà máy điện phát lên lưới là:

$$\begin{aligned} \Sigma P_{vh \max} &= \Sigma P_{Fkt \max} - \Sigma P_{td \max} = \Sigma P_{Fkt \max} - 10\% \Sigma P_{Fkt \max} \\ &= 255 - 25,5 = 229,5 \text{ MW} < \Sigma P_{yc \max} \end{aligned}$$

Như vậy hệ thống điện còn phải đảm nhận:

$$\Sigma P_{HT \max} = \Sigma P_{yc \max} - \Sigma P_{Fkt \max} = 370,950 - 255 = 115,950 \text{ MW}$$

### 1.5.2. Chế độ phụ tải cực tiểu

Tổng công suất yêu cầu trong chế độ phụ tải min :

$$\Sigma P_{yc \min} = \Sigma P_{pt \min} + \Sigma \Delta P_{md \min} + \Sigma P_{td \min} = 230,3 + 11,305 + 17 = 259,665 \text{ MW}$$

Để các máy phát không vận hành quá non tải ta vận hành 2 tổ máy của nhà máy điện và cho phát 85% công suất đặt của các tổ máy vận hành:

$$\Sigma P_{Fkt \min} = 85\% \times 2 \times 100 = 170 \text{ MW}$$

Tổng công suất tác dụng nhà máy điện phát lên lưới là:

$$\begin{aligned} \Sigma P_{vh \min} &= \Sigma P_{Fkt \min} - \Sigma P_{td \min} = \Sigma P_{Fkt \min} - 10\% \Sigma P_{Fkt \min} \\ &= 170 - 17 = 153,000 \text{ MW} < \Sigma P_{yc \min} \end{aligned}$$



Như vậy hệ thống điện còn phải đảm nhận:

$$\Sigma P_{HT \min} = \Sigma P_{yc \min} - \Sigma P_{Fkt \min} = 259,665 - 170 = 89,665 \text{ MW}$$

### 1.5.3. Trường hợp sự cố

*Sự cố 1 tổ máy 50MW ở nhà máy điện.*

Khi đó để đáp ứng nhu cầu của phụ tải ta cho nhà máy phát 100% công suất của các tổ máy còn lại:

$$\Sigma P_{F \text{ sự cố}} = 100\% \times 2 \times 100 = 200 \text{ MW}$$

Tổng công suất yêu cầu trong chế độ phụ tải sự cố:

$$\Sigma P_{yc \text{ sc}} = \Sigma P_{pt \text{ sc}} + \Sigma \Delta P_{md \text{ sc}} + \Sigma P_{td \text{ sc}} = 329 + 16,45 + 20 = 365,450 \text{ MW}$$

Tổng công suất tác dụng nhà máy điện phát lên lưới là:

$$\begin{aligned} \Sigma P_{vh \text{ sự cố}} &= \Sigma P_{F \text{ sự cố}} - \Sigma P_{td \text{ sự cố}} = \Sigma P_{F \text{ sự cố}} - 10\% \Sigma P_{F \text{ sự cố}} \\ &= 200 - 20 = 180 \text{ MW} < \Sigma P_{yc \text{ sc}} = 370,7 \text{ MW} \end{aligned}$$

Như vậy hệ thống điện còn phải đảm nhận:

$$\Sigma P_{HT \text{ sự cố}} = \Sigma P_{yc \text{ sc}} - \Sigma P_{F \text{ sự cố}} = 365,450 - 200 = 165,450 \text{ MW}$$

Từ các số liệu tính toán trên ta có bảng tổng kết sau:

**Bảng 1.2 Sơ bộ phương thức vận hành của hệ thống điện**

Phụ tải Nguồn điện	CĐ max		CĐ min		CĐ sự cố	
	P <sub>t</sub> (MW)	Số tổ máy làm việc	P <sub>t</sub> (MW)	Số tổ máy làm việc	P <sub>t</sub> (MW)	Số tổ máy làm việc
Nhà máy	85%(300) = 255	3 × 100	85%(100) = 150	2 × 100	100%(200) = 200	2 × 100
Hệ thống	116,0		89,665		165,5	

---

---

## CHƯƠNG II: CHỌN PHƯƠNG ÁN TỐI ƯU CUNG CẤP ĐIỆN VÀ MÁY BIẾN ÁP TRONG TRẠM CỦA MẠNG ĐIỆN

### 2.1. NGUYÊN TẮC LỰA CHỌN

Điện áp định mức của lưới điện ảnh hưởng chủ yếu đến các chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật, cũng như các đặc trưng kỹ thuật của mạng: khi tăng điện áp định mức thì tổn thất công suất và điện năng sẽ giảm chi phí vận hành, tăng công suất giới hạn truyền tải trên đường dây tuy nhiên lại làm cho vốn đầu tư tăng và ngược lại khi điện áp định mức của lưới điện thấp thì vốn đầu tư nhỏ nhưng tổn thất công suất và điện năng lại tăng làm cho chi phí vận hành tăng. Vì vậy chọn đúng điện áp định mức của lưới điện khi thiết kế là điều rất cần thiết.

Điện áp của lưới điện phụ thuộc vào nhiều yếu tố: công suất của các phụ tải, khoảng cách giữa các phụ tải với nguồn cung cấp, vị trí tương đối giữa các phụ tải với nhau, sơ đồ của lưới điện... Như vậy chọn điện áp định mức của mạng điện xác định chủ yếu bằng các điều kiện kinh tế. Việc chọn sơ bộ điện áp của lưới điện có nhiều phương pháp khác nhau như là:

- + Theo khả năng tải và khoảng cách truyền tải của đường dây.
- + Theo các đường cong thực nghiệm.
- + Theo các công thức kinh nghiệm.

### 2.2. CHỌN ĐIỆN ÁP VẬN HÀNH

Ta sử dụng công thức Still để tính điện áp tối ưu về kinh tế của lưới điện:

$$U = 4,34 \sqrt{L + 16P} \quad (\text{kV}) \quad (3-1)$$

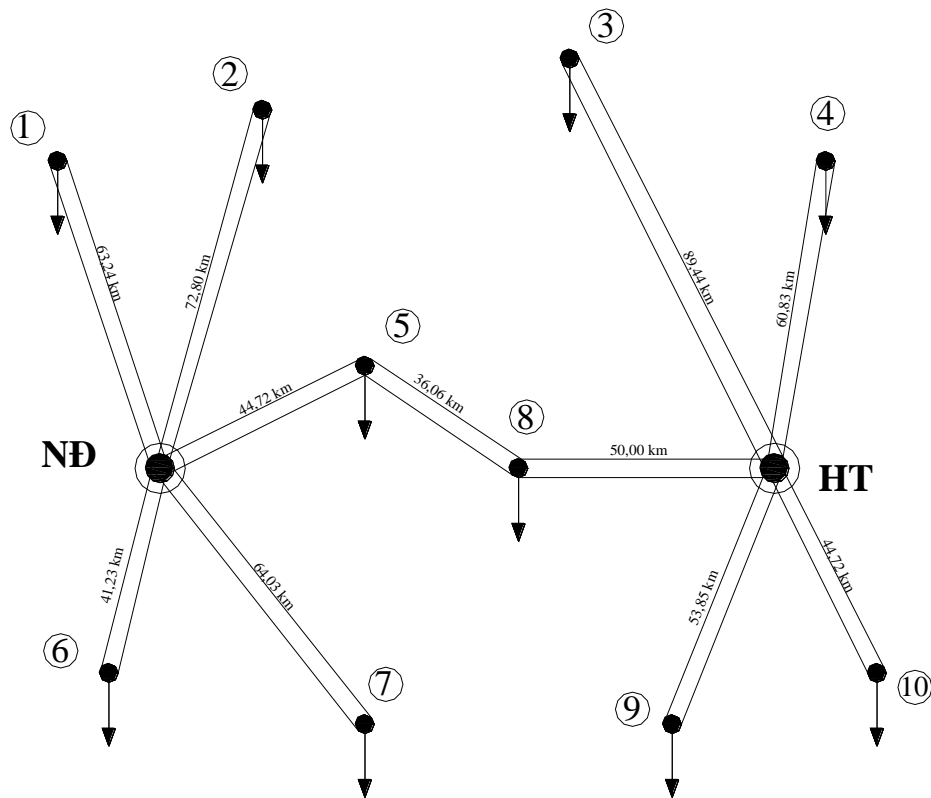
Trong đó:

U: điện áp vận hành (kV)

L: khoảng cách truyền tải điện (km)

P: công suất truyền tải trên đường dây (MW)

Để đơn giản ta chỉ chọn cho phương án hình tia như sau:



**Hình 2.1 Phương án hình tia**

Công thức Still chỉ áp dụng với đường dây có chiều dài đến 220 km và công suất truyền tải  $P \leq 60$  MW. Ở lưới điện đang xét ta thấy thoả mãn 2 điều kiện trên. Vì vậy ta sẽ tính  $U_i$  cho tất cả các nhánh, nếu  $70 \text{ kV} \leq U_i \leq 170 \text{ kV}$  thì ta chọn  $U_{\text{đm}} = 110 \text{ kV}$ .

\* Tính công suất truyền tải trên đoạn đường dây liên lạc ND – 5 – 8 – HT trong chế độ làm việc bình thường:

Công suất tác dụng truyền tải từ ND vào đường dây ND – 5:

$$P_{\text{ND-5}} = \sum P_{\text{Fkt}} - \sum P_{\text{td}} - \sum P_{\text{N}} - \sum \Delta P_{\text{N}}$$

Trong đó

$\sum P_{\text{Fkt}}$  – tổng công suất phát kinh tế của nhà máy điện.

$$(\sum P_{\text{Fkt}} = 255 \text{ MW})$$

$\sum P_{\text{td}}$  – tổng công suất tự dùng trong nhà máy điện. ( $\sum P_{\text{td}} = 25,5 \text{ MW}$ )

$\sum P_{\text{N}}$  – tổng công suất của các phụ tải nối với ND

$$\sum P_{\text{N}} = (P_1 + P_2 + P_6 + P_7) = (35 + 34 + 37 + 36) = 142,00 \text{ MW}$$

$\sum \Delta P_{\text{N}}$  – tổng tổn thất công suất trên các đường dây

$$\sum \Delta P_N = 5\% \sum P_N = 0,05 \times 142,00 = 7,1 \text{ MW}$$

Do đó:

$$P_{ND-5} = \sum P_{Fkt} - \sum P_{td} - \sum P_N - \sum \Delta P_N = 255 - 25,5 - 142 - 7,100 = 80,4 \text{ MW}$$

$$P_{5-8} = P_{ND-5} - P_5 = 80,4 - 35 = 45,4 \text{ MW}$$

$$P_{8-HT} = P_{5-8} - P_8 = 45,4 - 41 = 4,4 \text{ MW}$$

Tính điện áp vận hành cho nhánh ND – 1

$$U_{ND-1} = 4,34 \sqrt{63,24 + 16 \times 35,00} = 108,347 \text{ kV}$$

Tính toán tương tự cho các nhánh còn lại ta có kết quả tính toán được ghi trong bảng sau:

**Bảng 2.1 Điện áp trên các đường dây**

Đường dây	$L_i$ (km)	$P_i$ (MW)	$U_i$ (kV)
ND – 1	63,24	35,00	108,347
ND – 2	72,80	34,00	107,786
ND – 7	64,03	36,00	109,797
ND – 6	41,23	37,00	109,212
ND – 5	44,72	80,40	158,343
5 – 8	36,06	45,40	119,839
8 – HT	50,00	4,40	47,621
HT – 3	89,44	37,00	113,293
HT – 4	60,83	43,00	118,763
HT – 9	53,85	27,00	95,662
HT – 10	44,72	39,00	112,231

Bảng kết quả tính toán cho ta thấy tất cả các giá trị điện áp tính được đều nằm trong khoảng (70 ÷ 170) kV.

Vậy ta chọn cấp điện áp định mức tải điện cho toàn mạng điện thiết kế  $U_{dm} = 110\text{kV}$ .

### 2.3. NHỮNG YÊU CẦU CHÍNH ĐỐI VỚI MẠNG ĐIỆN

- Cung cấp điện liên tục:

+ Hầu hết các phụ tải trong hệ thống là những phụ tải loại I.

+ Đối với hộ tiêu thụ loại I là những hộ tiêu thụ điện quan trọng, nếu như ngừng cung cấp điện có thể gây ra nguy hiểm đến tính mạng và sức khoẻ con

---

---

người, gây thiệt hại nhiều về kinh tế, hư hỏng thiết bị, làm hỏng hàng loạt sản phẩm, rối loạn các quá trình công nghệ phức tạp.

+ Đối với hộ tiêu thụ loại 3 cho phép ngừng cung cấp điện trong thời gian cần thiết để sửa chữa hay thay thế phần tử hư hỏng nhưng không quá một ngày.

+ Để thực hiện yêu cầu cung cấp điện liên tục cho các phụ tải loại I cần đảm bảo dự phòng 100% trong mạng điện, đồng thời dự phòng được đóng tự động.

- Đảm bảo chất lượng điện năng:

+ Chất lượng điện năng gồm chất lượng về tần số và điện áp xoay chiều.

+ Khi thiết kế mạng điện thường giả thiết rằng hệ thống điện có đủ công suất để cung cấp cho các phụ tải trong khu vực thiết kế. Vì vậy những vấn đề duy trì tần số không cần xét.

+ Do đó các chỉ tiêu chất lượng của điện năng là các giá trị của độ lệch điện áp ở các hộ tiêu thụ so với điện áp định mức của mạng điện thứ cấp. Trong quá trình chọn sơ bộ các phương án cung cấp điện, có thể đánh giá chất lượng điện năng theo các giá trị của tổn thất điện áp.

- Đảm bảo tính linh hoạt cao:

Hệ thống thiết kế phải có tính linh hoạt cao trong vận hành. Cần phải có nhiều phương thức vận hành hệ thống để khi với phương thức này gặp sự cố thì vận hành hệ thống theo phương thức khác. Mục đích là đảm bảo tính liên tục cung cấp điện cho phụ tải.

- Đảm bảo an toàn:

Trong vận hành hệ thống điện cần đảm bảo an toàn cho con người và thiết bị điện.

## **2.4. LỰA CHỌN DÂY DẪN**

Các dây dẫn trần được sử dụng cho các đường dây trên không. Các dây nhôm, dây nhôm lõi thép và dây hợp kim nhôm được dùng phổ biến nhất ở các đường dây trên không.

Các dây dẫn cần phải có điện trở suất nhỏ, đồng thời phải có độ bền cơ tốt chống lại được các tác động của khí quyển và của các tạp chất hoá học trong không khí, đặc biệt khi đường dây đi qua vùng ven biển, hồ nước mặn, và khu công nghiệp hoá chất.

Các vật liệu để chế tạo dây dẫn là đồng, nhôm, thép và hợp kim của nhôm (nhôm - magiê - silic). Đồng là vật liệu dẫn điện tốt nhất, sau đó là nhôm và cuối cùng là thép.

---

---

### 2.4.1. Dây đồng

Đồng có điện trở suất nhỏ, ở nhiệt độ  $20^{\circ}\text{C}$  dây đồng kéo nguội có điện trở suất  $\rho = 18,8 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$ . Ứng suất kéo dây đồng phụ thuộc vào quá trình công nghệ chế tạo. Ứng suất kéo của dây đồng kéo nguội có thể đạt  $38 - 40 \text{ kG}/\text{mm}^2$ . Bề mặt của các sợi dây đồng được bao bọc một lớp oxit đồng, do đó dây đồng có khả năng chống ăn mòn tốt. Nhưng đồng là kim loại quý hiếm và đắt tiền. Vì vậy các dây đồng chỉ được dùng trong các mạng đặc biệt (hầm mỏ, khai thác quặng...).

### 2.4.2. Dây nhôm

Nhôm là kim loại phổ biến nhất trong thiên nhiên. Điện trở suất của nhôm lớn hơn điện trở suất của đồng khoảng 1,6 lần. Điện trở suất của nhôm  $\rho = 31,5 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$  ở nhiệt độ  $20^{\circ}\text{C}$ . Lớp oxit bao bọc xung quanh dây nhôm có tác dụng bảo vệ cho dây nhôm không bị ăn mòn trong khí quyển. Nhược điểm chủ yếu của dây nhôm là độ bền cơ tương đối nhỏ. ứng suất kéo của nhôm cán nguội chỉ đạt được khoảng  $15 - 16 \text{ kG}/\text{mm}^2$ . Do đó người ta không sản xuất dây nhôm trần một sợi. Dây nhôm nhiều sợi được dùng cho các mạng phân phối điện áp đến  $35 \text{ kV}$ .

### 2.4.3. Dây nhôm lõi thép

Dây nhôm lõi thép có độ bền cơ rất tốt lớn hơn nhiều độ bền cơ của dây nhôm. Được sử dụng phổ biến nhất ở các đường dây trên không có điện áp từ  $35 \text{ kV}$  trở lên.

Dựa vào cấu trúc của dây dẫn có thể phân thành dây dẫn một sợi, dây dẫn nhiều sợi và dây dẫn rỗng. Dây dẫn một sợi chỉ có một sợi dây tròn. Dây dẫn nhiều sợi gồm có nhiều sợi dây tròn riêng biệt đường kính từ  $2 - 4 \text{ mm}$ , được xoắn với nhau theo từng lớp. Số lượng các sợi dây tăng khi tăng tiết diện dây dẫn, đồng thời số lượng các sợi dây ở các lớp kế tiếp khác nhau 6 sợi.

Dây dẫn một sợi rẻ hơn dây dẫn nhiều sợi, nhưng dây một sợi có độ bền cơ thấp và không mềm dẻo như dây nhiều sợi. Do đó trong thực tế người ta không chế tạo dây nhôm trần một sợi. Trong các dây nhôm lõi thép những sợi dây bên trong được chế tạo bằng thép tráng kẽm có ứng suất kéo khoảng  $110 - 120 \text{ kG}/\text{mm}^2$ .

Bề mặt ngoài của dây là nhôm để dẫn điện còn bên trong là lõi thép để tăng độ bền cơ của dây dẫn.

## 2.5. PHÂN VÙNG ĐIỆN ÁP

Theo sơ đồ địa lý có thể xét các phụ tải được phân ra các vùng cung cấp điện lân cận nhà máy điện và hệ thống như sau:

+ Nhà máy điện : phụ tải 1, 2,6,7,8

---

+ Hệ thống : phụ tải 3,4,9,10

Phụ tải 1 liên lạc giữa nhà máy điện và hệ thống.

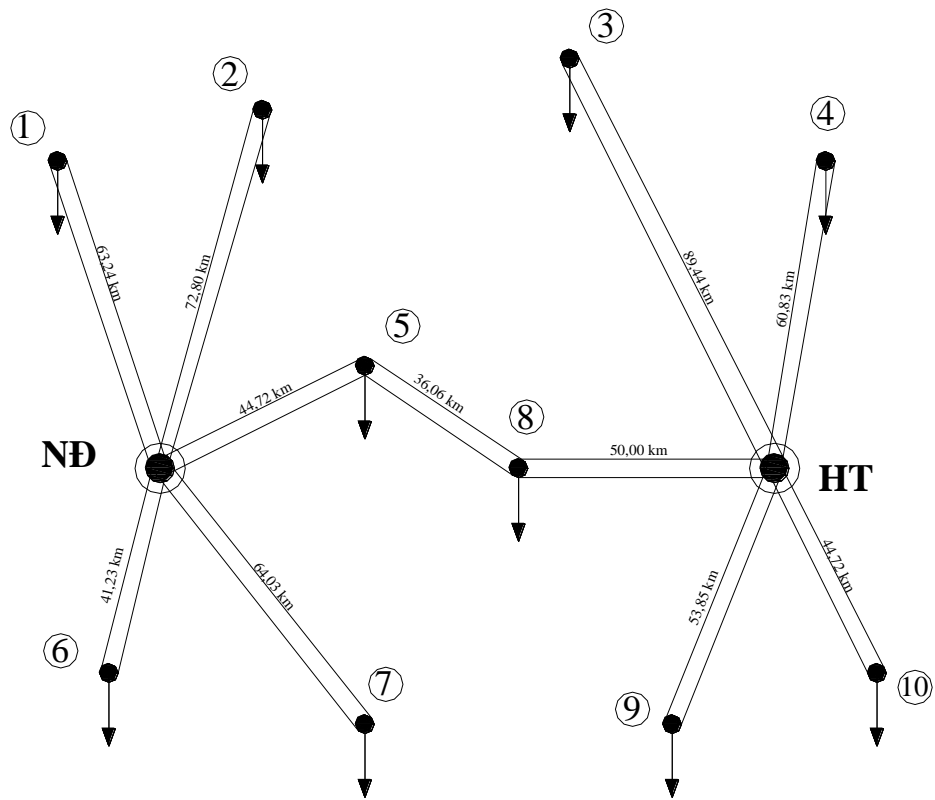
## **2.6. TÍNH TOÁN SO SÁNH KỸ THUẬT CÁC PHƯƠNG ÁN**

Trong thiết kế hiện nay, để chọn được sơ đồ tối ưu của mạng điện người ta sử dụng phương pháp liệt kê nhiều phương án. Từ các vị trí đã cho của các phụ tải và các nguồn cung cấp, cần dự kiến một số phương án khả thi và phương án tốt nhất sẽ chọn được trên cơ sở so sánh kinh tế - kỹ thuật các phương án đó. Sau khi phân tích cẩn thận về đối tượng ta cần dự kiến khoảng 5 phương án hợp lý nhất. Đồng thời cần chú ý chọn các sơ đồ đơn giản. Các sơ đồ phức tạp hơn được chọn trong trường hợp khi các sơ đồ đơn giản không thoả mãn những yêu cầu kinh tế - kỹ thuật.

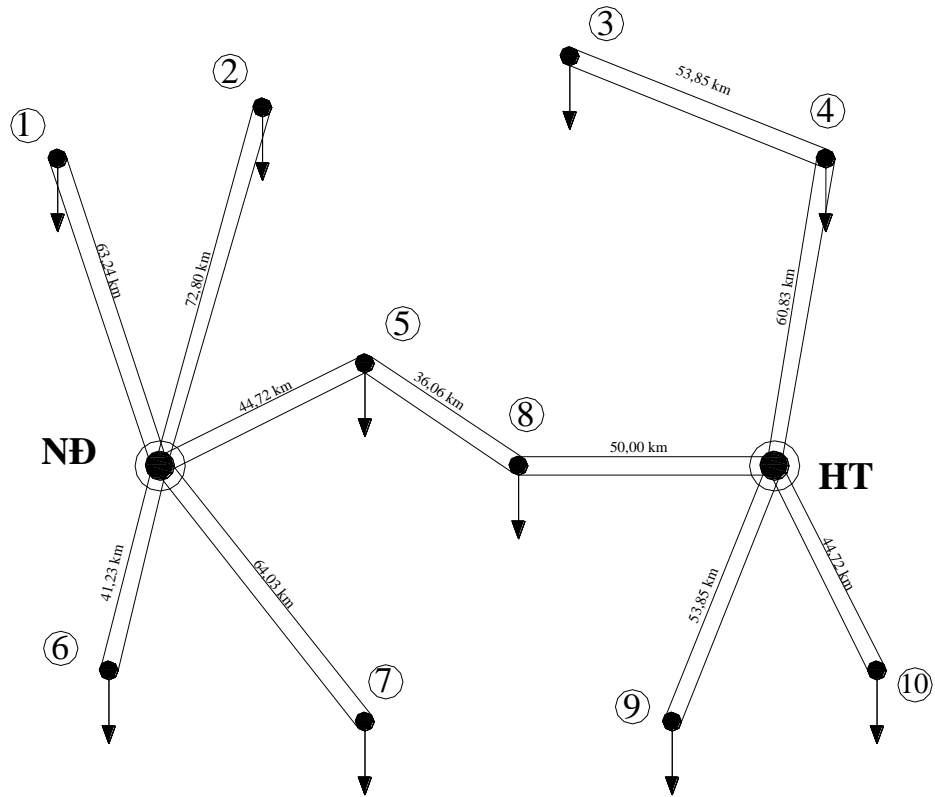
Những phương án được lựa chọn để tiến hành so sánh về kinh tế chỉ là những phương án thoả mãn các yêu cầu kỹ thuật của mạng điện.

Những yêu cầu kỹ thuật chủ yếu của mạng điện là độ tin cậy và chất lượng cao của điện năng cung cấp cho các hộ tiêu thụ. Khi dự kiến sơ đồ của mạng điện thiết kế, trước hết cần chú ý đến hai yêu cầu trên. Để thực hiện yêu cầu về độ tin cậy cung cấp điện cho các hộ tiêu thụ loại I, cần đảm bảo dự phòng 100% trong mạng điện, đồng thời dự phòng đóng tự động. Vì vậy để cung cấp điện cho các hộ tiêu thụ loại I có thể sử dụng đường dây hai mạch hay mạch vòng. Hộ tiêu thụ loại III được cung cấp điện bằng đường dây một mạch.

Trên cơ sở phân tích những đặc điểm của các nguồn cung cấp và các phụ tải cũng như vị trí của chúng, có 5 phương án được dự kiến như sau:

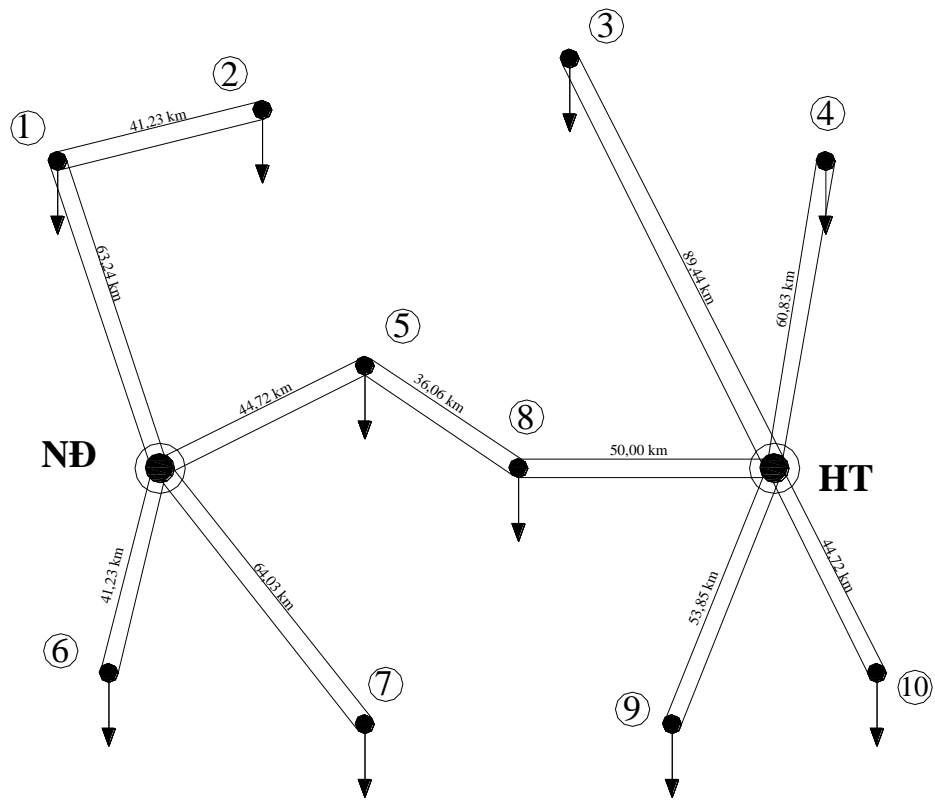


Hình 2.2 Phương án 1

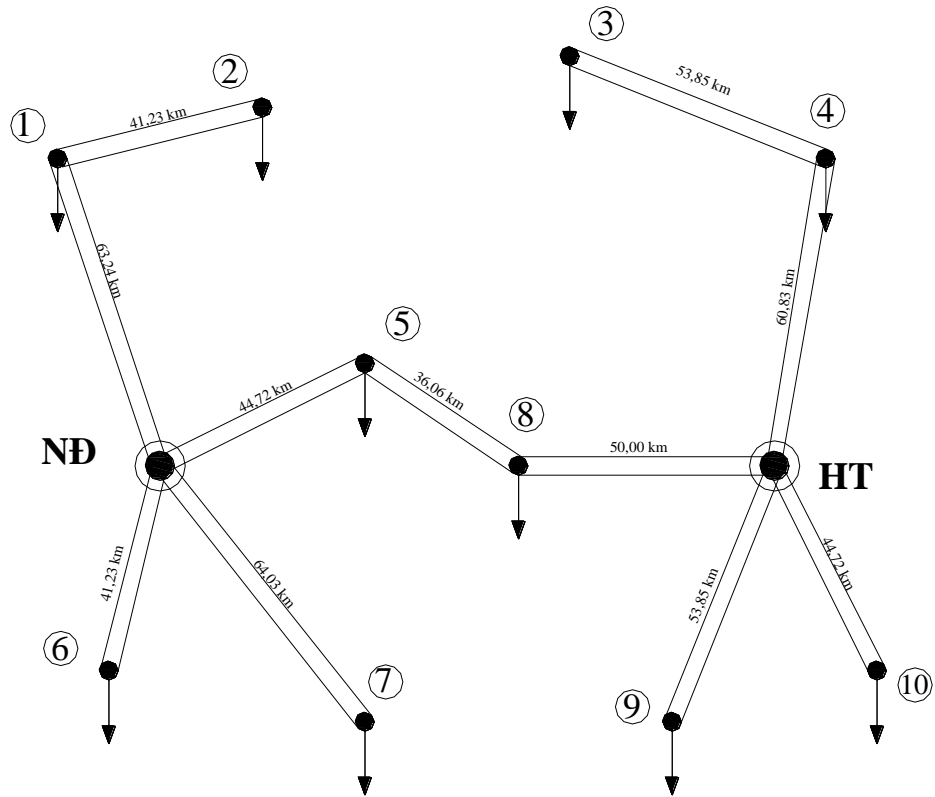


Hình 2.3 Phương án 2

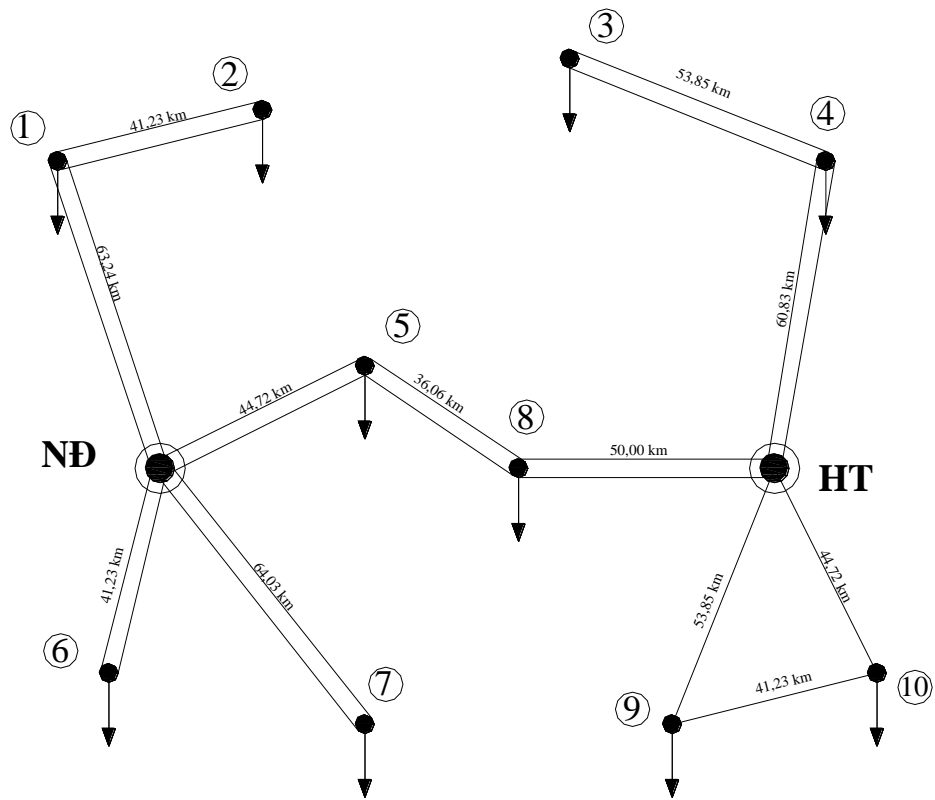




Hình 2.4 Phương án 3

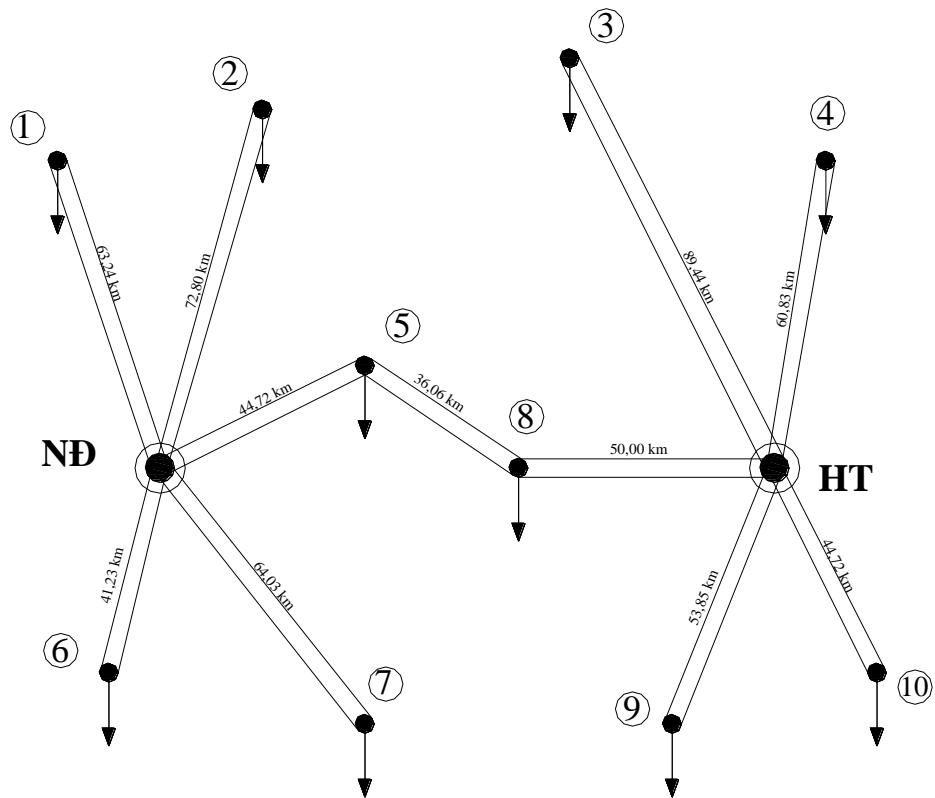


Hình 2.5 Phương án 4



Hình 2.6 Phương án 5

2.6.1. Phương án 1



Hình 2.7 Sơ đồ đi dây phương án 1

### Tính phân bố công suất trên các nhánh đường dây

\*\* Tính công suất truyền tải trên đoạn đường dây liên lạc NĐ – 5 – 8 – HT trong chế độ làm việc bình thường:

Công suất tác dụng truyền tải từ NĐ vào đường dây NĐ – 5:

$$P_{NĐ-5} = \sum P_{Fkt} - \sum P_{td} - \sum P_N - \sum \Delta P_N$$

Trong đó

$\sum P_{Fkt}$  – tổng công suất phát kinh tế của nhà máy điện.

$$(\sum P_{Fkt} = 255 \text{ MW})$$

$\sum P_{td}$  – tổng công suất tự dùng trong nhà máy điện. ( $\sum P_{td} = 25,5 \text{ MW}$ )

$\sum P_N$  – tổng công suất của các phụ tải nối với NĐ

$$\sum P_N = (P_1 + P_2 + P_6 + P_7) = (35 + 34 + 37 + 36) = 142,00 \text{ MW}$$

$\sum \Delta P_N$  – tổng tổn thất công suất trên các đường dây

$$\sum \Delta P_N = 5\% \sum P_N = 0,05 \times 142,00 = 7,1 \text{ MW}$$

Do đó:

$$P_{NĐ-5} = \sum P_{Fkt} - \sum P_{td} - \sum P_N - \sum \Delta P_N = 255 - 25,5 - 142 - 7,100 = 80,4 \text{ MW}$$

$$P_{5-8} = P_{NĐ-5} - P_5 = 80,4 - 35 = 45,4 \text{ MW}$$

$$P_{8-HT} = P_{5-8} - P_8 = 45,4 - 41 = 4,4 \text{ MW}$$

Công suất phản kháng truyền tải từ NĐ vào đường dây NĐ – 5 tính gần đúng:

$$Q_{NĐ-5} = \sum Q_{Fkt} - \sum Q_{td} - \sum \Delta Q_B - \sum Q_N - \sum \Delta Q_N$$

Trong đó:

$\sum Q_{Fkt}$  – tổng công suất phản kháng phát kinh tế của nhà máy điện.

$\sum Q_{td}$  – tổng công suất phản kháng tự dùng trong nhà máy điện.

$\sum \Delta Q_B$  – tổn thất công suất phản kháng trong máy biến áp tăng áp; có thể

tính gần đúng  $\sum \Delta Q_B = 10\% (\sum \Delta Q_{Fkt} - \sum \Delta Q_{td})$

$\sum Q_N$  – tổng công suất phản kháng của các phụ tải nối với NĐ.

$$\text{với } \sum Q_N = Q_1 + Q_2 + Q_6 + Q_7 = 68,728 \text{ MVar}$$

$\sum \Delta Q_N$  – tổng tổn thất công suất phản kháng trên các đường dây; có thể tính

gần đúng  $\sum \Delta Q_N = 15\% \sum Q_N$  .

Vậy ta có:

$$\begin{aligned}
Q_{\text{ND-5}} &= \sum Q_{\text{Fkt}} - \sum Q_{\text{td}} - 10\% (\sum Q_{\text{Fkt}} - \sum Q_{\text{td}}) - \sum Q_{\text{N}} - 15\% \sum Q_{\text{N}} \\
&= 0,9 (\sum P_{\text{Fkt}} \times \text{tg}\varphi_{\text{F}} - \sum P_{\text{td}} \times \text{tg}\varphi_{\text{td}}) - 1,15 \sum Q_{\text{N}} \\
\Rightarrow Q_{\text{ND-5}} &= 0,9(255 \times 0,62 - 25,5 \times 0,882) - 1,15 \times 68,728 = 48,011 \text{ MVA}
\end{aligned}$$

Như vậy:  $\dot{S}_{\text{ND-5}} = 80,4 + 43,011j \text{ MVA}$

Dòng công suất truyền tải trên đường dây 5 – 8 là:

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{5-8} &= \dot{S}_{\text{ND-5}} - (P_5 + jQ_5) = (80,4 + 43,011j) - (35 + 16,94j) \\
&= 45,4 + 26,071j \text{ MVA}
\end{aligned}$$

Dòng công suất truyền tải trên đường dây HT – 8 là:

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{8\text{-HT}} &= \dot{S}_{5-8} - (P_8 + jQ_8) = (45,4 + 26,071j) - (41 + 19,844j) \\
&= 4,4 + 6,227j \text{ MVA}
\end{aligned}$$

\* Tính công suất của các nhánh trong chế độ sự cố một tổ máy của nhà máy nhiệt điện:

Công suất tác dụng truyền tải từ NĐ vào đường dây NĐ – 5:

$$P_{\text{ND-5}} = \sum P_{\text{Fsc}} - \sum P_{\text{td}} - \sum P_{\text{N}} - \sum \Delta P_{\text{N}} = 200 - 20 - 1,05 \times 142 = 30,9 \text{ MW}$$

Công suất phản kháng truyền tải từ NĐ vào đường dây NĐ – 5:

$$\begin{aligned}
Q_{\text{ND-5}} &= 0,9 (\sum P_{\text{Fsc}} \times \text{tg}\varphi_{\text{F}} - \sum P_{\text{td}} \times \text{tg}\varphi_{\text{td}}) - 1,15 \sum Q_{\text{N}} \\
\Rightarrow Q_{\text{ND-5}} &= 0,9(200 \times 0,62 - 20 \times 0,882) - 1,15 \times 68,728 = 20,647 \text{ MVA}
\end{aligned}$$

Như vậy:  $\dot{S}_{\text{ND-5}} = 30,9 + 20,647j \text{ MVA}$

Dòng công suất truyền tải trên đường dây 8 – 5 là:

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{8-5} &= (P_5 + jQ_5) - \dot{S}_{\text{ND-5}} = (35 + 16,94j) - (30,9 + 20,647j) \\
&= 4,1 - 3,707j \text{ MVA}
\end{aligned}$$

Dòng công suất truyền tải trên đường dây HT – 8 là:

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{\text{HT-8}} &= (P_8 + jQ_8) + \dot{S}_{8-5} = (41 + 19,844j) - (4,1 - 3,707j) \\
&= 45,1 + 16,137j \text{ MVA}
\end{aligned}$$

**Bảng 2.2 Phân bố công suất trên đường dây liên lạc**

Chế độ làm việc	$\dot{S}_{ND-5}$ (MVA)	$\dot{S}_{5-8}$ (MVA)	$\dot{S}_{8-HT}$ (MVA)
Max	80,4 + j43,011	45,4 + j26,071	4,4 + j6,227
Chế độ sự cố 1 tổ máy nhà máy điện	30,9 + j20,647	-4,1 + j3,707	-45,1-16,137j

Chọn kết cấu đường dây và lựa chọn dây dẫn

Trong bài toán quy hoạch thiết kế lưới điện, chọn dây dẫn là bài toán cơ bản nhất. Chọn dây dẫn bao gồm chọn chọn loại dây dẫn và tiết diện dây dẫn.

Hiện nay các dây hợp kim nhôm không có lõi thép bắt đầu được sử dụng rộng rãi. Các dây hợp kim nhôm có độ bền cơ rất tốt và lớn hơn nhiều so với độ bền cơ của dây nhôm. Các dây hợp kim nhôm nhẹ hơn dây nhôm lõi thép, do đó cho phép giảm giá thành cột của đường dây. Điện trở dây hợp kim nhôm nhỏ hơn so với dây nhôm lõi thép.

Ta sử dụng các loại dây dẫn trên không, dây nhôm lõi thép (AC), đặt 2 lộ trên cùng một cột thép, khoảng cách trung bình hình học giữa các dây dẫn pha là  $D_{tb} = 5$  m.

Tiết diện dây dẫn ảnh hưởng nhiều đến vốn đầu tư để xây dựng đường dây và chi phí vận hành của đường dây, nhưng giảm tổn thất điện năng và chi phí về tổn thất điện năng. Vì vậy ta cần phải chọn tiết diện dây dẫn làm sao cho hàm chi phí tính toán nhỏ nhất. Ta sẽ sử dụng phương pháp mật độ dòng điện kinh tế để tìm tiết diện dây dẫn:

$$F_{kt} = \frac{I_{max}}{J_{kt}} \quad (4-3)$$

Trong đó

$F_{kt}$ : tiết diện kinh tế của dây dẫn

$J_{kt}$ : mật độ kinh tế của dòng điện, A/mm<sup>2</sup>.  $J_{kt}$  chọn chung cho toàn lưới

theo

điều kiện  $T_{max}$  và dây AC. ( Với  $T_{max} = 5000$  h, dây AC ta có  $J_{kt} = 1,1$ )

$I_{max}$ : dòng điện chạy trên đường dây cho chế độ cực đại, A.

Giá trị dòng điện này được xác định theo công thức sau:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2}}{n\sqrt{3} U_{dm}} \times 10^3 \quad (A) \quad (4-4)$$

---

Trong đó

n: số mạch đường dây (đường dây kép thì  $n = 2$ , đường dây đơn thì  $n = 1$ )

$U_{dm}$ : điện áp định mức của lưới điện, kV

$P_{max}$ ,  $Q_{max}$ : dòng công suất tác dụng và công suất phản kháng cực đại chạy trên đường dây, (MW, MVar)

Sau khi tính tiết diện theo công thức (4-3) ta tiến hành chọn tiết diện dây dẫn gần nhất và kiểm tra các điều kiện về: phát nóng dây dẫn trong các chế độ sau sự cố; độ bền cơ của dây và kiểm tra điều kiện về sự tạo thành vàng quang và tổn thất điện áp cho phép. Chọn dây dẫn có tiết diện nằm trong dãy tiêu chuẩn: 70 – 95 – 120 – 150 – 185 – 240 – 300.

**Tính chọn dây dẫn cho đoạn NĐ – 2**

$$+ \dot{S}_{ND-2} = 34 + 16,456j \text{ MVA}$$

Dòng điện cực đại chạy trên đoạn NĐ – 2:

$$I_{ND-2} = \frac{\sqrt{P_{ND-2}^2 + Q_{ND-2}^2}}{2 \times \sqrt{3} \times U_{dm}} \times 10^3 = \frac{\sqrt{34,0^2 + 16,456^2}}{2 \times \sqrt{3} \times 110} \times 10^3 = 99,128 \text{ A}$$

$$F_{ND-2} = \frac{I_{ND-2}}{J_{kt}} = \frac{99,128}{1,1} = 90,116 \text{ mm}^2$$

Ta chọn dây AC-95 cho đoạn NĐ – 2

Sau khi tính toán tương tự cho các đoạn dây khác ta được bảng kết quả lựa chọn dây dẫn cho phương án sau:

**Bảng 2.3 Tiết diện dây dẫn trên các đường dây**

Đường dây	L (km)	P (MW)	Q (MVar)	I <sub>max</sub> (A)	F <sub>kt</sub> (mm <sup>2</sup> )	F <sub>tc</sub> (mm <sup>2</sup> )
NĐ – 1	63,24	35,0	16,940	102,044	92,767	AC-95
NĐ – 2	72,80	34,0	16,456	99,128	90,116	AC-95
NĐ – 7	64,03	36,0	17,424	104,960	95,418	AC-95
NĐ – 6	41,23	37,0	17,908	107,875	98,068	AC-95
NĐ – 5	44,72	80,40	43,011	239,290	217,536	AC-240
5 – 8	36,06	45,40	26,071	137,392	124,902	AC-120
8 – HT	50,00	4,4	6,227	20,010	18,191	AC-70
HT – 3	89,44	37,0	17,908	107,875	98,068	AC-95
HT – 4	60,83	43,0	20,812	125,368	113,971	AC-120
HT – 9	53,85	27,0	13,068	78,720	71,564	AC-70

Kiểm tra điều kiện phát nóng dây dẫn

Xét các trường hợp sự cố để kiểm tra: Với lộ kép ta xét trường hợp đứt 1 lộ, với mạch vòng thì ta phải xét cụ thể sự cố xảy ra trên từng nhánh. Riêng đối với các đường dây liên lạc phải xét thêm sự cố hỏng tổ máy của từng nhà máy cụ thể.

Điều kiện kiểm tra theo điều kiện phát nóng là:  $I_{sc\ max} \leq I_{CP}$

Trong đó

$I_{sc\ max}$ : dòng điện lớn nhất chạy trên dây dẫn trong các trường hợp sự cố, kA

$I_{CP}$  : tra bảng theo tiết diện dây dẫn và ứng với nhiệt độ tối đa là 25<sup>0</sup>C, kA

Kiểm tra điều kiện phát nóng cho lộ đường dây NĐ – 2

Khi sự cố đứt 1 lộ đường dây thì dòng điện chạy trên đường dây còn lại tăng lên gấp 2 lần dòng điện lúc bình thường:

$$I_{sc} = 2I_{max} = 2 \times 99,128 = 198,256A.$$

Dây AC - 95 có dòng điện lâu dài cho phép khi đặt ngoài trời là:  $I_{CP} = 335$  A, do đó ta thấy:  $I_{sc} = 198,256 < I_{CP} = 335$  A. Dây dẫn đã chọn thoả mãn điều kiện phát nóng.

Tính toán tương tự cho các đường dây khác ta có bảng kết quả kiểm tra sau:

**Bảng 2.4 Kết quả kiểm tra các đường dây theo điều kiện phát nóng**

Đường dây	L(km)	P(MW)	Q(MVAr)	I <sub>max</sub> (A)	F <sub>tc</sub>	I <sub>sc max</sub> (A)	I <sub>CP</sub> (A)
NĐ – 1	63,24	35,0	16,940	102,044	AC-95	204,088	335
NĐ – 2	72,80	34,0	16,456	99,128	AC-95	198,256	335
NĐ – 7	64,03	36,0	17,424	104,960	AC-95	209,920	335
NĐ – 6	41,23	37,0	17,908	107,875	AC-95	215,750	335
NĐ – 5	44,72	80,40	43,011	239,290	AC-240	478,580	605
5 – 8	36,06	45,40	26,071	137,392	AC-120	274,784	380
8 – HT	50,00	4,4	6,227	20,010	AC-70	40,020	275
HT – 3	89,44	37,0	17,908	107,875	AC-95	215,750	335
HT – 4	60,83	43,0	20,812	125,368	AC-120	250,736	380
HT – 9	53,85	27,0	13,068	78,720	AC-70	157,440	275
HT – 10	44,72	39,0	18,876	113,706	AC-95	227,412	335

Tất cả các đường dây lộ kép đều thỏa mãn điều kiện phát nóng, riêng với đường dây liên lạc ta xét thêm chế độ sự cố:

Khi sự cố 1 tổ máy ở nhà máy nhiệt điện ta có:

$$\dot{S}_{ND-5} = 30,9 + j20,647 \text{ MVA}; \dot{S}_{8-5} = 4,1 - 3,707j \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{HT-8} = 45,1 + 16,137j \text{ MVA}$$

$$I_{sc ND-5} = \frac{\sqrt{P_{sc ND-5}^2 + Q_{sc ND-5}^2}}{2\sqrt{3} \times U_{dm}} = \frac{\sqrt{30,9^2 + 20,647^2}}{2\sqrt{3} \cdot 110} \times 10^3 = 97,528 \text{ A} < I_{CP ND-5} = 605 \text{ A}$$

$$I_{sc 8-5} = \frac{\sqrt{P_{sc 8-5}^2 + Q_{sc 8-5}^2}}{2\sqrt{3} \times U_{dm}} = \frac{\sqrt{4,1^2 + 3,707^2}}{2\sqrt{3} \cdot 110} \times 10^3 = 39,886 \text{ A} < I_{CP 5-8} = 380 \text{ A}$$

$$I_{sc HT-8} = \frac{\sqrt{P_{sc HT-8}^2 + Q_{sc HT-8}^2}}{2\sqrt{3} \times U_{dm}} = \frac{\sqrt{45,1^2 + 16,137^2}}{2\sqrt{3} \cdot 110} \times 10^3 = 125,70 \text{ A} < I_{CP HT-6} = 275 \text{ A}$$

Dây dẫn đoạn NĐ – 5, 5 - 8 và đoạn HT – 8 thỏa mãn điều kiện phát nóng.

Từ bảng tổng kết trên ta thấy tiết diện dây dẫn các đường dây đã chọn thỏa mãn điều kiện phát nóng cho phép.

Xét đoạn đường dây NĐ – 2:

Dây AC - 95 có:  $r_0 = 0,310 \Omega/\text{km}$ ;  $x_0 = 0,43\Omega/\text{km}$ ;  $b_0 = 2,640 \cdot 10^{-6} \text{ S/km}$

$$R_{ND-2} = \frac{1}{n} \times r_0 \times l_{ND-2} = \frac{1}{2} \times 0,310 \times 72,80 = 11,284 \Omega$$



$$X_{ND-2} = \frac{1}{n} \times x_{0ND-2} \times l_{ND-2} = \frac{1}{2} \times 0,43 \times 72,80 = 15,652 \Omega$$

$$\frac{B_{ND-2}}{2} = \frac{1}{2} \times n \times b_{0ND-2} \times l_{ND-2} = \frac{1}{2} \times 2 \times 2,640 \times 10^{-6} \times 72,80 = 1,922 \times 10^{-4} S$$

Tính toán tương tự cho các đường dây khác ta được:

**Bảng 2.5 Thông số của các đường dây phương án 1**

Đường dây	L (km)	F (mm <sup>2</sup> )	r <sub>0</sub> (Ω/km)	x <sub>0</sub> (Ω/km)	b <sub>0</sub> (10 <sup>-6</sup> S/km)	R <sub>D</sub> (Ω)	X <sub>D</sub> (Ω)	B <sub>D</sub> /2 (10 <sup>-4</sup> S)
ND – 1	63,24	AC-95	0,310	0,430	2,640	9,802	13,597	1,670
ND – 2	72,80	AC-95	0,310	0,430	2,640	11,284	15,652	1,922
ND – 7	64,03	AC-95	0,310	0,430	2,640	9,925	13,766	1,690
ND – 6	41,23	AC-95	0,310	0,430	2,640	6,391	8,864	1,088
ND – 5	44,72	AC-240	0,130	0,390	2,860	2,907	8,720	1,279
5 – 8	36,06	AC-120	0,250	0,423	2,690	4,508	7,627	0,970
8 – HT	50,00	AC-70	0,420	0,441	2,570	10,500	11,025	1,285
HT – 3	89,44	AC-95	0,310	0,430	2,640	13,863	19,230	2,361
HT – 4	60,83	AC-120	0,250	0,423	2,690	7,604	12,866	1,636
HT – 9	53,85	AC-70	0,420	0,441	2,570	11,309	11,874	1,384
HT – 10	44,72	AC-95	0,310	0,430	2,640	6,932	9,615	1,181

Tính ΔU trong chế độ bình thường và sự cố

\* Lưới điện hình tia liên thông

+ Tổn thất điện áp bình thường:

$$\Delta U_{X-k} \% = \sum \Delta U_{ij} \% = \sum \frac{P_{ij} R_{ij} + Q_{ij} X_{ij}}{U_{dm}^2} \times 100$$

Trong đó

ΔU<sub>X-k</sub>% - tổn thất điện áp từ nguồn X đến nút k là nút có điện thế thấp nhất nối với nó.

ΔU<sub>ij</sub> - tổn thất điện áp trên đường dây ij

P<sub>ij</sub>, Q<sub>ij</sub> – công suất trên đường dây ij

R<sub>ij</sub>, X<sub>ij</sub> - điện trở điện kháng trên đường dây ij

+ Tổn thất điện áp khi sự cố:

Nếu đường dây có 1 phụ tải thì tổn thất điện áp lúc sự cố bằng 2 lần tổn thất điện áp lúc bình thường. Nếu là đường dây liên thông thì sẽ bằng tổng của 2 lần tổn

thất điện áp lúc bình thường của đường dây có tổn thất điện áp lớn nhất và tổn thất điện áp bình thường của đường dây còn lại.

\* Đường dây liên lạc

+ Tổn thất điện áp bình thường

Tổn thất điện áp trên đường dây liên lạc tính từ từng nhà máy điện (hoặc hệ thống) đến điểm phân công suất (2 giá trị), nếu có 2 phụ tải liên lạc với 2 điểm phân công suất thì tính đến từng điểm (4 giá trị). Chọn giá trị lớn nhất cho đường dây liên lạc.

+ Tổn thất điện áp sự cố

Sự cố 1 mạch của đường dây: tính tổn thất điện áp từ nguồn đến điểm phân công suất.

Sự cố tổ máy: chọn trường hợp xấu nhất. Sự cố xấu nhất về phát nóng có thể không trùng với sự cố về điện áp.

Chỉ tiêu kỹ thuật:

$$\Delta U_{\max bt} \% < 15 \%$$

$$\Delta U_{\max SC} \% < 20 \%$$

*Tổn thất điện áp trong chế độ làm việc bình thường*

Xét đoạn đường dây ND – 1:

$$\Delta U_{bt ND-1} (\%) = \frac{P_{ND-1} \times R_{ND-1} + Q_{ND-1} \times X_{ND-1}}{U_{dm}^2} \times 100\%$$

$$\Rightarrow \Delta U_{bt ND-1} (\%) = \frac{35,00 \times 9,802 + 16,940 \times 13,597}{110^2} \times 100\% = 4,739 \%$$

Tính toán tương tự cho các đoạn đường dây còn lại.

*Tổn thất điện áp khi có sự cố nặng nề nhất*

\* Đứt 1 mạch của đường dây kép:

$$\text{Đoạn ND – 1: } \Delta U_{SC ND-1} (\%) = 2 \cdot \Delta U_{bt ND-1} (\%) = 2 \times 4,739 = 9,478\%$$

Tính toán tương tự cho các đoạn đường dây còn lại.

\* Sự cố 1 tổ máy nhà máy điện:

Dòng công suất chạy trên đường dây liên lạc:

$$\dot{S}_{ND-5} = 30,9 + j20,647 \text{ MVA}; \dot{S}_{8-5} = 4,1 - 3,707j \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{HT-8} = 45,1 + 16,137j \text{ MVA}$$

$$\Delta U_{sc ND-5} (\%) = \frac{P_{sc ND-5} \times R_{ND-5} + Q_{sc ND-5} \times X_{ND-5}}{U_{dm}^2} \times 100\%$$

$$\Rightarrow \Delta U_{sc\text{ND}-5} (\%) = \frac{30,9 \times 2,907 + 20,647 \times 8,720}{110^2} \times 100\% = 2,23 \%$$

$$\Delta U_{sc\text{8}-5} (\%) = \frac{P_{sc\text{8}-5} \times R_{8-5} + Q_{sc\text{8}-5} \times X_{8-5}}{U_{dm}^2} \times 100\%$$

$$\Rightarrow \Delta U_{sc\text{8}-5} (\%) = \frac{4,1 \times 4,508 - 3,707 \times 7,627}{110^2} \times 100\% = -0,08 \%$$

$$\Delta U_{sc\text{HT}-8} (\%) = \frac{P_{sc\text{HT}-8} \times R_{HT-8} + Q_{sc\text{HT}-8} \times X_{HT-8}}{U_{dm}^2} \times 100\%$$

$$\Rightarrow \Delta U_{sc\text{HT}-8} (\%) = \frac{45,1 \times 10,500 + 16,137 \times 11,025}{110^2} \times 100\% = 5,384\%$$

**Bảng 2.6 Tổn thất điện áp trong chế độ làm việc phương án 1**

Đường dây	$R_D(\Omega)$	$X_D(\Omega)$	P(MW)	Q(MVAr)	$\Delta U_{bt}\%$	$\Delta U_{sc}(\%)$	Sự cố
ND – 1	9,802	13,597	35,00	16,940	4,739	9,478	Đứt 1 mạch
ND – 2	11,284	15,652	34,00	16,456	5,299	10,598	Đứt 1 mạch
ND – 7	9,925	13,766	36,00	17,424	4,935	9,870	Đứt 1 mạch
ND – 6	6,391	8,864	37,00	17,908	3,266	6,532	Đứt 1 mạch
ND – 5	2,907	8,720	80,40	43,011	5,031	10,062	Đứt 1 mạch
			30,9	20,647		2,23	Hồng 1 tổ máy
5 – 8	4,508	7,627	45,40	26,071	3,335	6,670	Đứt 1 mạch
			-4,1	3,707		0,08	Hồng 1 tổ máy
8 – HT	10,500	11,025	4,40	6,227	0,949	1,898	Đứt 1 mạch
			-45,1	-16,137		-5,384	Hồng 1 tổ máy
HT – 3	13,863	19,230	37,00	17,908	7,085	14,170	Đứt 1 mạch
HT – 4	7,604	12,866	43,00	20,812	4,915	9,830	Đứt 1 mạch
HT – 9	11,309	11,874	27,00	13,068	3,806	7,612	Đứt 1 mạch
HT – 10	6,932	9,615	39,00	18,876	3,734	7,468	Đứt 1 mạch

Lấy điện áp thanh gó 110kV làm cơ sở, ta có tổn thất điện áp tới các nút phụ tải như sau:

- *Tổn thất điện áp bình thường:*

Qua bảng 2.6 ta có tổn thất điện áp lúc bình thường lớn nhất:

$$\Delta U_{\max\text{bt}}(\%) = \Delta U_{\text{ND}-5-8\text{bt}} = \Delta U_{\text{ND}-5\text{bt}} + \Delta U_{5-8\text{bt}} = 5,031 + 3,335 = 8,366\%$$

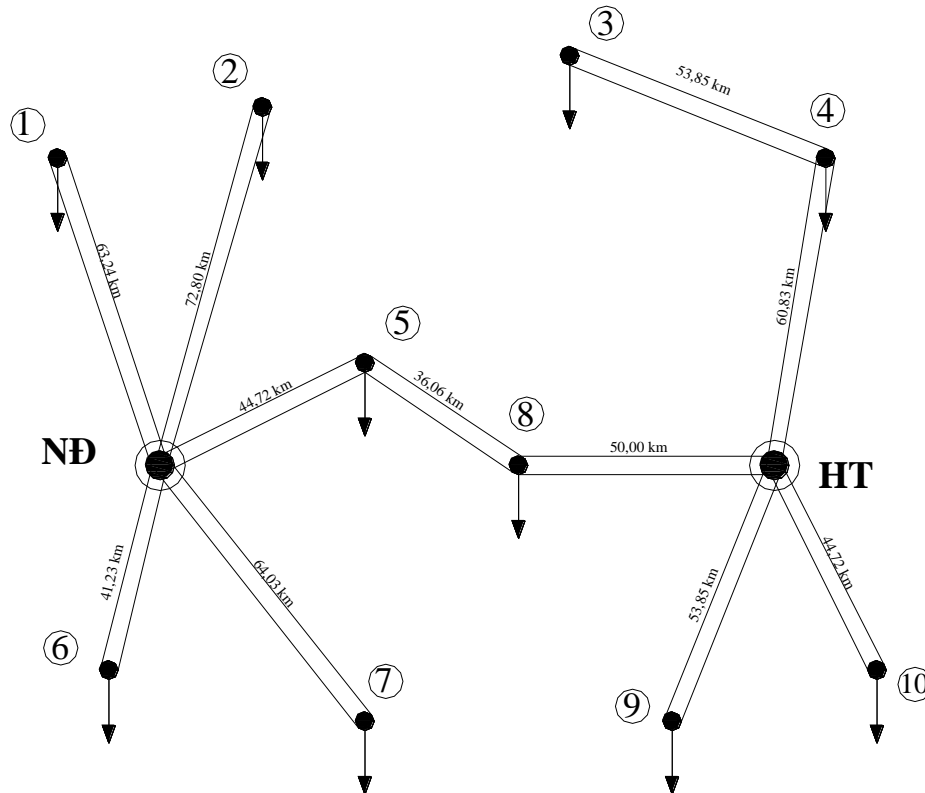
- *Tổn thất điện áp sự cố:*

Qua bảng 2.6 ta có tổn thất điện áp lúc sự cố lớn nhất:

$$\Delta U_{\max \text{ sc}}(\%) = \Delta U_{\text{NĐ} - 5 - 68 \text{ sc}} = 2 \cdot \Delta U_{\text{NĐ} - 5 \text{ bt}} + \Delta U_{5 - 8 \text{ bt}} = 2 \cdot 5,031 + 3,335 = 13,397\%;$$

Kết luận: Phương án 1 đạt tiêu chuẩn kỹ thuật.

### 2.6.2. Phương án 2



Hình 2.8 Sơ đồ đi dây phương án 2

Chọn kết cấu đường dây và lựa chọn dây dẫn

Tính chọn dây dẫn cho đoạn HT- 4 - 3:

$$+ \dot{S}_{4-3} = P_3 + jQ_3 = 37 + 17,908j \text{ MVA}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{HT}-4} &= (P_4 + jQ_4) + \dot{S}_{4-3} = (43 + 20,812j) + (37 + 17,908j) \\ &= 80 + 38,72j \text{ MVA} \end{aligned}$$

Dòng điện cực đại chạy trên đoạn HT - 4:

$$I_{\text{HT}-4} = \frac{\sqrt{P_{\text{HT}-4}^2 + Q_{\text{HT}-4}^2}}{2 \times \sqrt{3} \times U_{\text{dm}}} \times 10^3 = \frac{\sqrt{80,00^2 + 38,720^2}}{2 \times \sqrt{3} \times 110} \times 10^3 = 233,243 \text{ A}$$

$$F_{\text{HT}-4} = \frac{I_{\text{HT}-4}}{J_{\text{kt}}} = \frac{233,243}{1,1} = 212,039 \text{ mm}^2$$

Ta chọn dây AC-185 cho đoạn HT - 4

Dòng điện cực đại chạy trên đoạn 4 - 3:

$$I_{4-3} = \frac{\sqrt{P_{4-3}^2 + Q_{4-3}^2}}{\sqrt{3} \times U_{dm}} \times 10^3 = \frac{\sqrt{37,00^2 + 17,908^2}}{\sqrt{3} \times 110} \times 10^3 = 107,875 \text{ A}$$

$$F_{4-3} = \frac{I_{4-3}}{J_{kt}} = \frac{107,875}{1,1} = 98,068 \text{ mm}^2$$

Ta chọn dây AC-95 cho đoạn 4 – 3

Tính toán tương tự cho các lộ đường dây khác ta được bảng kết quả lựa chọn dây dẫn cho phương án sau:

**Bảng 2.7 Tiết diện dây dẫn trên các đường dây phương án 2**

Đường dây	L (km)	P (MW)	Q (MVar)	I <sub>max</sub> (A)	F <sub>kt</sub> (mm <sup>2</sup> )	F <sub>tc</sub> (mm <sup>2</sup> )
NĐ – 1	63,24	35,00	16,940	102,044	92,767	AC-95
NĐ – 2	72,80	34,00	16,456	99,128	90,116	AC-95
NĐ – 7	64,03	36,00	17,424	104,960	95,418	AC-95
NĐ – 6	41,23	37,00	17,908	107,875	98,068	AC-95
NĐ – 5	44,72	80,40	43,011	239,290	217,536	AC-240
5 – 8	36,06	45,40	26,071	137,392	124,902	AC-120
8 – HT	50,00	4,40	6,227	20,010	18,191	AC-70
HT – 4	60,83	80,00	38,720	233,243	212,039	AC-185
4 – 3	53,85	37,00	17,908	107,875	98,068	AC-95
HT – 9	53,85	27,00	13,068	78,720	71,564	AC-70
HT – 10	44,72	39,00	18,876	113,706	103,369	AC-95

Kiểm tra điều kiện phát nóng dây dẫn

Tính toán tương tự phương án 1 cho các đường dây ta có bảng kết quả kiểm tra sau:

**Bảng 2.8 Kết quả kiểm tra các đường dây theo điều kiện phát nóng**

Đường dây	L(km)	P(MW)	Q(MVar)	I <sub>max</sub> (A)	F <sub>tc</sub>	I <sub>sc max</sub> (A)	I <sub>CP</sub> (A)
NĐ – 1	63,24	35,00	16,940	102,044	AC-95	204,088	335
NĐ – 2	72,80	34,00	16,456	99,128	AC-95	198,256	335
NĐ – 7	64,03	36,00	17,424	104,960	AC-95	209,920	335
NĐ – 6	41,23	37,00	17,908	107,875	AC-95	215,750	335
NĐ – 5	44,72	80,40	43,011	239,290	AC-240	478,580	605

5 – 8	36,06	45,40	26,071	137,392	AC-120	274,784	380
8 – HT	50,00	4,40	6,227	20,010	AC-70	40,020	275
HT – 4	60,83	80,00	38,720	233,243	AC-185	466,486	515
4 – 3	53,85	37,00	17,908	107,875	AC-95	215,750	335
HT – 9	53,85	27,00	13,068	78,720	AC-70	157,440	275
HT – 10	44,72	39,00	18,876	113,706	AC-95	227,412	335

Từ bảng tổng kết trên ta thấy tiết diện dây dẫn các đường dây đã chọn thoả mãn điều kiện phát nóng cho phép.

**Bảng 2.9 Thông số của các đường dây phương án 2**

Đường dây	L (km)	F <sub>tc</sub> (mm <sup>2</sup> )	r <sub>o</sub> (Ω/km)	x <sub>o</sub> (Ω/km)	b <sub>o</sub> (10 <sup>-6</sup> S/km)	R <sub>D</sub> (Ω)	X <sub>D</sub> (Ω)	B <sub>D</sub> /2 (10 <sup>-4</sup> S)
NĐ – 1	63,24	AC-95	0,310	0,430	2,640	9,802	13,597	1,670
NĐ – 2	72,80	AC-95	0,310	0,430	2,640	11,284	15,652	1,922
NĐ – 7	64,03	AC-95	0,310	0,430	2,640	9,925	13,766	1,690
NĐ – 6	41,23	AC-95	0,310	0,430	2,640	6,391	8,864	1,088
NĐ – 5	44,72	AC-240	0,130	0,390	2,860	2,907	8,720	1,279
5 – 8	36,06	AC-120	0,250	0,423	2,690	4,508	7,627	0,970
8 – HT	50,00	AC-70	0,420	0,441	2,570	10,500	11,025	1,285
HT – 4	60,83	AC-185	0,160	0,409	2,780	4,866	12,440	1,691
4 – 3	53,85	AC-95	0,310	0,430	2,640	8,347	11,578	1,422
HT – 9	53,85	AC-70	0,420	0,441	2,570	11,309	11,874	1,384
HT – 10	44,72	AC-95	0,310	0,430	2,640	6,932	9,615	1,181

Tính ΔU trong chế độ bình thường và sự cố

Tổn thất điện áp trong chế độ làm việc bình thường

Xét đoạn đường dây HT – 4:

$$\Delta U_{bt\ HT-4} (\%) = \frac{P_{HT-4} \times R_{HT-4} + Q_{HT-4} \times X_{HT-4}}{U_{dm}^2} \times 100\%$$

$$\Rightarrow \Delta U_{bt\ HT-4} (\%) = \frac{80,00 \times 4,866 + 38,720 \times 12,440}{110^2} \times 100\% = 7,198 \%$$

Xét đoạn đường dây 4 – 3:

$$\Delta U_{bt4-3}(\%) = \frac{P_{4-3} \times R_{4-3} + Q_{4-3} \times X_{4-3}}{U_{dm}^2} \times 100\%$$

$$\Rightarrow \Delta U_{bt4-3}(\%) = \frac{37,00 \times 8,347 + 17,908 \times 11,578}{110^2} \times 100\% = 4,266\%$$

Vậy tổn thất điện áp trong chế độ làm việc bình thường của đoạn dây HT – 4 – 3 là:

$$\Delta U_{btHT-4-3}(\%) = \Delta U_{btHT-4} + \Delta U_{bt4-3} = 7,198 + 4,266 = 11,464\%$$

Tính toán cho các đoạn đường dây còn lại tương tự như phương án 1.

*Tổn thất điện áp khi có sự cố nặng nề nhất*

\* Đứt 1 mạch của đường dây kép:

$$\text{Đoạn HT – 4: } \Delta U_{scHT-4}(\%) = 2 \times \Delta U_{btHT-4}(\%) = 2 \times 7,198 = 14,396\%$$

Vậy tổn thất điện áp trong chế độ sự cố của đoạn dây HT – 4 – 3 là:

$$\Delta U_{scHT-4-3}(\%) = \Delta U_{scHT-4} + \Delta U_{bt4-3} = 14,396 + 4,266 = 18,662\%$$

Tính toán cho các đoạn đường dây còn lại tương tự phương án 1.

**Bảng 2.10 Tổn thất điện áp trong chế độ làm việc**

Đường dây	R <sub>D</sub> (Ω)	X <sub>D</sub> (Ω)	P(MW)	Q(MVAr)	ΔU <sub>bt</sub> %	ΔU <sub>sc</sub> (%)	Sự cố
NĐ – 1	9,802	13,597	35,00	16,940	4,739	9,478	Đứt 1 mạch
NĐ – 2	11,284	15,652	34,00	16,456	5,299	10,598	Đứt 1 mạch
NĐ – 7	9,925	13,766	36,00	17,424	4,935	9,870	Đứt 1 mạch
NĐ – 6	6,391	8,864	37,00	17,908	3,266	6,532	Đứt 1 mạch
NĐ – 5	2,907	8,720	80,40	43,011	5,031	10,062	Đứt 1 mạch
			30,9	20,647		2,23	Hỏng 1 tổ máy
5 – 8	4,508	7,627	45,40	26,071	3,335	6,670	Đứt 1 mạch
			-4,1	3,707		0,08	Hỏng 1 tổ máy
8 – HT	10,500	11,025	4,40	6,227	0,949	1,898	Đứt 1 mạch
			-45,1	-16,137		-5,384	Hỏng 1 tổ máy
HT – 4	4,866	12,440	80,00	38,720	7,198	14,396	Đứt 1 mạch
4 – 3	8,347	11,578	37,00	17,908	4,266	8,532	Đứt 1 mạch
HT – 9	11,309	11,874	27,00	13,068	3,806	7,612	Đứt 1 mạch
HT – 10	6,932	9,615	39,00	18,876	3,734	7,468	Đứt 1 mạch

Lấy điện áp thanh góp 110kV làm cơ sở, ta có tổn thất điện áp tới các nút phụ tải như sau:

- *Tổn thất điện áp bình thường:*

Qua bảng 2.10 ta có tổn thất điện áp lúc bình thường lớn nhất:

$$\Delta U_{\max \text{ bt}}(\%) = \Delta U_{\text{bt HT-4-3}}(\%) = \Delta U_{\text{bt HT-4}} + \Delta U_{\text{bt 4-3}} = 7,198 + 4,266 = 11,464\%$$

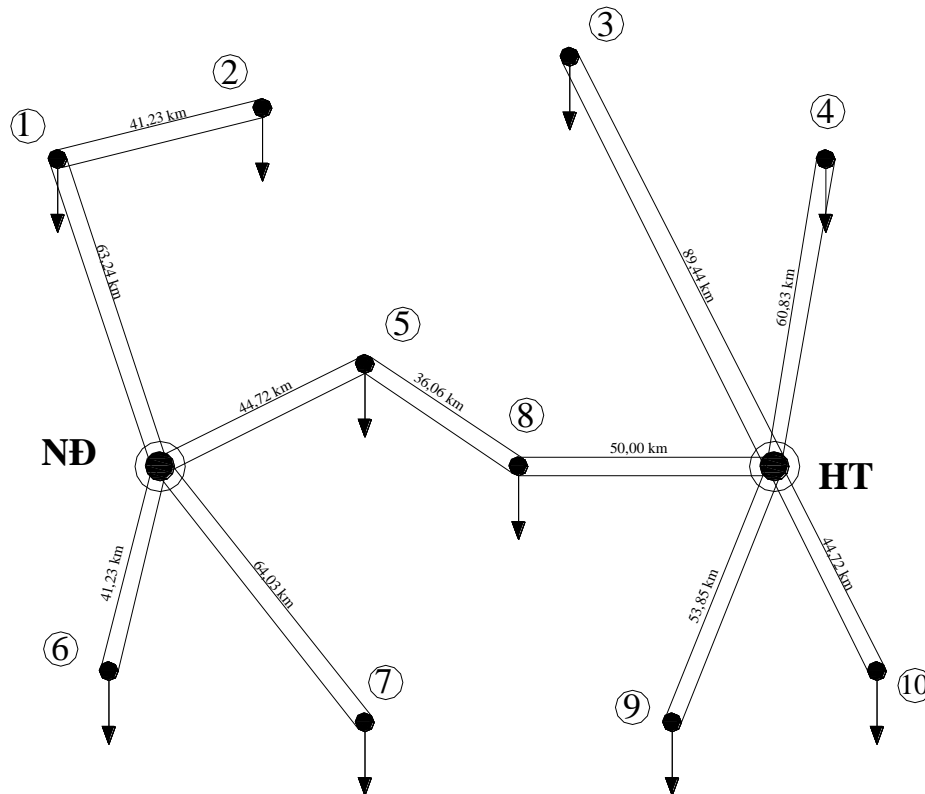
- *Tổn thất điện áp sự cố:*

Qua bảng 2.10 ta có tổn thất điện áp lúc sự cố lớn nhất:

$$\Delta U_{\max \text{ sc}}(\%) = \Delta U_{\text{sc HT-4-3}}(\%) = \Delta U_{\text{sc HT-4}} + \Delta U_{\text{bt 4-3}} = 14,396 + 4,266 = 18,662 \%$$

Kết luận: Phương án 2 đạt tiêu chuẩn kỹ thuật.

### 2.6.3. Phương án 3



**Hình 2.9** Sơ đồ đi dây phương án 3

Tính phân bố công suất trên các nhánh đường dây

Tính toán tương tự cho các lộ đường dây như phương án trên ta được bảng kết quả lựa chọn dây dẫn cho phương án sau:

**Bảng 2.12** Tiết diện dây dẫn trên các đường dây phương án 3

Đường dây	L (km)	P (MW)	Q (MVar)	$I_{\max}$ (A)	$F_{kt}$ (mm <sup>2</sup> )	$F_{tc}$ (mm <sup>2</sup> )
ND – 1	63,24	69,00	33,396	201,172	182,884	AC-185
1 – 2	41,23	34,00	16,456	99,128	90,116	AC-95
ND – 7	64,03	36,00	17,424	104,960	95,418	AC-95
ND – 6	41,23	37,00	17,908	107,875	98,068	AC-95
ND – 5	44,72	80,40	43,011	239,290	217,536	AC-240



5 – 8	36,06	45,40	26,071	137,392	124,902	AC-120
8 – HT	50,00	4,40	6,227	20,010	18,191	AC-70
HT – 3	89,44	37,00	17,908	107,875	98,068	AC-95
HT – 4	60,83	43,00	20,812	125,368	113,971	AC-120
HT – 9	53,85	27,00	13,068	78,720	71,564	AC-70
HT – 10	44,72	39,00	18,876	113,706	103,369	AC-95

### Kiểm tra điều kiện phát nóng dây dẫn

Tính toán tương tự phương án 1 cho các đường dây ta có bảng kết quả kiểm tra sau:

**Bảng 2.13 Kết quả kiểm tra các đường dây theo điều kiện phát nóng**

Đường dây	L(km)	P(MW)	Q(MVAr)	$I_{max}(A)$	$F_{tc}$	$I_{sc\ max}(A)$	$I_{CP}(A)$
NĐ – 1	63,24	69,00	33,396	201,172	AC-185	402,344	515
1 – 2	41,23	34,00	16,456	99,128	AC-95	198,256	335
NĐ – 7	64,03	36,00	17,424	104,960	AC-95	209,920	335
NĐ – 6	41,23	37,00	17,908	107,875	AC-95	215,750	335
NĐ – 5	44,72	80,40	43,011	239,290	AC-240	478,580	605
5 – 8	36,06	45,40	26,071	137,392	AC-120	274,784	380
8 – HT	50,00	4,40	6,227	20,010	AC-70	40,020	275
HT – 3	89,44	37,00	17,908	107,875	AC-95	215,750	335
HT – 4	60,83	43,00	20,812	125,368	AC-120	250,736	380
HT – 9	53,85	27,00	13,068	78,720	AC-70	157,440	275
HT – 10	44,72	39,00	18,876	113,706	AC-95	227,412	335

Từ bảng tổng kết trên ta thấy tiết diện dây dẫn các đường dây đã chọn thỏa mãn điều kiện phát nóng cho phép.

**Bảng 2.14 Thông số của các đường dây phương án 3**

Đường dây	L (km)	F (mm <sup>2</sup> )	$r_0$ (Ω/km)	$x_0$ (Ω/km)	$b_0$ (10 <sup>-6</sup> S/km)	$R_D$ (Ω)	$X_D$ (Ω)	$B_D/2$ (10 <sup>-4</sup> S)
NĐ – 1	63,24	AC-185	0,160	0,409	2,780	5,059	12,933	1,758
1 – 2	41,23	AC-95	0,310	0,430	2,640	6,391	8,864	1,088
NĐ – 7	64,03	AC-95	0,310	0,430	2,640	9,925	13,766	1,690
NĐ – 6	41,23	AC-95	0,310	0,430	2,640	6,391	8,864	1,088
NĐ – 5	44,72	AC-240	0,130	0,390	2,860	2,907	8,720	1,279
5 – 8	36,06	AC-120	0,250	0,423	2,690	4,508	7,627	0,970

8 – HT	50,00	AC-70	0,420	0,441	2,570	10,500	11,025	1,285
HT – 3	89,44	AC-95	0,310	0,430	2,640	13,863	19,230	2,361
HT – 4	60,83	AC-120	0,250	0,423	2,690	7,604	12,866	1,636
HT – 9	53,85	AC-70	0,420	0,441	2,570	11,309	11,874	1,384
HT – 10	44,72	AC-95	0,310	0,430	2,640	6,932	9,615	1,181

Tính  $\Delta U$  trong chế độ bình thường và sự cố

Tính toán cho các đoạn đường dây tương tự các phương án trên.

**Bảng 2.15 Tổn thất điện áp trong chế độ làm việc**

Đường dây	$R_D(\Omega)$	$X_D(\Omega)$	P(MW)	Q(MVAr)	$\Delta U_{bt}\%$	$\Delta U_{sc}(\%)$	Sự cố
NĐ – 1	5,059	12,933	69,000	33,396	6,454	12,908	Đứt 1 mạch
1 – 2	6,391	8,864	34,000	16,456	3,001	6,002	Đứt 1 mạch
NĐ – 7	9,925	13,766	36,00	17,424	4,935	9,870	Đứt 1 mạch
NĐ – 6	6,391	8,864	37,00	17,908	3,266	6,532	Đứt 1 mạch
NĐ – 5	2,907	8,720	80,40	43,011	5,031	10,062	Đứt 1 mạch
			30,9	20,647		2,23	Hồng 1 tổ máy
5 – 8	4,508	7,627	45,40	26,071	3,335	6,670	Đứt 1 mạch
			-4,1	3,707		0,08	Hồng 1 tổ máy
8 – HT	10,500	11,025	4,40	6,227	0,949	1,898	Đứt 1 mạch
			-45,1	-16,137		-5,384	Hồng 1 tổ máy
HT – 3	13,863	19,230	37,00	17,908	7,085	14,170	Đứt 1 mạch
HT – 4	7,604	12,866	43,00	20,812	4,915	9,830	Đứt 1 mạch
HT – 9	11,309	11,874	27,00	13,068	3,806	7,612	Đứt 1 mạch
HT – 10	6,932	9,615	39,00	18,876	3,734	7,468	Đứt 1 mạch

Lấy điện áp thanh góp 110kV làm cơ sở, ta có tổn thất điện áp tới các nút phụ tải như sau:

- *Tổn thất điện áp bình thường:*

Qua bảng 2.15 ta có tổn thất điện áp lúc bình thường lớn nhất:

$$\Delta U_{\max bt}(\%) = \Delta U_{NĐ-1-2 bt} = \Delta U_{NĐ-1 bt} + \Delta U_{1-2 bt} = 6,454 + 3,001 = 9,455\% ;$$

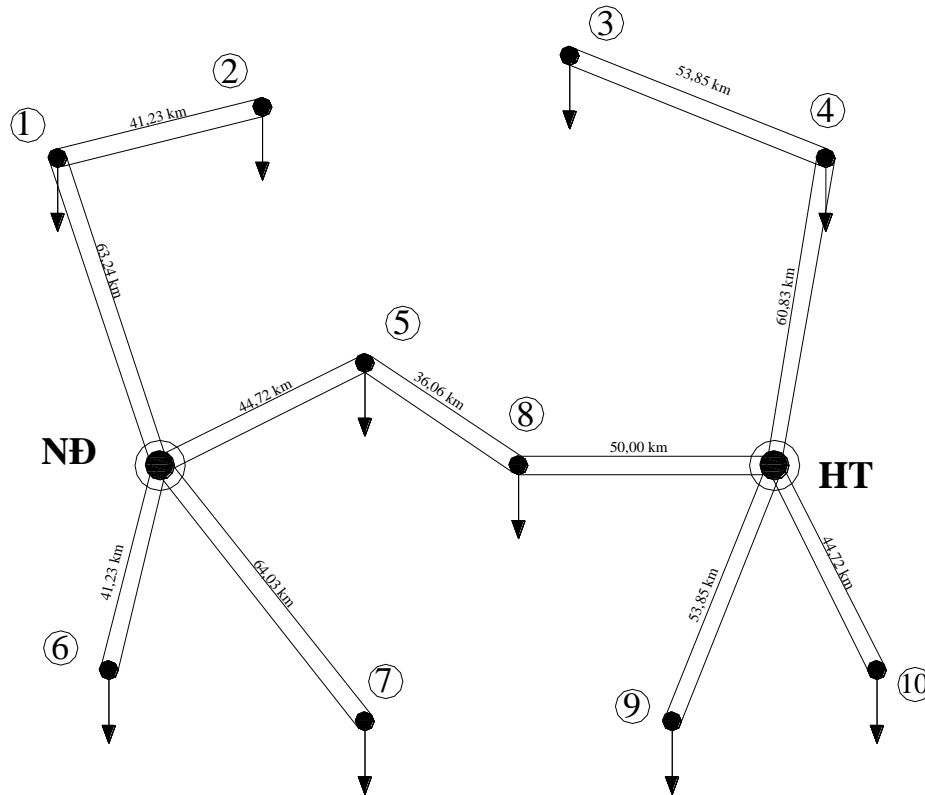
- *Tổn thất điện áp sự cố:*

Qua bảng 2.15 ta có tổn thất điện áp lúc sự cố lớn nhất:

$$\Delta U_{\max \text{ sc}}(\%) = \Delta U_{\text{NĐ} - 1 - 1 \text{ sc}} = 2. \Delta U_{\text{NĐ} - 1 \text{ bt}} + \Delta U_{1 - 2 \text{ bt}} = 2. 6,454 + 3,001 = 15,909\%$$

Kết luận: Phương án 3 đạt tiêu chuẩn kỹ thuật.

#### 2.6.4. Phương án 4



**Hình 2.10** Sơ đồ đi dây phương án 4

#### Chọn kết cấu đường dây và lựa chọn dây dẫn

Tính toán tương tự phương án 3 cho các lộ đường dây ta được bảng kết quả lựa chọn dây dẫn cho phương án sau:

**Bảng 2.16** Tiết diện dây dẫn trên các đường dây phương án 4

Đường dây	L (km)	P (MW)	Q (MVar)	$I_{\max}$ (A)	$F_{kt}$ (mm <sup>2</sup> )	$F_{tc}$ (mm <sup>2</sup> )
NĐ - 1	63,24	69,0	33,396	201,172	182,884	AC-185
1 - 2	41,23	34,0	16,456	99,128	90,116	AC-95
NĐ - 7	64,03	36,0	17,424	104,960	95,418	AC-95
NĐ - 6	41,23	37,0	17,908	107,875	98,068	AC-95
NĐ - 5	44,72	80,40	43,011	239,290	217,536	AC-240
5 - 8	36,06	45,4	26,071	137,392	124,902	AC-120
8 - HT	50,00	4,40	6,227	20,010	18,191	AC-70
HT - 4	60,83	80,0	38,720	233,243	212,039	AC-185

4 – 3	53,85	37,0	17,908	107,875	98,068	AC-95
HT – 9	53,85	27,0	13,068	78,720	71,564	AC-70
HT – 10	44,72	39,0	18,876	113,706	103,369	AC-95

Kiểm tra điều kiện phát nóng dây dẫn

Tính toán tương tự phương án trên ta có bảng kết quả kiểm tra sau:

**Bảng 2.17 Kết quả kiểm tra các đường dây theo điều kiện phát nóng**

Đường dây	L(km)	P(MW)	Q(MVAr)	I <sub>max</sub> (A)	F <sub>tc</sub>	I <sub>sc max</sub> (A)	I <sub>CP</sub> (A)
NĐ – 1	63,24	69,0	33,396	201,172	AC-185	402,344	515
1 – 2	41,23	34,0	16,456	99,128	AC-95	198,256	335
NĐ – 7	64,03	36,0	17,424	104,960	AC-95	209,920	335
NĐ – 6	41,23	37,0	17,908	107,875	AC-95	215,750	335
NĐ – 5	44,72	80,40	43,011	239,290	AC-240	478,580	605
5 – 8	36,06	45,4	26,071	137,392	AC-120	274,784	380
8 – HT	50,00	4,40	6,227	20,010	AC-70	40,020	275
HT – 4	60,83	80,0	38,720	233,243	AC-185	466,486	515
4 – 3	53,85	37,0	17,908	107,875	AC-95	215,750	335
HT – 9	53,85	27,0	13,068	78,720	AC-70	157,440	275
HT – 10	44,72	39,0	18,876	113,706	AC-95	227,412	335

Từ bảng tổng kết trên ta thấy tiết diện dây dẫn các đường dây đã chọn thoả mãn điều kiện phát nóng cho phép.

**Bảng 2.18 Thông số của các đường dây phương án 4**

Đường dây	L (km)	F (mm <sup>2</sup> )	r <sub>0</sub> (Ω/km)	x <sub>0</sub> (Ω/km)	b <sub>0</sub> (10 <sup>-6</sup> S/km)	R <sub>D</sub> (Ω)	X <sub>D</sub> (Ω)	B <sub>D</sub> /2 (10 <sup>-4</sup> S)
NĐ – 1	63,24	AC-185	0,160	0,409	2,780	5,059	12,933	1,758
1 – 2	41,23	AC-95	0,310	0,430	2,640	6,391	8,864	1,088
NĐ – 7	64,03	AC-95	0,310	0,430	2,640	9,925	13,766	1,690
NĐ – 6	41,23	AC-95	0,310	0,430	2,640	6,391	8,864	1,088
NĐ – 5	44,72	AC-240	0,130	0,390	2,860	2,907	8,720	1,279
5 – 8	36,06	AC-120	0,250	0,423	2,690	4,508	7,627	0,970
8 – HT	50,00	AC-70	0,420	0,441	2,570	10,500	11,025	1,285
HT – 4	60,83	AC-185	0,160	0,409	2,780	4,866	12,440	1,691
4 – 3	53,85	AC-95	0,310	0,430	2,640	8,347	11,578	1,422

HT – 9	53,85	AC-70	0,420	0,441	2,570	11,309	11,874	1,384
HT – 10	44,72	AC-95	0,310	0,430	2,640	6,932	9,615	1,181

Tính toán tương tự các phương án trên ta có bảng tổng kết sau:

**Bảng 2.19 Tổn thất điện áp trong chế độ làm việc phương án 4**

Đường dây	R <sub>D</sub> (Ω)	X <sub>D</sub> (Ω)	P(MW)	Q(MVAr)	ΔU <sub>bt</sub> %	ΔU <sub>sc</sub> (%)	Sự cố
NĐ – 1	5,059	12,933	69,00	33,396	6,454	12,908	Đứt 1 mạch
1 – 2	6,391	8,864	34,00	16,456	3,001	6,002	Đứt 1 mạch
NĐ – 7	9,925	13,766	36,00	17,424	4,935	9,870	Đứt 1 mạch
NĐ – 6	6,391	8,864	37,00	17,908	3,266	6,532	Đứt 1 mạch
NĐ – 5	2,907	8,720	80,40	43,011	5,031	10,062	Đứt 1 mạch
			30,9	20,647		2,23	Hồng 1 tổ máy
5 – 8	4,508	7,627	45,40	26,071	3,335	6,670	Đứt 1 mạch
			-4,1	3,707		0,08	Hồng 1 tổ máy
8 – HT	10,500	11,025	4,40	6,227	0,949	1,898	Đứt 1 mạch
			-45,1	-16,137		-5,384	Hồng 1 tổ máy
HT – 4	4,866	12,440	80,00	38,720	7,198	14,396	Đứt 1 mạch
4 – 3	8,347	11,578	37,00	17,908	4,266	8,532	Đứt 1 mạch
HT – 9	11,309	11,874	27,00	13,068	3,806	7,612	Đứt 1 mạch
HT – 10	6,932	9,615	39,00	18,876	3,734	7,468	Đứt 1 mạch

Lấy điện áp thanh góp 110kV làm cơ sở, ta có tổn thất điện áp tới các nút phụ tải như sau:

- *Tổn thất điện áp bình thường:*

Qua bảng 2.19 ta có tổn thất điện áp lúc bình thường lớn nhất:

$$\Delta U_{\max \text{ bt}}(\%) = \Delta U_{\text{bt HT-4-3}}(\%) = \Delta U_{\text{bt HT-4}} + \Delta U_{\text{bt 4-3}} = 7,198 + 4,266 = 11,464\%$$

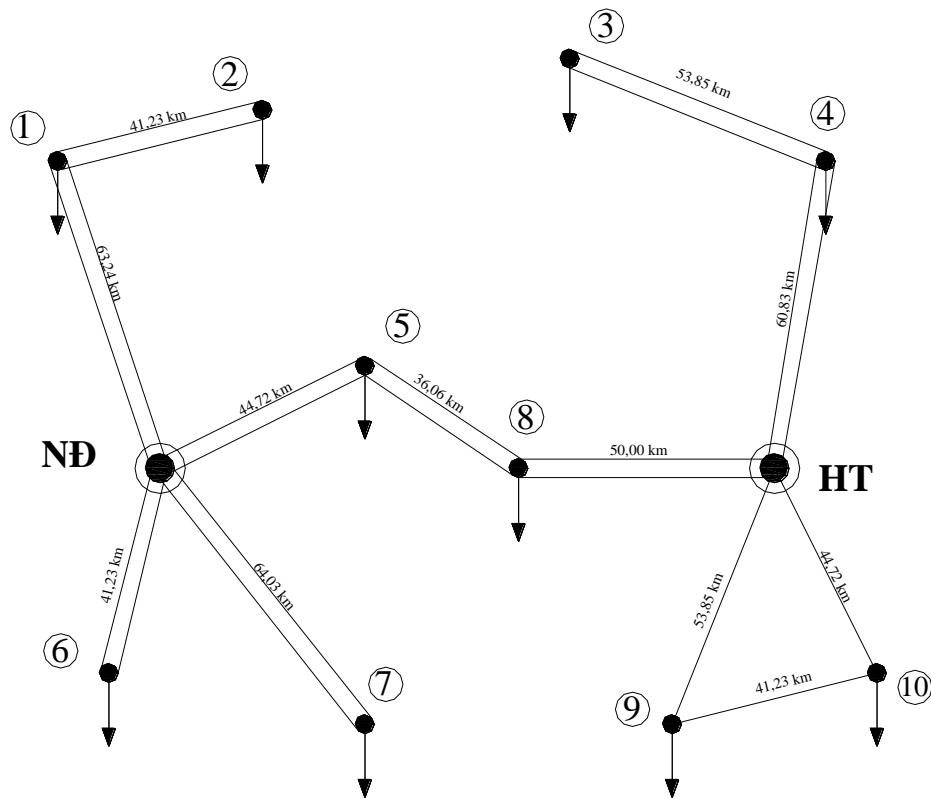
- *Tổn thất điện áp sự cố:*

Qua bảng 2.19 ta có tổn thất điện áp lúc sự cố lớn nhất:

$$\Delta U_{\max \text{ sc}}(\%) = \Delta U_{\text{sc HT-4-3}}(\%) = \Delta U_{\text{sc HT-4}} + \Delta U_{\text{bt 4-3}} = 14,396 + 4,266 = 18,662 \%$$

Kết luận: Phương án 4 đạt tiêu chuẩn kỹ thuật.

## 2.6.5. Phương án 5



**Hình 2.13 Sơ đồ đi dây phương án 5**

Phương án 5 chỉ khác phương án 4 ở mạch vòng HT – 10 – 9 – HT, vì vậy ta xét riêng mạch vòng, các nhánh còn lại tính toán như phương án

Để đơn giản cho tính toán, trước hết ta coi 3 đoạn đường dây trên đồng nhất và có cùng tiết diện, dòng công suất chạy trên các đoạn đường dây của mạch vòng này được xác định như sau:

Dòng công suất chạy trên đoạn HT – 10 :

$$\begin{aligned} \dot{S}_{HT-10} &= \frac{\dot{S}_{10} \times (l_{10-9} + l_{HT-9}) + \dot{S}_9 \times l_{HT-9}}{l_{HT-10} + l_{10-9} + l_{HT-9}} \\ &= \frac{(39 + 18,876j) \times (41,23 + 53,85) + (27 + 13,068j) \times 53,85}{44,72 + 41,23 + 53,85} \\ &= 36,925 + 17,872j \text{ MVA.} \end{aligned}$$

Dòng công suất chạy trên đoạn HT – 9:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{HT-9} &= \dot{S}_9 + \dot{S}_{10} - \dot{S}_{HT-10} = (27 + 13,068j) + (39 + 18,876j) - (36,925 + 17,872j) \\ &= 29,075 + 14,072j \text{ MVA} \end{aligned}$$

Dòng công suất chạy trên đoạn 10 – 9:

$$\dot{S}_{10-9} = \dot{S}_{HT-10} - \dot{S}_{10} = (36,925 + 17,872j) - (39 + 18,876j) = -2,075 - 1,004j \text{ MVA}$$

Nút 10 nhận công suất từ 2 phía vì thế nút 10 là nút phân công suất của mạch vòng HT – 10 – 9 – HT.

Chọn kết cấu đường dây và lựa chọn dây dẫn

Tính chọn dây dẫn cho đoạn mạch vòng HT – 10 – 9 – HT:

Dòng điện cực đại chạy trên đoạn HT – 10:

$$I_{HT-10} = \frac{\sqrt{P_{HT-10}^2 + Q_{HT-10}^2}}{\sqrt{3} \times U_{dm}} \times 10^3 = \frac{\sqrt{36,925^2 + 17,872^2}}{\sqrt{3} \times 110} \times 10^3 = 215,313 \text{ A}$$

$$\Rightarrow F_{HT-10} = \frac{I_{HT-10}}{J_{kt}} = \frac{215,313}{1,1} = 195,739 \text{ mm}^2$$

Ta chọn dây AC-185 với đoạn HT – 10

Dòng điện cực đại chạy trên đoạn 10 – 9:

$$I_{10-9} = \frac{\sqrt{P_{10-9}^2 + Q_{10-9}^2}}{\sqrt{3} \times U_{dm}} \times 10^3 = \frac{\sqrt{2,075^2 + 1,004^2}}{\sqrt{3} \times 110} \times 10^3 = 12,099 \text{ A}$$

$$\Rightarrow F_{10-9} = \frac{I_{10-9}}{J_{kt}} = \frac{12,099}{1,1} = 10,999 \text{ mm}^2$$

Ta chọn dây AC-70 với đoạn 10 – 9

Dòng điện cực đại chạy trên đoạn HT – 9:

$$I_{HT-9} = \frac{\sqrt{P_{HT-9}^2 + Q_{HT-9}^2}}{\sqrt{3} \times U_{dm}} \times 10^3 = \frac{\sqrt{29,075^2 + 14,072^2}}{\sqrt{3} \times 110} \times 10^3 = 169,538 \text{ A}$$

$$\Rightarrow F_{HT-9} = \frac{I_{HT-9}}{J_{kt}} = \frac{169,538}{1,1} = 154,125 \text{ mm}^2$$

Ta chọn dây AC-150 với đoạn HT – 9

Tính toán cho các lộ đường dây khác tương tự phương án 4 ta có bảng số liệu sau:

**Bảng 2.20 Tiết diện dây dẫn trên các đường dây phương án 5**

Đường dây	L (km)	P (MW)	Q (MVar)	$I_{\max}$ (A)	$F_{kt}$ (mm <sup>2</sup> )	$F_{tc}$ (mm <sup>2</sup> )
NĐ – 1	63,24	69,000	33,396	201,172	182,884	AC-185
1 – 2	41,23	34,000	16,456	99,128	90,116	AC-95
NĐ – 7	64,03	36,000	17,424	104,960	95,418	AC-95
NĐ – 6	41,23	37,000	17,908	107,875	98,068	AC-95
NĐ – 5	44,72	80,400	43,011	239,290	217,536	AC-240
5 – 8	36,06	45,400	26,071	137,392	124,902	AC-120
8 – HT	50,00	4,400	6,227	20,010	18,191	AC-70
HT – 4	60,83	80,000	38,720	233,243	212,039	AC-185
4 – 3	53,85	37,000	17,908	107,875	98,068	AC-95
HT – 9	53,85	29,075	14,072	169,538	154,125	AC-150
HT – 10	44,72	36,925	17,872	215,313	195,739	AC-185
10 – 9	41,23	2,075	1,004	12,099	10,999	AC-70

Kiểm tra điều kiện phát nóng dây dẫn

Tính toán tương tự cho các đường dây như các phương án khác ta có bảng kết quả kiểm tra sau:

**Bảng 2.21 Kết quả kiểm tra các đường dây theo điều kiện phát nóng phương án 5**

Đường dây	L(km)	P(MW)	Q(MVar)	$I_{\max}$ (A)	$F_{tc}$	$I_{sc \max}$ (A)	$I_{CP}$ (A)
NĐ – 1	63,24	69,000	33,396	201,172	AC-185	402,344	515
1 – 2	41,23	34,000	16,456	99,128	AC-95	198,256	335
NĐ – 7	64,03	36,000	17,424	104,960	AC-95	209,920	335
NĐ – 6	41,23	37,000	17,908	107,875	AC-95	215,750	335
NĐ – 5	44,72	80,400	43,011	239,290	AC-240	478,580	605
5 – 8	36,06	45,400	26,071	137,392	AC-120	274,784	380
8 – HT	50,00	4,400	6,227	20,010	AC-70	40,020	275
HT – 4	60,83	80,000	38,720	233,243	AC-185	466,486	515
4 – 3	53,85	37,000	17,908	107,875	AC-95	215,750	335
HT – 9	53,85	29,075	14,072	169,538	AC-150		445
HT – 10	44,72	36,925	17,872	215,313	AC-185		515
10 – 9	41,23	2,075	1,004	12,099	AC-70		275

Từ bảng tổng kết trên ta thấy tiết diện dây dẫn các đường dây đã chọn thỏa mãn điều kiện phát nóng cho phép.



Tính toán tương tự phương án 1 cho các đường dây ta được:  
*Kiểm tra điều kiện phát nóng cho đoạn mạch vòng HT – 10 – 9 – HT*  
 Trường hợp ngừng đường dây HT – 10:

$$I_{sc_{9-10}} = \frac{\sqrt{P_{10}^2 + Q_{10}^2}}{\sqrt{3} \times U_{dm}} \times 10^3 = \frac{\sqrt{39^2 + 18,876^2}}{\sqrt{3} \times 110} \times 10^3 = 227,412 \text{ A}$$

$$I_{sc_{HT-9}} = \frac{\sqrt{(P_9 + P_{10})^2 + (Q_9 + Q_{10})^2}}{\sqrt{3} \times U_{dm}} \times 10^3 = \frac{\sqrt{66,00^2 + 31,944^2}}{\sqrt{3} \times 110} \times 10^3 = 384,852 \text{ A}$$

Đường dây	L (km)	F (mm <sup>2</sup> )	r <sub>0</sub> (Ω/km)	x <sub>0</sub> (Ω/km)	b <sub>0</sub> (10 <sup>-6</sup> S/km)	R <sub>D</sub> (Ω)	X <sub>D</sub> (Ω)	B <sub>D</sub> /2 (10 <sup>-4</sup> S)
NĐ – 1	63,24	AC-185	0,160	0,409	2,780	5,059	12,933	1,758
1 – 2	41,23	AC-95	0,310	0,430	2,640	6,391	8,864	1,088
NĐ – 7	64,03	AC-95	0,310	0,430	2,640	9,925	13,766	1,690
NĐ – 6	41,23	AC-95	0,310	0,430	2,640	6,391	8,864	1,088
NĐ – 5	44,72	AC-240	0,130	0,390	2,860	2,907	8,720	1,279
5 – 8	36,06	AC-120	0,250	0,423	2,690	4,508	7,627	0,970
8 – HT	50,00	AC-70	0,420	0,441	2,570	10,500	11,025	1,285
HT – 4	60,83	AC-185	0,160	0,409	2,780	4,866	12,440	1,691
4 – 3	53,85	AC-95	0,310	0,430	2,640	8,347	11,578	1,422
HT – 9	53,85	AC-150	0,190	0,415	2,740	10,232	22,348	0,738
HT – 10	44,72	AC-185	0,160	0,409	2,780	7,155	18,290	0,622
10 – 9	41,23	AC-70	0,420	0,441	2,570	17,317	18,182	0,530

*Tính ΔU trong chế độ bình thường và sự cố*

*Tổn thất điện áp trong chế độ làm việc bình thường*

Xét mạch vòng HT – 10 – 9 – HT, trong mạch vòng này có 1 điểm phân chia công suất là nút 5, nghĩa là tổn thất điện áp lớn nhất trong mạch vòng:

$$\text{Ta có: } \Delta U_{bt_{HT-10}} \% = \frac{P_{HT-10} \times R_{HT-10} + Q_{HT-10} \times X_{HT-10}}{U_{dm}^2} \times 100 \%$$

$$\Rightarrow \Delta U_{bt_{HT-10}} = \frac{36,93 \times 7,155 + 17,872 \times 18,290}{110^2} \times 100\% = 4,885 \%$$

$$\text{Vậy } \Delta U_{\max bt MV} (\%) = \Delta U_{bt_{HT-10}} = 4,885 \%$$

Các đoạn đường dây còn lại tính tương tự phương án 4  
*Tổn thất điện áp khi có sự cố nặng nề nhất*

Xét mạch vòng HT – 10 – 9 – HT:

+ Khi ngừng đoạn dây HT – 9:

- Tổng thất điện áp trên đoạn HT – 10:

$$\begin{aligned}\Delta U_{sc\ HT-10} &= \frac{P_{sc\ HT-10} \times R_{HT-10} + Q_{sc\ HT-10} \times X_{HT-10}}{U_{dm}^2} \times 100\% \\ &= \frac{66 \times 7,602 + 31,944 \times 18,290}{110^2} \times 100\% = 8,975\%\end{aligned}$$

- Tổng thất điện áp trên đoạn 10 – 9:

$$\begin{aligned}\Delta U_{sc\ 10-9} &= \frac{P_{sc\ 10-9} \times R_{10-9} + Q_{sc\ 10-9} \times X_{10-9}}{U_{dm}^2} \times 100\% \\ &= \frac{27 \times 18,966 + 13,068 \times 18,141}{110^2} \times 100\% = 6,191\%\end{aligned}$$

+ Khi ngừng đoạn dây HT – 10:

- Tổng thất điện áp trên đoạn HT – 9:

$$\begin{aligned}\Delta U_{sc\ HT-9} &= \frac{P_{sc\ HT-9} \times R_{HT-9} + Q_{sc\ HT-9} \times X_{HT-9}}{U_{dm}^2} \times 100\% \\ &= \frac{66 \times 11,309 + 31,944 \times 22,402}{110^2} \times 100\% = 12,083\%\end{aligned}$$

- Tổng thất điện áp trên đoạn 9 – 10:

$$\begin{aligned}\Delta U_{sc\ 9-10} &= \frac{P_{sc\ 9-10} \times R_{9-10} + Q_{sc\ 9-10} \times X_{9-10}}{U_{dm}^2} \times 100\% \\ &= \frac{39 \times 18,966 + 18,876 \times 18,141}{110^2} \times 100\% = 8,943\%\end{aligned}$$

Từ các kết quả trên nhận thấy rằng, đối với mạch vòng đã cho, sự cố nguy hiểm nhất xảy ra khi ngừng đoạn HT – 10. Trong trường hợp này tổng thất điện áp lớn nhất:

$$\Delta U_{\max\ sc\ MV} \% = \Delta U_{sc\ HT-9} + \Delta U_{sc\ 9-10} = 12,083\% + 8,943\% = 21,026\%$$

Tính toán cho các đoạn đường dây còn lại tương tự.

**Bảng 2.23 Tổn thất điện áp trong chế độ làm việc phương án 5**

Đường dây	R <sub>D</sub> (Ω)	X <sub>D</sub> (Ω)	P(MW)	Q(MVAr)	ΔU <sub>bt</sub> %	ΔU <sub>sc</sub> (%)	Sự cố
NĐ – 1	5,059	12,933	69,00	33,396	6,454	12,908	Đứt 1 mạch
1 – 2	6,391	8,864	34,00	16,456	3,001	6,002	Đứt 1 mạch
NĐ – 7	9,925	13,766	36,00	17,424	4,935	9,870	Đứt 1 mạch
NĐ – 6	6,391	8,864	37,00	17,908	3,266	6,532	Đứt 1 mạch
NĐ – 5	2,907	8,720	80,40	43,011	5,031	10,062	Đứt 1 mạch
			30,9	20,647		2,23	Hông 1 tổ máy
5 – 8	4,508	7,627	45,40	26,071	3,335	6,670	Đứt 1 mạch
			-4,1	3,707		0,08	Hông 1 tổ máy
8 – HT	10,500	11,025	4,40	6,227	0,949	1,898	Đứt 1 mạch
			-45,1	-16,137		-5,384	Hông 1 tổ máy
HT – 4	4,866	12,440	80,00	38,720	7,198	14,396	Đứt 1 mạch
4 – 3	8,347	11,578	37,00	17,908	4,266	8,532	Đứt 1 mạch
HT – 9	10,232	22,348	29,08	14,072	5,058	8,975	Đứt 1 mạch HT-10
HT – 10	7,155	18,290	36,93	17,872	4,885	12,083	Đứt 1 mạch HT-9
10 – 9	17,317	18,182	2,08	1,004	0,448	8,943	Đứt 1 mạch HT-10

Lấy điện áp thanh góp 110kV làm cơ sở, ta có tổn thất điện áp tới các nút phụ tải như sau:

- *Tổn thất điện áp bình thường:*

Qua bảng 2.23 ta có tổn thất điện áp lúc bình thường lớn nhất:

$$\Delta U_{\max}$$

$$\Delta U_{bt}(\%) = \Delta U_{btHT-4-3}(\%) = \Delta U_{btHT-4} + \Delta U_{bt4-3} = 7,198 + 4,266 = 11,464\%$$

- *Tổn thất điện áp sự cố:*

Qua bảng 2.23 ta có tổn thất điện áp lúc sự cố lớn nhất:

$$\Delta U_{\max sc MV} \% = \Delta U_{scHT-9} + \Delta U_{sc9-10} = 12,083\% + 8,943\% = 21,026\% > 20\%$$

**Kết luận:** Phương án 5 không đạt tiêu chuẩn kĩ thuật.

**Bảng 2.24 Tổng kết thông số kỹ thuật các phương án**

Phương án	1	2	3	4	5
$\Delta U_{\max \text{ bt}} \%$	8,366	11,464	9,455	11,464	11,464
$\Delta U_{\max \text{ SC}} \%$	13,397	18,662	15,909	18,662	21,026

*Nhận xét:* Các phương án 1, 2, 3, 4 được lựa chọn để tiến hành so sánh về các chỉ tiêu kinh tế chọn ra phương án tối ưu

### 2.7. PHƯƠNG PHÁP KINH TẾ

Các phương án 1, 2, 3, 4 được lựa chọn để tiến hành so sánh kinh tế - kỹ thuật.

Vì các phương án so sánh của mạng điện đều có cùng điện áp định mức, do đó để đơn giản không cần tính vốn đầu tư vào các trạm hạ áp.

Tiêu chuẩn để so sánh các phương án về mặt kinh tế là chi phí tính toán hàng năm phải nhỏ nhất. Hàm chi phí tính toán hàng năm của mỗi phương án được xác định theo hàm chi phí tính toán:

$$Z = (a_{vh} + a_{tc}) \times K + \Delta A.c \quad (\text{đồng/năm}) \quad (5-1)$$

Trong đó

$a_{vh}$ : hệ số vận hành bao gồm khấu hao, tu sửa thường kỳ và phục vụ các đường dây của mạng điện, khi tính toán với đường dây cột thép ta lấy  $a_{vh} = 0,07$ .

$a_{tc}$ : hệ số định mức hiệu quả hay hệ số hiệu quả vốn đầu tư, lấy  $a_{tc} = 0,125$ .

$K$ : vốn đầu tư của từng mạng điện.

$$K = \sum k_{0i} \times L_i \quad (5-2)$$

$k_{0i}$ : giá trị tiền cho 1 km đường dây một mạch thứ  $i$ . Đối với đường dây lộ kép thì giá trị tiền tăng 1,6 lần so với lộ đơn. (đ/km)

$L_i$ : chiều dài đoạn đường dây thứ  $i$ . (km)

$\Delta A$ : tổng tổn thất điện năng trong mạng điện.

$$\Delta A = \sum \Delta P_i \times \tau \quad (5-3)$$

$\Delta P_i$ : tổn thất công suất tác dụng trên đoạn đường dây thứ  $i$ .

$$\Delta P_i = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{dm}^2} \times R_i \quad (5-4)$$

$\tau$ : thời gian tổn thất công suất lớn nhất

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \times 10^{-4})^2 \times 8760 \quad (\text{h}) \quad (5-5)$$

Đề bài cho  $T_{\max} = 5000 \text{ h}$  do đó  $\tau = 3410,934 \text{ h}$ .

c: giá 1 kWh điện năng tổn thất: 1500 đồng

Dự kiến các phương án dùng đường dây trên không đi trên cột bê tông cốt thép.

Bảng tổng hợp suất giá đầu tư cho 1 km đường dây trên không cấp điện áp 110 kV

**Bảng 2.25 Suất giá đầu tư cho đường dây trên không cấp điện áp 110 kV**

Loại dây dẫn	Giá 1 lộ (10 <sup>6</sup> đ/km)	2 lộ trên 1 cột (10 <sup>6</sup> đ/km)
AC-70	2010	2440
AC-95	2040	2520
AC-120	2230	2640
AC-150	2410	3130
AC-185	2510	3430
AC-240	3150	4250
AC-300	3700	4890

### 2.7.1 PHƯƠNG ÁN 1

*Tính tổn thất công suất tác dụng trên các đường dây*

Tổn thất công suất tác dụng được xác định theo các số liệu ở bảng 4.4

Tổn thất công suất tác dụng trên đường dây NĐ – 1:

$$\Delta P_{\text{NĐ-1}} = \frac{P_{\text{NĐ-1}}^2 + Q_{\text{NĐ-1}}^2}{U_{\text{dm}}^2} \times R_{\text{NĐ-1}} = \frac{35,0^2 + 16,940^2}{110^2} \times 9,802 = 1,225 \text{ MW}$$

Tính tổn thất công suất trên các đường dây còn lại được tiến hành tương tự.

Kết quả tính toán tổn thất công suất tác dụng trên các đường dây được tổng hợp ở bảng 5.2.

*Tính vốn đầu tư xây dựng mạng điện:*

Vốn đầu tư xây dựng đường dây NĐ – 1:

$$K_{\text{NĐ-1}} = k_{0\text{NĐ-1}} \times L_{\text{NĐ-1}} \quad (5-6)$$

$$\Rightarrow K_{\text{NĐ-1}} = 2520 \times 63,24 = 159364,800.10^6 \text{ đ}$$

Kết quả tính vốn đầu tư xây dựng các đường dây cho trong bảng 5.2

**Bảng 2.26 Tổn thất công suất và vốn đầu tư xây dựng các đường dây của phương án 1**

Đoạn	P <sub>i</sub>	Q <sub>i</sub>	Loại dây	L <sub>i</sub>	R <sub>i</sub>	ΔP <sub>i</sub>	k <sub>0i</sub> (10 <sup>6</sup> đ/km)	K(10 <sup>6</sup> đ)
NĐ – 1	35,0	16,940	AC-95	63,24	9,802	1,225	2520	159364,800
NĐ – 2	34,0	16,456	AC-95	72,80	11,284	1,331	2520	183456,000
NĐ – 7	36,0	17,424	AC-95	64,03	9,925	1,312	2520	161355,600
NĐ – 6	37,0	17,908	AC-95	41,23	6,391	0,892	2520	103899,600
NĐ – 5	80,4	43,011	AC-240	44,72	2,907	1,997	4250	190060,000
5 – 8	45,4	26,071	AC-120	36,06	4,508	1,021	2640	95198,400
8 – HT	4,4	6,227	AC-70	50,00	10,500	0,050	2440	122000,000
HT – 3	37,0	17,908	AC-95	89,44	13,863	1,936	2520	225388,800
HT – 4	43,0	20,812	AC-120	60,83	7,604	1,434	2640	160591,200
HT – 9	27,0	13,068	AC-70	53,85	11,309	0,841	2440	131394,000
HT – 10	39,0	18,876	AC-95	44,72	6,932	1,075	2520	112694,400
<b>Tổng</b>						<b>13,114</b>		<b>1645402,800</b>

Xác định chi phí vận hành hàng năm:

Tổng các chi phí vận hành hàng năm được xác định theo công thức:

$$Y = a_{vh} \cdot K + \Delta A \cdot c$$

(5-7)

Thời gian tổn thất công suất lớn nhất:  $\tau = 3410,934h$

Tổn thất điện năng trong mạng điện có giá trị:

$$\Delta A = \sum \Delta P_i \times \tau = 13,114 \times 3410,934 = 44730,988 \text{ MWh}$$

Chi phí vận hành hàng năm:

$$Y = a_{vh} \cdot K + \Delta A \cdot c = 0,07 \times 1645402,800 \cdot 10^6 + 44730,988 \times 10^3 \times 1500 = 182274,678 \times 10^6 \text{ đ}$$

Chi phí tính toán hàng năm:

$$Z = a_{tc} \cdot K + Y = 0,125 \times 1645402,800 \times 10^6 + 182274,678 \times 10^6 = 387950,028 \times 10^6 \text{ đ}$$

## 2.7.2 PHƯƠNG ÁN 2

Tính toán hoàn toàn tương tự phương án 1, các kết quả tính tổn thất công suất và vốn đầu tư của phương án này cho ở bảng 2.27

**Bảng 2.27 Tổn thất công suất và vốn đầu tư xây dựng các đường dây của phương án 2**

Đoạn	P <sub>i</sub>	Q <sub>i</sub>	Loại dây	L <sub>i</sub>	R <sub>i</sub>	ΔP <sub>i</sub>	k <sub>0i</sub> (10 <sup>6</sup> đ/km)	K(10 <sup>6</sup> đ)
NĐ – 1	35,00	16,940	AC-95	63,24	9,802	1,225	2520	159364,800
NĐ – 2	34,00	16,456	AC-95	72,80	11,284	1,331	2520	183456,000
NĐ – 7	36,00	17,424	AC-95	64,03	9,925	1,312	2520	161355,600
NĐ – 6	37,00	17,908	AC-95	41,23	6,391	0,892	2520	103899,600
NĐ – 5	80,40	43,011	AC-240	44,72	2,907	1,997	4250	190060,000
5 – 8	45,40	26,071	AC-120	36,06	4,508	1,021	2640	95198,400
8 – HT	4,40	6,227	AC-70	50,00	10,500	0,050	2440	122000,000
HT – 4	80,00	38,720	AC-185	60,83	4,866	3,177	3430	208646,900
4 – 3	37,00	17,908	AC-95	53,85	8,347	1,166	2520	135702,000
HT – 9	27,00	13,068	AC-70	53,85	11,309	0,841	2440	131394,000
HT – 10	39,00	18,876	AC-95	44,72	6,932	1,075	2520	112694,400
<b>Tổng</b>						<b>14,087</b>		<b>1603771,700</b>

Xác định chi phí vận hành hàng năm:

Tổn thất điện năng trong mạng điện có giá trị:

$$\Delta A = \sum \Delta P_i \times \tau = 14,087 \times 3410,934 = 48049,827 \text{ MWh}$$

Chi phí vận hành hàng năm:

$$Y = a_{\text{vh}} \cdot K + \Delta A \cdot c = 0,07 \times 1603771,700 \cdot 10^6 + 48049,827 \times 10^3 \times 1500 = 184338,76 \times 10^6 \text{ đ}$$

Chi phí tính toán hàng năm:

$$Z = a_{\text{tc}} \cdot K + Y = 0,125 \times 1603771,700 \times 10^6 + 184338,76 \times 10^6 = 384810,223 \times 10^6 \text{ đ}$$

### 2.7.3 PHƯƠNG ÁN 3

Tính toán hoàn toàn tương tự phương án 1, các kết quả tính tổn thất công suất và vốn đầu tư của phương án này cho ở bảng 2.28

**Bảng 2.28 Tổn thất công suất và vốn đầu tư xây dựng các đường dây của phương án 3**

Đoạn	P <sub>i</sub>	Q <sub>i</sub>	Loại dây	L <sub>i</sub>	R <sub>i</sub>	ΔP <sub>i</sub>	k <sub>0i</sub> (10 <sup>6</sup> đ/km)	K(10 <sup>6</sup> đ)
NĐ – 1	69,0	33,396	AC-185	63,24	5,059	2,457	3430	216913,200
1 – 2	34,0	16,456	AC-95	41,23	6,391	0,754	2520	103899,600
NĐ – 7	36,0	17,424	AC-95	64,03	9,925	1,312	2520	161355,600
NĐ – 6	37,0	17,908	AC-95	41,23	6,391	0,892	2520	103899,600
NĐ – 5	80,4	43,011	AC-240	44,72	2,907	1,997	4250	190060,000
5 – 8	45,4	26,071	AC-120	36,06	4,508	1,021	2640	95198,400
8 – HT	4,4	6,227	AC-70	50,00	10,500	0,050	2440	122000,000
HT – 3	37,0	17,908	AC-95	89,44	13,863	1,936	2520	225388,800
HT – 4	43,0	20,812	AC-120	60,83	7,604	1,434	2640	160591,200
HT – 9	27,0	13,068	AC-70	53,85	11,309	0,841	2440	131394,000
HT – 10	39,0	18,876	AC-95	44,72	6,932	1,075	2520	112694,400
<b>Tổng</b>						<b>13,769</b>		<b>1623394,800</b>

Xác định chi phí vận hành hàng năm:

Tổn thất điện năng trong mạng điện có giá trị:

$$\Delta A = \sum \Delta P_i \times \tau = 13,769 \times 3410,934 = 46965,15 \text{ MWh}$$

Chi phí vận hành hàng năm:

$$Y = a_{vh} \cdot K + \Delta A \cdot c = 0,07 \times 1623394,800 \cdot 10^6 + 46965,15 \times 10^3 \times 1500 = 184085,361 \times 10^6 \text{ đ}$$

Chi phí tính toán hàng năm:

$$Z = a_{tc} \cdot K + Y = 0,125 \times 1623394,800 \times 10^6 + 184085,361 \times 10^6 = 387009,711 \times 10^6 \text{ đ}$$

### 2.7.4 PHƯƠNG ÁN 4

Tính toán hoàn toàn tương tự phương án 1, các kết quả tính tổn thất công suất và vốn đầu tư của phương án này cho ở bảng 5.5

**Bảng 2.29 Tổn thất công suất và vốn đầu tư xây dựng các đường dây của phương án 4**

Đoạn	P <sub>i</sub>	Q <sub>i</sub>	Loại dây	L <sub>i</sub>	R <sub>i</sub>	ΔP <sub>i</sub>	k <sub>0i</sub> (10 <sup>6</sup> đ/km)	K(10 <sup>6</sup> đ)
NĐ – 1	69,0	33,396	AC-185	63,24	5,059	2,457	3430	216913,200
1 – 2	34,0	16,456	AC-95	41,23	6,391	0,754	2520	103899,600
NĐ – 7	36,0	17,424	AC-95	64,03	9,925	1,312	2520	161355,600



NĐ – 6	37,0	17,908	AC-95	41,23	6,391	0,892	2520	103899,600
NĐ – 5	80,4	43,011	AC-240	44,72	2,907	1,997	4250	190060,000
5 – 8	45,4	26,071	AC-120	36,06	4,508	1,021	2640	95198,400
8 – HT	4,4	6,227	AC-70	50,00	10,500	0,050	2440	122000,000
HT – 4	80,0	38,720	AC-185	60,83	4,866	3,177	3430	208646,900
4 – 3	37,0	17,908	AC-95	53,85	8,347	1,166	2520	135702,000
HT – 9	27,0	13,068	AC-70	53,85	11,309	0,841	2440	131394,000
HT – 10	39,0	18,876	AC-95	44,72	6,932	1,075	2520	112694,400
<b>Tổng</b>							<b>14,742</b>	<b>1581763,700</b>

*Xác định chi phí vận hành hàng năm:*

Tồn thất điện năng trong mạng điện có giá trị:

$$\Delta A = \sum \Delta P_i \times \tau = 14,742 \times 3410,934 = 50283,989 \text{ MWh}$$

Chi phí vận hành hàng năm:

$$Y = a_{\text{vh}} \cdot K + \Delta A \cdot c = 0,07 \times 1581763,700 \cdot 10^6 + 50283,989 \times 10^3 \times 1500 = 186149,443 \times 10^6 \text{ đ}$$

Chi phí tính toán hàng năm:

$$Z = a_{\text{tc}} \cdot K + Y = 0,125 \times 1581763,700 \cdot 10^6 + 186149,443 \times 10^6 = 383869,906 \times 10^6 \text{ đ}$$

**Bảng 2.31 Tổng kết các phương án**

Các chỉ tiêu	Phương án				
	1	2	3	4	5
$\Delta U_{\text{max bt}} \%$	<b>8,366</b>	11,464	9,455	11,464	11,464
$\Delta U_{\text{max SC}} \%$	<b>13,397</b>	18,662	15,909	18,662	21,026
$\Delta A (\text{MWh})$	<b>44730,988</b>	48049,827	46965,15	50283,989	
$K (10^6 \text{ đ})$	<b>1645402,800</b>	1603771,700	1623394,800	1581763,700	
$Z (10^6 \text{ đ})$	<b>387950,028</b>	384810,223	387009,711	383869,906	

**Nhận xét:** Ta thấy các phương án hàm chi phí tính toán không lệch nhau quá 2,5% nên coi như tương đương về mặt kinh tế, nhưng phương án 1 có tổn thất điện áp nhỏ nhất, vậy chọn phương án 1 là phương án hợp lý để thiết kế.

## 2.8. CHỌN MÁY BIẾN ÁP

### 2.8.1. Nguyên tắc chung

Để chọn máy biến áp ta dựa vào một số nguyên tắc chung sau:

*a. Tính chất hệ tiêu thụ*

Do đặc điểm, tính chất của các phụ tải có cả phụ tải loại I và loại III, vì vậy để đảm bảo cung cấp điện cho các hộ:

+ Phụ tải loại I: đặt 2 máy biến áp 3 pha 2 dây quấn trong mỗi trạm.

+ Phụ tải loại III: đặt 1 máy biến áp 3 pha 2 dây quấn trong mỗi trạm.

*b. Dựa vào công suất và điện áp phụ tải*

Theo nhiệm vụ thiết kế, điện áp danh định phía thứ cấp là 22 kV, còn điện áp sơ cấp đã chọn là 110 kV. Nghĩa là các máy biến áp đều cần có hai cấp điện áp, vì vậy ta chọn máy biến áp 3 pha hai dây quấn.

Công suất của mỗi MBA trong trạm n máy được lựa chọn theo công thức sau:

$$S_{dm\ BA} \geq \frac{S_{pt\ max}}{k(n-1)} \quad (6-1)$$

Trong đó:

$S_{dm\ BA}$ : công suất định mức của MBA

$S_{pt\ max}$ : công suất phụ tải ở chế độ cực đại.

k: hệ số quá tải ( $k = 1,4$ ).

n: số MBA làm việc song song trong trạm biến áp ( $n = 2$ )

Nếu số trạm được đặt 1 MBA thì công suất mỗi MBA được lựa chọn theo công thức sau:

$$S_{dm\ BA} \geq S_{pt\ max} \quad (6-2)$$

*c. Nhiệt đới hóa các máy biến áp*

Ta coi các MBA đã được tiêu chuẩn hoá theo điều kiện khí hậu Việt Nam, cho nên không phải hiệu chỉnh công suất theo nhiệt độ.

*d. Xét khả năng quá tải của các máy biến áp*

Tại các trạm có hai máy biến áp vận hành song song thì công suất định mức của mỗi máy biến áp được chọn sao cho khi sự cố một máy biến áp thì máy biến áp còn lại phải đáp ứng được yêu cầu của phụ tải, có lưu ý đến khả năng quá tải cho phép là 40% trong thời gian không quá 6 giờ một ngày và trong 5 ngày đêm ( $k_{qtsc} = 1,4$ ).

*e. Căn cứ vào vị trí của phụ tải*

## **2.8.2. Tính toán chọn máy biến áp cho từng trạm**

*a. Chọn máy biến áp cho các trạm hạ áp phụ tải*

$$\text{Trạm biến áp 1: } S_{\text{dm BA}} \geq \frac{38,884}{1,4} = 27,774 \rightarrow S_{\text{dm BA}} = 32 \text{ MVA}$$

$$\text{Trạm biến áp 2: } S_{\text{dm BA}} \geq \frac{37,773}{1,4} = 26,981 \rightarrow S_{\text{dm BA}} = 32 \text{ MVA}$$

$$\text{Trạm biến áp 3: } S_{\text{dm BA}} \geq \frac{41,106}{1,4} = 29,361 \rightarrow S_{\text{dm BA}} = 32 \text{ MVA}$$

$$\text{Trạm biến áp 4: } S_{\text{dm BA}} \geq \frac{47,772}{1,4} = 34,123 \rightarrow S_{\text{dm BA}} = 40 \text{ MVA}$$

$$\text{Trạm biến áp 5: } S_{\text{dm BA}} \geq \frac{38,884}{1,4} = 27,774 \rightarrow S_{\text{dm BA}} = 32 \text{ MVA}$$

$$\text{Trạm biến áp 6: } S_{\text{dm BA}} \geq \frac{41,106}{1,4} = 29,361 \rightarrow S_{\text{dm BA}} = 32 \text{ MVA}$$

$$\text{Trạm biến áp 7: } S_{\text{dm BA}} \geq \frac{39,995}{1,4} = 28,568 \rightarrow S_{\text{dm BA}} = 32 \text{ MVA}$$

$$\text{Trạm biến áp 8: } S_{\text{dm BA}} \geq \frac{45,550}{1,4} = 32,536 \rightarrow S_{\text{dm BA}} = 40 \text{ MVA}$$

$$\text{Trạm biến áp 9: } S_{\text{dm BA}} \geq \frac{29,996}{1,4} = 21,426 \rightarrow S_{\text{dm BA}} = 25 \text{ MVA}$$

$$\text{Trạm biến áp 10: } S_{\text{dm BA}} \geq \frac{43,328}{1,4} = 30,949 \rightarrow S_{\text{dm BA}} = 32 \text{ MVA}$$

**Bảng 2.31 Thông số máy biến áp cho các trạm hạ áp phụ tải**

Trạm BA	S <sub>dm</sub> (MVA)	Số liệu kỹ thuật						Số liệu tính toán			Số máy BA
		U <sub>dm</sub> (kV)		U <sub>n</sub> %	ΔP <sub>N</sub> (kW)	ΔP <sub>0</sub> (kW)	I <sub>0</sub> %	R (Ω)	X (Ω)	ΔQ <sub>0</sub> (kVAr)	
		Cao	Hạ								
1	32	121	24,2	10,5	145	35	0,75	1,87	43,5	240	2
2	32	121	24,2	10,5	145	35	0,75	1,87	43,5	240	2
3	32	121	24,2	10,5	145	35	0,75	1,87	43,5	240	2
4	40	121	24,2	10,5	175	42	0,70	1,44	34,8	280	2
5	32	121	24,2	10,5	145	35	0,75	1,87	43,5	240	2
6	32	121	24,2	10,5	145	35	0,75	1,87	43,5	240	2
7	32	121	24,2	10,5	145	35	0,75	1,87	43,5	240	2
8	40	121	24,2	10,5	175	42	0,70	1,44	34,8	280	2
9	25	121	24,2	10,5	120	29	0,80	2,54	55,9	200	2
10	32	121	24,2	10,5	145	35	0,75	1,87	43,5	240	2

*b. Chọn máy biến áp cho các trạm tăng áp nhà máy điện*

Tại nhà máy điện dùng sơ đồ nối bộ, cần 3 MBA tăng áp loại 3 pha 2 dây quấn.

Do MBA nối bộ với máy phát điện, nên công suất của MBA được chọn theo điều kiện sau:

$$S_{dm\ BA} \geq S_{dmF} = \frac{P_{dmF}}{\cos \varphi}$$

Trong đó

$S_{dm\ BA}$ : công suất định mức của MBA

$S_{dmF}$ : công suất định mức của máy phát điện

$P_{dmF}$ : công suất định mức của máy phát.

Nhà máy nhiệt điện có:

$$S_{dm\ BA} \geq S_{dmF} = \frac{P_{dmF}}{\cos \varphi} = \frac{100}{0,85} = 117,647\ MVA$$

Vậy chọn MBA tăng áp ở nhà máy nhiệt điện có công suất là:  $S_{dmBA} = 125\ MVA$

Đối với nhà máy nhiệt điện: chọn 6 máy biến áp 3 pha 2 cuộn dây có  $S_{dmBA} = 125\ MVA$ , kí hiệu là TDH – 125000/110

**Bảng 2.32 Thông số máy biến áp cho các trạm tăng áp nhà máy điện**

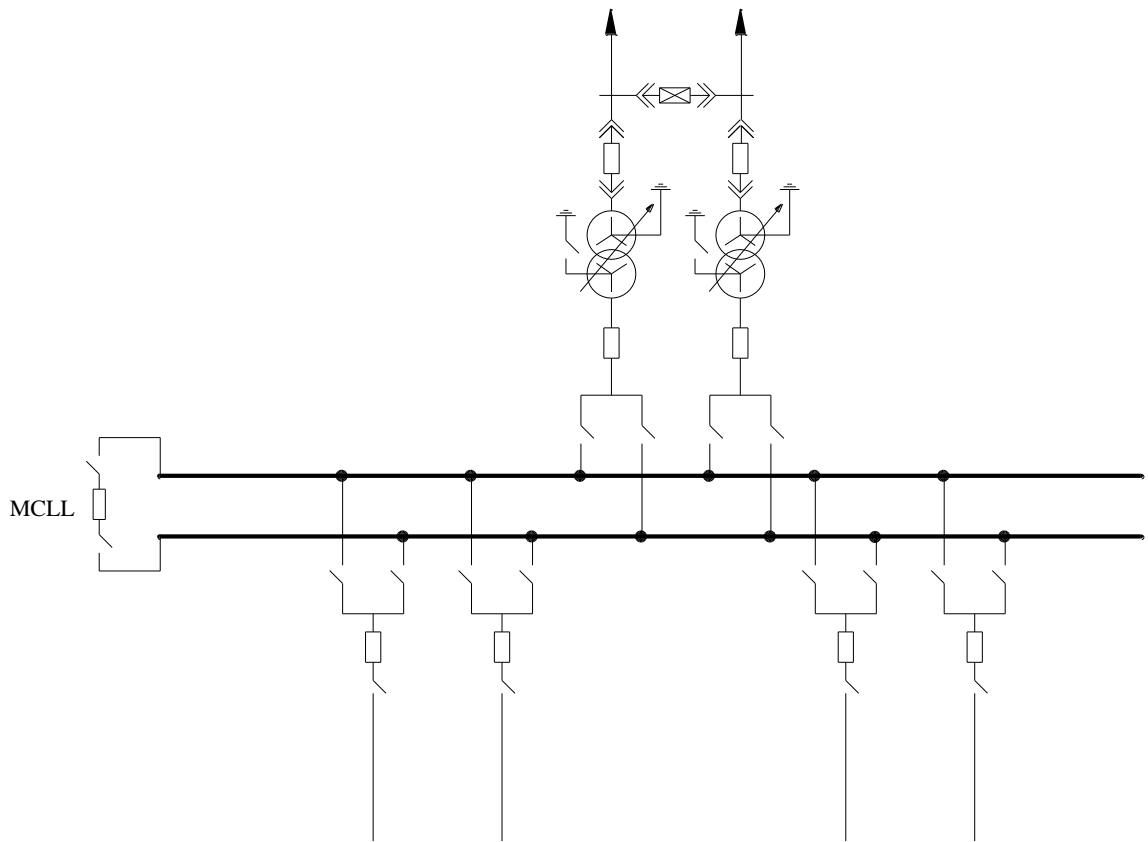
$S_{dm}$ (MVA)	Số liệu kỹ thuật						Số liệu tính toán		
	$U_{dm}$ (kV)		$U_N\%$	$\Delta P_N$ (kW)	$\Delta P_0$ (kW)	$I_0\%$	<b>R</b> ( $\Omega$ )	<b>X</b> ( $\Omega$ )	$\Delta Q_0$ (kVAr)
	Cao	Hạ							
125	115	10,5	10,5	520	120	0,55	0,33	11,1	678

## 2.9. CHỌN SƠ ĐỒ NỐI ĐIỆN

### 2.9.1. Chọn sơ đồ nối dây chi tiết cho các trạm hạ áp phụ tải

#### a. Trạm trung gian

Ta dùng sơ đồ 2 hệ thống thanh góp có máy cắt liên lạc

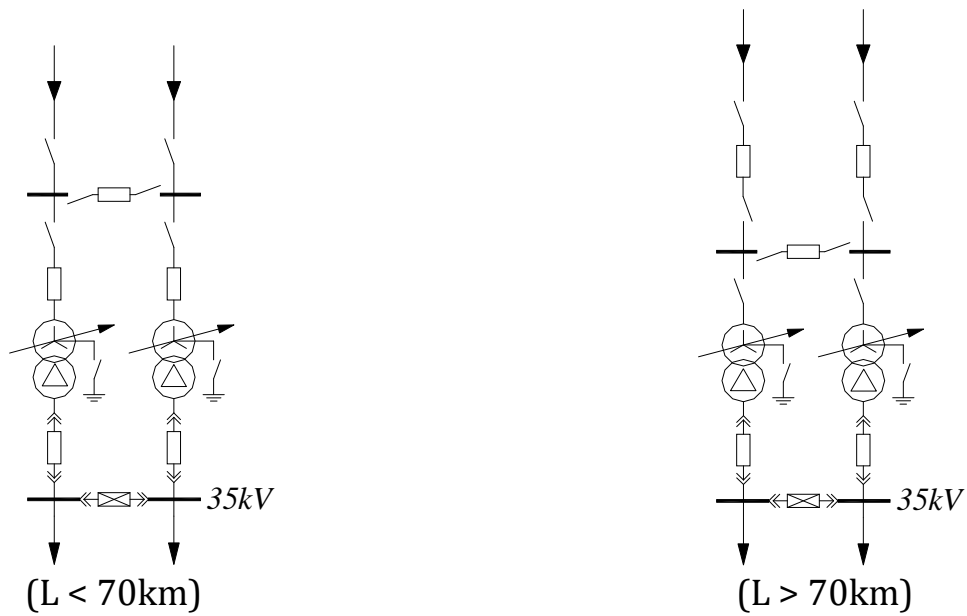


*b. Trạm cuối*

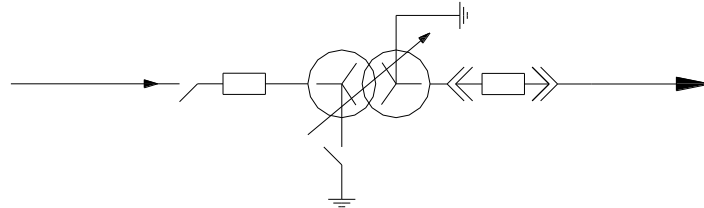
- Với các hệ phụ tải loại I, trạm biến áp có 2 nguồn đến và mỗi trạm có 2 MBA nên ta sử dụng sơ đồ cầu với mục đích đảm bảo việc cung cấp điện liên tục, tin cậy. Việc quyết định sử dụng sơ đồ cầu ngoài hay sơ đồ cầu trong còn phụ thuộc vào khoảng cách truyền tải, với các đường dây dài hơn 70 km ta dùng sơ đồ cầu trong, với các đường dây ngắn hơn 70 km ta dùng sơ đồ cầu ngoài. Đối với hệ loại I nếu trong chế độ cực tiểu có cắt bớt 1 máy biến áp thì dù đường dây có dài hơn 70 km ta vẫn dùng phải dùng sơ đồ cầu ngoài (vì xác suất đóng cắt MBA lớn)

Sơ đồ cầu ngoài:

Sơ đồ cầu trong:



- Với các hệ phụ tải loại III ta sử dụng sơ đồ đơn giản sau:



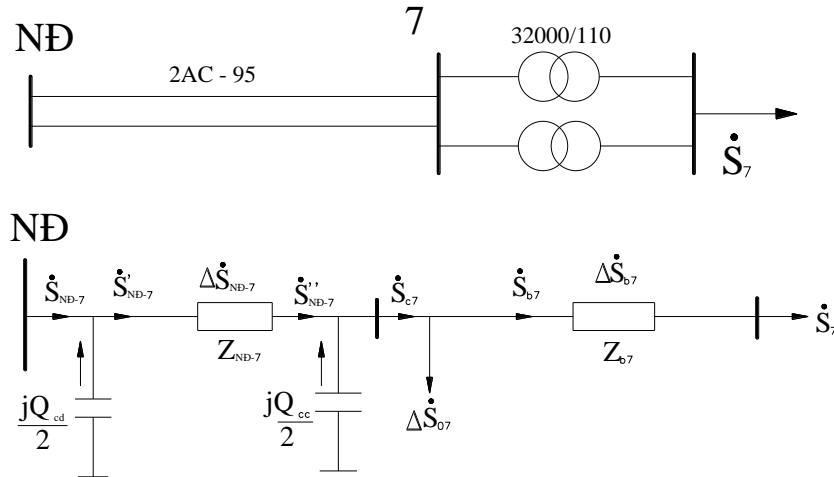
### 2.9.2. Chọn sơ đồ nối dây chi tiết cho nhà máy điện

Ở các trạm biến áp tăng áp của nhà máy điện, mỗi máy phát và máy biến áp được nối theo sơ đồ mỗi máy phát có một máy biến áp riêng. Nhà máy NĐ sử dụng sơ đồ 2 hệ thống thanh góp có thanh góp vòng và các máy cắt đời mới, cách điện bằng khí SF6 vận hành liên tục trong 20 năm không cần bảo trì.

# CHƯƠNG III: PHÂN TÍCH CÁC CHẾ ĐỘ VẬN HÀNH VÀ CÁC PHƯƠNG PHÁP ĐIỀU CHỈNH ĐIỆN ÁP TRONG MẠNG ĐIỆN

## 3.1. CHẾ ĐỘ PHỤ TẢI CỰC ĐẠI

### 3.1.1. Đoạn ND – 7



$$\dot{S}_7 = 36 + 17,424j \text{ MVA}; Z_{ND-7} = 9,925 + 13,766j \Omega$$

Tổn thất công suất trong trạm biến áp B<sub>2</sub>:

$$\Delta \dot{S}_{BA7} = \left[ n \cdot \Delta P_{07} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{N7} \cdot \left( \frac{S_{7\max}}{S_{dm}} \right)^2 \right] + j \left[ n \cdot \Delta Q_{07} + \frac{U_n \% S_{7\max}^2}{n \cdot 100 \cdot S_{dm}} \right]$$

$$\Rightarrow \Delta \dot{S}_{BA7} = \left[ 2 \times 0,035 + \frac{1}{2} \times 0,145 \times \left( \frac{39,995}{32} \right)^2 \right] + j \left[ 2 \times 0,24 + \frac{10,5 \times 39,995^2}{2 \times 100 \times 32} \right]$$

$$= 0,183 + 3,104j \text{ MVA}$$

Dòng công suất chạy vào cuộn dây cao áp của MBA 7:

$$\dot{S}_{C7} = \dot{S}_7 + \Delta \dot{S}_{BA7} = (36 + 17,424j) + (0,183 + 3,104j) = 36,183 + 20,528j \text{ MVA}$$

Công suất điện dung ở cuối đường dây:

$$\frac{Q_{cd}}{2} = \frac{Q_{cc}}{2} = \frac{U_{dm}^2 \times B}{2} \times 10^{-4} = 110^2 \times 0,851 \times 10^{-4} = 2,045 \text{ MVar}$$

Công suất sau tổng trở  $Z_{ND-7}$ :

$$\dot{S}_{\text{ND-7}}'' = \dot{S}_{\text{C7}} - j \frac{Q_{\text{cc}}}{2} = (36,183 + 20,528j) - 2,045j = 36,183 + 18,483j \text{ MVA}$$

Tổn thất công suất trên đường dây:

$$\Delta \dot{S}_{\text{ND-7}} = \frac{\dot{S}_{\text{ND-7}}'^2}{U_{\text{dm}}^2} \times (R_{\text{ND-7}} + jX_{\text{ND-7}}) = \frac{(36,183^2 + 18,483^2)}{110^2} \times (9,925 + 13,766j)$$

$$\Rightarrow \Delta \dot{S}_{\text{ND-7}} = 1,354 + 1,878j \text{ MVA}$$

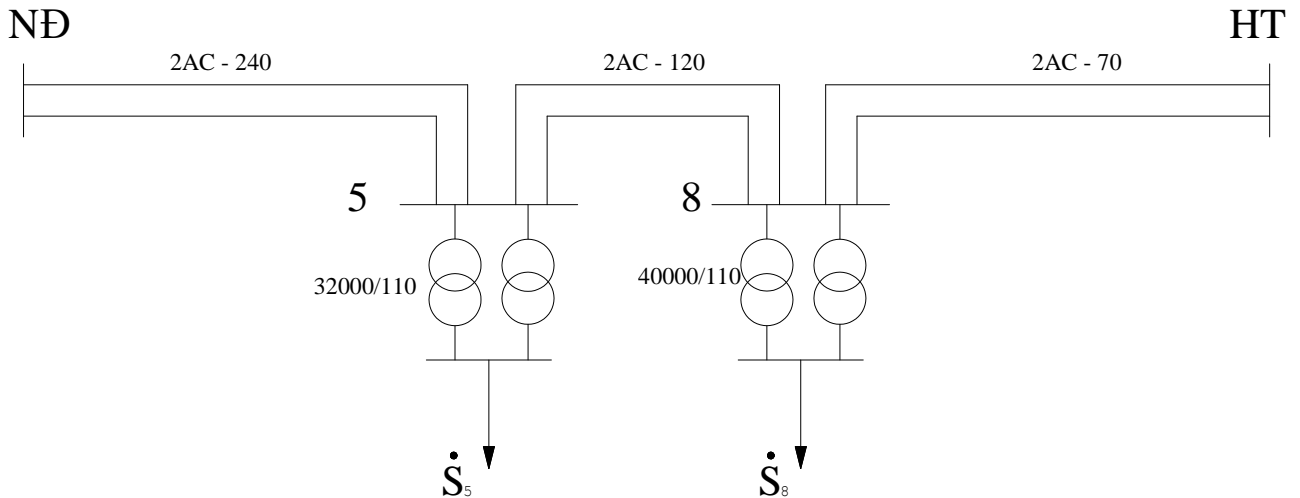
Dòng công suất trước tổng trở  $Z_{\text{ND-7}}$ :

$$\dot{S}_{\text{ND-7}}' = \dot{S}_{\text{ND-7}}'' + \Delta \dot{S}_{\text{ND-7}} = (36,183 + 18,483j) + (1,354 + 1,878j) = 37,537 + 20,361j \text{ MVA}$$

Công suất yêu cầu tới phụ tải 7:

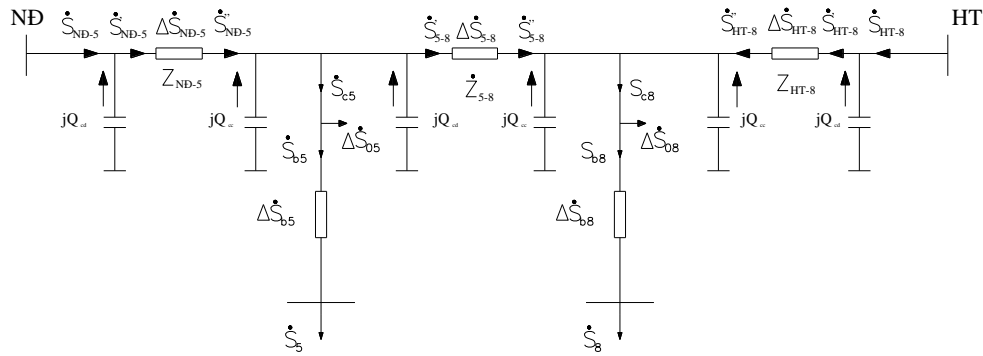
$$\dot{S}_{\text{ND-7}} = \dot{S}_{\text{ND-7}}' - j \frac{Q_{\text{cd}}}{2} = (37,537 + 20,361j) - 2,045j = 37,537 + 18,316j \text{ MVA}$$

### 3.1.2. Đoạn ND - 5 - 8 - HT



Hình 3.2 Sơ đồ mạng điện





**Hình 3.3 Sơ đồ thay thế mạng điện**

$$\dot{S}_5 = 35 + 16,94j \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_8 = 41 + 19,844j \text{ MVA}$$

$$\dot{Z}_{ND-5} = 2,907 + 8,72j \Omega$$

$$\dot{Z}_{5-8} = 4,508 + 7,627j \Omega$$

$$\dot{Z}_{HT-8} = 10,5 + 11,025j \Omega$$

**a. Tính dòng công suất từ nhà máy chạy vào nút phụ tải 9**

Công suất kỹ thuật nhà máy phát ra :

$$\dot{S}_{kt} = 255 + 158,035j \text{ MVA}$$

Công suất tự dung nhà máy :

$$\dot{S}_{td} = 25,5 + 22,489j \text{ MVA}$$

Công suất truyền vào thanh góp hạ áp của trạm tăng áp nhà máy:

$$\dot{S}_H = \dot{S}_{kt} - \dot{S}_{td} = (255 + 158,035j) - (25,5 + 22,489j) = 229,5 + 135,546j \text{ MVA}$$

Tổn thất công suất trong trạm biến áp tăng áp :

$$\Delta \dot{S}_{BA} = \left[ n \cdot \Delta P_0 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_N \cdot \left( \frac{S_{\max}}{S_{\text{đm}}} \right)^2 \right] + j \left[ n \cdot \Delta Q + \frac{U_n \% S_{\max}^2}{n \cdot 100 \cdot S_{\text{đm}}} \right]$$

$$\Delta \dot{S}_{BA} = \left[ 3.0,12 + \frac{1}{3} \cdot 0,52 \cdot \left( \frac{266,539}{125} \right)^2 \right] + j \left[ 3.0,678 + \frac{10,5 \cdot 266,539^2}{4.100.125} \right]$$

$$= 1,148 + 21,926j \text{ MVA}$$

Công suất truyền vào thanh góp cao áp trạm tăng áp của nhà máy:

$$\dot{S}_C = \dot{S}_H - \Delta \dot{S}_{BA} = (229,5 + 135,546j) - (1,148 + 21,926j) = 228,352 + 113,62j \text{ MVA}$$

Tổng công suất các phụ tải lấy từ thanh góp cao áp của NĐ:

$$\sum \dot{S}_N = \dot{S}_{ND-1} + \dot{S}_{ND-2} + \dot{S}_{ND-7} + \dot{S}_{ND-6} = 147,632 + 72,262j \text{ MVA}$$

Như vậy công suất từ nhà máy truyền vào đường dây NĐ – 5:

$$\dot{S}_{ND-5} = \dot{S}_C - \sum \dot{S}_N = 80,72 + 41,358j \text{ MVA}$$

Công suất điện dung ở đầu và cuối đường dây:

$$\frac{Q_{cd}}{2} = \frac{Q_{cc}}{2} = \frac{U_{dm}^2 \cdot B}{2} \cdot 10^{-4} = 110^2 \cdot 1,279 \cdot 10^{-4} = 1,548 \text{ MVA}$$

Công suất trước tổng trở  $Z_{ND-5}$ :

$$\dot{S}'_{ND-5} = \dot{S}_{ND-5} + j \frac{Q_{cd}}{2} = 80,72 + 42,906j \text{ MVA}$$

Tổn thất công suất trên đường dây:

$$\Delta \dot{S}_{ND-5} = \frac{\dot{S}_{ND-5}^2}{U_{dm}^2} \cdot (R_{ND-5} + jX_{ND-5})$$

$$\Delta \dot{S}_{ND-5} = \frac{(80,72^2 + 42,906^2)}{110^2} \cdot (2,907 + 8,72j) = 2,008 + 6,022j \text{ MVA}$$

Công suất sau tổng trở  $Z_{ND-5}$ :

$$\dot{S}''_{ND-5} = \dot{S}'_{ND-5} - \Delta \dot{S}_{ND-5} = 78,712 + 36,884j \text{ MVA}$$

Công suất chạy vào nút phụ tải 5:

$$\dot{S}'''_{ND-5} = \dot{S}''_{ND-5} + j \frac{Q_{cc}}{2} = 78,712 + 38,432j \text{ MVA}$$

## **b. Tính dòng công suất chạy vào cuộn dây cao áp trạm biến áp B5, B8**

Tổn thất công suất trong trạm biến áp B5:

$$\Delta \dot{S}_{BA5} = \left[ 2 \cdot \Delta P_{05} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{N5} \cdot \left( \frac{S_{5 \max}}{S_{dm}} \right)^2 \right] + j \left[ 2 \cdot \Delta Q_{05} + \frac{U_n \% S_{5 \max}^2}{2.100 \cdot S_{dm}} \right]$$

$$\Delta \dot{S}_{BA5} = \left[ 2.0,035 + \frac{1}{2} \cdot 0,145 \cdot \left( \frac{38,884}{32} \right)^2 \right] + j \left[ 2.0,24 + \frac{10,5.38,884^2}{2.100.32} \right]$$

$$= 0,177 + 2,961j \text{ MVA}$$

Dòng công suất chạy vào cuộn dây cao áp MBA:

$$\dot{S}_{C5} = \dot{S}_5 + \Delta \dot{S}_{BA5} = 35,177 + 19,901j \text{ MVA}$$

Tổn thất công suất trong trạm biến áp B8:

$$\Delta \dot{S}_{BA8} = \left[ n \cdot \Delta P_{08} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{N8} \cdot \left( \frac{S_{8 \max}}{S_{dm}} \right)^2 \right] + j \left[ n \cdot \Delta Q_{08} + \frac{U_n \% S_{8 \max}^2}{n \cdot 100 \cdot S_{dm}} \right]$$

$$\Delta \dot{S}_{BA8} = \left[ 2.0,042 + \frac{1}{2} \cdot 0,175 \cdot \left( \frac{45,550}{40} \right)^2 \right] + j \left[ 2.0,28 + \frac{10,5.45,550^2}{2.100.40} \right]$$

$$= 0,197 + 3,283j \text{ MVA}$$

Dòng công suất chạy vào cuộn dây cao áp MBA:

$$\dot{S}_{C8} = \dot{S}_8 + \Delta \dot{S}_{BA8} = 41,197 + 23,127j \text{ MVA}$$

### c. Tính dòng công suất chạy trên đường dây 5-8

Áp dụng định luật Kirchhoff đối với nút phụ tải 4 ta có công suất đầu đường dây 5-8:

$$\dot{S}_{5-8} = \dot{S}_{ND-5} - \dot{S}_{C5} = 43,535 + 18,531j \text{ MVA}$$

Công suất điện dung ở đầu và cuối đường dây:

$$\frac{Q_{cd}}{2} = \frac{Q_{cc}}{2} = \frac{U_{dm}^2 \cdot B}{2} \cdot 10^{-4} = 110^2 \cdot 0,97 \cdot 10^{-4} = 1,174 \text{ MVar}$$

Công suất trước tổng trở  $Z_{5-8}$ :

$$\dot{S}'_{5-8} = \dot{S}_{5-8} + j \frac{Q_{cc}}{2} = 43,535 + 19,705j \text{ MVA}$$

Tổn thất công suất trên đường dây:

$$\Delta \dot{S}_{5-8} = \frac{\dot{S}_{5-8}^2}{U_{dm}^2} \cdot (R_{5-8} + jX_{5-8}) = \frac{(43,535^2 + 19,705^2)}{110^2} \cdot (4,508 + 7,627j)$$

$$\Rightarrow \Delta \dot{S}_{5-8} = 0,851 + 1,439j \text{ MVA}$$

Công suất sau tổng trở  $Z_{5-8}$ :

$$\dot{S}''_{5-8} = \dot{S}'_{5-8} - \Delta \dot{S}_{5-8} = 42,684 + 18,266j \text{ MVA}$$

---

---

#### d. Tính dòng công suất chạy trên đường dây HT-8

Công suất điện dung ở đầu và cuối đường dây HT-8:

$$\frac{Q_{cdHT-6}}{2} = \frac{Q_{ccHT-6}}{2} = \frac{U_{dm}^2 \cdot B}{2} \cdot 10^{-4} = 110^2 \cdot 1,285 \cdot 10^{-4} = 1,555 \text{ MVar}$$

Công suất sau tổng trở đường dây HT-8:

$$\dot{S}_{HT-8}'' = \dot{S}_{C8} - \dot{S}_{5-8}'' + j \frac{Q_{cc5-8}}{2} - j \frac{Q_{cdHT-8}}{2} = -1,487 + 2,132j \text{ MVA}$$

Tổn thất công suất trên đường dây:

$$\Delta \dot{S}_{HT-8} = \frac{\dot{S}_{HT-8}''^2}{U_{dm}^2} \cdot (R_{HT-8} + jX_{HT-8}) = \frac{(1,487^2 + 2,132^2)}{110^2} \cdot (10,5 + 11,025j)$$

$$\Rightarrow \Delta \dot{S}_{HT-8} = 0,006 + 0,006j \text{ MVA}$$

Công suất trước tổng trở  $Z_{HT-8}$ :

$$\dot{S}_{HT-8}' = \dot{S}_{HT-8}'' + \Delta \dot{S}_{HT-8} = -1,481 + 2,138j \text{ MVA}$$

Công suất từ hệ thống chạy vào đường dây này:

$$\dot{S}_{HT-8} = \dot{S}_{HT-8}' - j \frac{Q_{cd}}{2} = -1,481 + 0,583j \text{ MVA}$$

Các đoạn dây khác tính tương tự ta có bảng tổng kết sau:

*Bảng 3.1 Thông số các phân tử trong sơ đồ thay thế ở chế độ phụ tải cực đại*

Nhánh	$Z_{di}(\Omega)$	$\frac{B}{2}(10^{-4}S)$	$\Delta \dot{S}_{oi}(MVA)$	$Z_{bi}(\Omega)$	$\dot{S}_i(MVA)$
NĐ – 1	9,802+13,597j	1,670	0,07+0,48j	0,935+21,75j	35+16,94j
NĐ – 2	11,284+15,652j	1,922	0,07+0,48j	0,935+21,75j	34+16,456j
NĐ – 7	9,925+13,766j	1,690	0,07+0,48j	0,935+21,75j	36+17,424j
NĐ – 6	6,391+8,864j	1,088	0,07+0,48j	0,935+21,75j	37+17,908j
NĐ – 5	2,907+8,72j	1,279	0,07+0,48j	0,935+21,75j	35+16,94j
5 – 8	4,508+7,627j	0,970			
HT – 8	10,5+11,025j	1,285	0,084+0,56j	0,72+17,4j	41+19,844j
HT – 3	13,863+19,23j	2,361	0,07+0,48j	0,935+21,75j	37+17,908j
HT – 4	7,604+12,866j	1,636	0,084+0,56j	0,72+17,4j	43+20,812j
HT – 9	11,309+11,874j	1,384	0,058+0,4j	1,27+27,95j	27+13,068j
HT – 10	6,932+9,615j	1,181	0,07+0,48j	0,935+21,75j	39+18,876j

Bảng 3.2 Kết quả tính các thông số chế độ khi phụ tải cực đại

Nhánh	$\dot{S}_{i \max}$	$\Delta \dot{S}_{BA}$	$\dot{S}_C$	$jQ_C/2$	$\dot{S}''$	$\Delta \dot{S}_d$	$\dot{S}'$	$\dot{S}_N$
NĐ – 1	35+16,94j	0,177+2,961j	35,177+19,901j	2,021j	35,177+17,88j	1,261+1,75j	36,438+19,63j	36,438+17,609j
NĐ – 2	34+16,456j	0,171+2,821j	34,171+19,277j	2,326j	34,171+16,951j	1,357+1,882j	35,528+18,833j	35,528+16,507j
NĐ – 7	36+17,424j	0,183+3,104j	36,183+20,528j	2,045j	36,183+18,483j	1,354+1,878j	37,537+20,361j	37,537+18,316j
NĐ – 6	37+17,908j	0,19+3,252j	37,19+21,16j	1,316j	37,19+19,844j	0,939+1,302j	38,129+21,146j	38,129+19,83j
NĐ – 5	35+16,94j	0,177+2,961j	35,177+19,901j	1,548j	78,712+36,884j	2,008+6,022j	80,72+42,906j	80,72+41,358j
5 – 8				1,174j	42,684+18,266j	0,851+1,439j	43,535+19,705j	43,535+18,531j
HT – 8	41+19,844j	0,197+3,283j	41,197+23,127j	1,555j	-1,487+2,132j	0,006+0,006j	-1,481+2,138j	-1,481+0,583j
HT – 3	37+17,908j	0,19+3,252j	37,19+21,16j	2,857j	37,19+18,303j	1,968+2,73j	39,158+21,033j	39,158+18,176j
HT – 4	43+20,812j	0,209+3,555j	43,209+24,367j	1,98j	43,209+22,387j	1,488+2,518j	44,697+24,905j	44,697+22,925j
HT – 9	27+13,068j	0,144+2,289j	27,144+15,357j	1,675j	27,144+13,682j	0,864+0,907j	28,008+14,589j	28,008+12,914j
HT – 10	39+18,876j	0,217+3,884j	39,217+22,76j	1,429j	39,217+21,331j	1,142+1,584j	40,359+22,915j	40,359+21,486j
<b>Tổng</b>		<b>1,855+31,362j</b>				<b>16,103+29,485j</b>		

### 3.1.4. Cân bằng chính xác công suất trong hệ thống

Từ bảng số liệu ta có tổng công suất yêu cầu trên thanh góp 110 kV của hệ thống:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{yc} &= \dot{S}_{HT-8} + \dot{S}_{HT-3} + \dot{S}_{HT-4} + \dot{S}_{HT-9} + \dot{S}_{HT-10} \\ &= (-1,481 + 0,583j) + (39,158 + 18,176j) + (44,697 + 22,925j) \\ &\quad + (28,008 + 12,914j) + (40,359 + 21,486j) \\ \dot{S}_{yc} &= 150,741 + 76,084j \text{ MVA}\end{aligned}$$

Để đảm bảo điều kiện cân bằng công suất trong hệ thống, các nguồn điện phải cung cấp đủ công suất theo yêu cầu. Vì vậy tổng công suất tác dụng do hệ thống và nhà máy cần phải cung cấp:

$$P_{cc} = 150,741 \text{ MW}$$

Khi hệ số công suất của các nguồn bằng 0,85 thì tổng công suất phản kháng của hệ thống và nhà máy điện có thể cung cấp:

$$Q_{cc} = P_{cc} \times \text{tg}\varphi = 150,741 \times 0,62 = 93,459 \text{ MVar}$$

Như vậy :  $\dot{S}_{cc} = 150,741 + j93,459 \text{ MVar}$

Từ kết quả trên nhận thấy rằng công suất phản kháng do các nguồn cung cấp lớn hơn công suất phản kháng yêu cầu. Vì vậy không cần bù công suất phản kháng trong chế độ phụ tải cực đại.

### 3.2. CHẾ ĐỘ PHỤ TẢI CỰC TIỂU

Xét chế độ vận hành kinh tế các trạm hạ áp khi phụ tải cực tiểu.

Trong chế độ phụ tải cực tiểu có thể cắt bớt một máy biến áp trong các trạm, song cần phải thoả mãn điều kiện sau:

$$S_{pt} < S_{gh} = S_{dm} \sqrt{\frac{n \cdot \Delta P_0}{(n-1) \cdot \Delta P_n}}$$

Đối với trạm có 2 máy biến áp thì:

$$S_{gh} = S_{dm} \cdot \sqrt{\frac{2\Delta P_0}{\Delta P_n}}$$

Đối với trạm có 1 máy biến áp thì:  $S_{gh} = S_{dm}$

Kết quả tính các giá trị công suất phụ tải và công suất giới hạn:

**Bảng 3.3 Kết quả tính các giá trị  $S_{pt}$  và  $S_{gh}$  của các trạm hạ áp**

Phụ tải	$\Delta P_0$ (kW)	$\Delta P_n$ (kVAr)	$S_{dm}$ (MVA)	$S_{pt}$ (MVA)	$S_{gh}$ (MVA)	Số MBA
1	35	145	32	27,219	22,234	2
2	35	145	32	26,441	22,234	2
3	35	145	32	28,774	22,234	2
4	42	175	40	33,44	27,713	2
5	35	145	32	27,219	22,234	2
6	35	145	32	28,774	22,234	2
7	35	145	32	27,997	22,234	2
8	42	175	40	31,885	27,713	2
9	29	120	25	20,998	17,381	2
10	35	145	32	31,885	22,234	2

Các kết quả tính toán ở trên cho thấy rằng, trong chế độ phụ tải cực tiểu tất cả các trạm đều vận hành 1 máy trừ trạm 1.

Khi phụ tải cực tiểu sẽ cho 2 tổ máy phát của nhà máy điện ngừng làm việc để bảo dưỡng, đồng thời 2 máy phát còn lại sẽ phát 85% công suất phát định mức. Như vậy tổn công suất do nhà máy nhiệt điện phát ra bằng:

$$\sum P_{Fkt \min} = 2 \times 0,85 \times 100 = 170 \text{ MW}$$

$$\sum Q_{Fkt \min} = 170 \times 0,62 = 105,357 \text{ MVAr}$$

$$\Rightarrow \sum \dot{S}_{Fkt \min} = 170 + 105,357j \text{ MVA}$$

Tổng công suất tự dùng trong nhà máy điện :

$$\sum \dot{S}_{td \min} = 17,85 + 15,742j \text{ MVA}$$

Công suất chạy vào cuộn dây hạ áp của trạm biến tăng áp nhà máy điện:

$$\dot{S}_H = \sum \dot{S}_{Fkt \min} - \sum \dot{S}_{td \min} = (170 + 105,357j) - (17,85 + 15,742j) = 152,15 + 89,615j \text{ MVA}$$

Tổn thất công suất của trạm biến áp tăng nhà máy điện:

$$\begin{aligned} \Rightarrow \Delta \dot{S}_{BA} &= \left[ 2 \times 0,12 + \frac{1}{2} \times 0,52 \times \left( \frac{176,580}{125} \right)^2 \right] + j \left[ 2 \times 0,678 + \frac{10,5 \times 176,580^2}{2 \times 100 \times 125} \right] \\ &= 0,759 + 14,452j \text{ MVA} \end{aligned}$$

Công suất phát vào thanh góp cao áp của trạm biến áp tăng áp nhà máy điện:

$$\dot{S}_C = \dot{S}_H - \Delta \dot{S}_{BA} = (152,15 + 89,615j) - (0,759 + 14,452j) = 151,391 + 75,163j \text{ MVA}$$

Tính toán tương tự chế độ max ta có bảng kết quả tính toán sau:

*Bảng 3.4 Thông số các phân tử trong sơ đồ thay thế ở chế độ phụ tải cực tiểu*



Nhánh	$Z_{di} (\Omega)$	$\frac{B}{2} (10^{-4} S)$	$\Delta \dot{S}_{0i} (MVA)$	$Z_{bi} (\Omega)$	$\dot{S}_i (MVA)$
NĐ – 1	9,802+13,597j	1,670	0,07+0,48j	0,935+21,75j	24,5+11,858j
NĐ – 2	11,284+15,652j	1,922	0,07+0,48j	0,935+21,75j	23,8+11,5192j
NĐ – 7	9,925+13,766j	1,690	0,07+0,48j	0,935+21,75j	25,2+12,1968j
NĐ – 6	6,391+8,864j	1,088	0,07+0,48j	0,935+21,75j	25,9+12,5356j
NĐ – 5	2,907+8,72j	1,279	0,07+0,48j	0,935+21,75j	24,5+11,858j
5 – 8	4,508+7,627j	0,970			
HT – 8	10,5+11,025j	1,285	0,084+0,56j	0,72+17,4j	28,7+13,8908j
HT – 3	13,863+19,23j	2,361	0,07+0,48j	0,935+21,75j	25,9+12,5356j
HT – 4	7,604+12,866j	1,636	0,084+0,56j	0,72+17,4j	30,1+14,5684j
HT – 9	11,309+11,874j	1,384	0,058+0,4j	1,27+27,95j	18,9+9,1476j
HT – 10	6,932+9,615j	1,181	0,07+0,48j	0,935+21,75j	27,3+13,213j

Bảng 3.5 Kết quả tính các thông số chế độ khi phụ tải cực tiểu

Nhánh	$\dot{S}_{i \min}$	$\Delta \dot{S}_{BA}$	$\dot{S}_C$	$jQ_C/2$	$\dot{S}''$	$\Delta \dot{S}_d$	$\dot{S}'$	$\dot{S}_N$
NĐ – 1	24,5+11,858j	0,122+1,695j	24,622+13,553j	2,021j	24,622+11,532j	0,599+0,831j	25,221+12,363j	25,221+10,342j
NĐ – 2	23,8+11,5192j	0,119+1,627j	23,919+13,1462j	2,326j	23,919+10,8202j	0,643+0,892j	24,562+11,7122j	24,562+9,3862j
NĐ – 7	25,2+12,1968j	0,125+1,766j	25,325+13,9628j	2,045j	25,325+11,9178j	0,643+0,891j	25,968+12,8088j	25,968+10,7638j
NĐ – 6	25,9+12,5356j	0,129+1,838j	26,029+14,3736j	1,316j	26,029+13,0576j	0,448+0,621j	26,477+13,6786j	26,477+12,3626j
NĐ – 5	24,5+11,858j	0,122+1,695j	24,622+13,553j	1,548j	49,163+32,308j	0,856+2,568j	49,163+33,856j	49,163+32,308j
5 – 8				1,174j	24,145+20,807j	0,396+0,67j	24,541+21,477j	24,541+20,303j
HT – 8	28,7+13,8908j	0,14+1,894j	28,84+15,7848j	1,555j	4,695-7,7512j	0,071+0,075j	4,766-7,6762j	4,766-9,2312j
HT – 3	25,9+12,5356j	0,129+1,838j	26,029+14,3736j	2,857j	26,029+11,5166j	0,928+1,288j	26,957+12,8046j	26,957+9,9476j
HT – 4	30,1+14,5684j	0,145+2,028j	30,245+16,5964j	1,98j	30,245+14,6164j	0,709+1,2j	30,954+15,8164j	30,954+13,8364j
HT – 9	18,9+9,1476j	0,1+1,326j	19+10,4736j	1,675j	19+8,7986j	0,41+0,43j	19,41+9,2286j	19,41+7,5536j
HT – 10	27,3+13,213j	0,142+2,148j	27,442+15,361j	1,429j	27,442+13,932j	0,543+0,753j	27,985+14,685j	27,985+13,256j

### 3.3. CHẾ ĐỘ SAU SỰ CỐ

#### 3.3.1. Chế độ sau sự cố một tổ máy nhà máy điện

Khi sự cố 1 tổ máy nhà máy điện 3 máy phát còn lại sẽ phát 100% công suất phát định mức. Như vậy tổn công suất do nhà máy nhiệt điện phát ra bằng:

$$\sum \dot{S}_{\text{Fkt sc}} = 200 + 123,949j \text{ MVA}$$

Tổng công suất tự dùng trong nhà máy điện :

$$\sum \dot{S}_{\text{td sc}} = 20 + 17,638j \text{ MVA}$$

Công suất chạy vào cuộn dây hạ áp của trạm biến tăng áp nhà máy điện:

$$\dot{S}_H = \sum \dot{S}_{\text{Fkt sc}} - \sum \dot{S}_{\text{td sc}} = (200 + 123,949j) - (20 + 17,638j) = 180 + 106,311j \text{ MVA}$$

Tổn thất công suất của trạm biến áp tăng nhà máy điện:

$$\begin{aligned} \Rightarrow \Delta \dot{S}_{\text{BA}} &= \left[ 3 \times 0,12 + \frac{1}{3} \times 0,52 \times \left( \frac{209,050}{125} \right)^2 \right] + j \left[ 3 \times 0,678 + \frac{10,5 \times 209,050^2}{3 \times 100 \times 125} \right] \\ &= 0,967 + 19,711j \text{ MVA} \end{aligned}$$

Công suất phát vào thanh góp cao áp của trạm biến áp tăng áp nhà máy điện:

$$\dot{S}_C = \dot{S}_H - \Delta \dot{S}_{\text{BA}} = (180 + 106,311j) - (0,967 + 19,711j) = 179,033 + 86,6j \text{ MVA}$$

Bảng 3.6 Thông số các phần tử trong sơ đồ thay thế ở chế độ sự cố 1 tổ máy nhà máy điện

Nhánh	$Z_{\text{di}} (\Omega)$	$\frac{B}{2} (10^{-4} \text{S})$	$\Delta \dot{S}_{\text{oi}} (\text{MVA})$	$Z_{\text{bi}} (\Omega)$	$\dot{S}_i (\text{MVA})$
NĐ - 1	9,802+13,597j	1,670	0,07+0,48j	0,935+21,75j	35+16,94j
NĐ - 2	11,284+15,652j	1,922	0,07+0,48j	0,935+21,75j	34+16,456j
NĐ - 7	9,925+13,766j	1,690	0,07+0,48j	0,935+21,75j	36+17,424j
NĐ - 6	6,391+8,864j	1,088	0,07+0,48j	0,935+21,75j	37+17,908j
NĐ - 5	2,907+8,72j	1,279	0,07+0,48j	0,935+21,75j	35+16,94j
5 - 8	4,508+7,627j	0,970			
HT - 8	10,5+11,025j	1,285	0,084+0,56j	0,72+17,4j	41+19,844j
HT - 3	13,863+19,23j	2,361	0,07+0,48j	0,935+21,75j	37+17,908j
HT - 4	7,604+12,866j	1,636	0,084+0,56j	0,72+17,4j	43+20,812j
HT - 9	11,309+11,874j	1,384	0,058+0,4j	1,27+27,95j	27+13,068j
HT - 10	6,932+9,615j	1,181	0,07+0,48j	0,935+21,75j	39+18,876j

Bảng 3.7 Kết quả tính các thông số chế độ sau sự cố một tổ máy nhà máy điện

Nhánh	$\dot{S}_{i \max}$	$\Delta \dot{S}_{BA}$	$\dot{S}_C$	$jQ_C/2$	$\dot{S}''$	$\Delta \dot{S}_d$	$\dot{S}'$	$\dot{S}_N$
NĐ – 1	35+16,94j	0,177+2,961j	35,177+19,901j	2,021j	35,177+17,88j	1,261+1,75j	36,438+19,63j	36,438+17,609j
NĐ – 2	34+16,456j	0,171+2,821j	34,171+19,277j	2,326j	34,171+16,951j	1,357+1,882j	35,528+18,833j	35,528+16,507j
NĐ – 7	36+17,424j	0,183+3,104j	36,183+20,528j	2,045j	36,183+18,483j	1,354+1,878j	37,537+20,361j	37,537+18,316j
NĐ – 6	37+17,908j	0,19+3,252j	37,19+21,16j	1,316j	37,19+19,844j	0,939+1,302j	38,129+21,146j	38,129+19,83j
NĐ – 5	35+16,94j	0,177+2,961j	35,177+19,901j	1,548j	26,963+12,963j	0,222+0,666j	27,185+13,629j	27,185+12,081j
5 – 8				1,174j	8,246+4,27j	0,032+0,054j	8,214+4,216j	8,214+5,39j
HT – 8	41+19,844j	0,197+3,283j	41,197+23,127j	1,555j	35,39+16,898j	1,335+1,401j	36,725+18,299j	36,725+16,744j
HT – 3	37+17,908j	0,19+3,252j	37,19+21,16j	2,857j	37,19+18,303j	1,968+2,73j	39,158+21,033j	39,158+18,176j
HT – 4	43+20,812j	0,209+3,555j	43,209+24,367j	1,98j	43,209+22,387j	1,488+2,518j	44,697+24,905j	44,697+22,925j
HT – 9	27+13,068j	0,144+2,289j	27,144+15,357j	1,675j	27,144+13,682j	0,864+0,907j	28,008+14,589j	28,008+12,914j
HT – 10	39+18,876j	0,217+3,884j	39,217+22,76j	1,429j	39,217+21,331j	1,142+1,584j	40,359+22,915j	40,359+21,486j

### 3.3.2. Chế độ sau sự cố đứt một mạch lộ kép

Khi xét sự cố đứt một mạch lộ kép ta không giả thiết sự cố xếp chồng nên ta chỉ xét trường hợp ngừng một mạch trên các đường dây nối từ hệ thống và nhà máy đến các phụ tải khi phụ tải cực đại, và tất cả các tổ máy phát của nhà máy điện vận hành bình thường, phát 85% công suất định mức; riêng đoạn đường dây liên lạc NĐ – 4 - 9 – HT ta chỉ xét sự cố nặng nề nhất là đứt một mạch đoạn NĐ – 4 :

**Bảng 3.8 Thông số các phần tử trong sơ đồ thay thế ở chế độ sự cố đứt 1 mạch lộ kép**

Nhánh	$Z_{di}(\Omega)$	$\frac{B}{2}(10^{-4}S)$	$\Delta \dot{S}_{oi}(MVA)$	$Z_{bi}(\Omega)$	$\dot{S}_i(MVA)$
NĐ – 1	19,604+27,193j	0,835	0,07+0,48j	0,935+21,75j	35+16,94j
NĐ – 2	22,568+31,304j	0,961	0,07+0,48j	0,935+21,75j	34+16,456j
NĐ – 7	19,849+27,533j	0,845	0,07+0,48j	0,935+21,75j	36+17,424j
NĐ – 6	12,781+17,729j	0,544	0,07+0,48j	0,935+21,75j	37+17,908j
NĐ – 5	5,814+17,441j	0,639	0,07+0,48j	0,935+21,75j	35+16,94j
5 – 8	4,508+7,627j	0,970			
HT – 8	10,5+11,025j	1,285	0,084+0,56j	0,72+17,4j	41+19,844j
HT – 3	27,726+38,459j	1,181	0,07+0,48j	0,935+21,75j	37+17,908j
HT – 4	15,208+25,731j	0,818	0,084+0,56j	0,72+17,4j	43+20,812j
HT – 9	22,617+23,748j	0,692	0,058+0,4j	1,27+27,95j	27+13,068j
HT – 10	13,863+19,23j	0,590	0,07+0,48j	0,935+21,75j	39+18,876j

Tính toán dòng công suất tương tự như trong chế độ phụ tải cực đại ta có bảng số liệu sau:

Bảng 3.9 Kết quả tính các thông số chế độ sau sự cố đứt một mạch đường dây kép

Nhánh	$\dot{S}_{i \max}$	$\Delta \dot{S}_{BA}$	$\dot{S}_C$	$jQ_C/2$	$\dot{S}''$	$\Delta \dot{S}_d$	$\dot{S}'$	$\dot{S}_N$
NĐ – 1	35+16,94j	0,177+2,961j	35,177+19,901j	1,01j	35,177+18,891j	2,583+3,583j	37,76+22,474j	37,76+21,464j
NĐ – 2	34+16,456j	0,171+2,821j	34,171+19,277j	1,163j	34,171+18,114j	2,79+3,87j	36,961+21,984j	36,961+20,821j
NĐ – 7	36+17,424j	0,183+3,104j	36,183+20,528j	1,022j	36,183+19,506j	2,772+3,845j	38,955+23,351j	38,955+22,329j
NĐ – 6	37+17,908j	0,19+3,252j	37,19+21,16j	0,658j	37,19+20,502j	1,905+2,642j	39,095+23,144j	39,095+22,486j
NĐ – 5	35+16,94j	0,177+2,961j	35,177+19,901j	0,773j	72,478+17,985j	3,103+9,308j	75,581+27,293j	75,581+26,52j
5 – 8				1,174j	36,783-0,846j	0,518+0,877j	37,301+0,031j	37,301-1,143j
HT – 8	41+19,844j	0,197+3,283j	41,197+23,127j	1,555j	4,414+21,244j	0,409+0,429j	4,823+21,673j	4,823+20,118j
HT – 3	37+17,908j	0,19+3,252j	37,19+21,16j	1,429j	37,19+19,731j	4,061+5,633j	41,251+25,364j	41,251+23,935j
HT – 4	43+20,812j	0,209+3,555j	43,209+24,367j	0,99j	43,209+23,377j	3,033+5,132j	46,242+28,509j	46,242+27,519j
HT – 9	27+13,068j	0,144+2,289j	27,144+15,357j	0,837j	27,144+14,52j	1,771+1,86j	28,915+16,38j	28,915+15,543j
HT – 10	39+18,876j	0,217+3,884j	39,217+22,76j	0,714j	39,217+22,046j	2,319+3,217j	41,536+25,263j	41,536+24,549j

### 3.4. TÍNH TOÁN ĐIỆN ÁP TẠI CÁC ĐIỂM NÚT CỦA MẠNG ĐIỆN

#### 3.4.1. Chế độ phụ tải cực đại

Chọn điện áp trên thanh cái cao áp hệ thống là 121 kV ( $U_{cs} = 121$  kV)

##### a. Đường dây ND – 5 – 8 – HT

Điện áp trên thanh góp cao áp trạm 8 bằng:

$$U_8 = U_{cs} - \frac{P'_{HT-8} \cdot R_{HT-8} + Q'_{HT-8} \cdot X_{HT-8}}{U_{cs}}$$
$$U_8 = 121 - \frac{-1,481.10,5 + 2,138.11,025}{121} = 120,934 \text{ kV}$$

Điện áp trên thanh góp hạ áp trạm 8 quy về cao áp bằng:

$$U_{8q} = U_8 - \frac{P_8 \cdot R_{8b} + Q_8 \cdot X_{8b}}{U_8}$$
$$U_{8q} = 120,934 - \frac{41,113.0,72 + 22,567.17,4}{120,934} = 117,442 \text{ kV}$$

Điện áp trên thanh góp cao áp trạm 5 bằng:

$$U_5 = U_8 + \frac{P''_{5-8} \cdot R_{5-8} + Q''_{5-8} \cdot X_{5-8}}{U_8}$$
$$U_5 = 120,934 + \frac{42,684.4,508 + 18,266.7,627}{120,934} = 123,677 \text{ kV}$$

Điện áp trên thanh góp hạ áp trạm 5 quy về cao áp bằng:

$$U_{5q} = U_5 - \frac{P_5 \cdot R_{5b} + Q_5 \cdot X_{5b}}{U_5}$$
$$U_{5q} = 123,677 - \frac{35,107.0,935 + 19,421.21,75}{123,677} = 119,996 \text{ kV}$$

Điện áp trên thanh góp cao áp của nhà máy điện :

$$U_N = U_5 + \frac{P''_{ND-5} \cdot R_{ND-5} + Q''_{ND-5} \cdot X_{ND-5}}{U_5}$$
$$U_N = 123,677 + \frac{78,712.2,907 + 36,884.8,72}{123,677} = 128,128 \text{ kV}$$

##### b. Đường dây ND – 7

Điện áp trên thanh góp cao áp trạm biên áp 7:

$$U_7 = U_N - \frac{P'_{ND-7} \times R_{ND-7} + Q'_{ND-7} \times X_{ND-7}}{U_N}$$
$$= 132,593 - \frac{37,537 \times 9,925 + 20,361 \times 13,766}{132,593} = 123,033 \text{ kV}$$

Công suất trước tổng trở trạm biến áp 7  $\dot{Z}_{b7}$  :

$$\dot{S}_{b7} = \dot{S}_{C7} - \Delta \dot{S}_{07} = (36,183 + 20,528j) - (0,07 + 0,48j) = 36,113 + 20,048j \text{ MVA}$$

Điện áp trên thanh góp hạ áp trạm biến áp 7 quy về cao áp:

$$\begin{aligned} U_{7q} &= U_7 - \frac{P_{b7} \times R_{b7} + Q_{b7} \times X_{b7}}{U_7} \\ &= 123,033 - \frac{36,113 \times 0,935 + 20,048 \times 21,75}{123,033} = 119,214 \text{ kV} \end{aligned}$$

c. Đường dây HT – 9

Điện áp trên thanh góp cao áp trạm biến áp 9:

$$\begin{aligned} U_9 &= U_{cs} - \frac{P'_{HT-9} \times R_{dHT-9} + Q'_{HT-9} \times X_{dHT-9}}{U_{cs}} \\ &= 121 - \frac{28,008 \times 11,309 + 14,589 \times 12,537}{121} = 116,951 \text{ kV} \end{aligned}$$

Công suất trước tổng trở trạm biến áp 9  $\dot{Z}_{b9}$  :

$$\dot{S}_{b9} = \dot{S}_{C9} - \Delta \dot{S}_{09} = (27,144 + 15,357j) - (0,058 + 0,4j) = 27,086 + 14,957j \text{ MVA}$$

Điện áp trên thanh góp hạ áp trạm biến áp 9 quy về cao áp:

$$\begin{aligned} U_{9q} &= U_9 - \frac{P_{b9} \times R_{b9} + Q_{b9} \times X_{b9}}{U_9} \\ &= 116,951 - \frac{27,086 \times 1,27 + 14,957 \times 27,95}{116,951} = 113,082 \text{ kV} \end{aligned}$$

Tính điện áp trên các đường dây còn lại được thực hiện tương tự.

Kết quả tính điện áp trên thanh góp hạ áp của các trạm đã quy về điện áp cao trong chế độ phụ tải cực đại cho trong bảng sau:

**Bảng 3.10 Giá trị điện áp trên thanh góp hạ áp quy về cao áp trong chế độ phụ tải cực đại**

Trạm BA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$U_q(\text{kV})$	119,5 64	119,1 06	108,8 9	111,6 89	119,9 96	120,8 8	119,2 14	117,4 42	113,0 82	112,4 07

### 3.4.2. Chế độ phụ tải cực tiểu

Tính điện áp trên các đường dây còn lại được thực hiện tương tự như chế độ cực đại với  $U_{cs} = 115 \text{ kV}$ . Tính toán tương tự như chế độ cực đại.

a. Đường dây ND – 5 - 8 – HT



Điện áp trên thanh góp cao áp trạm 8 bằng:

$$U_8 = U_{cs} - \frac{P'_{HT-8} \cdot R_{HT-8} + Q'_{HT-8} \cdot X_{HT-8}}{U_{cs}}$$

$$U_8 = 115 - \frac{4,766 \cdot 10,5 - 7,676 \cdot 11,025}{115} = 115,301 \text{ kV}$$

Điện áp trên thanh góp hạ áp trạm 8 quy về cao áp bằng:

$$U_{8q} = U_8 - \frac{P_8 \cdot R_{8b} + Q_8 \cdot X_{8b}}{U_8}$$

$$U_{8q} = 115,301 - \frac{28,756 \cdot 0,72 + 15,225 \cdot 17,4}{115,301} = 112,824 \text{ kV}$$

Điện áp trên thanh góp cao áp trạm 5 bằng:

$$U_5 = U_8 + \frac{P''_{5-8} \cdot R_{5-8} + Q''_{5-8} \cdot X_{5-8}}{U_8}$$

$$U_5 = 115,301 + \frac{24,145 \cdot 4,508 + 20,807 \cdot 7,627}{115,301} = 117,621 \text{ kV}$$

Điện áp trên thanh góp hạ áp trạm 5 quy về cao áp bằng:

$$U_{5q} = U_5 - \frac{P_5 \cdot R_{5b} + Q_5 \cdot X_{5b}}{U_5}$$

$$U_{5q} = 117,621 - \frac{24,552 \cdot 0,935 + 13,073 \cdot 21,75}{117,621} = 115,008 \text{ kV}$$

Điện áp trên thanh góp cao áp của nhà máy điện :

$$U_N = U_5 + \frac{P''_{ND-5} \cdot R_{ND-5} + Q''_{ND-5} \cdot X_{ND-5}}{U_5}$$

$$U_N = 117,621 + \frac{49,163 \cdot 2,907 + 32,308 \cdot 8,72}{117,621} = 121,231 \text{ kV}$$

*d. Đường dây ND – 7*

Điện áp trên thanh góp cao áp trạm biến áp 7:

$$U_7 = U_N - \frac{P'_{ND-7} \times R_{ND-7} + Q'_{ND-7} \times X_{ND-7}}{U_N}$$

$$= 121,231 - \frac{25,968 \times 9,925 + 12,809 \times 13,766}{121,231} = 117,651 \text{ kV}$$

Công suất trước tổng trở trạm biến áp 7  $\dot{Z}_{b7}$  :

$$\dot{S}_{b7} = \dot{S}_{C7} - \Delta \dot{S}_{07} = (25,325 + 13,9628j) - (0,07 + 0,48j) = 25,255 + 13,4828j \text{ MVA}$$

Điện áp trên thanh góp hạ áp trạm biến áp 7 quy về cao áp:

$$U_{7q} = U_7 - \frac{P_{b7} \times R_{b7} + Q_{b7} \times X_{b7}}{U_7}$$

$$= 117,651 - \frac{25,255 \times 0,935 + 13,483 \times 21,75}{117,651} = 114,958 \text{ kV}$$

e. Đường dây HT – 9

Điện áp trên thanh góp cao áp trạm biến áp 9:

$$U_9 = U_{cs} - \frac{P'_{HT-9} \times R_{dHT-9} + Q'_{HT-9} \times X_{dHT-9}}{U_{cs}}$$

$$= 115 - \frac{19,41 \times 11,309 + 9,229 \times 12,537}{115} = 112,138 \text{ kV}$$

Công suất trước tổng trở trạm biến áp 9  $\dot{Z}_{b9}$  :

$$\dot{S}_{b9} = \dot{S}_{c9} - \Delta \dot{S}_{09} = (19 + 10,4736j) - (0,058 + 0,4j) = 18,942 + 10,0736j \text{ MVA}$$

Điện áp trên thanh góp hạ áp trạm biến áp 9 quy về cao áp:

$$U_{9q} = U_9 - \frac{P_{b9} \times R_{b9} + Q_{b9} \times X_{b9}}{U_9}$$

$$= 112,138 - \frac{18,942 \times 1,27 + 10,074 \times 27,95}{112,138} = 109,413 \text{ kV}$$

Kết quả tính điện áp trên thanh góp hạ áp của các trạm đã quy về điện áp cao trong chế độ phụ tải cực tiểu cho trong bảng sau:

**Bảng 3.11 Giá trị điện áp trên thanh góp hạ áp quy về cao áp trong chế độ phụ tải cực tiểu**

Trạm BA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$U_q(\text{kV})$	115,1 97	114,8 97	106,6 31	108,4 79	115,0 08	116,0 88	114,9 58	112,8 24	109,4 13	108,9 69

### 3.4.3. Chế độ sau sự cố

Chọn điện áp trên thanh cái cao áp hệ thống là 121 kV ( $U_{cs} = 121 \text{ kV}$ ). Chế độ sau sự cố có thể xảy ra khi ngừng một tổ máy phát, ngưng một mạch trên các đường dây nối từ các nguồn cung cấp đến các hộ tiêu thụ. Trong phần này chỉ xét trường hợp sự cố khi ngừng một mạch lộ kép. Tính toán tương tự như chế độ cực đại.

f. Đường dây ND – 5 - 8 – HT

Điện áp trên thanh góp cao áp trạm 8 bằng:

$$U_8 = U_{cs} - \frac{P'_{HT-8} \cdot R_{HT-8} + Q'_{HT-8} \cdot X_{HT-8}}{U_{cs}}$$

$$U_8 = 121 - \frac{4,823.10,5 + 21,673.11,025}{121} = 118,607 \text{ kV}$$

Điện áp trên thanh góp hạ áp trạm 8 quy về cao áp bằng:

$$U_{8q} = U_8 - \frac{P_8 \cdot R_{8b} + Q_8 \cdot X_{8b}}{U_8}$$

$$U_{8q} = 118,607 - \frac{41,113.0,72 + 22,567.17,4}{118,607} = 115,047 \text{ kV}$$

Điện áp trên thanh góp cao áp trạm 5 bằng:

$$U_5 = U_8 + \frac{P_{5-8}'' \cdot R_{5-8} + Q_{5-8}'' \cdot X_{5-8}}{U_8}$$

$$U_5 = 118,607 + \frac{36,783.4,508 - 0,846.7,627}{118,607} = 119,951 \text{ kV}$$

Điện áp trên thanh góp hạ áp trạm 5 quy về cao áp bằng:

$$U_{5q} = U_5 - \frac{P_5 \cdot R_{5b} + Q_5 \cdot X_{5b}}{U_5}$$

$$U_{5q} = 119,951 - \frac{35,107.0,935 + 19,421.21,75}{119,951} = 116,156 \text{ kV}$$

Điện áp trên thanh góp cao áp của nhà máy điện :

$$U_N = U_5 + \frac{P_{ND-5}'' \cdot R_{ND-5} + Q_{ND-5}'' \cdot X_{ND-5}}{U_5}$$

$$U_N = 119,951 + \frac{72,478.5,814 + 17,985.17,441}{119,951} = 126,079 \text{ kV}$$

*g. Đường dây ND – 7*

Điện áp trên thanh góp cao áp trạm biến áp 7:

$$U_7 = U_N - \frac{P'_{ND-7} \times R_{ND-7} + Q'_{ND-7} \times X_{ND-7}}{U_N}$$

$$= 126,079 - \frac{38,955 \times 19,849 + 23,351 \times 27,533}{126,079} = 114,847 \text{ kV}$$

Công suất trước tổng trở trạm biến áp 7  $\dot{Z}_{b7}$  :

$$\dot{S}_{b7} = \dot{S}_{c7} - \Delta \dot{S}_{07} = (36,183 + 20,528j) - (0,07 + 0,48j) = 36,113 + 20,048j \text{ MVA}$$

Điện áp trên thanh góp hạ áp trạm biến áp 7 quy về cao áp:

$$U_{7q} = U_7 - \frac{P_{b7} \times R_{b7} + Q_{b7} \times X_{b7}}{U_7}$$

$$= 114,847 - \frac{36,113 \times 0,935 + 20,048 \times 21,75}{114,847} = 110,756 \text{ kV}$$

h. Đường dây HT – 9

Điện áp trên thanh góp cao áp trạm biến áp 9:

$$U_9 = U_{cs} - \frac{P'_{HT-9} \times R_{dHT-9} + Q'_{HT-9} \times X_{dHT-9}}{U_{cs}}$$

$$= 121 - \frac{28,915 \times 22,617 + 16,38 \times 23,748}{121} = 112,38 \text{ kV}$$

Công suất trước tổng trở trạm biến áp 9  $\dot{Z}_{b9}$  :

$$\dot{S}_{b9} = \dot{S}_{c9} - \Delta \dot{S}_{09} = (27,144 + 15,357j) - (0,058 + 0,4j) = 27,086 + 14,957j \text{ MVA}$$

Điện áp trên thanh góp hạ áp trạm biến áp 9 quy về cao áp:

$$U_{9q} = U_9 - \frac{P_{b9} \times R_{b9} + Q_{b9} \times X_{b9}}{U_9}$$

$$= 112,38 - \frac{27,086 \times 1,27 + 14,957 \times 27,95}{112,38} = 108,354 \text{ kV}$$

Kết quả tính điện áp trên thanh góp hạ áp của các trạm đã quy về điện áp cao trong chế độ sau sự cố cho trong bảng sau:

**Bảng 3.12 Giá trị điện áp trên thanh góp hạ áp quy về cao áp trong chế độ sự cố**

Trạm BA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$U_q(\text{kV})$	111,4 14	110,1 39	98,8 04	105,0 45	116,1 56	114,7 85	110,7 56	115,0 47	108,3 54	107,5 82

### 3.5. CHỌN ĐẦU PHÂN ÁP CÁC MÁY BIẾN ÁP

#### 3.5.1. Máy biến áp hạ áp

Điện áp là một trong những chỉ tiêu chất lượng điện năng quan trọng. Nó ảnh hưởng nhiều đến chỉ tiêu kinh tế và kỹ thuật của các hộ tiêu thụ. Các thiết bị điện chỉ có thể làm việc tốt trong những trường hợp điện năng có chất lượng cao.

Chất lượng điện năng được đánh giá thông qua các chỉ tiêu về độ lệch điện áp, độ dao động điện áp, sự không đối xứng và không sin. Trong đó chỉ tiêu về độ lệch điện áp là chỉ tiêu quan trọng nhất. Để đảm bảo được độ lệch điện áp ở các hộ tiêu thụ trong phạm vi cho phép ta cần phải tiến hành điều chỉnh điện áp theo các cách sau:

- + Thay đổi điện áp các máy phát trong nhà máy điện.
- + Thay đổi tỷ số biến trong các trạm biến áp (chọn đầu điều chỉnh của các máy biến áp)
- + Thay đổi các dòng công suất phản kháng truyền tải trong mạng điện.

Thực tế cho thấy thì đối với những mạng điện lớn không thể điều chỉnh điện áp bằng cách thay đổi điện áp tại nhà máy điện, và thay đổi các dòng công suất phản kháng trên đường dây cũng không thể đáp ứng được nhu cầu về điều chỉnh điện áp vì các lý do khác nhau như: Độ ổn định các hệ thống, vận hành phức tạp và vốn đầu tư cao. Do đó phương pháp điều chỉnh điện áp của các máy biến áp trong các trạm biến áp được dùng rộng rãi để điều chỉnh điện áp.

Yêu cầu điều chỉnh điện áp được phân thành 2 loại:

+ Yêu cầu điều chỉnh điện áp thường:

Điện áp yêu cầu trên thanh góp hạ áp của máy biến áp trong tình trạng vận hành bình thường phải thỏa mãn các yêu cầu về độ lệch điện áp trong các chế độ:

- Phụ tải cực đại :  $\Delta U_{cp \max} \% \geq 2,5\%$
- Phụ tải cực tiểu:  $\Delta U_{cp \min} \% \leq 7,5\%$
- Chế độ sự cố :  $\Delta U_{cp \text{sc}} \% \geq - 2,5\%$

+ Yêu cầu điều chỉnh điện áp khác thường:

Điện áp yêu cầu trên thanh góp hạ áp của máy biến áp trong tình trạng vận hành bình thường phải thỏa mãn các yêu cầu về độ lệch điện áp:

- Phụ tải cực đại :  $\Delta U_{cp \max} \% = 5\%$
- Phụ tải cực tiểu:  $\Delta U_{cp \min} \% = 0\%$
- Chế độ sự cố :  $\Delta U_{cp \text{sc}} \% = 0 - 5\%$

Việc điều chỉnh điện áp được tiến hành theo các bước sau:

- Tính điện áp trên thanh góp hạ áp của các trạm quy về phía cao áp trong các chế độ.
- Tính các giá trị điện áp yêu cầu trên thanh góp hạ áp của các trạm trong các chế độ.

$$U_{yc \ i} = U_{đm} + U_{icp} \% \cdot U_{đm}$$

- Tính điện áp đầu điều chỉnh.

$$U_{idc} = \frac{U_{iq} \cdot U_{hđm}}{U_{yc \ i}}$$

Trong đó :  $U_{qi}$  là điện áp trên thanh góp hạ áp quy đổi về phía điện áp cao của các trạm ở chế độ i.

Ta có:  $U_{hđm} = 1,1 \cdot U_{đm} = 1,1 \cdot 35 = 38,5 \text{ kV}$

- Chọn đầu điều chỉnh gần nhất.

Điện áp của đầu tiêu chuẩn được tính theo:

$$U_{itc} = U_{cđm} + \frac{n \cdot e \% \cdot U_{cđm}}{100}$$

Trong đó  $n$  : Số thứ tự tiêu chuẩn đã chọn.

$e\%$  : Phạm vi điều chỉnh giữa 2 đầu điều chỉnh liên tiếp.

$U_{cdm}$  : Điện áp định mức cao (115 kV).

- Tính các giá trị thực của điện áp trên thanh góp hạ áp :

$$U_t = \frac{U_{iq} \times U_{hdm}}{U_{tc}}$$

- Kiểm tra độ lệch điện áp thực :

$$\Delta U_i\% = \frac{U_t - U_{dm}}{U_{dm}} \times 100\%.$$

Các trạm đều dùng các MBA có phạm vi điều chỉnh điện áp là  $\pm 9 \times 1,78\%$  có  $U_{cdm} = 115$  kV;  $U_{hdm} = 1,1$ .  $U_{dm} = 1,1 \times 10 = 11$  kV.

**Bảng 3.13 Các đầu điều chỉnh điện áp tiêu chuẩn của MBA có điều áp dưới tải**

n	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$U_{tc}$	115	117,05	119,10	121,15	123,20	125,25	127,30	129,35	131,40	133,42
n	0	-1	-2	-3	-4	-5	-6	-7	-8	-9
$U_{tc}$	115	112,95	110,90	108,85	106,80	104,75	102,75	100,65	98,60	96,55

Máy biến áp không có điều áp dưới tải có 5 đầu ra điều chỉnh. Tương ứng thứ tự các đầu điều chỉnh tiêu chuẩn là từ 0 – 4. Với độ lệch điện áp của của mỗi đầu điều chỉnh là  $2,5\%U_{cdm}$ .

Vậy phạm vi điều chỉnh điện áp của máy biến áp là  $\pm 2 \times 2,5\%U_{cdm}$ . Từ đó ta tính được các giá trị điện áp tương ứng với các đầu điều chỉnh tiêu chuẩn của máy biến áp không điều áp dưới tải.

**Bảng 3.14 Các đầu điều chỉnh tiêu chuẩn của MBA không điều áp dưới tải**

n	-2	-1	0	1	2
$U_{tc}$ (kV)	109,25	112,125	115	117,875	120,75

**Bảng 3.15 Yêu cầu về điều chỉnh điện áp và loại phụ tải**

Phụ tải	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Loại hộ phụ tải	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
Độ tin cậy yêu cầu	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT	KT

Độ lệch điện áp trên thanh cái của trạm phải thoả mãn điều kiện :

- Chế độ phụ tải cực đại:

$$U_{yc \max} = U_{dm} + U_{cp \max}\%. U_{dm} = 35 + 5\%.35 = 36,75 \text{ kV}$$

- Chế độ phụ tải cực tiểu:

$$U_{yc \min} = U_{đm} + U_{cp \min} \% \cdot U_{đm} = 35 + 0\% \cdot 35 = 35 \text{ kV}$$

- Chế độ sự cố :

$$U_{yc \text{ sc}} = U_{đm} + U_{cp \text{ sc}} \% \cdot U_{đm} = 35 + 5\% \cdot 35 = 36,75 \text{ kV}$$

a. Phụ tải I

+ Chế độ phụ tải cực đại:

Điện áp tính toán của đầu điều chỉnh của máy biến áp được xác định theo công thức:

$$U_{đc \max} = \frac{U_{q \max} \cdot U_{hđm}}{U_{yc \max}} = \frac{119,564 \times 36,75}{36,75} = 125,258 \text{ kV}$$

Chọn đầu điều chỉnh tiêu chuẩn  $n = 6 \Rightarrow U_{tc \max} = 127,3 \text{ kV}$ .

Điện áp thực trên thanh góp hạ áp bằng:

$$U_{t \max} = \frac{U_{q \max} \cdot U_{hđm}}{U_{tc \max}} = \frac{125,258 \times 38,5}{127,3} = 36,16 \text{ kV}$$

Độ lệch điện áp trên thanh góp hạ áp bằng:

$$\Delta U_{\max} = \frac{U_{t \max} - U_{đm}}{U_{đm}} \times 100\% = \frac{36,16 - 35}{35} \times 100\% = 3,314\%$$

+ Chế độ phụ tải cực tiểu:

Điện áp tính toán của đầu điều chỉnh của máy biến áp bằng:

$$U_{đc \min} = \frac{U_{q \min} \times U_{hđm}}{U_{yc \min}} = \frac{115,197 \times 38,5}{35} = 126,717 \text{ kV}$$

Chọn  $n = 6 \Rightarrow U_{tc \min} = 127,3 \text{ kV}$ .

Điện áp thực trên thanh góp hạ áp có giá trị:

$$U_{t \min} = \frac{U_{q \min} \times U_{hđm}}{U_{tc \min}} = \frac{126,717 \times 38,5}{127,3} = 34,84 \text{ kV}$$

Độ lệch điện áp bằng:

$$\Delta U_{\min} = \frac{U_{t \min} - U_{đm}}{U_{đm}} \times 100\% = \frac{34,84 - 35}{35} \times 100\% = -0,457\%$$

+ Chế độ sau sự cố:

Điện áp tính toán của đầu điều chỉnh của máy biến áp bằng:

$$U_{đc \text{ sc}} = \frac{U_{q \text{ sc}} \times U_{hđm}}{U_{yc \text{ sc}}} = \frac{111,414 \times 38,5}{36,75} = 116,719 \text{ kV}$$

Chọn  $n = 1 \Rightarrow U_{tc \min} = 117,05 \text{ kV}$ .

Điện áp thực trên thanh góp hạ áp có giá trị:

---

$$U_{t\ sc} = \frac{U_{q\ sc} \times U_{h\ dm}}{U_{t\ c\ sc}} = \frac{116,719 \times 38,5}{117,05} = 36,646 \text{ kV}$$

Độ lệch điện áp bằng:

$$\Delta U_{sc} = \frac{U_{t\ sc} - U_{dm}}{U_{dm}} \times 100\% = \frac{36,646 - 35}{35} \times 100\% = 4,703\%$$

Vậy các đầu đã chọn thỏa mãn yêu cầu điều chỉnh điện áp khác thường.  
Tính toán tương tự cho các TBA3, TBA2, TBA4, TBA5, TBA6, TBA7, TBA8, TBA9. Kết quả tính toán được cho ở bảng:



**Bảng 3.16 Thông số các trạm biến áp khi sử dụng MBA có điều áp dưới tải**

Chế độ max	Trạm biến áp	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	$U_q$ (kV)	119,564	119,106	108,89	111,689	119,996	120,88	119,214	117,442	113,082	112,407
	$U_{đcmax}$	125,258	124,778	114,075	117,008	125,71	126,636	124,891	123,034	118,467	117,76
	n	6	5	0	1	6	6	5	4	2	2
	$U_{tcmax}$	127,3	125,25	115	117,05	127,3	127,3	125,25	123,2	119,1	119,1
	$U_{tmax}$	36,16	36,611	36,454	36,737	36,291	36,558	36,645	36,701	36,555	36,336
	$\Delta U_{max}$ (%)	3,314	4,603	4,154	4,963	3,689	4,451	4,7	4,86	4,443	3,817

Chế độ min	Trạm biến áp	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	$U_q$ (kV)	115,197	114,897	106,631	108,479	115,008	116,088	114,958	112,824	109,413	108,969
	$U_{đcmin}$	126,717	126,387	117,294	119,327	126,509	127,697	126,454	124,106	120,354	119,866
	n	6	6	1	2	6	6	6	5	3	2
	$U_{tcmin}$	127,3	127,3	117,05	119,1	127,3	127,3	127,3	125,25	121,15	119,1
	$U_{tmin}$	34,84	34,749	35,073	35,067	34,782	35,109	34,767	34,68	34,77	35,225
	$\Delta U_{min}$ (%)	-0,457	-0,717	0,209	0,191	-0,623	0,311	-0,666	-0,914	-0,657	0,643

Chế độ sự cố	Trạm biến áp	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	$U_q$ (kV)	111,414	110,139	98,804	105,045	116,156	114,785	110,756	115,047	108,354	107,582
	$U_{đcsc}$	116,719	115,384	103,509	110,047	121,687	120,251	116,03	120,525	113,514	112,705
	n	1	1	-5	-2	4	3	1	3	0	-1
	$U_{tcsc}$	117,05	117,05	104,75	110,9	123,2	121,15	117,05	121,15	115	112,95
	$U_{tsc}$	36,646	36,227	36,315	36,467	36,299	36,477	36,43	36,561	36,275	36,67
	$\Delta U_{sc}$ (%)	4,703	3,506	3,757	4,191	3,711	4,22	4,086	4,46	3,643	4,771

---

## CHƯƠNG IV: TÍNH TOÁN CÁC CHỈ TIÊU KINH TẾ KỸ THUẬT CỦA MẠNG ĐIỆN

### 4.1. VỐN ĐẦU TƯ XÂY DỰNG MẠNG ĐIỆN

Tổng các vốn đầu tư xây dựng mạng điện được xác định theo công thức:

$$K = \sum K + K_t$$

Trong đó

$\sum K$ : tổng vốn đầu tư xây dựng các đường dây.

$K_t$ : vốn đầu tư xây dựng các trạm biến áp.

Theo chương 5 ( bảng 5.1 ) ta đã tính được tổng vốn đầu tư xây dựng các đường dây:

$$\sum K = 1645402,8 \times 10^6 \text{ đ}$$

Trong hệ thống điện thiết kế có 9 trạm hạ áp, 9 trạm có 2 máy biến áp do đó vốn đầu tư cho các trạm hạ áp:

$$\begin{aligned} K_t &= 1,3 \times 1,8 \times 22 \cdot 10^9 + 1,3 \times 7 \times 1,8 \times 29 \cdot 10^9 + 1,3 \times 2 \times 1,8 \times 36 \cdot 10^9 \\ &= 627,12 \cdot 10^9 \text{ đ} \end{aligned}$$

Do đó tổng vốn đầu tư để xây dựng mạng điện:

$$K = \sum K + K_t = 1645402,8 \times 10^6 + 627,12 \times 10^9 = 2272522,8 \times 10^6 \text{ đồng}$$

### 4.2. TỔN THẤT CÔNG SUẤT TÁC DỤNG TRONG MẠNG ĐIỆN

Tổn thất công suất tác dụng trong mạng điện gồm có tổn thất công suất trên đường dây và tổn thất công suất tác dụng trong các trạm biến áp ở chế độ phụ tải cực đại.

Theo kết quả tính toán ở chương 7 (bảng 7.2) ta có:

- Tổng tổn thất công suất tác dụng trên các đường dây:

$$\Delta P_d = 14,742 \text{ MW}$$

- Tổng tổn thất công suất tác dụng của các trạm biến áp:

$$\sum \Delta P_{BAi} = 1,855 \text{ MW}$$

Như vậy tổng tổn thất công suất tác dụng trong mạng điện:

$$\Delta P = \Delta P_d + \sum \Delta P_{BAi} = 14,742 + 1,855 = 16,597 \text{ MW}$$

Tổn thất công suất tác dụng trong mạng điện tính theo phần trăm (%):

$$\Delta P(\%) = \frac{\Delta P}{\sum P_{\max}} \times 100 = \frac{16,597}{329} \times 100\% = 5,045\%$$

### 4.3. TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG TRONG MẠNG ĐIỆN

Tổng tổn thất điện năng trong các trạm biến áp xác định theo công thức sau:

$$\Delta A_{BAi} = n \Delta P_{0i} t + \frac{1}{n} \Delta \Delta P_{Ni} \left( \frac{S_{\max i}}{S_{dm}} \right)^2 \times \tau$$

Trong đó

$\tau$  – thời gian tổn thất công suất lớn nhất

$t$  – thời gian các máy biến áp làm việc trong năm.

Bởi vì các máy biến áp vận hành song song trong cả năm cho nên  $t = 8760$  h.

Thời gian tổn thất công suất lớn nhất có thể tính theo công thức sau:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \times 10^{-4})^2 \times 8760 = (0,124 + 5000 \times 10^{-4})^2 \times 8760 = 3410,934 \text{ h}$$

Ta có tổn thất điện năng trong các trạm biến áp trong bảng sau:

Trạm BA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\Delta A_{BAi}$ (MWh)	978,3 35	957,7 68	1021,2 58	1161,5 44	978,3 35	1021,2 58	999,4 98	1122,8 64	802,7 06	978,3 35
$\Sigma \Delta A_{BA}$ (MWh)	<b>10021,901</b>									

Tổng tổn thất điện năng trên đường dây xác định theo công thức sau:

$$\Sigma \Delta A_d = \Delta P_d \times \tau = 14,742 \times 3410,934 = 50283,989 \text{ MWh}$$

Vậy tổng tổn thất điện năng của mạng điện là:

$$\Delta A = \Sigma \Delta A_{BA} + \Sigma \Delta A_d = 10021,901 + 50283,989 = 60305,890 \text{ MWh}$$

Tổng điện năng các hộ tiêu thụ nhận được trong năm:

$$A = \Sigma P_{\max} \times T_{\max} = 329 \times 5000 = 1645 \times 10^3 \text{ MWh}$$

Tổn thất điện năng trong mạng điện tính theo phần trăm (%):

$$\Delta A(\%) = \frac{\Delta A}{A} \times 100 = \frac{60305,890}{1645 \cdot 10^3} \times 100 = 3,666\%$$

#### 4.4. TÍNH CHI PHÍ GIÁ THÀNH

##### 4.4.1. Chi phí vận hành hàng năm

Các chi phí vận hành hàng năm trong mạng điện được xác định theo công thức:

$$Y = a_{vhd} \cdot \Sigma K + a_{vht} \cdot K_t + \Delta A \cdot c$$

Trong đó

$a_{vhd}$ : hệ số vận hành đường dây ( $a_{vhd} = 0,07$ )

$a_{vht}$ : hệ số vận hành các thiết bị trong trạm biến áp ( $a_{vht} = 0,10$ )

$c$ : giá thành 1 kWh điện năng tổn thất.

Như vậy:

$$\begin{aligned} Y &= 0,07 \times 1645402,8 \times 10^6 + 0,1 \times 627,12 \times 10^9 + 60305,890 \times 10^3 \times 1500 \\ &= 268,349 \times 10^9 \text{ đồng} \end{aligned}$$

##### 4.4.2. Chi phí tính toán hàng năm

Chi phí tính toán hàng năm được xác định theo công thức:

$$Z = a_{tc} \times K + Y$$

Trong đó

$a_{tc}$ : hệ số định mức hiệu quả của các vốn đầu tư ( $a_{tc} = 0,125$ ).

Do đó chi phí tính toán bằng:

$$\begin{aligned} Z &= 0,125 \times 2272522,8 \times 10^6 + 268,349 \times 10^9 \\ &= 552,414 \times 10^9 \text{ đ} \end{aligned}$$

#### 4.4.3. Giá thành truyền tải điện năng

Giá thành truyền tải điện năng được xác định theo công thức:

$$\beta = \frac{Y}{A} = \frac{268,349 \times 10^9}{1645 \times 10^6} = 163,130 \text{ đ / kWh}$$

#### 4.4.4. Giá thành xây dựng 1 MW công suất phụ tải trong chế độ cực đại

Giá thành xây dựng 1 MW công suất phụ tải được xác định theo biểu thức:

$$K_0 = \frac{K}{\sum P_{\max}} = \frac{2272522,8 \cdot 10^6}{329} = 6,907 \cdot 10^9 \text{ đ / MW}$$

Kết quả các chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật của hệ thống điện thiết kế được tổng hợp dưới bảng 9.1 sau:

**Bảng 4.1 Các chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật của hệ thống điện thiết kế**

Các chỉ tiêu	Đơn vị	Giá trị
1. Tổng công suất phụ tải khi cực đại	MW	329
2. Tổng chiều dài đường dây	km	620,92
3. Tổng công suất các MBA hạ áp	MVA	608
4. Tổng vốn đầu tư cho mạng điện	$10^9$ đ	2272,523
5. Tổng vốn đầu tư về đường dây	$10^9$ đ	1645,4028
6. Tổng vốn đầu tư về các trạm biến áp	$10^9$ đ	627,12
7. Tổng điện năng các phụ tải tiêu thụ	MWh	1645
8. $\Delta U_{\max bt}$	%	8,366
9. $\Delta U_{\max sc}$	%	13,397

10. Tổng tổn thất thất công suất $\Delta P$	MW	16,597
11. Tổng tổn thất công suất $\Delta P$	%	5,045
12. Tổng tổn thất điện năng $\Delta A$	MWh	60305,890
13. Tổng tổn thất điện năng $\Delta A$	%	3,666
14. Chi phí vận hành hàng năm	$10^9$ đ	552,414
15. Giá thành truyền tải điện năng $\beta$	đ/kWh	268,349
16. Giá thành xây dựng 1 MW công suất phụ tải khi cực đại	$10^9$ đ/MW	163,130

---

## KẾT LUẬN

Thông qua đề án “**Thiết Kế Mạng Lưới Điện**” em đã cố gắng để hoàn thành đề án của mình. Trong phạm vi đề án tốt nghiệp em đã thực hiện các công việc như sau:

1. Hoàn thành thiết kế mạng lưới điện cao áp.
  - + Phân tích và tính toán cân bằng công suất.
  - + Đưa ra phương các phương án và chọn ra các phương án tối ưu cung cấp điện và máy biến áp trong trạm của mạng điện.
  - + Phân tích các chế độ vận hành các phương pháp điều chỉnh điện áp trong mạng điện.
  - + Tính toán các chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật của mạng điện.
2. Đây là dịp cho em được rèn luyện kỹ năng tính toán vốn rất còn hạn chế của mình ngày càng được tốt hơn.

Trong quá trình học tập và làm đề án mặc dù đã có rất nhiều cố gắng nhưng không sao tránh khỏi những thiếu sót dù lớn hay nhỏ. Nhưng bù lại em đã nhận đc sự giúp đỡ của thầy cô và các bạn trong lớp, và đặc biệt là thầy Nguyễn Đoàn Phong đã tận tình hướng dẫn và chỉ bảo cho em những vướng mắc trong suốt quá trình thực hiện đề án.

Và cuối cùng em xin chân thành cảm ơn các thầy, cô đã tận tình giúp đỡ em hoàn thành đề án của mình!

*Hải Phòng, ngày.....tháng....năm 2020*

**Sinh viên**

**Lưu Duy Khiêm**

## TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. **Nguyễn Văn Đạm.** *Thiết kế các mạng và hệ thống điện.* Nhà xuất bản khoa học kỹ thuật, 2004.
- [2]. **Trần Bách.** *Lưới điện và hệ thống điện tập 1, 2, 3.* Nhà xuất bản khoa học kỹ thuật, 2004
- [3]. **Trần Bách.** *Ổn định trong hệ thống điện.* Đại học Bách Khoa Hà Nội, 2001
- [4]. **Trần Bách.** *Tối ưu hóa các chế độ của hệ thống điện.* Trường Đại học Bách Khoa Hà Nội, 1999
- [5]. **Đào Quang Thạch, Phạm Văn Hòa.** *Phần điện trong nhà máy điện và trạm biến áp.* Nhà xuất bản khoa học kỹ thuật, 2005
- [6]. **Nguyễn Lâm Tráng.** *Quy hoạch và phát triển hệ thống điện.* Nhà xuất bản khoa học kỹ thuật, 2004
- [7]. **Lã Văn Út.** *Ngắn mạch trong hệ thống điện.* Nhà xuất bản khoa học kỹ thuật, Hà Nội 2005
- [8]. **Trần Đình Long.** *Tự động hóa trong hệ thống điện.* Trường Đại học Bách Khoa Hà Nội, 2005