



**МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ДЕПАРТАМЕНТ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И ОБРАЗОВАНИЯ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«ИРКУТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ А.А.
ЕЖЕВСКОГО»
(ФГБОУ ВО Иркутский ГАУ)**

Энергетический факультет

Кафедра электроснабжения и электротехники

С.В. Подъячих, Д.А. Иванов

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

Учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся
по направлению 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника



Молодёжный 2021

УДК 621.311

Рецензенты:

Пуляевский А.С. – директор ООО "Всэлком".

Боннет В.В. – к.т.н., доцент, доцент кафедры электрооборудования и физики ФГБОУ ВО Иркутский ГАУ имени А.А. Ежевского

Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие для выполнения курсовой работы / авт. – сост. С.В. Подъячих, Д.А. Иванов–Молодёжный: Издательство Иркутского ГАУ, 2021.– 161 с.

Содержание учебного пособия включает в себя основные сведения по проектированию районных распределительных сетей, выбору линий электропередачи, силовых трансформаторов и оборудования распределительных устройств систем электроснабжения. Пособие предназначено для студентов очной и заочной форм обучения направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

В пособии приведен справочный материал, необходимый для выполнения индивидуальных заданий, контрольных и выпускных квалификационных работ, а также пример выполнения расчетов и оформления курсовой работы по каждому разделу.

Учебное пособие может быть использовано студентами других электроэнергетических специальностей и направлений. Может быть полезно для специалистов в области электроэнергетики.

Учебное пособие рассмотрено и одобрено кафедрой электроснабжения и электротехники.

Учебное пособие рекомендовано к печати методической комиссией энергетического факультета.

© Подъячих С.В., Иванов Д.А., 2021

© Иркутский государственный аграрный университет имени А.А. Ежевского, 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Введение.....	4
1. Разработка вариантов схем электропитающей сети	10
2. Выбор напряжения электропитающей сети	20
3. Выбор сечений проводов линий электропередачи.....	24
4. Выбор трансформаторов и типов подстанций	34
4.1. Выбор трансформаторов и расчет их параметров.....	34
4.2. Выбор схемы, типа и параметров подстанций.....	39
4.2.1. Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) 110 кВ..	39
4.2.2. Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) 35 кВ...	46
5. Основы технико-экономического сопоставления вариантов ..	66
6. Расчеты и анализ электрических режимов сети	81
7. Выбор средств регулирования напряжения.....	103
8. Определение токов короткого замыкания	109
9. Выбор основного оборудования распределительных устройств подстанций.....	139
10. Выбор заземления и молниезащиты подстанции.....	146
11. Определение количества обслуживающего персонала, его квалификации.....	154
12. Определение себестоимости передачи электроэнергии	156
13. Оформление пояснительной записки и чертежей.....	158
14. Список литературы.....	160

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия.

ВН – высокое напряжение.

ЗРУ – закрытое распределительное устройство.

КЗ – короткое замыкание.

КЛ – кабельная линия.

КРУ – комплектная распределительное устройство.

КСО – камера сборная одностороннего обслуживания.

КТП – комплектная трансформаторная подстанция.

КУ – конденсаторная установка

НН – низкое напряжение.

ОПН – ограничитель перенапряжений.

ОРУ – открытое распределительное устройство.

ПБВ – переключение без возбуждения.

ПУЭ – правила устройства электроустановок.

ПТЭЭП – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.

РВ – разрядник вентильный.

РПН – регулирование под нагрузкой.

РУ – распределительное устройство.

ТН – трансформатор напряжения.

ТП – трансформаторная подстанция.

ТСН – трансформатор собственных нужд.

ТТ – трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

Курсовая работа по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» выполняется на 3 курсе в 6-м семестре в соответствии с учебным планом и включает в себя пояснительную записку и чертежи формата А4.

При работе над курсовой работой студент должен научиться применять теоретические знания, полученные при изучении специальных дисциплин, работать с технической литературой, каталогами, справочниками, ГОСТами и другими нормативными материалами.

Цель курсовой работы – обучение основам проектирования электропитающих систем и электрических распределительных сетей; закрепление теоретических знаний, полученных на лекциях и практических занятиях по расчетам нормальных и аварийных режимов работы электрических сетей для определения потерь напряжения, мощности и электрической энергии; приобретение навыков выбора экономически целесообразного варианта электроснабжения группы промышленных, городских и/или сельских потребителей определенной территории области или промышленного района на основе технико-экономического расчета; составление смет затрат на строительство проектируемых объектов и расчету эксплуатационных издержек; определению численности и состава обслуживающего персонала и их квалификационной группы по технике безопасности и ПТЭ электроустановок.

В процессе проектирования необходимо выполнить необходимые расчеты, обосновать принятые решения, четко и аккуратно оформить результаты в виде пояснительной записки и графической части. Графическая часть должна содержать изображение вариантов электрической сети, конструктивного выполнения тех или иных решений, однолинейной главной схемы электрических соединений одной из подстанций и схемы ее конструктивного выполнения.

Для выполнения курсовой работы задаются следующие исходные данные (вариантно): топографическое расположение узлов электрических нагрузок и источника электропитания в виде шин высокого напряжения электрической станции или подстанции (задаются в системе декартовых координат в осях X и Y и масштабе 1:500 000). Координаты узлов нагрузок заданы в табл. В.1. Координаты источника электроэнергии соответствуют началу координатных осей (0; 0). Параметры источника питания: двойная система шин 110 кВ; две секции шин 35 кВ и две секции шин 10 кВ, связанные между собой двумя трехобмоточными трансформаторами достаточной мощности (по 40 МВА). Напряжение на шинах в режиме максимальных нагрузок $U_{\text{макс}} = 1,1 U_{\text{ном}}$, в режиме минимальных нагрузок $U_{\text{мин}} = 1,0 U_{\text{ном}}$. Подстанция связана с ЭЭС двумя ВЛ 110 кВ. Параметры питающей системы для расчетов токов К.З.: $S_{\text{С,ном}} = 1000 \text{ МВА}$, $Z_{\text{С,ном}} = 12$

– j40 Ом. Максимальные мощности потребителей приведены в табл. В.2. Дополнительные характеристики потребителей даны в таблицах В.3 и В.4. Виды грунта в районе сооружения подстанций приведены в табл. В.5.

В процессе выполнения расчетов следует использовать справочные данные по техническим и экономическим показателям оборудования и нормативные материалы по проектированию и эксплуатации электроэнергетических систем [1–3 и др.]. Часть материалов приводится в данном методическом пособии. Однако, к этим сведениям следует относиться критически, имея в виду, что электротехническое оборудование, выпускаемое промышленностью, постоянно обновляется, совершенствуется и модернизируется. Поэтому ими следует пользоваться, в крайнем случае, если нет более «свежих» данных.

Таблица В.1 – Координаты нагрузок энергорайона (x; y).

Номер варианта	Координаты электроприемников, мм (М 1: 500 000)				
	А	Б	В	Г	Д
1	-45; -1,5	-36; -57	34; 55	53; 76	62; 49
2	-30; 15	-60; -25	25; 30	45; 50	25; 25
3	-30; 15	-20; -25	40; 70	65; 100	50; 30
4	-100; 0	-90; -52,5	25; 80	45; 100	80; 150
5	-30; 0	-20; -52,5	40; 40	65; 70	80; 30
6	-60; -15	-60; -80	32,5; 40	55; 70	50; 40
7	-15; -15	-10; -40	25; 25	45; 40	35; 30
8	-45; 15	-40; -25	32,5; 55	55; 85	80; 40
9	-45; 0	-40; -52,5	40; 55	65; 85	65; 40
10	-45; 65	-40; -180	32,5; 170	55; 100	65; 50
11	-52,5; 15	-50; -25	28; 70	50; 100	57,5; 50
12	-17,5; 15	-15; -25	37; 30	60; 30	40; 40
13	-60; 7,5	-60; -40	25; 62,5	45; 92,5	50; 45
14	-52,5; 7,5	-50; -40	28; 62,5	50; 92,5	57,5; 45
15	-45; 175	-40; -140	32,5; 62,5	55; 92,5	65; 45
16	-37,5; 7,5	-30; -40	37; 62,5	60; 92,5	72,5; 45
17	-30; 7,5	-20; -20	20; 42,5	25; 22,5	40; 25
18	-52,5; 0	-50; -52,5	28; 55	50; 85	57,5; 40
19	-37,5; 0	-30; 52,5	37; 55	60; 85	72,5; 40
20	-160; -7,5	-60; -167	25; 147,5	45; 177,5	50; 135
21	-52,5; -7,5	-50; -67	28; 47,5	50; 77,5	57,5; 35
22	-25; -7,5	-20; -37	32,5; 27,5	25; 37,5	45; 25
23	-37,5; -7,5	-30; -67	37; 47,5	60; 77,5	72,5; 35
24	-30; -7,5	-20; -67	40; 47,5	65; 77,5	80; 35
25	-52,5; -115	-50; -180	28; 140	50; 170	57,5; 130
26	-37,5; -15	-30; -80	37; 40	60; 70	72,5; 30
27	-30; 10	-35; -30	15; 30	25; 40	30; 20
28	-50; -10	-55; -50	30; 50	45; 90	60; 45
29	-40; 5	-55; -60	35; 60	50; 80	70; 35
30	-140; -5	155; -70	135; 150	150; 190	170; 145
31	-55; 0	-25; -30	30; 45	55; 80	55; 40
32	-25; 10	-15; -40	15; 40	35; 30	55; 20
33	-45; -10	-25; -60	30; 65	60; 80	75; 50

Таблица В.2 – Мощности электропотребления центров нагрузки, МВт.

Номер варианта	Мощности нагрузок, P_H (с пятилетней перспективой роста) в узлах				
	А	Б	В	Г	Д
1	1,262	4,730	4,063	1,180	3,230
2	1,270	1,740	2,160	-	2,140
3	1,315	4,650	4,570	1,320	3,450
4	10,520	14,480	14,300	11,460	-
5	1,560	4,780	4,560	1,750	3,680
6	1,420	4,320	-	1,760	3,560
7	1,580	2,240	1,758	1,250	1,750
8	1,030	-	4,250	1,150	3,850
9	1,230	4,700	4,317	1,243	-
10	11,340	14,800	14,280	11,050	13,450
11	1,550	4,750	4,450	1,570	3,500
12	-	3,230	1,700	1,450	0,820
13	1,430	4,150	4,289	1,720	3,620
14	1,350	-	4,320	2,120	3,650
15	11,720	12,100	14,400	12,000	13,500
16	1,550	4,810	-	1,254	3,320
17	1,470	1,905	1,750	1,350	1,550
18	1,850	4,950	4,268	-	3,200
19	1,420	4,550	4,180	1,640	3,720
20	12,540	13,740	14,578	11,520	-
21	2,830	4,000	4,800	1,240	3,700
22	-	1,700	1,950	1,328	2,100
23	3,500	4,110	4,000	1,470	3,600
24	3,700	-	3,990	1,748	3,800
25	14,000	13,715	14,210	13,000	13,200
26	3,430	4,555	-	2,200	3,514
27	1,230	1,700	1,010	1,755	2,340
28	1,150	2,800	4,020	-	3,290
29	1,600	2,050	4,755	1,200	3,560
30	12,050	11,640	14,100	12,100	-
31	1,910	2,682	3,997	1,770	3,890
32	-	1,147	1,120	-	1,060
33	1,875	4,739	4,163	1,915	3,144

Таблица В.3 – Характеристики потребителей в узлах нагрузок.

Пункты	$\cos \varphi_H$			Потребители I категории, %			Потребители II категории, %			Потребители III категории, %			Число часов использования максимума нагрузки T_{\max}^H , ч
	Варианты			Варианты			Варианты			Варианты			
	а	б	в	а	б	в	а	б	в	а	б	в	
А	0,90	0,95	0,98	10	5	15	15	10	20	75	85	65	4000
Б	0,85	0,92	0,96	10	5	15	20	15	25	70	80	60	5600
В	0,88	0,93	0,95	10	5	15	25	20	30	65	75	55	4700
Г	0,80	0,96	0,90	5	0	10	25	20	30	70	80	60	2900
Д	0,95	0,90	0,98	15	10	20	30	25	35	55	65	45	5100

Таблица В.4 – Характеристики групп потребителей и их удельный вес в объеме потребления электроэнергии в узлах нагрузки.

Наименование потребителей	Тариф, руб./ кВтч	Удельный ущерб, руб./ кВтч	Пункты	Процент потребителей, f		
				Варианты		
				а	б	в
1. Сельское население	0,861	10	А	30	40	50
			Б	55	60	65
			В	65	75	80
			Г	80	90	70
			Д	60	65	75
2. Сельхозпроизводство	2,35	20	А	20	30	40
			Б	15	20	25
			В	10	15	20
			Г	5	10	15
			Д	10	15	20
3. Промышленные потребители (до 750 кВА)	3,20	30	А	50	30	10
			Б	30	20	10
			В	25	10	0
			Г	15	0	15
			Д	30	20	5

Таблица В.5 – Виды грунта.

Номер варианта	Грунт	Номер варианта	Грунт	Номер варианта	Грунт	Номер варианта	Грунт
1	Песок	10	Суглинок	19	Песок	28	Суглинок
2	Супесок	11	Глина	20	Супесок	29	Глина
3	Чернозем	12	Пашня	21	Чернозем	30	Пашня
4	Суглинок	13	Песок	22	Суглинок	31	Песок
5	Глина	14	Супесок	23	Глина	32	Супесок
6	Пашня	15	Чернозем	24	Пашня	33	Суглинок
7	Песок	16	Суглинок	25	Песок		
8	Супесок	17	Глина	26	Супесок		
9	Чернозем	18	Пашня	27	Чернозем		

Примечание к табл. В.5:

Вид грунта

Уд. сопротивление $\rho_{гр}$,

Ом/см

Песок	$7,0 \cdot 10^4$
Супесок	$3,0 \cdot 10^4$
Чернозем	$2,0 \cdot 10^4$
Суглинок	$1,0 \cdot 10^4$
Глина	$0,6 \cdot 10^4$
Пашня (садовая земля)	$0,4 \cdot 10^4$

Выбор варианта задания на курсовую работу определяется номером, под которым студент числится в списке деканатской ведомости (табл. В.1, В.2, В.5) и начальной буквой фамилии студента: вариант «а» - фамилии от А до И(Й), вариант «б» - фамилии от К до Ф, вариант «в» - фамилии от Х до Я (табл. В.3, В.4).

Курсовая работа должна содержать следующие разделы.

1. Разработка вариантов (не менее двух) схем электрической сети с учетом природно-климатических условий района.

2. Выбор номинальных напряжений электрической сети на основании данных о наибольших нагрузках в узлах, длинах питающих линий и конфигурации сети (повариантно).

3. Определение потокораспределения и выбор сечений проводов ЛЭП для всех вариантов.

4. Выбор числа, мощности и типов трансформаторов, электрических схем подстанций и способов их присоединения к ЛЭП для всех вариантов.

5. Выбор рационального варианта схемы на основе технико-экономических сравнительных расчетов.

6. Электрические расчеты режимов электроснабжения. Составление баланса активной и реактивной мощности для источника (центра) питания, определение потерь напряжения в сети в нормальном и аварийных режимах.

7. Выбор ответвлений на трансформаторах с РПН для обеспечения необходимых уровней напряжения на конечных подстанциях.

8. Расчет токов короткого замыкания (трехфазного и однофазного) для выбранного варианта схемы электроснабжения.

9. Выбор основного оборудования распределительных конечных подстанций.

10. Разработка специальных вопросов заземления и молниезащиты подстанции.

11. Определение количества обслуживающего персонала, его квалификации.

12. Определение себестоимости передачи электроэнергии от центра питания до распределительных подстанций.

Выполнение курсовой работы осуществляется поэтапно в соответствии с перечнем разделов, приведенных выше. В то же время все разрабатываемые вопросы должны рассматриваться в едином взаимосвязанном комплексе и логически обоснованной последовательности.

РАЗДЕЛ 1. РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ СХЕМ ЭЛЕКТРОПИТАЮЩЕЙ СЕТИ

Принципы выбора вариантов схемы соединений (конфигурации) сети.

Основные критерии, которым необходимо следовать при разработке (выборе) вариантов построения (развития) электрической сети: надежность, экономичность и экологичность. Перечисленные свойства оптимальности сети в общем случае противоречат друг другу. Поэтому расчетным критерием считается критерий экономичности при обязательном выполнении требований нормативов по надежности электроснабжения потребителей и экологичности работы сети. Экономический критерий – это обычно минимум приведенных затрат, включающих капитальные вложения и эксплуатационные (постоянные и переменные) расходы.

При выборе вариантов следует понимать, что возможен случай выпустить из рассмотрения оптимальный вариант. Поэтому при выполнении проекта студент должен разработать несколько (не менее 2) сопоставимых вариантов электропитающей сети и дать их краткое обоснование с использованием следующих принципов:

- 1) варианты развития электрической сети должны удовлетворять условиям надежного и качественного электроснабжения потребителей;
- 2) сеть должна быть как можно короче топографически (выбираются кратчайшие пути между источниками электропитания и узлами нагрузки);
- 3) сеть должна быть как можно короче за счет допустимого по надежности исключения параллельных цепей линий электропередачи.

Примечание: экологические проблемы выбора сети в данном проекте не рассматриваются.

ПРИМЕР ВЫПОЛНЕНИЯ ПЕРВОГО РАЗДЕЛА КУРСОВОЙ РАБОТЫ.

В качестве примера в этом разделе и далее взят вариант задания № 33.

Титульный лист пояснительной записки (ПЗ) приведен на следующей странице. На втором листе ПЗ помещается реферат, на третьем – излагается задание на проектирование. Затем следует краткое введение и излагается первый раздел.



МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ДЕПАРТАМЕНТ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И ОБРАЗОВАНИЯ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«ИРКУТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ А.А.
ЕЖЕВСКОГО»
(ФГБОУ ВО Иркутский ГАУ)

Энергетический факультет

Кафедра электроснабжения и электротехники

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

на тему:

Проектирование электропитающей сети

по дисциплине

«ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ»

Вариант № 33.

*Выполнил: студент 3-го курса,
2 группы энергетического
факультета, направление подготовки
13.03.02 – электроэнергетика и
электротехника*

Ф.И.О.

Проверил:

Молодежный 20 __ г.

Аннотация

Пояснительная записка содержит ___ страниц, ___ формул, ___ таблиц, ___ рисунков.

Ключевые слова: потребитель, нагрузка, электрическая сеть, линии электропередачи, трансформатор, напряжение, ток, сечение провода, мощность, издержки, затраты, капиталовложения, компенсирующие устройства, штатное расписание, себестоимость распределения электроэнергии.

Выбор вариантов схем электрической сети. Технико-экономический расчет вариантов сети. Выбор оптимального варианта районной электрической сети. Выбор сечения проводов и проверка их на длительные допустимые токи. Расчет установившихся режимов районной электрической сети. Расчет потерь напряжения, мощности, энергии. Расчет токов К.З. Выбор оборудования. Расчет заземления. Выбор защиты от перенапряжений. Расчет штатного расписания. Оценка себестоимости транспорта электроэнергии в электропитающей сети.

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Вариант № 33.

Исходные данные приняты в соответствии с заданным вариантом из таблиц В.1 – В.5 методических указаний (МУ) по курсовому проектированию.

Координаты узлов нагрузок (см. табл. В.1):

А: -45, -10; Б: -25, -60; В: 30, 65; Г: 60, 80; Д: 75, 50.

ИП (источник питания): 0, 0. Масштаб – 1 : 500000.

Источник питания представляет собой районную понизительную подстанцию с шинами 110, 35, 10 кВ. Максимальные уровни напряжения ИП равны $1,1 U_{\text{ном}}$.

Максимальные мощности нагрузки в узлах принимаются по табл. В.2 для варианта № 33, в МВт:

$P_A = 1,875$; $P_B = 4,739$; $P_V = 4,163$; $P_G = 1,915$; $P_D = 3,144$.

Вид грунта в районе сооружения подстанций – суглинок (см. табл. В.5).

Характеристики потребителей в узлах нагрузок (вариант «б»).

Пункты, i	Коэффициент мощности, $\cos \varphi_{ni}$	Потребители I категории, % от P_i	Потребители II категории, % от P_i	Потребители III категории, % от P_i	Число часов использования максимума нагрузки $T_{\text{макс}i}^{\text{н}}$, ч
А	0,95	5	10	85	4000
Б	0,92	5	15	80	5600
В	0,93	5	20	75	4700
Г	0,96	0	20	80	2900
Д	0,90	10	25	65	5100

Характеристики групп потребителей и их удельный вес в объеме потребления электроэнергии в узлах нагрузки (вариант «б»).

Наименование потребителей	Тариф, руб./кВтч.	Удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии, руб./кВтч.	Пункты	Процент потребителей
1. Население	0,861	10	А	40
			Б	60
			В	75
			Г	90
			Д	65
2. Сельхозпроизводство	2,35	20	А	30
			Б	20
			В	15
			Г	10
			Д	15
3. Промышленные потребители (до 750 кВА)	3,20	30	А	30
			Б	20
			В	10
			Г	0
			Д	20

ВВЕДЕНИЕ

Начало развития электрических систем в нашей стране было положено планом ГОЭЛРО – планом электрификации всей России (1920 г.). Его идеи привели к созданию объединённых электроэнергетических систем, в том числе и Единой электроэнергетической системы (ЕЭС). Задачу проектирования следует рассматривать как задачу развития ЕЭС России. При проектировании электрических систем важно учитывать интересы и специфику административных и экономических районов. Поэтому проектирование развития электроэнергетики должно основываться на учете развития отдельных энергосистем и их объединений.

Формирование электрических систем осуществляется с помощью электрических сетей, которые выполняют функции передачи энергии и электроснабжения потребителей. С учётом этого и ведётся их проектирование.

1. РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

1.1. Краткая природно-климатическая характеристика района

Учёт природно-климатических характеристик является обязательным условием при проектировании электроэнергетических объектов, поскольку эти характеристики в значительной степени влияют на вид и стоимость сооружаемых установок.

Климат Иркутской области, расположенной в центре материка, резко континентальный и характеризуется холодной зимой и относительно тёплым летом. Средняя температура в январе приближается к -25°C , на севере области -30°C и ниже, на побережье Байкала -18°C . Зимний разброс температур достаточно велик, самые низкие температуры, которые наблюдались в области, равнялись $-40 \div -45^{\circ}\text{C}$, на севере области до $-50 \div -55^{\circ}\text{C}$. Летние температуры достигали значений $+30 \div +35^{\circ}\text{C}$. Отопительный сезон в южной части длится с 15-го сентября по 15-е мая.

Господствующие ветры – северо-западный (преобладающий) и юго-восточный. Сила ветра незначительная, скорость до 10–15 м/сек. Штормовые ветры (до 25–30 м/сек) бывают редко (3–4 раза в год).

Среднегодовое количество осадков 400 мм. Колебание по годам от 200 до 800 мм в равнинной местности. Снежный покров к концу зимы достигает 40 см. Малоснежье способствует образованию вечной мерзлоты. Зимой почва промерзает до 1,5 м, но в отдельные годы даже на юге области промерзание происходит на глубину 2–2,5 м.

Грозовая деятельность незначительная, основной период гроз – с середины июня по август.

Нормативная толщина стенки гололёда для высоты 10–15 м равна 10–15 мм (II зона по гололёду).

1.2. Топографическая схема

Топографическая схема источника питания и узлов нагрузки (построенная по заданным координатам) представлена на рис. 1п.1.

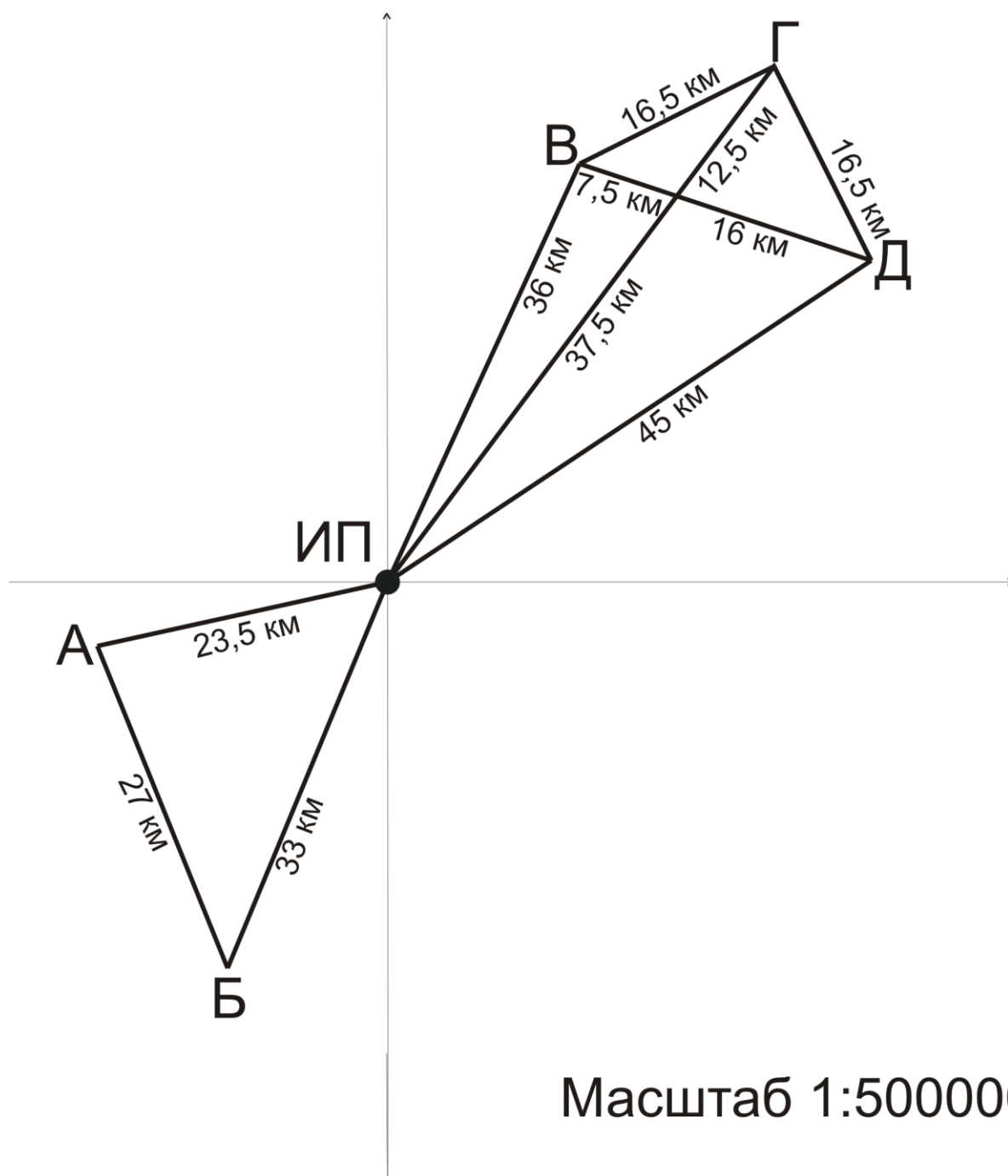


Рисунок 1п.1 – Территориальное размещение источника питания и узлов нагрузки.

Схема электрической сети определяется топографическим расположением источника питания и узлов нагрузки, а также категорией потребителей соответствующих узлов нагрузки. Исходя из задания на проектирование, рассмотрим следующие три схемы сети (рис. 1п.2–1п.4).

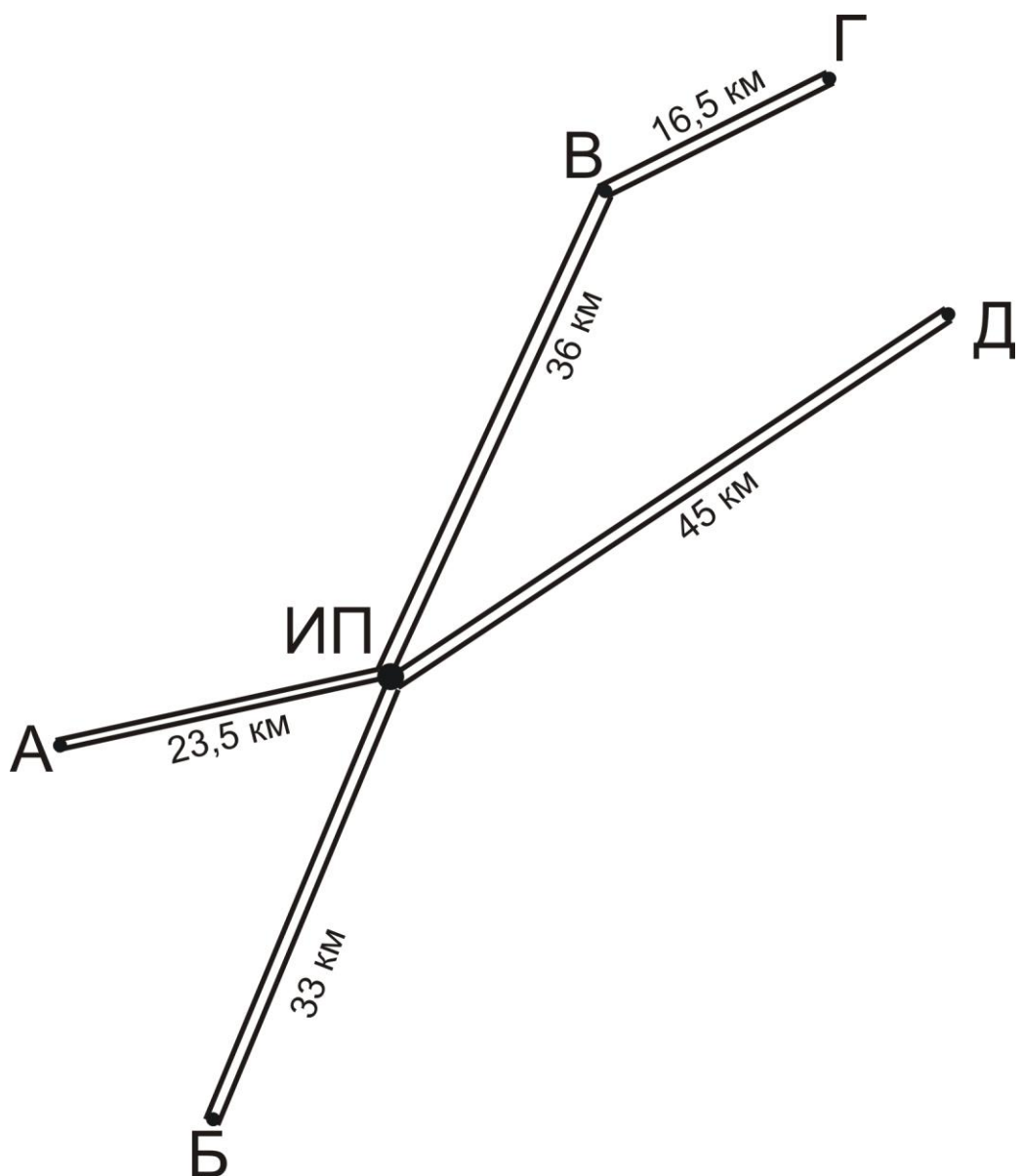


Рисунок 1п.2 – Вариант схемы сети № 1, выполняемой двухцепными радиальными линиями.

Схема № 2 (см. рис. 1п.3) отличается от схемы № 1 (рис. 1п.2) существенно меньшей длиной линий (в одноцепном исполнении), соответственно 308 км и 253 км. Однако схема № 2 может не обеспечить допустимость нормальных и аварийных режимов по напряжению, потерям энергии и потребовать больших сечений проводов.

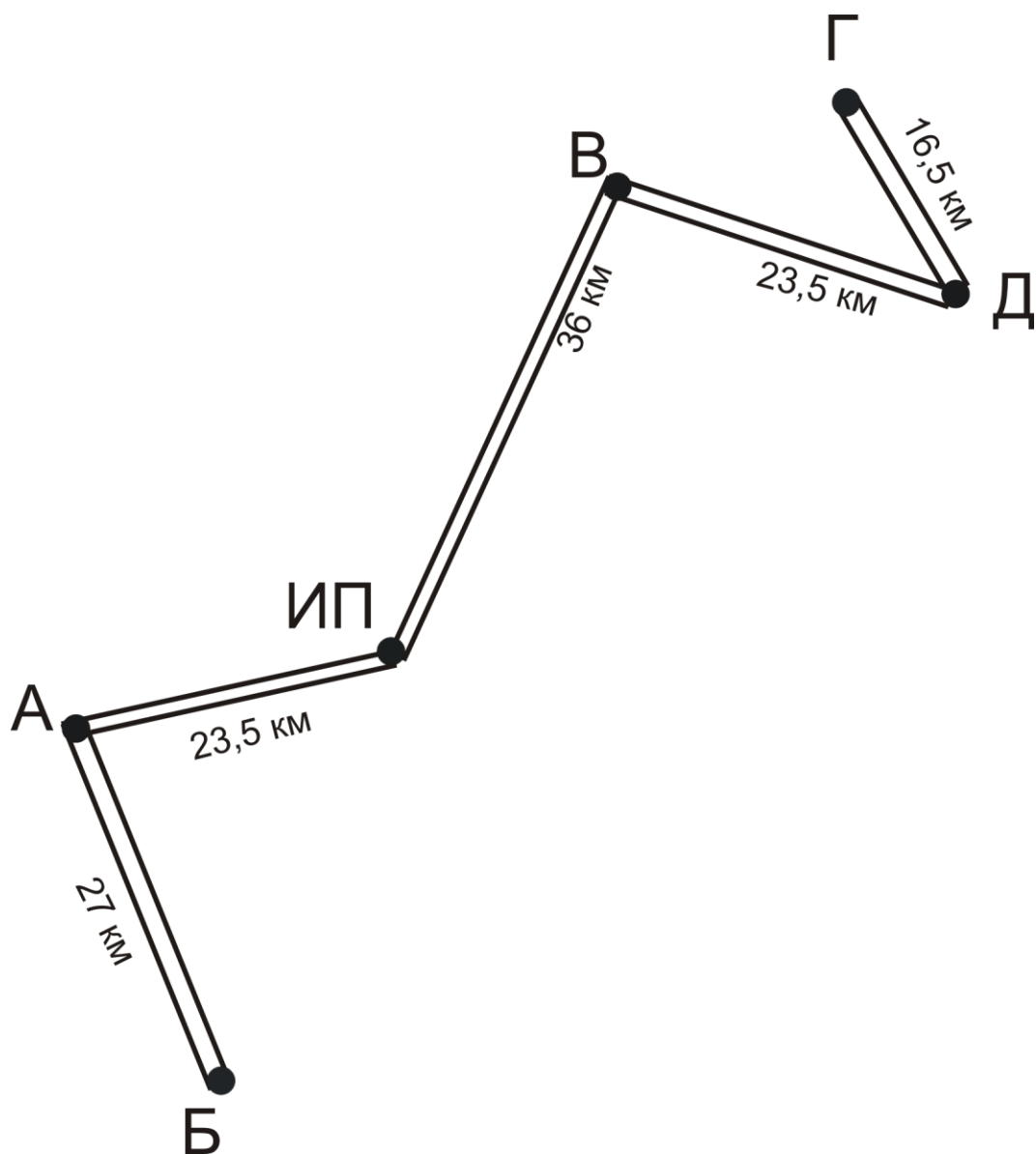


Рисунок 1п.3 – Вариант схемы сети № 2, выполненной двухцепными радиальными линиями.

Вариант схемы № 3 (см. рис. 1п.4) характеризуется ещё меньшей длиной линий (197,5 км) по сравнению со схемами № 1 и № 2. Однако окончательная схема может быть выбрана только после проверки на допустимость нормальных и аварийных режимов для всех трёх схем.

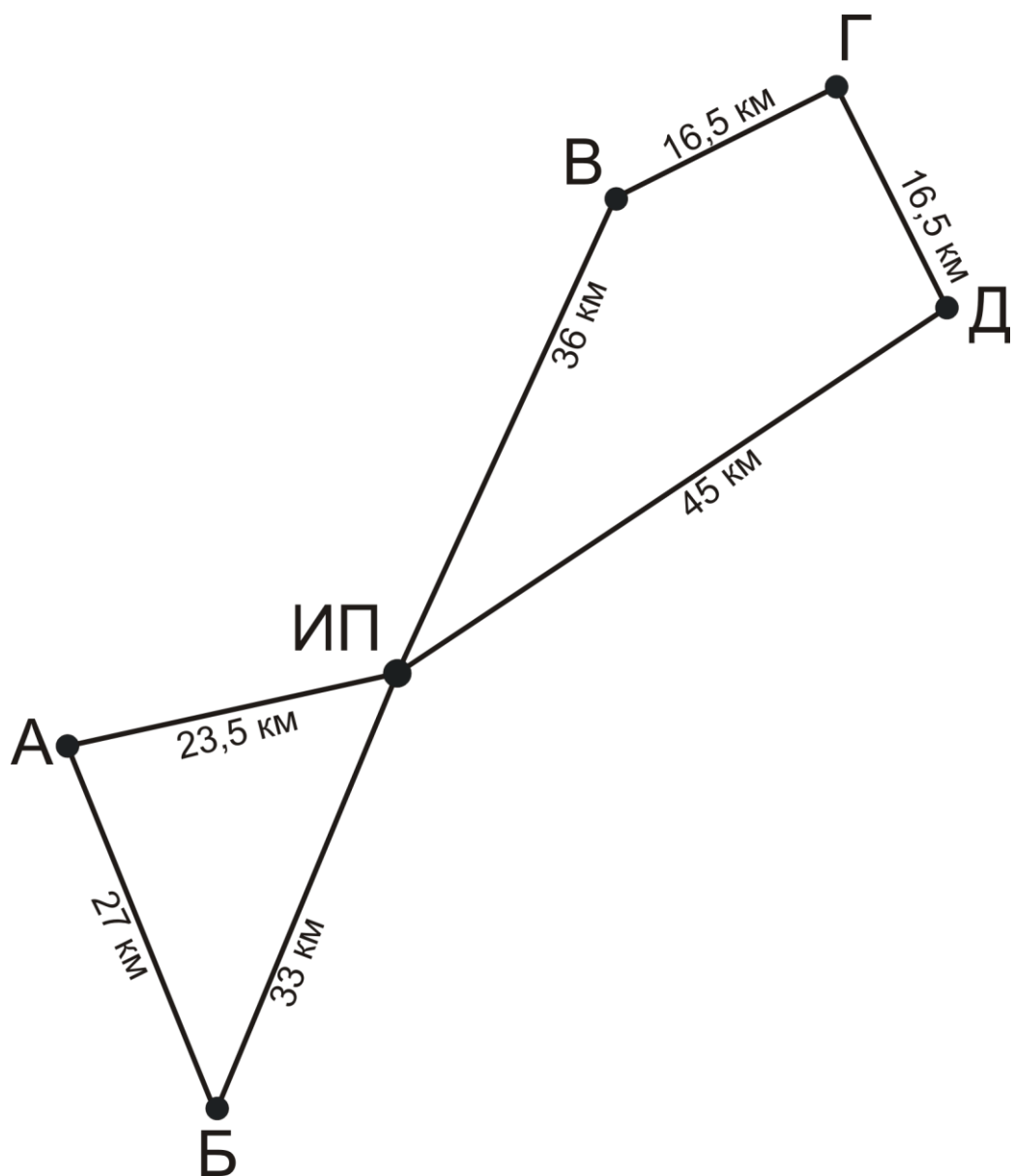


Рисунок 1п.4 – Вариант схемы сети № 3, выполняемой одноцепными замкнутыми линиями.

РАЗДЕЛ 2. ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОПИТАЮЩЕЙ СЕТИ

Выбор напряжения проводится путем сопоставления по приведенным затратам в развитие сети смежных классов напряжений в пределах принятой в данной ЭЭС шкалы. Определение наиболее экономичного класса напряжения сети может быть произведено различными способами, приводимыми ниже, в зависимости от величины передаваемой мощности P (МВт) и расстояния l (км), на которую эта мощность передается. Для этого можно воспользоваться расчетными кривыми, таблицами или формулами из [2, стр. 106, 107]:

$$U_{ЭК} = \frac{10^3}{\sqrt{500/l + 2500/P}}, \text{ кВ.} \quad (2.1)$$

Если потоки мощности меньше 60 МВт, а длины участков схемы не превышают 250 км, то для выбора рационального напряжения сети может использоваться формула Стилла:

$$U_{РАЦ} = 4,34\sqrt{l + 16P}, \text{ кВ.} \quad (2.2)$$

В табл. 2.1 приведены данные о рекомендуемых передаваемых мощностях на одну цепь линий и о предельных расстояниях передачи, полученные на основании обобщения накопленного опыта проектирования электрических сетей. Эти сведения необходимы для выбора напряжения линий электропередачи.

Таблица 2.1 – Данные о пропускной способности линий 6 – 220 кВ, необходимые для выбора напряжения сети.

Номинальное напряжение ВЛ, кВ	Мощность нагрузки на одну цепь, МВт	Расстояние передачи (длина ВЛ), км
6	0,5–1	6–10
10	1–2	10–20
35	3–10	20–60
110	15–50	50–150
220	90–150	150–250

Справочные материалы к разделам 1 и 2.

Электрическую сеть в соответствии с современными требованиями рекомендуется выполнять на одноцепных или двухцепных железобетонных опорах и сталеалюминевыми проводами.

Укрупненная стоимость строительства одного километра таких воздушных линий со сталеалюминевыми проводами различных сечений приведена в табл. 2.2.

Таблица 2.2 – Укрупненная стоимость строительства ВЛ 35-110 кВ на железобетонных опорах в тыс. руб./км.

Опоры ВЛ	Марка и сечение провода	Укрупненная стоимость строительства 1 километра ВЛ в районе по гололеду			
		I	II	III	IV
1	2	3	4	5	6
Железобетонные одноцепные 10 кВ	АС-35	9,4	10,6	12,2	13,7
	АС-50	10,3	10,8	12,3	13,6
	АС-70	10,9	11,2	12,3	13,4
	АС-95	11,3	11,6	13,1	13,9
	АС-120	11,9	11,8	13,3	14,2
Железобетонные двухцепные 10 кВ	АС-35	14,1	16,7	19,5	21,7
	АС-50	14,3	16,8	19,7	22,0
	АС-70	14,8	17,1	20,0	22,3
	АС-95	15,1	17,3	20,1	22,5
	АС-120	15,6	17,5	20,4	22,8
Железобетонные одноцепные 35 кВ	АС-50	(12,0)	13,2	(15,7)	(17,8)
	АС-70	12,3	13,5	15,8	16,8
	АС-95	15,2	15,6	15,8	16,8
	АС-120	16,4	16,4	16,9	17,0
	АС-150	16,8	16,8	17,2	17,5
Железобетонные двухцепные 35 кВ	АС-50	25,0	27,2	(32,0)	(34,5)
	АС-70	26,2	27,4	32,0	34,5
	АС-95	30,5	30,8	32,5	34,7
	АС-120	31,4	31,6	32,6	(34,5)
	АС-150	32,2	32,4	34,5	36,0
Железобетонные одноцепные 110 кВ	АС-70	15,2	(16,7)	(20,0)	(22,2)
	АС-95	16,2	16,7	20,0	22,2
	АС-120	16,2	17,0	20,1	22,3
	АС-150	18,0	19,4	20,2	23,0
	АС-185	20,0	20,2	21,2	25,0
Железобетонные двухцепные 110 кВ	АС-240	22,0	22,2	23,0	25,2
	АС-70	26,2	28,8	(32,8)	(36,5)
	АС-95	28,2	29,2	32,8	36,5
	АС-120	30,2	31,0	34,0	37,4
	АС-150	32,8	32,9	34,6	37,6
	АС-185	35,6	35,8	38,2	40,8
	АС-240	40,0	40,5	41,5	44,4

Примечания. 1. Для линий, стоимость которых приведена в скобках, применение соответствующих проводов не рекомендуется как неэкономичное. 2. В таблице приведена стоимость в ценах уровня 1991 года. Для технико-экономических расчетов при сравнении вариантов электрической сети используются цены 1991 года. Эти цены приняты базовыми для формирования цен текущего периода. Выбранный вариант приводится к уровню цен на год проектирования с помощью официально публикуемого «коэффициента приведения (коррекции, инфляции)». Такой подход к технико-экономическим расчетам вызывается неопределенностью ценообразования в России из-за имеющих место неуправляемых инфляционных, кризисных и других процессов.

Сетевое резервирование возможно осуществить тремя способами:

- резервированием от соседних подстанций, при этом в нормальном режиме сети работают как одноцепные радиальные;
- сооружением двух одноцепных линий, параллельно идущих и взаимно резервирующих друг друга;
- сооружением одноцепных, но замкнутых сетей, получающих питание в нормальном режиме от двух и более источников питания.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Перерыв электроснабжения одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания от другого источника.

Для потребителей II категории допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями оперативного персонала или выездной оперативной бригады. Для районов с потребителями I и II категории должно быть обеспечено сетевое резервирование. Нагрузка III категории, как правило, сетевым резервным питанием не обеспечивается.

При проектировании схемы сетей района могут быть применены смешанные сети, в которых часть сетей разомкнута, а часть – замкнута.

Выбранная схема сети в последующем (см. пункт 7 задания) проверяется на гарантированность качества электрической энергии на шинах потребителей в различных вероятных режимах работы сети. Качество электрической энергии оценивается значением допустимых отклонений напряжений, которые составляют $\pm 5\% U_{ном}$ в нормальных режимах и $\pm (10-12)\% U_{ном}$ в аварийных режимах для сетей 6–110 кВ. Расчеты уровней напряжений с учетом потерь напряжений в сети должны быть выполнены для каждого из пунктов: А, Б, В, Г, Д.

Другие показатели качества электрической энергии, такие, как отклонения и колебания частоты; синусоидальность кривой напряжения; симметрия напряжений по фазам в данном проекте не рассматриваются. Предполагается, что в энергорайоне устанавливаются АЧР, отключающие потребителей III категории при снижении частоты в системе ниже 48–49 Гц. Также предполагается, что из системы в энергорайон подается симметричное и синусоидальное трехфазное напряжение, соответствующее **ГОСТ 32144-2013** при нормальной частоте 50 Гц.

ПРИМЕР ВЫПОЛНЕНИЯ ВТОРОГО РАЗДЕЛА КУРСОВОЙ РАБОТЫ.

2 ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ ВАРИАНТОВ СХЕМ ЭЛЕКТРОПИТАЮЩЕЙ СЕТИ

Выбор рациональной ступени напряжения является важным этапом проектирования сети. Как следует из задания, в соответствии с имеющимися системами шин источника питания сеть может быть выполнена на напряжение 110, 35 или 10 кВ. Используя формулы (2.1) и (2.2) Методических указаний, определим экономические (рациональные) ступени напряжения для принятых вариантов схем сети. Результаты расчётов сведены в табл. 2п.1.

Для оценки уровней напряжения рассматривались наиболее тяжёлые аварийные режимы: отключение одной цепи двухцепных линий в схемах № 1 и № 2 и отключение головных участков замкнутых линий в схеме № 3 («ИП – А(Б)» и «ИП – В(Д)»), при максимальных значениях нагрузок в узлах электропотребления.

Из табл. 2п.1 следует, что вычисленные уровни предпочтительных напряжений «тяготеют» (ближе) к номинальной ступени напряжения 35 кВ во всех трёх вариантах. По этой причине за номинальное напряжение сети принимается 35 кВ. Выбранное напряжение также соответствует рекомендациям табл. 2.1 Методических указаний.

Таблица 2п.1 -Значения предпочтительных напряжений в вариантах схемы сети, вычисленные по формулам (2.1) и (2.2), кВ.

Номер варианта	Линия электропередачи	Формула	
		(2.1)	(2.2)
№ 1	ИП – А	27,17	31,74
	ИП – Б	42,90	45,27
	ИП – В – Г	48,78	53,11
	ИП – Д	35,20	42,30
№ 2	ИП – А – Б	50,79	54,26
	ИП – В – Д – Г	60,00	64,89
№ 3	ИП – Б – А – ИП	50,88	55,89
	ИП – В – Г – Д – ИП	60,02	65,18

РАЗДЕЛ 3. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Сечение проводов выбирается из условия наименьших приведенных затрат в строительство и эксплуатацию ЛЭП. Каждому стандартному сечению проводников соответствует определенный диапазон значений расчетного тока линии, при котором использование этого сечения обеспечивает минимум приведенных затрат.

Экономическое сечение провода выбирается по нагрузке ЛЭП в режиме максимальной нагрузки потребителей. Значение максимальных длительных токов линий определяется на основе электрического расчета рассматриваемой сети по длинам линии с учетом числа параллельных цепей.

Расчет токов в сети.

Для определения токов, проходящих по участкам сети, исходят из заданных нагрузок по активной мощности и принимают допущение, что при выборе сечений проводов на предварительной стадии выбора варианта электроснабжения потери мощности во всех звеньях сети не учитываются, так как они существенно не влияют на выбор сечения проводов.

Для расчета потокораспределения в сети предварительно по номинальному напряжению $U_{ном}$ определяются токи нагрузок I_H по формуле:

$$I_H = P_H / (\sqrt{3} U_{ном} \cos \varphi_H), \quad (3.1)$$

где P_H берутся из табл. В.2, а $\cos \varphi_H$ - из табл. В.3.

На основе токов нагрузок выполняется расчет токов в линиях $I_{расч}$ для всех вариантов. Так как сечения проводов линий неизвестны, то используется метод расчета по длинам линий (в предположении одинаковых сечений), когда вместо сопротивлений линий электропередачи берутся их длины.

Токи в ветвях радиальной части схемы определяются на основании первого закона Кирхгофа. Для определения токов замкнутой сети составляется система уравнений контурных токов с учетом приведенных длин линий для параллельных цепей:

$$l_{npj} = l_{ij} / n_{ij}, \quad (3.2)$$

где l_{ij} – длина линии между узлами i и j в км; n_{ij} – число цепей на участке ij .

Расчетный ток линии соответствует максимуму нагрузки линии в нормальных условиях ее работы, то есть без его повышения при аварийных и ремонтных работах.

На практике применяются различные способы выбора сечений проводов.

Использование экономических интервалов для выбора сечений линий.

Удельные приведенные затраты в сооружение и эксплуатацию электрической сети для стандартных сечений проводов и для каждого класса напряжений представляют собой совокупности пересекающихся кривых в осях удельных затрат и токов (потоков мощности) в линиях. Точки пересечения этих кривых соответствуют максимальным токам (потокам) по линии, при которых сечения экономичны. Результаты выполненных расчетов этих максимальных токов (потоков) для различных стандартных сечений и напряжений приведены в таблицах 7.8 ÷ 7.11 в [2] и могут быть использованы для выбора сечения проводов.

Выбор сечений проводов по экономической плотности тока.

Сечение проводов ЛЭП в практических расчетах целесообразно определять по нормативным значениям экономической плотности тока в соответствии с требованиями ПУЭ, п. 1.3.25 [1].

Экономической плотностью тока называется плотность тока (A/mm^2), которая обеспечивает наиболее выгодное соотношение расхода проводникового материала и затрат на возмещение потерь мощности и электроэнергии.

Суммарное сечение проводов в фазе одной цепи проектируемой линии определяется как:

$$s_j = \frac{I_{расч}}{n \cdot j_{э}} \text{ мм}^2, \quad (3.3)$$

где s_j – экономическое сечение провода в фазе, $мм^2$; $I_{расч}$ – расчетный ток линии на 5-ом году эксплуатации после сооружения, A ; n – число параллельных цепей проектируемой линии; $j_{э}$ – экономическая плотность тока, определяемая по табл. 3.1, приведенной ниже, A/mm^2 (табл. 1.3.36 ПУЭ).

Количество цепей линии n выбирается по условиям надежности электроснабжения потребителей.

При использовании нормативных значений экономической плотности тока необходимо учитывать следующее:

- а) для изолированных проводов сечением 16 мм^2 и менее экономическая плотность тока увеличивается на 40 %;
- б) для линий одного и того же сечения с n нагрузками, ответвляющимися по всей длине, $j_{э}$ в начале линии увеличивается в k_y раз, где k_y определяется по формуле:

$$k_y = \sqrt{\frac{I_{нач} \cdot L}{\sum_{i=1}^n I_i l_i}}, \quad (3.4)$$

где $I_{нач}$ – ток в начале линии; L – полная длина линии; I_i и l_i – токовая нагрузка и длина i -го участка.

После расчета сечения проводов по экономической плотности тока их значения округляют до стандарта.

Таблица 3.1.

Экономическая плотность тока.

Проводники	Экономическая плотность тока, A/mm^2 при $T_{макс}^H$, ч/год		
	от 1000 до 3000	от 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевые	1,9	1,7	1,6

Проверка сечений ЛЭП по другим условиям.

Сечение проводников, выбранных по экономической плотности тока, проверяется и по другим условиям, в том числе по $I_{дон}$ – допустимому току по нагреву.

Проверка проектируемых линий по допустимому току производится по условиям аварийных режимов. В качестве аварийных режимов рассматриваются наиболее тяжелые режимы. Это могут быть обрывы или отключения после К.З. линий. В разомкнутой сети в качестве аварийного режима рассматривается обычно отключение одной из параллельных линий, в замкнутой схеме отключают наиболее загруженную линию.

Кроме проверки по допустимой токовой нагрузке, производятся проверки по потерям мощности, на корону (потери с поверхности провода из-за высокой напряженности электромагнитного поля у провода или, другими словами, из-за высокой активной проводимости с провода в окружающее пространство), и напряжения в нормальном и послеаварийном режимах. По термической и динамической устойчивости в аварийных режимах проверку проводов не производят, так как это не требует ПУЭ и условия данного проекта.

Выбранные сечения проверяются также на допустимость по механической прочности, то есть сечения не должны быть меньше минимально допустимых. Для линий напряжением 6-10 кВ сечение не может быть

меньше 35 мм² (АС-35), для линий 35 кВ – 50 мм² (АС-50), для линий 110 кВ минимально допустимое сечение 70 мм² (АС-70).

По условиям гололедности проверяются сечения проводов и устанавливаются длины пролетов между опорами в зависимости от толщины стенки гололеда при максимальном напоре ветра на высоте до 15 м от поверхности земли. Следует исходить из требований ПУЭ, отображенных в табл. 3.2 и 3.3.

Расчетное значение гололеда, исходя из районирования по гололеду Иркутской области, выбрать по ПУЭ, п. 2.4.10.

Для выбора конструктивных размеров воздушных линий необходимо пользоваться табл. 3.4.

Таблица 3.2.

Наименьшие допустимые сечения проводов, мм².

U_n	Толщина стенки гололеда на проводах ВЛ	Провод марки А	Провод марки АС
Выше 1 кВ	До 10 мм	240	35
	10 – 20 мм	240	50
	Больше 20 мм	240	70

Для электрических расчетов сети (потокораспределения мощностей, потерь мощности, напряжения и т.д.) пункта 6 задания должны быть известны электрические параметры ВЛ: сопротивления и проводимости.

Для электропередачи до 220 кВ не учитываются равномерно распределенные значения активных, реактивных сопротивлений, активных и емкостных проводимостей по всей длине линии, и заменяются сосредоточенными параметрами: r_l и x_l , активными и емкостными проводимостями g_l и b_l . Для воздушных линий напряжением 110 кВ и выше емкостная составляющая учитывается, а в расчетах 35 кВ и ниже не учитывается при небольшой протяженности линии (см. табл. 3.5).

Таблица 3.3.

Наибольшие допустимые пролеты между опорами, м.

Марка провода	Толщина стенки гололеда		
	До 10 мм	10 - 20 мм	Выше 20 мм
АС-35/6,2	320	200	140
АС-50/8	360	240	160
АС-70/11	430	290	200
АС-95/16	525	400	300
АС-120/19	660	475	350
А-35	140	75	50
А-50	160	90	60
А-70	190	1150	75
А-95	215	135	90
А-120	270	150	110
А-150	335	165	130

Таблица 3.4.

Конструктивные размеры воздушных линий.

Напряжение ВЛ, кВ	Средняя длина пролета, м	Расстояние между проводами, м	Высота опоры, м	Допустимый габарит, м
До 1	40 - 50	0,5	8 - 9	6 - 7
6 - 10	50 - 100	1	10	6 - 7
35	150 - 200	3	10	6 - 7
110	170 - 250	4	13 - 14	6 - 7
220	250 - 350	7	25 - 30	7 - 8

Таблица 3.5.

Расчетные параметры ВЛ 10–110 кВ со сталеалюминиевыми проводами (на 100 км).

Марка провода и сечение, мм ²	Длитель-но допу-стимый ток, А	r_o , Ом при $t_0 = +20^\circ C$	10 кВ		35 кВ		110 кВ		
			x_o , Ом	$b_o = 0$ $g_o = 0$	x_o , Ом	$b_o = 0$ $g_o = 0$	x_o , Ом	$b_o \cdot 10^{-4}$, Сим	q_o , МВАр
АС-35	175	79,0	44,9	-	46,3	-	-	-	-
АС - 50	210	60,3	43,5	-	44,8	-	-	-	-
АС - 70	265	42,8	41,9	-	43,2	-	44,4	2,55	3,40
АС - 95	330	30,6	40,8	-	42,1	-	43,4	2,61	3,50
АС - 120	375	24,9	40,1	-	41,4	-	42,7	2,66	3,55
АС - 150	450	19,8	39,4	-	40,6	-	42,0	2,70	3,60
АС - 185	510	16,2	38,6	-	39,8	-	41,3	2,75	3,70
АС - 240	605	12,0	37,8	-	39,0	-	40,5	2,81	3,75

*ПРИМЕР ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕТЬЕГО РАЗДЕЛА КУРСОВОЙ РАБОТЫ.***3. Выбор сечений проводов линий электропередачи.**

Экономическое сечение проводов выбирается по нагрузке ЛЭП в режиме максимальной нагрузки потребителей. Значения максимальных длительных токов линий определяется на основе электрического расчёта рассматриваемой сети по длинам линий с учётом числа параллельных цепей.

3.1. Расчёт токов в сети. Для определения токов, проходящих по участкам сети, исходят из прогнозируемых нагрузок по активной мощности и предварительно не учитывают потери мощности в сети.

Токи нагрузки в узлах электропотребления определяются по формуле (3.1) Методических указаний:

$$I_n = P_n / (\sqrt{3} U_{ном} \cos \varphi_n),$$

где P_n берутся из таблицы В.2, а $\cos \varphi_n$ из таблицы В.3; $U_{ном}=35$ кВ.
Результаты расчетов токов нагрузки сведены в таблицу 3п.1.

Таблица 3п.1.

Токи нагрузки в узлах электропотребления.

Узел нагрузки	А	Б	В	Г	Д
Мощность $P_{нi}$, МВт	1,875	4,739	4,163	1,915	3,144
$\cos \varphi_n$	0,95	0,92	0,93	0,96	0,90
Ток $I_{нi}$, А	32,56	84,97	73,84	32,91	57,63

Определяются токи в сети по каждому варианту.

Вариант № 1.

$$I_1 = I_{ИП-А} = I_{НА}/2 = 32,56/2 = 16,28 \text{ А};$$

$$I_2 = I_{ИП-Б} = I_{НБ}/2 = 84,97/2 = 42,49 \text{ А};$$

$$I_3 = I_{ИП-В} = (I_{НВ} + I_{НГ})/2 = (73,84 + 32,91)/2 = 53,38 \text{ А};$$

$$I_4 = I_{В-Г} = I_{НГ}/2 = 32,91/2 = 16,46 \text{ А};$$

$$I_5 = I_{ИП-Д} = I_{НД}/2 = 57,63/2 = 28,82 \text{ А}.$$

Вариант № 2.

$$I_1 = I_{ИП-А} = (I_{НА} + I_{НБ})/2 = (32,56 + 84,97)/2 = 58,77 \text{ А};$$

$$I_2 = I_{А-Б} = I_{НБ}/2 = 84,97/2 = 42,49 \text{ А};$$

$$I_3 = I_{ИП-В} = (I_{НВ} + I_{НД} + I_{НГ})/2 = (73,84 + 57,63 + 32,91)/2 = 82,29 \text{ А};$$

$$I_4 = I_{В-Д} = (I_{НД} + I_{НГ})/2 = (57,63 + 32,91)/2 = 45,27 \text{ А};$$

$$I_5 = I_{Д-Г} = I_{НГ}/2 = 32,91/2 = 16,46 \text{ А}.$$

Вариант № 3.

Расчёт токов в замкнутой схеме несколько сложнее, чем в радиальной, см. в разделе 6 Методических указаний в подразделе «Порядок расчёта простой замкнутой сети» формулы (6.4), (6.5) для токов. Для участка ИП – А – Б – ИП расчётная схема представлена на рис. 3п.1.

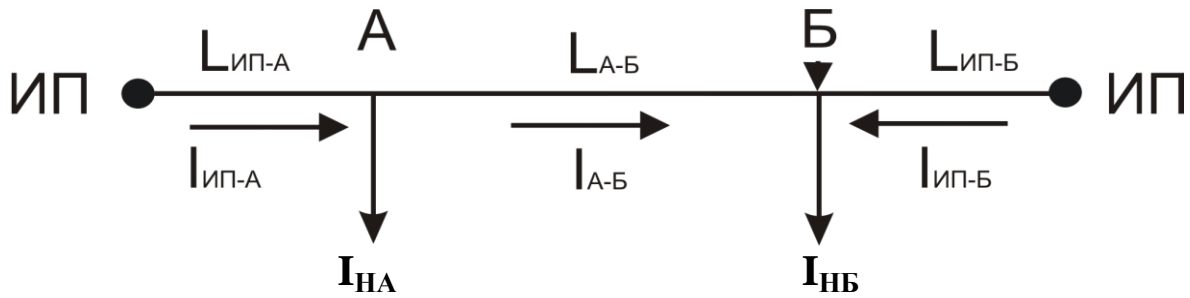


Рис. 3п.1. Расчетная схема участка ИП – А – Б – ИП варианта № 3.

$$I_{ИП'-А} = \frac{\sum I_{Hi} l_{ИП''i}}{l_{ИП'-ИП''}} = \frac{I_{НА} l_{ИП''-А} + I_{НБ} l_{ИП''-Б}}{l_{ИП'-А} + l_{А-Б} + l_{ИП''-Б}} = \frac{32,56(33 + 27) + 84,97 \cdot 33}{23,5 + 27 + 33} = 56,98 \text{ А};$$

Аналогично

$$I_{ИП''-Б} = \frac{I_{НА} l_{ИП'-А} + I_{НБ} (l_{А-Б} + l_{ИП'-А})}{l_{ИП''-ИП''}} = \frac{32,56 \cdot 23,5 + 84,97(27 + 23,5)}{83,6} = 60,55 \text{ А};$$

$$I_{А-Б} = I_{ИП'-А} - I_{НА} = 56,98 - 32,56 = 24,42 \text{ А}.$$

Проверка:

$$I_{НБ} = I_{А-Б} + I_{ИП''-Б} = 24,42 + 60,55 = 84,97 \text{ А}.$$

Таким образом, на этом участке точка токораздела – узел нагрузки Б.

Для участка сети ИП – В – Г – Д – ИП расчетная схема представлена на рис. 3п.2.

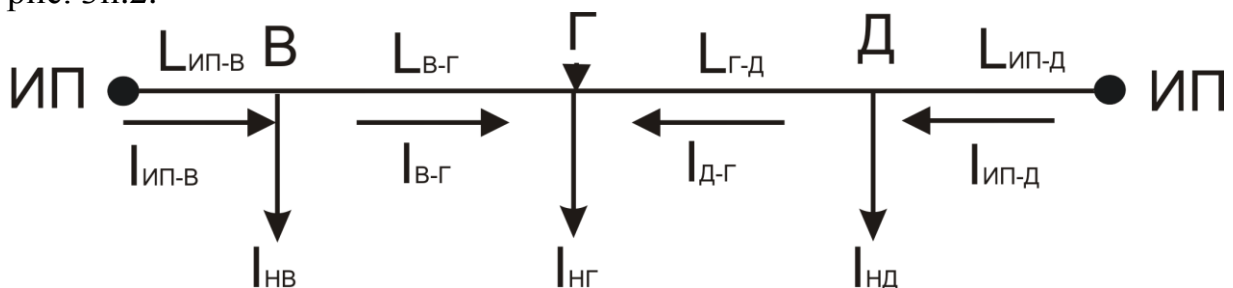


Рис. 3п.2. Расчетная схема участка ИП – В – Г – Д – ИП варианта № 3.

$$I_{ИП'-В} = \frac{I_{НВ} (l_{В-Г} + l_{Г-Д} + l_{Д-ИП''}) + I_{НГ} (l_{Г-Д} + l_{Д-ИП''}) + I_{НД} \cdot l_{Д-ИП''}}{l_{ИП'-В} + l_{В-Г} + l_{Г-Д} + l_{Д-ИП''}} =$$

$$= \frac{73,84(16,5 + 16,5 + 45) + 32,91(16,5 + 45) + 57,63 \cdot 45}{36 + 16,5 + 16,5 + 45} = 91,02 \text{ А};$$

$$I_{III-Д} = \frac{I_{HD} (l_{III-B} + l_{B-Г} + l_{Г-Д}) + I_{HG} (l_{B-Г} + l_{III-B}) + I_{HB} \cdot l_{III-B}}{l_{III-B} + l_{B-Г} + l_{Г-Д} + l_{Д-III}} =$$

$$= \frac{57,63(36 + 16,5 + 16,5) + 32,91(36 + 16,5) + 73,84 \cdot 36}{36 + 16,5 + 16,5 + 45} = 73,36 \text{ А};$$

$$I_{B-Г} = I_{III-B} - I_{HB} = 91,02 - 73,84 = 17,18 \text{ А};$$

$$I_{Д-Г} = I_{III-Д} - I_{Д} = 73,36 - 57,63 = 15,73 \text{ А}.$$

Проверка:

$$I_{HG} = I_{B-Г} + I_{Д-Г} = 17,18 + 15,73 = 32,91 \text{ А}.$$

Таким образом, на этом участке точка токораздела – узел нагрузки Г.

3.2. Выбор сечения проводов. Из различных способов выбора сечений проводов здесь применяется выбор по экономической плотности тока. Соответствующие формулы расчёта (3.3) и (3.4) приведены в Методических указаниях:

$$S_{jЭ} = \frac{I_{расч}}{n \cdot jЭ} \text{ мм}^2.$$

В табл. 3.1 Методических указаний даны значения экономической плотности тока $jЭ$ в зависимости от вида проводников и числа часов использования максимума нагрузки $T_{макс}^H$, ч/год. Результаты расчетов сведены в табл. 3п.2 данной записки. После расчёта сечения проводов по экономической плотности тока их значения используются для выбора проводов ближайшего стандартного сечения, см. табл. 3п.2.

Сечение проводников, выбранных по экономической плотности тока, проверяется и по другим условиям. Одной из таких проверок является проверка по допустимому току по нагреву в аварийных режимах. В качестве аварийных рассматриваются наиболее тяжёлые отключения в сети. В разомкнутой сети в качестве аварийного режима рассматривается отключение одной из параллельных линий, в замкнутой схеме – отключение наиболее загруженной линии, как правило, головного участка. Результаты проверки приведены в табл. 3п.3.

Из табл. 3п.3 видно, что выбранные провода проходят по длительно допустимому току в аварийных режимах.

При проверке на допустимость по механической прочности следует иметь в виду, что для линий 35 кВ сечение не может быть меньше 50 мм^2 .

Следовательно, для линий, для которых по экономической плотности тока выбраны провода АС-35, должны быть заменены на АС-50.

Допустимость сечения проводов должна быть проверена ещё по условию гололёдности. Имея в виду, что Иркутская область относится ко второй зоне по гололёдности (см. ПУЭ) и, следовательно, расчётное значение толщины стенки гололёда на проводах находится в диапазоне 10-20 мм, согласно табл. 3.2 Методических указаний принимаем, что наименьшее допустимое сечение проводов марки АС равно 50 мм².

Таким образом, для заданных условий проектирования принимаются провода марки АС-50 и АС-70. Из табл. 3.3–3.5 Методических указаний принимаем, что наибольшие допустимые пролёты между опорами не должны быть больше 240 метров для АС-50 и 290 метров для АС-70, средняя длина пролёта 150–200 м, расстояние между проводами 3 м,

Таблица 3п.2.

Результаты расчетов по выбору сечений проводов.

Номер варианта	Линия электропередачи	Расчётный ток, А	$T_{МАКС}^H$, ч/год	K_y	$j_э$, А/мм ²	$S_э$, мм ²	Выбираемая марка провода
№1	ИП – А	16,28	4000	1	1,1	14,8	АС-35
	ИП – Б	42,49	5600	1	1,0	42,49	АС-50
	ИП – В	53,38	4700 2900	1.13	1,25	42,7	АС-50
	ИП – Д	28,82	5100	1	1,0	28,82	АС-35
	В – Г	16,46	2900	1	1,3	12,66	АС-35
№2	ИП – А	58,77	4000 5600	1.08	1,1	49,46	АС-50
	А – Б	42,49	5600	1	1,0	42,49	АС-50
	ИП – В	82,29	4700 5100 2900	1.21	1,1	61,82	АС-70
	В – Д	45,27	5100 2900	1	1,0	45,27	АС-50
	Д – Г	16,46	2900	1	1,3	12,66	АС-35
№3	ИП – А	56,98	4000 5600	1.2	1,1	43,17	АС-50
	А – Б	24,42	5600	1	1,0	24,42	АС-35
	ИП – Б	60,55	5600	1	1,0	60,55	АС-70
	ИП – В	91,02	4700 2900	1.16	1,3	60,35	АС-70
	ИП – Д	73,36	5100 2900	1.13	1,3	49,94	АС-50
	В – Г	17,18	2900	1	1,3	13,22	АС-35
	Д – Г	15,73	2900	1	1,3	12,10	АС-35

высота опоры 10 м, допустимый габарит 6–7 м. Опоры железобетонные, так как их срок использования (50 лет) гораздо больше деревянных (15–20 лет).

Для электрических расчётов сети (раздел 6 задания) требуются

электрические параметры ВЛ: сопротивления и проводимости.

Из табл. 3.5 Методических указаний для ВЛ 35 кВ параметры следующие:

АС-50: $r_0=60,3$ Ом/100км; $x_0=44,8$ Ом/100км; $v_0=0$;

АС-70: $r_0=42,8$ Ом/100км; $x_0=43,2$ Ом/100км; $v_0=0$.

Для окончательного выбора варианта электропитающей системы требуются технико-экономические расчёты и проверки на допустимость по потерям мощности и энергии, а также по потерям напряжения в ЛЭП. Эти расчёты выполняются ниже.

Таблица 3п.3.

Результаты проверки выбранных проводов ЛЭП по длительно допустимому току по нагреву в аварийных режимах.

Номер варианта	ЛЭП	Марка провода	Аварийный ток, А	Длительно допустимый ток, А
№1	ИП – А	АС-35	32,56	175
	ИП – Б	АС-50	82,98	210
	ИП – В	АС-50	106,76	210
	В – Г	АС-35	32,92	175
	ИП – Д	АС-35	57,64	175
№2	ИП – А	АС-50	117,54	210
	А – Б	АС-50	84,98	210
	ИП – В	АС-70	164,58	265
	В – Д	АС-50	90,54	210
	Д – Г	АС-35	32,92	175
№3	ИП – А	АС-50	117,54	210
	А – Б	АС-35	84,98	175
	ИП – Д	АС-50	164,58	210
	Д – Г	АС-35	106,76	175
	Г – В	АС-35	73,84	175

РАЗДЕЛ 4. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ И ТИПОВ ПОДСТАНЦИЙ.

4.1. Выбор трансформаторов и расчет их параметров.

Трансформаторные подстанции, как правило, выбираются двухтрансформаторными по соображениям надежности.

Согласно ПУЭ, понижающая подстанция должна быть рассчитана на полную нагрузку электроприемников потребителей при аварийных режимах. Допускается проектирование отдельных подстанций с автоматическим отключением в аварийном режиме части менее ответственных потребителей, а также установка одного трансформатора, если имеется централизованный резерв трансформаторов и от подстанции питаются электроприемники только 2-ой и 3-ей категории. Однако такие решения рекомендуется применять крайне редко и их нельзя рассматривать как типовые.

Наличие потребителей первой категории обуславливает выбор двухтрансформаторных подстанций в районных центрах потребления.

Для двухтрансформаторных подстанций мощность S двух трансформаторов должна быть достаточной для снабжения электрической энергией потребителей всех категорий:

$$S_{Тном1} + S_{Тном2} \geq S_{макс\Sigma}^H(I) + S_{макс\Sigma}^H(II) + S_{макс\Sigma}^H(III), \quad (4.1)$$

где I, II, III – потребители I, II, III категорий (см. табл. В.3).

Мощность же одного трансформатора при отключении второго трансформатора должна быть достаточной для снабжения электрической энергией всех потребителей первой и второй категории с допустимой аварийной перегрузкой:

$$1,4S_{Тном1} \geq S_{макс\Sigma}^H(I) + S_{макс\Sigma}^H(II). \quad (4.2)$$

Для удобства эксплуатации трансформаторы желательно выбирать однотипными.

Двухтрансформаторные подстанции, выбранные таким образом, имеют более высокую надежность электроснабжения потребителей по сравнению с однотрансформаторной подстанцией и в то же время такая подстанция более экономична, чем подстанция с тремя и более трансформаторами.

С учетом всех обстоятельств, мощность каждого из трансформаторов выбирается не менее 0,65–0,7 расчетной нагрузки. Длительная аварийная перегрузка, равная $1,4S_{Тном}$ является предельно допустимой при условии, что коэффициент заполнения графика нагрузки не более 0,75, а продолжительность максимума нагрузки не превышает 6 часов в сутки в течение не более 5 суток.

На основе расчетных данных по мощности и данных справочников, составляются таблицы с паспортными данными выбранных

трансформаторов и параметрами трансформаторов, определенных по известным формулам с учетом схем замещения трансформаторов.

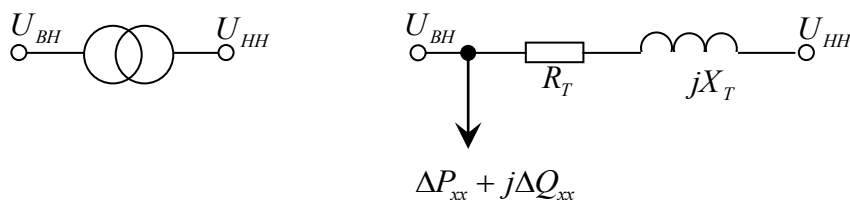
Упрощенные схемы замещения двухобмоточного (а) и трехобмоточного (б) трансформаторов представлены на рис 4.1.

Ниже в таблицах 4.1–4.3 приводятся паспортные данные трансформаторов, которые можно использовать при выполнении этого курсового проекта.

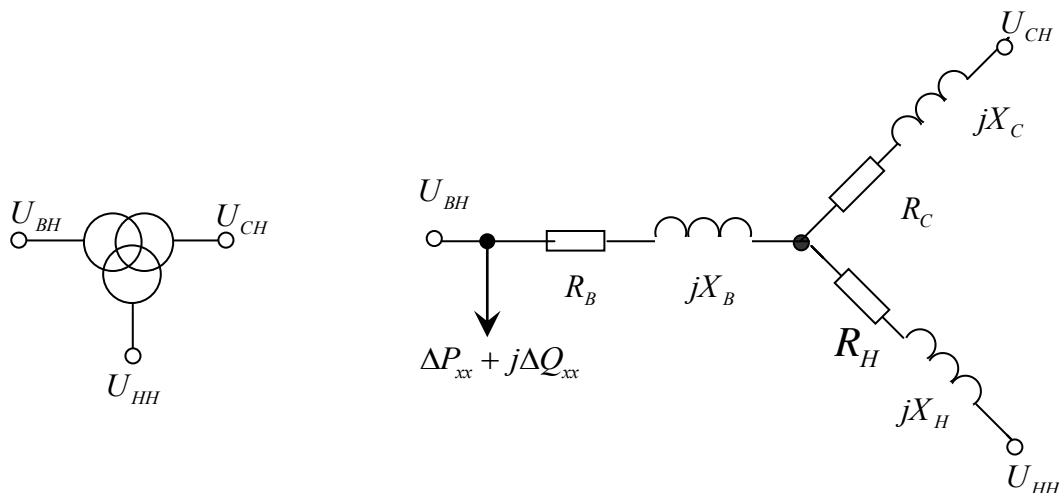
Параметры трансформаторов: активная и индуктивная составляющие полного сопротивления, – определяются по расчетным формулам:

$$\left. \begin{aligned} R_T &= \frac{\Delta P_{K3}}{I_{ном}^2} = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{BH}^2}{S_{Тном}^2}; \\ X_T &= \frac{\Delta U_T}{I_{ном}} = \frac{U_{K3} \% \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{Тном}}, \end{aligned} \right\} (4.3)$$

где ΔP_{K3} – потери короткого замыкания в кВт или в МВт, если U_{BH} в кВ; U_{K3} – потери напряжения короткого замыкания в процентах от U_{BH} ; $S_{Тном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА; U_{BH} – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора; $I_{ном}$ – номинальный ток трансформатора на высокой стороне, кА.



а) схема замещения двухобмоточного трансформатора;



б) схема замещения трехобмоточного трансформатора (автотрансформатора)

Рис. 4.1. Схемы замещения трансформаторов.

Для трехобмоточных трансформаторов, в случае отсутствия данных, следует иметь в виду, что в соответствии с ГОСТами для трансформаторов 115/38/6,6–11 кВ мощностью от 6,3 до 80 МВА предусматривается основное исполнение со значениями U_{K3} :

$$U_{K3}^{B-C} = 10,5 \% ; \quad U_{K3}^{B-H} = 17 \% ; \quad U_{K3}^{C-H} = 6 \% .$$

Этими же ГОСТами предусмотрено изготовление трансформаторов мощностью 16, 40, 80 МВА с параметрами:

$$U_{K3}^{B-C} = 17 \% ; \quad U_{K3}^{B-H} = 17 \% ; \quad U_{K3}^{C-H} = 6 \% .$$

Для подстанций, исходя из условия ограничения тока короткого замыкания, предпочтительнее более высокая реактивность между обмотками высокого и низкого напряжения.

По значениям напряжений К.З. для пар обмоток U_{K3}^{B-C} , U_{K3}^{B-H} , U_{K3}^{C-H} определяются U_{K3} для лучей схемы замещения (см. рис. 4.1б) U_{K3}^B , U_{K3}^C , U_{K3}^H :

$$\left. \begin{aligned} U_{K3}^B \% &= 0,5(U_{K3}^{B-H} \% + U_{K3}^{B-C} \% - U_{K3}^{C-H} \%); \\ U_{K3}^C \% &= 0,5(U_{K3}^{B-C} \% + U_{K3}^{C-H} \% - U_{K3}^{B-H} \%); \\ U_{K3}^H \% &= 0,5(U_{K3}^{B-H} \% + U_{K3}^{C-H} \% - U_{K3}^{B-C} \%). \end{aligned} \right\} \quad (4.4)$$

По найденным значениям U_{K3}^B , U_{K3}^C , U_{K3}^H определяются реактивные сопротивления обмоток X_T^B , X_T^C , X_T^H (см. формулы 4.3).

Таблица 4.1.

Трансформаторы трехобмоточные трехфазные 115/38,5/11 кВ
масляные мощностью от 6300 до 63000 кВА.

№ п/п	Тип, мощность и U_{BH} (кВ)	Потери, кВт		Сопротивление, Ом				Оптовая цена, руб./шт., 1991 г.
		ΔP_{xx}	ΔP_{K3}	R_T	X_B	X_C	X_H	
1	ТМТН-6300/115	14	58	19,3	228	- 12,2	133	83400
2	ТДТН-10000/115	19	76	10	144	- 7,7	83,5	102000
3	ТДТН-16000/115	26	96	4,95	90	- 4,8	52,2	124000
4	ТДТН-25000/115	36	140	2,92	56,7	- 3,8	33,4	144600
5	ТДТН-40000/115	50	220	1,80	36,5	- 1,93	21	199800
6	ТДТН-63000/115	70	290	0,93	22,5	- 1,22	13,2	252800

Примечание к табл. 4.1. Пределы регулирования трансформатора с высокой стороны $\pm 9 \times 1,78 \%$; на стороне 35 кВ – 0, а на НН – $\pm 2,5 \%$. Соотношение мощностей обмоток 100/100/100 %.

Потери мощности в трансформаторе бывают постоянные (холостого хода) и переменные (в обмотках при протекании по ним тока нагрузки). Постоянные потери обусловлены конструкцией трансформатора и

величиной напряжения. Переменные потери мощности зависят от нагрузки.

Таблица 4.2.

Трансформаторы двухобмоточные трехфазные на напряжение 110 кВ с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН)

ВН=115 кВ; НН=6,6 или 11 кВ; $U_{K3}=10,5\%$.

№ п/п	Тип, мощность и U_{BH} (кВ)	Потери, кВт		Сопротивление, Ом		Оптовая цена, руб./шт., 1991 г.
		ΔP_{xx}	ΔP_{K3}	R_T , Ом	X_T , Ом	
1	ТМН-2500/110	5,5	22	42,6	508	53000
2	ТМН-6300/115	10	48	14,7	220	72000
3	ТДН-10000/115	14	60	7,95	139	80000
4	ТДН-16000/115	21	85	4,35	86,7	96000
5	ТРДН-25000/115	25	120	2,54	55,9	130000
6	ТРДН-32000/115	32	145	2,2	43,0	143000
7	ТРДН-40000/115	42	160	1,46	38,4	176000
8	ТРДН-63000/115	59	245	0,87	22,0	220000

Таблица 4.3.

Трансформаторы двухобмоточные трехфазные масляные мощностью от 1000 до 63000 кВА на напряжение 35/10 и 35/0,4 кВ.

№ п/п	Тип, мощность и U_{BH} (кВ)	U_{HH} кВ	Потери, кВт		Оптовая цена, руб./шт., 1991 г.
			ΔP_{xx}	ΔP_{K3}	
1	ТМН-1000/35	0,4	2,1	12,2	21500
2	ТМН-1600/35	0,4	2,9	16,5	24500
3	ТМН-2500/35	10	4,1	23,5	29400
4	ТМН-4000/35	10	5,6	35,5	36000
5	ТМН-6300/35	10	8,0	46,5	42400
6	ТДНС –10000/36,75	10	12,0	60,0	94600 (с РПН)
7	ТДНС –16000/36,75	10	17,0	85,0	108000 (с РПН)
8	ТДНС –25000/36,75	10	25,0	115,0	142000 (с РПН)
9	ТДНС –32000/36,75	10	29,0	145,0	157600 (с РПН)
10	ТДНС –40000/36,75	10	36,0	170,0	176400 (с РПН)
11	ТДНС –63000/36,75	10	50,0	250,0	239000 (с РПН)

Примечание к таблице 4.3. Пределы регулирования трансформаторов ТДНС $\pm 9\%$ не менее 6 ступеней.

Расчет потерь активной и реактивной мощности в трансформаторах.

а) двухобмоточные трансформаторы.

Потери активной мощности в трансформаторе складываются из потерь в стали на вихревые токи и гистерезис и из потерь в обмотках:

$$\Delta P_T = n\Delta P_{CT} + \frac{1}{n}\Delta P_{OБM} \left(\frac{S_{макс}}{S_{Тном}} \right)^2 \text{ кВт}, \quad (4.5)$$

где ΔP_{CT} – потери в стали (потери холостого хода ΔP_{xx}) трансформатора, кВт; $\Delta P_{OБM}$ – потери в обмотках трансформатора (потери короткого замы-

кания ΔP_{K3} или потери в меди ΔP_M) при его номинальной нагрузке, кВт; $S_{макс}$ – суммарная максимальная нагрузка трансформаторов; $S_{Тном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА; n – число параллельно работающих трансформаторов.

Потери реактивной мощности в трансформаторах складываются из потерь в стали на ее намагничивание и потерь в обмотках на создание магнитного потока рассеяния:

$$\Delta Q_T = n\Delta Q_{CT} + \frac{1}{n}\Delta Q_{ОБМ} \left(\frac{S_{макс}}{S_{Тном}} \right)^2 \text{ кВАр}, \quad (4.6)$$

$$\text{при этом } \Delta Q_{CT} = \Delta Q_{XX} = \frac{I_{XX} \%}{100} S_{Тном}, \quad \Delta Q_{ОБМ} = \Delta Q_{K3} = \frac{U_K \%}{100} S_{Тном};$$

б) трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы.

В трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах потери мощности определяются по тем же формулам (4.5) и (4.6). При этом отдельно определяют потери в каждой обмотке и затем суммируют эти потери для всех трех обмоток с потерями в стали:

$$\Delta P_T = \Delta P_{CT} + \Delta P_{MB} \left(\frac{S_B}{S_{Тном}} \right)^2 + \Delta P_{MC} \left(\frac{S_C}{S_{Тном}} \right)^2 + \Delta P_{MH} \left(\frac{S_H}{S_{Тном}} \right)^2;$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{CT} + \Delta Q_{MB} \left(\frac{S_B}{S_{Тном}} \right)^2 + \Delta Q_{MC} \left(\frac{S_C}{S_{Тном}} \right)^2 + \Delta Q_{MH} \left(\frac{S_H}{S_{Тном}} \right)^2,$$

Где S_B, S_C, S_H – нагрузки обмоток высокого, среднего и низкого напряжений соответственно.

В общем случае при передаче энергии с шин электростанций или питающих подстанций до потребителей часть электроэнергии неизбежно расходуется на нагрев проводников, создание электромагнитных полей и другие эффекты. Поэтому термины “потеря мощности” и “потеря электроэнергии” следует понимать как технологический расход электроэнергии на ее передачу (транспорт). То же самое имеет место и в трансформаторах.

Наиболее точный метод расчета потерь электроэнергии $\Delta \mathcal{E}$ – это определение их по графику нагрузки. Этот метод иногда называется методом графического интегрирования.

При наличии графика $P, Q = f(t)$:

$$\Delta \mathcal{E} = \frac{R}{U_H^2} \left(\int_0^T P^2(t) dt + \int_0^T Q^2(t) dt \right) = \frac{R}{U_H^2} \left(\sum_{t=1}^T P_t^2 + \sum_{t=1}^T Q_t^2 \right) \text{ кВт.ч.} \quad (4.7)$$

При n одинаковых параллельно работающих трансформаторах в течение определенного периода времени t потери мощности в зависимости от графика нагрузки определяются по формуле, аналогичной (4.5):

$$\Delta P_t = \frac{1}{n} \Delta P_{K3} \left(\frac{S_t}{S_{Тном}} \right)^2 + n \Delta P_{xx}, \quad (4.8)$$

где S_t – суммарная нагрузка трансформаторов в момент t .

Потери электроэнергии в трансформаторах рассчитываются по формуле:

$$\Delta \mathcal{E} = \frac{1}{n} \frac{\Delta P_{K3} S_T^2}{S_{Тном}^2} \tau_{max} + n \Delta P_{xx} T_{год} \text{ кВтч}, \quad (4.9)$$

где S_T – мощность наибольшей нагрузки в данный период (год), кВА;

$S_{Тном}$ – номинальная мощность трансформатора; τ_{max} – время потерь при максимальной нагрузке, которое может быть определено по эмпирической формуле:

$$\tau_{max} = (0,124 + T_{макс}^n / 10000)^2 \cdot 8760 \text{ час/год} \quad (4.10)$$

или по табл. 4.4; n – число параллельно работающих трансформаторов;

$T_{год} = 8760$ час – расчетное число часов в году.

Таблица 4.4.

Средние значения числа часов использования максимальных потерь.

Элементы схемы	τ_{max} , ч/год
Воздушные линии 110 кВ	3100
Подстанции 110 кВ	3000
Воздушные линии 35, 10(6) кВ	2500
Подстанции 35, 10(6) кВ	2400

4.2. Выбор схемы, типа и параметров подстанций.

На рис. 4.2 приведена типовая схема понизительной подстанции 110/35/10 (6) кВ; на рис. 4.3 – типовая схема подстанции 35/10 (6) кВ, а на рис. 4.4 – упрощенные схемы подстанций блочного типа.

Конструктивное исполнение подстанций характеризуется большим разнообразием [2, 4 и др.]. Здесь же в качестве примера подробно рассмотрена блочная схема исполнения, рекомендуемая для понизительных районных подстанций в виде комплектных трансформаторных подстанций типа КТПБ-110/35/10, КТПБ-35/10(6) и т.п.

4.2.1. Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) 110 кВ.

Для КТПБ-110/35/10(6) применяются трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) типов ТМТН-6300/110, ТДТН-10000/110 и ТДТН-16000/110. По согласованию с заводом-изготовителем могут поставляться КТПБ-110/35/10 для трансформаторов мощностью 25000 и 40000 кВА.

На стороне низшего напряжения 10(6) кВ КТПБ комплектуются шкафами КРУН серии К-37 или К-39 (двухрядная установка).

КТП-110 выполняются без выключателей на стороне 110 кВ (см. рис. 4.2). Защита силовых трансформаторов производится с помощью трехполюсных автоматических отделителей типа ОД-110 и однополюсных короткозамыкателей типа КЗ-110. Отказ от установки выключателей на стороне высшего напряжения КТП-110 обеспечивает значительное упрощение схем и конструкций КТП и удешевление их стоимости.

В комплект поставки КТПБ входят следующие элементы:

- 1) шкафы КРУН, комплектующие в соответствии с заказом;
- 2) блоки с высоковольтной аппаратурой;
- 3) металлоконструкции и опорные изоляторы порталов вводов 110 кВ;
- 4) устройства освещения и заземления;
- 5) ошиновка ОРУ-110 кВ;
- 6) токопроводы, соединяющие вводы 10(6) кВ силовых трансформаторов со шкафом вводов в КРУН;
- 7) кабельные конструкции;
- 8) металлоконструкции для установки КРУН, аппараты высокочастотной связи и инвентарно-пожарного шкафа;
- 9) кронштейны с опорными изоляторами для крепления ошиновки;
- 10) шкаф для подстанционного оборудования;
- 11) металлические элементы ограды;
- 12) инвентарь и метизы для крепления конструкций.

В комплект заводской поставки не входят:

- 1) силовые трансформаторы;
- 2) аппаратура высокочастотной связи;
- 3) силовые и контрольные кабели;
- 4) металл для контура заземления;
- 5) рельсы для установки трансформаторов.

Блоки, узлы и их стоимости приведены в табл. 4.5.

Принцип защиты силовых трансформаторов понизительных подстанций 110 кВ, оборудованных короткозамыкателями и отделителями состоит в том, что функции защитных аппаратов, осуществляющих отключение токов повреждения, переносятся на выключатели, установленные в начале линий 110 кВ, к которым подключены подстанции.

Действие защиты заключается в следующем. При возникновении повреждения в трансформаторе от соответствующего реле подается импульс на автоматическое включение короткозамыкателя, в результате чего создается искусственное короткое замыкание на землю в одной фазе 110 кВ, на которое реагирует защита выключателя со стороны ЛЭП 110 кВ и отключает линию. В период бестоковой паузы происходит автоматическое отключение отделителя, после чего АПВ включает отключившийся выключатель со стороны питания, на линии восстанавливается напряжение и, таким образом, продолжается электроснабжение остальных трансформаторов, подключенных к данной

линии, за исключением поврежденного трансформатора. В случае питания по линии только одного (поврежденного) трансформатора АПВ не требуется.

Установка на стороне 110 кВ простых защитных аппаратов позволяет применять для защиты и управления переменный оперативный ток, что обеспечивает отказ от установки аккумуляторных батарей. Схема вторичных соединений (защита, управление, автоматика и сигнализация) выполнена на переменном оперативном токе 220 В от трансформатора собственных нужд.

Управление всеми элементами подстанции осуществляется при помощи механических кнопок, имеющихся на пружинных приводах выключателей, а также на приводах короткозамыкателей и отделителей. На КТП предусмотрены следующие устройства автоматики: АПВ на выключателях отходящих линий 6–10 кВ; ЧАПВ (частотное АПВ) при восстановлении частоты до заданного значения; устройство АЧР на отходящих линиях 6–10 кВ; автоматическое включение короткозамыкателя и отключение отделителя при действии защиты трансформатора; автоматическое восстановление питания шин низшего напряжения с помощью устройства АВР на двухтрансформаторных подстанциях; АПВ трансформаторного (вводного) выключателя 6–10 кВ; автоматическое регулирование напряжения АРН на шинах, осуществляемое с помощью встроенного в силовой трансформатор устройства РПН; автоматическое включение обдува трансформатора при мощности более 10 МВА; автоматическое включение обогрева счетчиков; защита минимального напряжения на стороне 10(6) кВ при действии АВР на секционном выключателе.

На КТП предусмотрена сигнализация следующих режимов: аварийного отключения присоединения; исчезновение напряжения на одной из секций шин; отказа автоматического возврата к первоначальной схеме подстанции; повреждения в цепях оперативного тока; действия газовой защиты; от перегрузки трансформатора; повышения температуры масла; неисправности зарядного устройства. Фиксация причин действия сигнализации на подстанции осуществляется указательными реле, включенными в индивидуальные цепи аварийной и предупреждающей сигнализации.

На КТПБ выполнены следующие блокировки, исключающие неправильные действия с отделителями, разъединителями и заземляющими ножами:

- а) невозможность отключения токов нагрузки отделителем или разъединителем;
- б) невозможность отключения разъединителем холостого хода силовых трансформаторов при наличии отделителя;
- в) невозможность включения отделителя при включенных заземляющих ножах разъединителей и включенном короткозамыкателе;

г) невозможность включения заземляющих ножей на шины, не отделенные разъединителем.

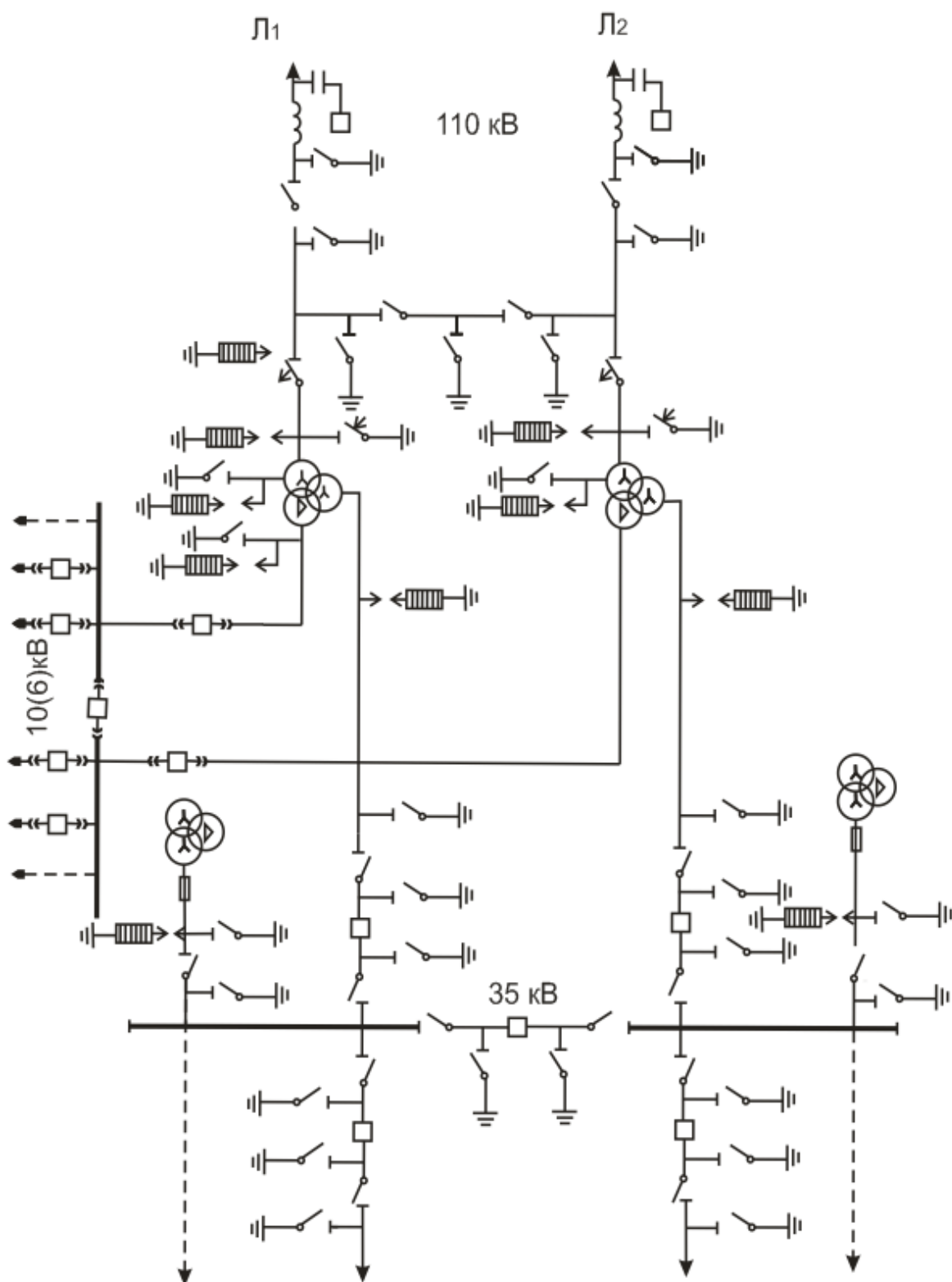


Рис. 4.2. Типовая схема понизительной подстанции 110/35/10(6) кВ.

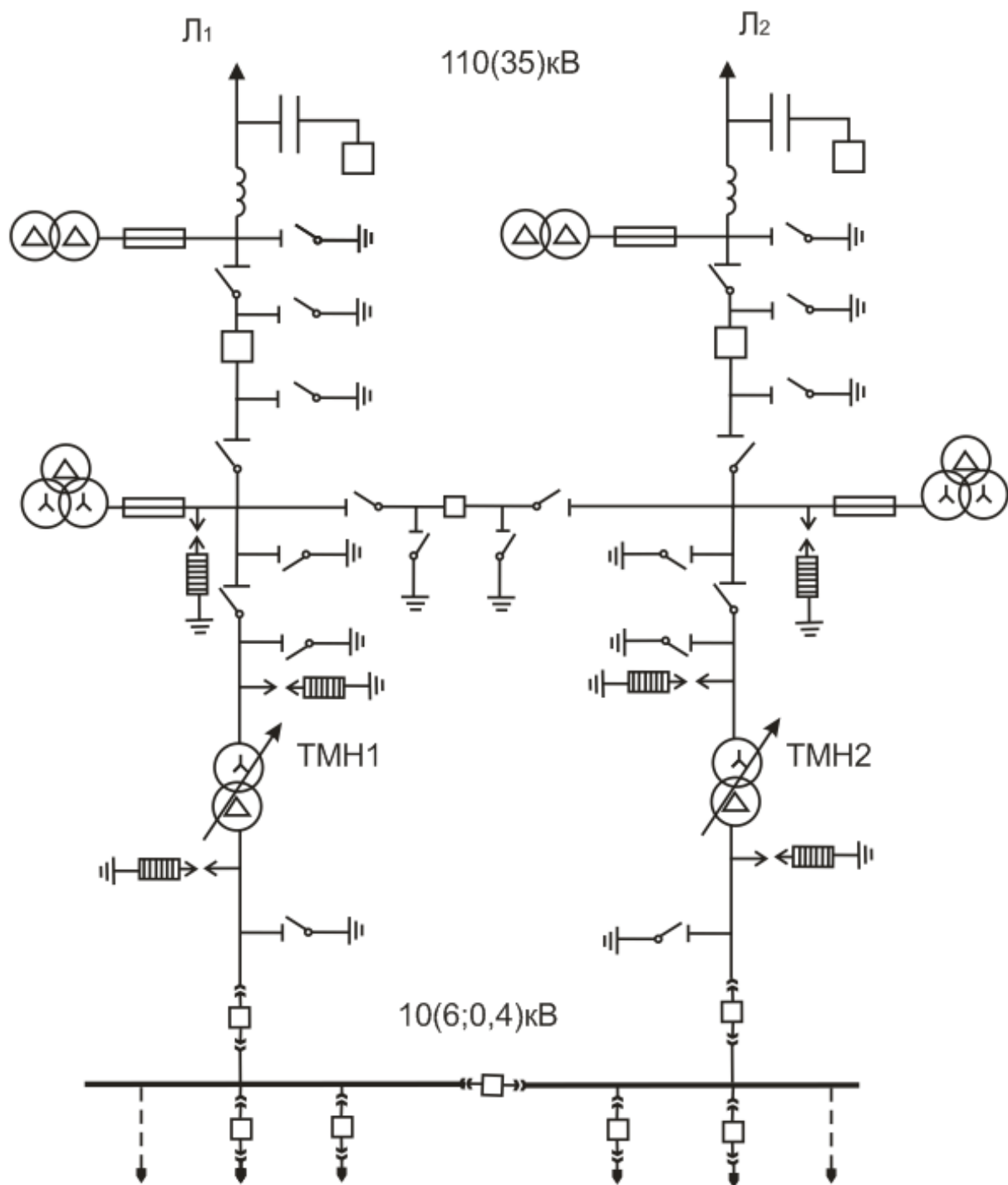


Рис. 4.3. Типовая схема двухтрансформаторной подстанции 35/10(6) кВ по схеме мостика.

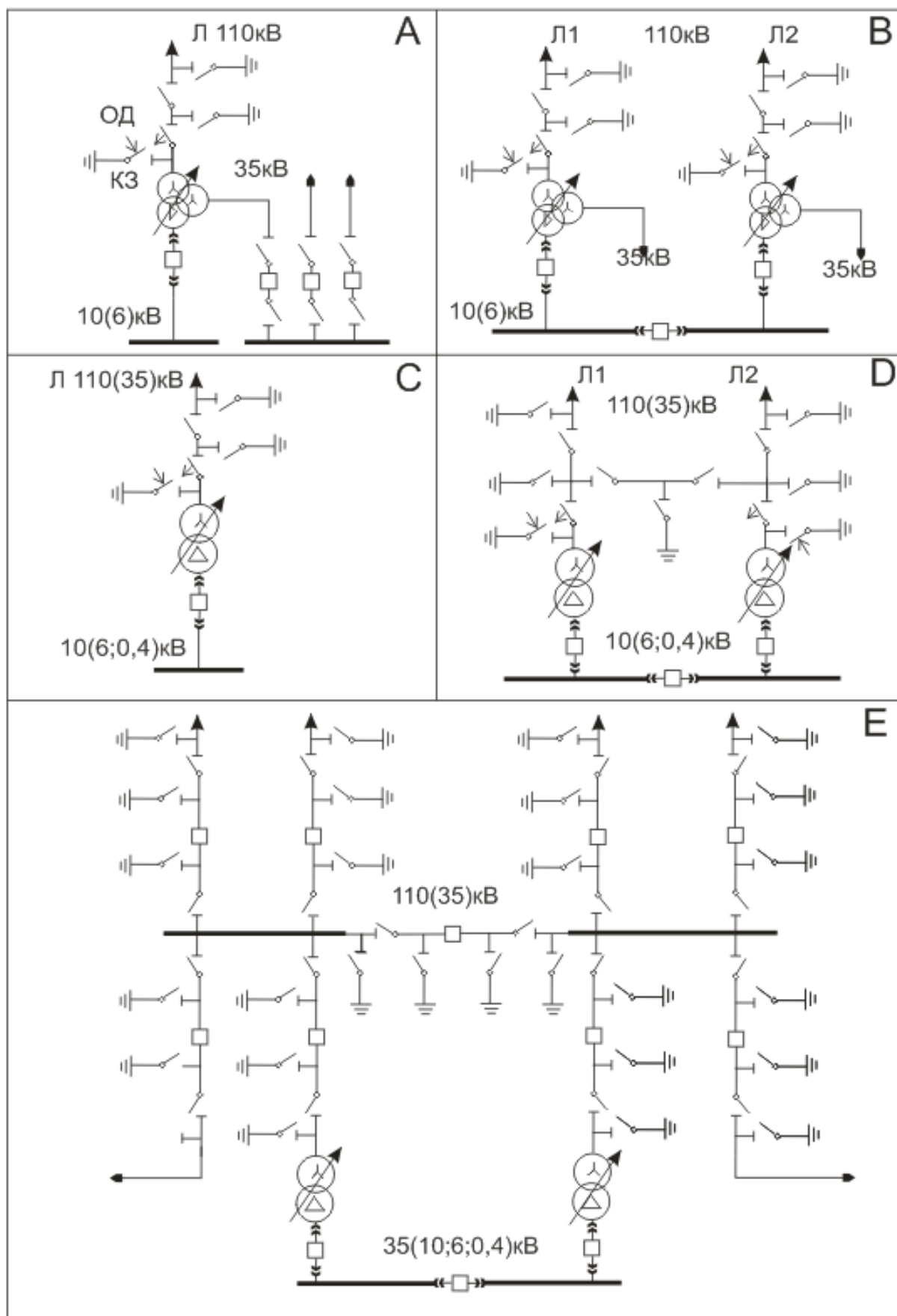


Рис. 4.4. Принципиальные типовые схемы блочных трансформаторных подстанций наружной установки типа КТПБ 110/35/10(6) кВ (схемы А, В), 110/10(6) кВ (схемы С, D), 35/10(6) кВ (схема Е) мощностью от 2500 до 40000 кВА.

Таблица 4.5.

Подстанции трансформаторные блочные типа КТПБ-110/35/10(6).
Блоки и узлы, входящие в КТПБ.

№ п/п	Обозначение блока (узла)	Состав блока (узла)	Оптовая цена (1991г.) руб./шт.
а	б	в	г
1	Б 110-1К	Блок короткозамыкателя и разрядников 110 кВ	2760
2	Б 110-2К	Блок короткозамыкателя и разрядников 110 кВ	2860
3	Б 110-3/3 Б 110-19/3	Блок разъединителя РНДЗ-2-10/1000	2060
4	Б 110-5/2 Б 110-25/2	Блок отделителя ОД-110/630	1600
5	Б 110-40/2	Блок отделителя ОД(3)-110/630	1860
6	Б 110-12Н Б 110-21Н Б 110-22Н Б 110-23Н	Блок приема ВЛ 110 кВ	590
Итого с 1 по 6			11730
7	Б 110-28/К	Блок трансформатора напряжения 110 кВ	490
8	Б 110-29/К	Блок трансформатора тока 110 кВ	440
9	Б 110-14/2 Б 110-14/2Н	Блок опорных изоляторов (три комплекта) 110 кВ	480
10	Б 10-14/0,6	Блок опорных изоляторов 10 кВ	580
11	Б 35-14/1,2П	Блок опорных изоляторов 35 кВ	160
12	УШ-3	Узел шкафа подстанционного оборудования КТПБ-110/35/10(6) кВ. Комплект: шальштанга ШР-110, 1 шт.	340
Итого с 7 по 12			12490
13	УШ-3	Шальштанга ШО-35 –1шт.; указатель напряжения УВН-10 – 1шт.; переносное заземление – 1 шт.; переносная лампа ПЛ-64 – 1 шт.	1880
14	ОУ-1	Осветительная установка КТПБ	160
15	ОПУ-2	Общестанционный пункт управления КТПБ-110/35/10(6). Состав комплекта: шальштанга ШР-110–1шт.; шальштанга ШО-35 –1 шт.; указатель напряжения УВН-10 –1шт.; переносное заземление –2шт.; переносная лампа ПЛ-64 – 1 шт.	4140
16	ОЖ-11	Ошиновка жесткая ОРУ – 110 кВ	340
17	УК-7 УК-8	Узлы установки и ошиновки ячеек КРУ КТПБ – 110/35/10(6). Два комплекта в составе: узел установки – 1 комплект, узел ошиновки – 2 комплекта.	2130
18	КК-12	Раскладка кабельных конструкций КТПБ-110/35/10(6)	1390
19	УМ-13 УМ-14	Установочно-монтажные приспособления КТПБ-110/35/10(6). Два комплекта в составе: устройство натяжное для 3-х фаз ВЛ-110 кВ; ВЛ-35 кВ–6 комплектов; молниеотвод –4 шт.; ремонтное ограждение – 4шт.; узел выключателя –1 комплект; кронштейн – 5шт.; кронштейн с ШО-35–2 шт.; ошиновка гибкая ОРУ-110 кВ–2 комплекта.	3880

а	б	в	г
20	Б-35/4 ИК Б-18-К Б-33-10/1	Блоки шинных аппаратов 35 кВ с ТН ЗНОМ-35 – 2 шт.; разрядниками РВС-35 – 9 шт.; РНД-3-5-35/1000 3 шт. с приводом.	8694
21	Б-35-6/К Б-35-7/К Б-35-8/К Б-35-16/К Б-35-9/К	Блоки с выключателями 35 кВ-6 шт.; разъединителями РНДЗ-2-35/1000 с приводов ПР-У1; шкафом ШПП-63-8 компл.; трансформаторами тока ТФН-3М-6шт.; трансформаторами напряжения ЗНОМ-35-66 – 3 шт.	23850
22	Б-35-38/К Б-35-39/К		13710
		Итого с 13 по 22	60174
23		Ячейки с выключателями ВМП-10-630 – 3 шт.; приводами ПП-67; разъединителями РВФЗ-10/630; трансформаторами тока.	6480
		Всего	66654

4.2.2. Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) 35 кВ.

На стороне 35 кВ КТПБ-35/10(6) применяются блоки открытого исполнения, на которых установлено следующее высоковольтное оборудование: предохранители типа ПСН-35, короткозамкатели КЗ-35М, отделители ОД-35, разъединители типа РЛНД-35, разрядники РВП-35. На этих блоках размещаются также шкафы с релейной аппаратурой.

В качестве выключателя в КТПБ-35/10(6) принят масляный выключатель типа С-35М-600 с приводами ПП-67 на оперативном переменном токе (см. табл. 4.6).

Средняя стоимость строительно-монтажных работ на подстанции 35/10(6) кВ принимается 65 млн. руб. (от 60 до 70 млн. руб.).

Вся строительная часть КТПБ выполняется из типовых железобетонных конструкций, изготовленных на заводах.

В комплект заводской поставки КТПБ не входят: силовые трансформаторы, аппараты высокочастотной связи, железобетонные изделия, силовые и контрольные кабели для высокочастотной связи.

Электродинамическая устойчивость КТПБ на стороне 35 кВ – 25 кА и 4-х секундный ток термической устойчивости – 10 кА.

Завод-изготовитель – «Электрощит», г. Самара.

В КТПБ-35 предусмотрено выполнение следующих блокировок от ошибочных операций:

- невозможность включения и отключения разъединителей под нагрузкой;
- невозможность включения заземляющих ножей при наличии напряжения на них;
- невозможность подачи напряжения на заземленные ножи.

Таблица 4.6.

Подстанции трансформаторные блочные типа КТПБ-35/10(6). Параметры блока:
 мощность, кВА: 6300, 10000, 16000; напряжение, кВ: ВН-35.
 Блоки и узлы, входящие в КТПБ.

№ п/п	Обозначение блока (узла)	Состав блока (узла)	Оптовая цена (1991 г.), руб./шт.
а	б	в	г
1	Б35-4И/К	Блок шинных аппаратов 35 кВ с трансформаторами напряжения 35/0,1 кВ типа ЗНОМ-35; разъединителем РНДЗ-2-35/1000 с приводом ПР-У1 и изоляторами.	3844
2	Б35-18К	Блок шинных аппаратов 35 кВ с трансформаторами напряжения 35/0,1 кВ типа ЗНОМ-35-66У1; разрядниками РВС-35 (3шт.), разъединителем РНДЗ-2-35/1000 с приводом ПР-У1.	3770
3	Б35-10/1	Блок шинных аппаратов 35 кВ с разрядниками РВС-35 (3шт.), разъединителем РНДЗ-2-35/1000 с приводом ПР-У1.	1080
4	Б35-6/К Б35-7/К	Блок выключателя 35 кВ с разъединителем РНДЗ-1-35/1000 или РНДЗ-2-35/1000 с приводом ПР-У1 и шкафом ШПП-63	7290
5	Б35-8/К Б35-11/К	То же с трансформаторами тока	8120
6	Б35-9/К Б35-16/К	Блок выключателя 35 кВ с разъединителями РНДЗ-2-35/1000 или РНДЗ-2-35/1000 с приводом ПР-У1 и шкафом ШПП-3 и трансформаторами напряжения ЗНОМ-35-66 – (3 шт.)	5908440
7	Б35-38/К	Блок выключателя 35 кВ с разъединителями РНДЗ-1-35/1000 с приводом ПР-У1 и шкафом ШПП-63 и трансформаторами тока ТФН-35М (2шт.)	7200
8	Б35-39/К	Блок выключателя 35 кВ с разъединителями РНДЗ-2-35/1000 с приводом ПР-У1 и шкафом ШПП-63 и трансформаторами тока ТФН-35М (2шт.)	6510
9	Б35-38/К	Блок приема ВЛ-35 кВ с изоляторами ИОС-35/500 (3шт)	360
10	ОЖ-10	Ошиновка жесткая ОРУ-35 кВ	510
11	КК-10	Раскладка кабельных конструкций	750
12	Н9-1	Натяжное устройство	140
13	УК-1	Узел КРУ	164
14	УК-2	Узел КРУ	170
15	УШ-1	Узел шкафа подстанционного оборудования (комплект) в составе: шальштанга ШР-110, 1 шт., ; указатель напряжения УВН-10 (1шт.).переносное заземление (1шт.) шт.; переносная лампа ПЛ-64 (1шт.).	1690
16	УМ-10	Установочно-монтажные изделия КТПБ-35/10(6) (комплект) в составе: ограждение ремонтное (2шт.), ошиновка трансформатора на стороне 10(6) кВ (комплект), шина (3шт.), установка молниеотвода (1шт.)	480
		Итого	50518
17		Ячейка с выключателем ВМП-10-630, приводом ПП-67, разъединителем РВФЗ-10/630, двумя трансформаторами тока.	2x3240
		Всего	56998

Для двухтрансформаторных КТПБ-35 предусмотрена также режимная блокировка, разрешающая производить операции выключателями ввода и

секционирования 10(6) кВ только при равных величинах напряжений на обоих трансформаторах.

Ниже, на рис. 4.5–4.9 приведены примеры конструктивного исполнения некоторых схем распределительных устройств 110–35 (10) кВ.

ПРИМЕР ВЫПОЛНЕНИЯ ЧЕТВЕРТОГО РАЗДЕЛА КУРСОВОГО ПРОЕКТА.

4. Выбор трансформаторов и типов подстанций.

4.1. Выбор трансформаторов.

В общем случае выбор трансформаторов не зависит от варианта схемы электропитающей сети.

Согласно ПУЭ понижающие трансформаторные подстанции при наличии потребителей I и II категории выбираются двухтрансформаторными. Следовательно, для заданных в данном варианте проекта условий подстанции в узлах нагрузки А, Б, В и Д должны быть двух трансформаторными, и только в узле Г, в котором отсутствуют потребители I категории, можно установить один трансформатор, если в энергосетевом районе имеется централизованный резерв трансформаторов.

С учётом изложенного, на подстанции в узле А выбираем два трансформатора, мощность которых должна быть:

$$S_{T1ном} + S_{T2ном} \geq S_{макс \Sigma}^H (I) + S_{макс \Sigma}^H (II) + S_{макс \Sigma}^H (III) = S_{макс A}^H = \\ = \frac{P_A}{\cos \varphi_H} = \frac{1,875}{0,95} = 1,974 \text{ МВА.}$$

Мощность же одного трансформатора при отключении второго должна быть не ниже

$$S_{T1ном} \geq (S_{макс \Sigma}^H (I) + S_{макс \Sigma}^H (II)) / 1,4 = \\ = (0,05 * 1,974 + 0,1 * 1,974) / 1,4 = 0,212 \text{ МВА.}$$

В результате, для энергорайона А выбираются трансформаторы ТМН-1000/35 с напряжением на низкой стороне 0,4 кВ.

Аналогично выбираются трансформаторы для энергорайонов Б, В и Д. Для узла нагрузки Г хотя и можно выбрать один трансформатор мощностью 2500 кВА, поскольку

$$S_{Tном} \geq P_{Г} / \cos \varphi_{Г} = 1,915 / 0,96 = 1,995 \text{ МВА,}$$

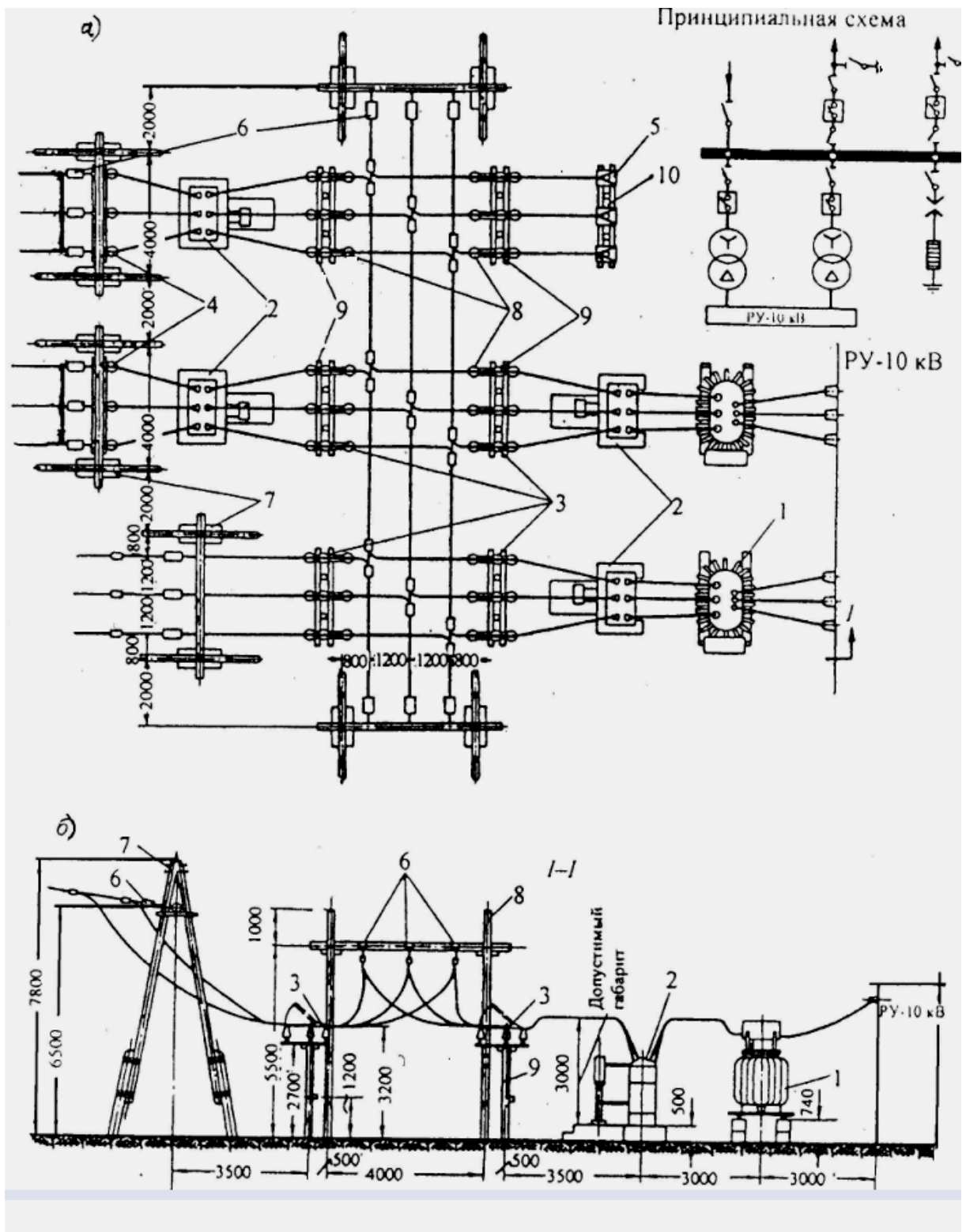


Рис. 4.5. План и продольный разрез подстанции 35/10 кВ с двумя трансформаторами 500–1000 кВА на деревянных конструкциях «ВНИПСельэлектро»: а) план; б) разрез.

1 – трансформатор силовой; 2 – выключатель масляный; 3 – разъединитель трехполюсный с приводом ПРН-35; 4 – то же с заземляющими ножами и приводом ПРНЗ-3,5; 5 – разрядник вилитовый; 6 – гирлянда из трех изоляторов; 7 – деревянный приемный портал; 8 – деревянный шинный портал; 9 – опора под разъединитель; 10 – опора под разрядник.

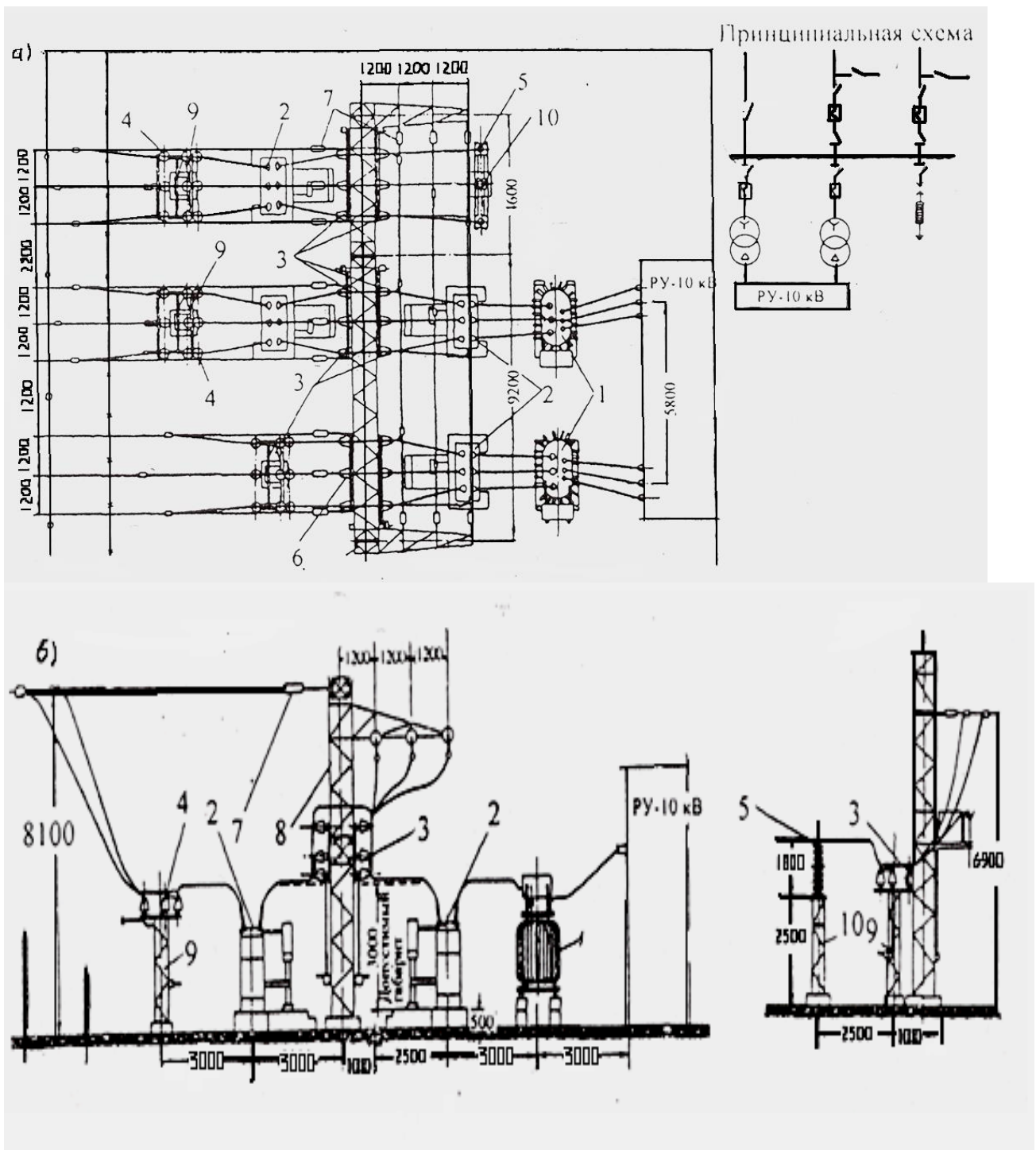


Рис. 4.6. План и продольные разрезы подстанции «ВНИПИсельэлектро» 35/10–6 кВ с двумя трансформаторами по 500–1000 кВА на стальных опорах: а) план; б) разрез.

1 – трансформатор силовой; 2 – выключатель масляный; 3 – разъединитель трехполюсный с приводом ПРН-35; 4 – то же, с заземляющими ножами и приводом ПРНЗ-35; 5 – разрядник вилитовый; 6 – опорный изолятор; 7 – гирлянда из четырех изоляторов; 8 – металлический приемный портал; 9 – опора под разъединитель; 10 – опора под разрядник.

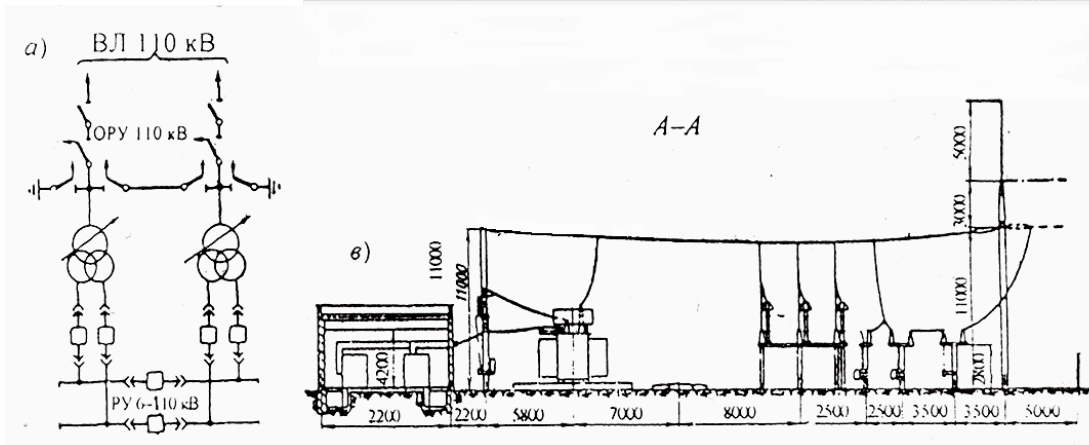
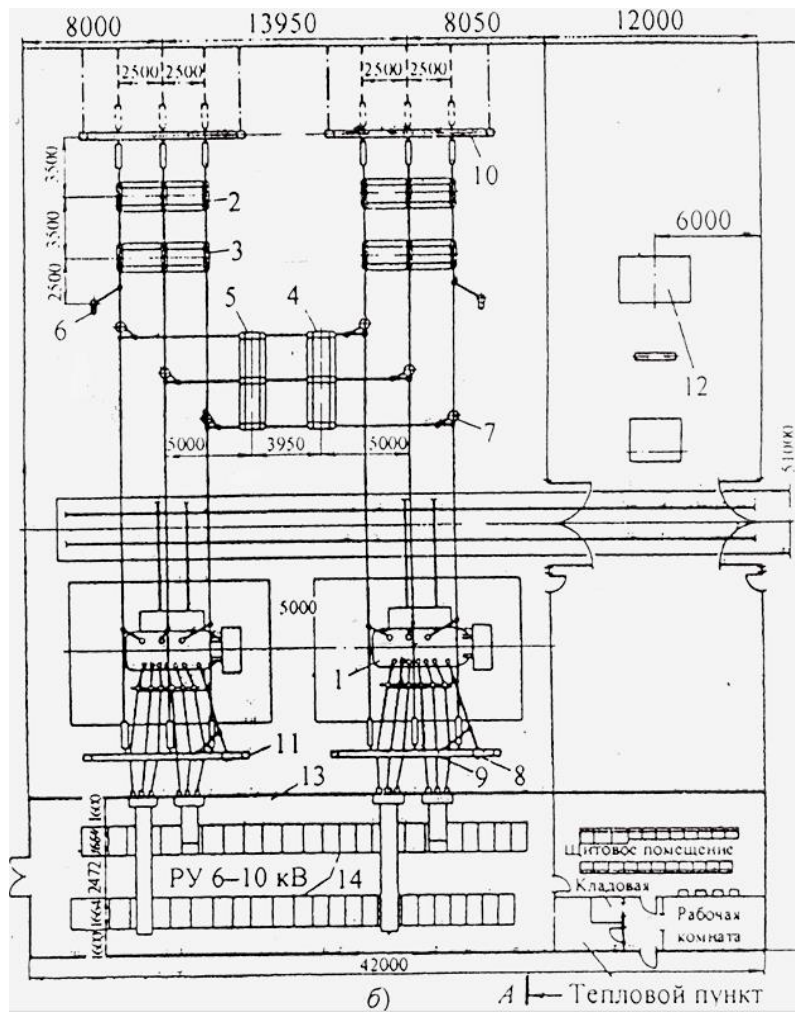


Рис. 4.7. Подстанция 110/6–10 кВ с трансформаторами мощностью 25–63 МВА: а) схема замещения; б) план; в) разрез.

1 – трансформатор ТРДН-25000–40000/110-67, ТРДЦН-63000/110-67; 2 – разъединитель РНДЗ-2-110/630; 3 – отделитель ОД110м/630 на отключение; 4 – отделитель ОД110м/630 на включение; 5 – отделитель ОДЗ-2-110м/630; 6 – короткозамыкатель КЗ-110м; 7 – разрядник РВС-110аз; 8 – заземлитель ЗОН110мП; 9- разрядник РВС-35+РВС-15; 10 – линейный портал; 11 – трансформаторный портал; 12 – ремонтная площадка с фундаментами под инвентарное устройство, грузоподъемностью 42 т для ревизии трансформаторов; 13 – закрытая часть подстанций; 14- КРУ 2-6-10Э.

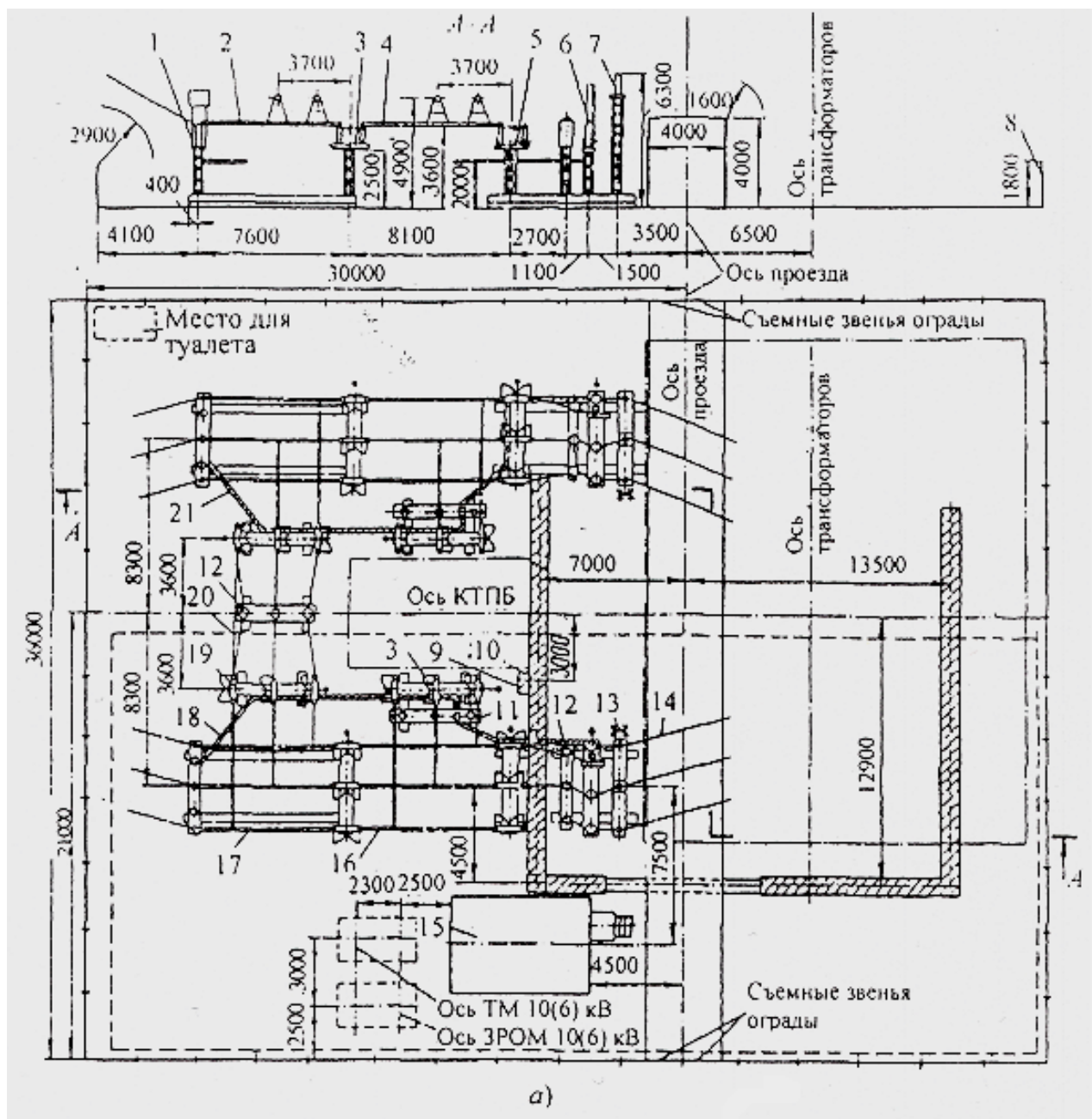


Рис. 4.8. План и разрез подстанции КТПБ-110/10: а) ОРУ напряжением 110 кВ; б) модуль трансформатора (см. следующую стр.).
 1 – блок приема ВЛ напряжением 110 кВ; 2, 4, 16 и 17 – ошиновки ОРУ на напряжение 110 кВ; 3 и 19 – блоки разъединителей напряжением 110 кВ; 5 – блок отделителя напряжением 110 кВ; 6 – блок короткозамыкателя и разрядников напряжением 110 кВ; 7 – блок опорных изоляторов напряжением 110 кВ; 8 – ограда; 9 – шкаф ЯЗН; 10 – шкаф ЯОВ-2; 11 – блок трансформаторов напряжением 110 кВ; 12 – блок трансформаторов тока напряжением 110 кВ; 13 – осветительная установка ОУ-2; 14 и 20 – шины; 15 – ОПУ; 18 и 21 – раскладка кабельных конструкций; 22 – трансформатор напряжением 110/10 кВ; 23 – КРУН серии К-47; 25 – трансформатор собственных нужд.

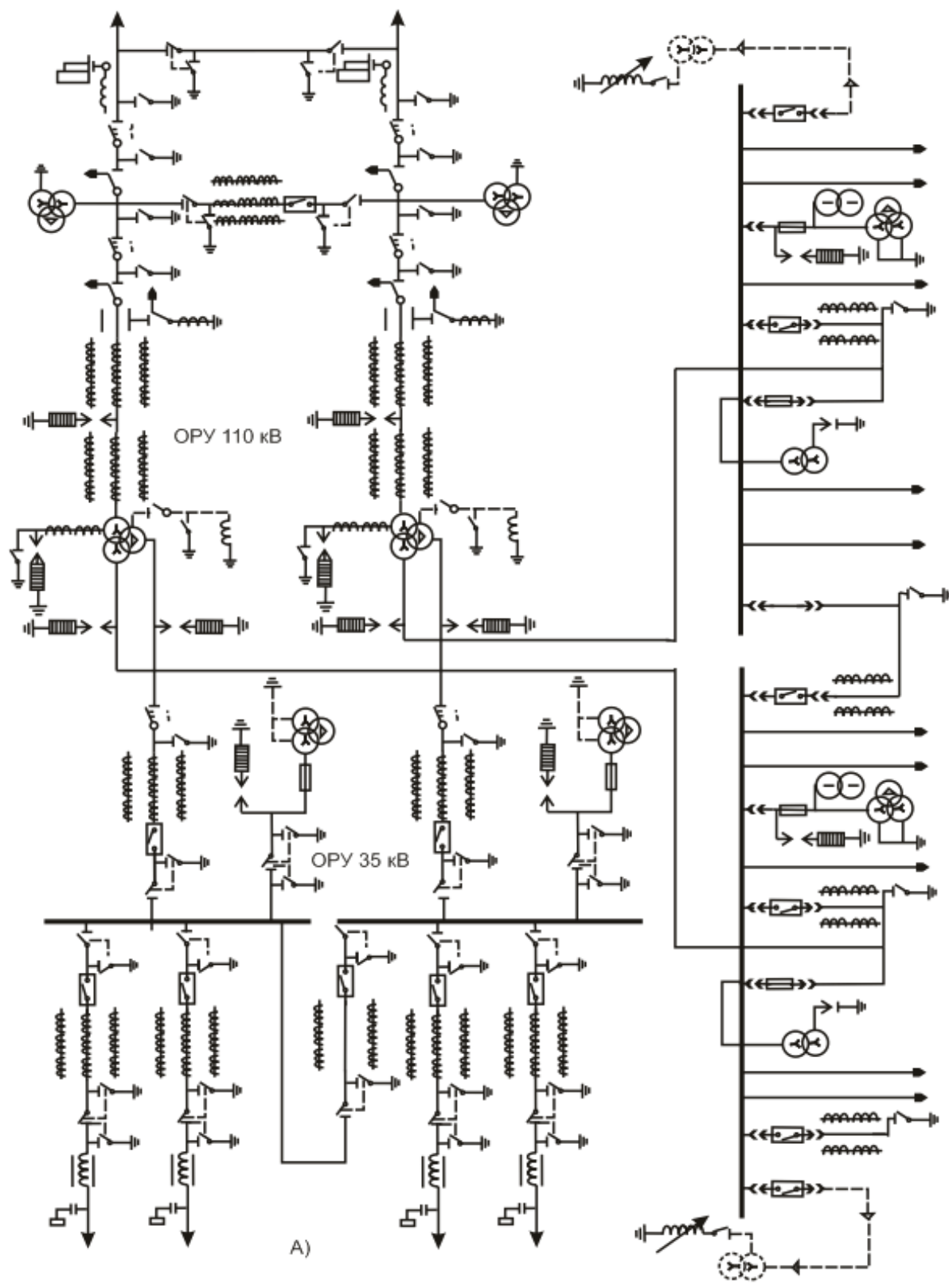
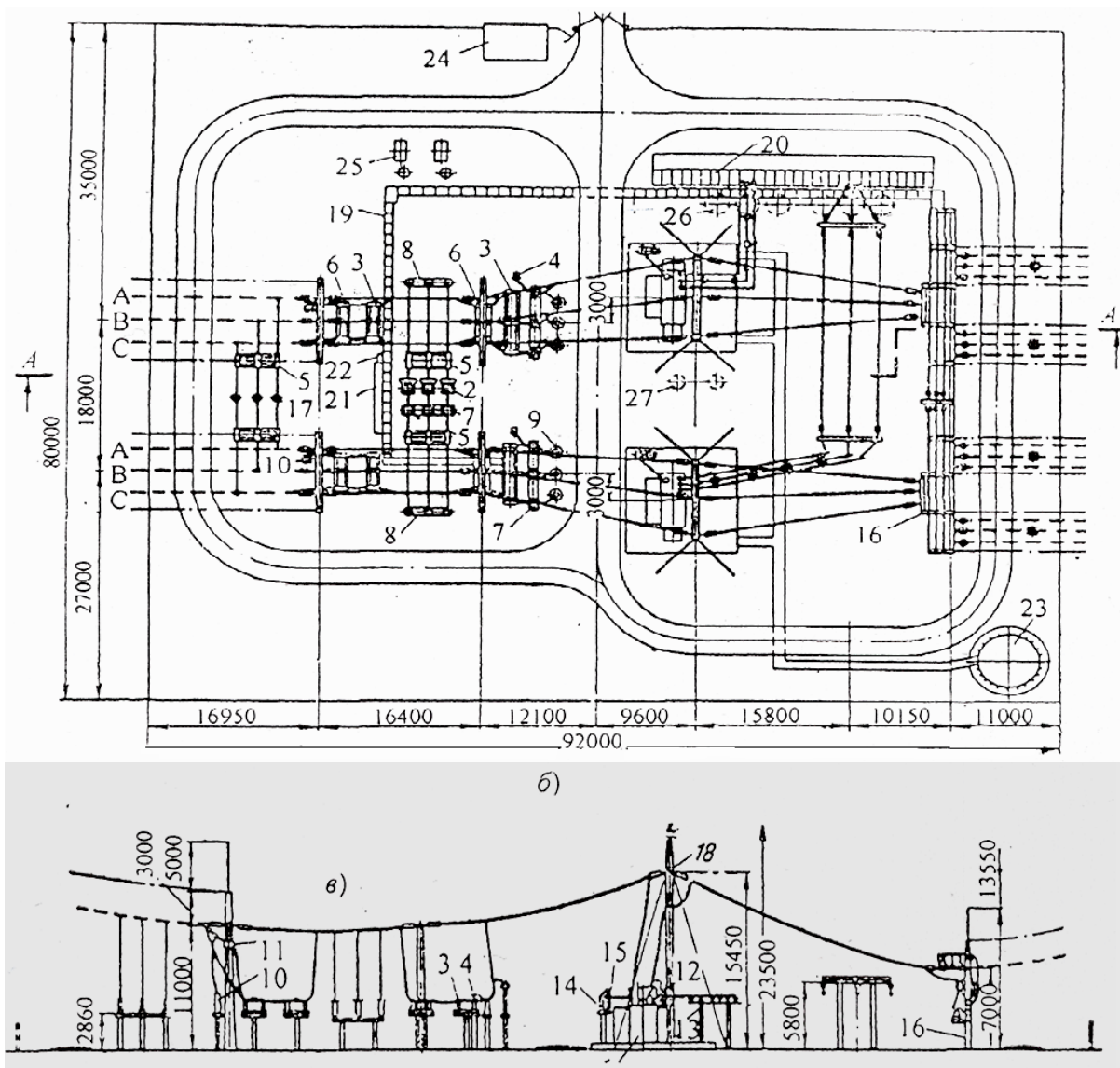


Рис. 4.9. Подстанция 110/35/6–10 кВ с двумя трансформаторами до 40 МВА с одним выключателем в перемычке: а) электрическая схема подстанции.



Окончание рис. 4.9: б) план; в) разрез.

1 – трансформатор трехфазный трехобмоточный ТДТН-16000 – 40000/110/35/6–10 кВ; 2 – выключатель ВМК-110; 3 – отделитель ОД-110м; 4 – короткозамыкатель КЗ-110м; 5 – разъединитель РЛНД-16-110/600; 6 – разъединитель РЛНД-16-110/600; 6 – разъединитель РЛНД-2-110/600; 7 – трансформатор тока ТФНД-110м, 600–300 А; 8 – трансформатор напряжения НКФ-110; 9 – разрядник РВМГ-110м (РВС-110); 10 – конденсатор связи СМР-110; 11 – заградитель высокочастотный РЗ-600-0,25; 12 – разрядник РВС-35; 13 – разрядник РВП-10; 14 – заземлитель однополюсный ЗОН-110м; 15 – разрядник РВ-25+РВС-15; 16 – однопортальное ОРУ 35 кВ с выключателями ВМК-35А; 17 – опора шинная; 18 – совмещенный портал для ревизии трансформатора; 19 – кабельные лотки; 20 – КРУ 6–10 кВ наружной установки К-Х111; 21 – релейный шкаф; 23 – сборка зажимов; 24 – маслоуловитель; 24 – здание коммутатора связи и обслуживающего персонала; 25 – компрессорная установка; 26 – место для установки реакторов; 27 – место для установки ЗРОМ 35 кВ.

но экономичнее будут два трансформатора ТМН-1000/35/0,4 кВ, чем один ТМН-2500/35/10 кВ с последующей трансформацией 10/0,4 кВ. Результаты выбора трансформаторов сведены в табл. 4п.1.

Таблица 4п.1.

Результаты расчётов для выбора трансформаторов.

Узлы нагрузки	$P^{\text{макс}}$, МВт	$\cos \varphi_n$	$S_{\text{макс}}$, МВА	$S(I)+S(II)$, МВА	Число и марка трансформаторов	$U_{\text{вн}}/U_{\text{нн}}$
А	1,875	0,95	1,974	0,212	2*ТМН-1000/35	35/0,4
Б	4,739	0,92	5,151	1,030	2*ТМН-2500/35	35/11
В	4,163	0,93	4,476	1,119	2*ТМН-2500/35	35/11
Г	1,915	0,96	1,995	0,399	2*ТМН-1000/35	35/0,4
Д	3,144	0,9	3,493	1,223	2*ТМН-1600/35	35/0,4

Следует обратить внимание на то, что в узлах Б и В нагрузки настолько большие, что выбрать трансформаторы необходимой мощности (2500 кВА и выше) на напряжения 35/0,4 кВ не представляется возможным (их нет в каталогах). В таком случае выбираются трансформаторы 35/11 кВ, имеющиеся в каталогах, но при этом предполагается, что распределительная сеть в энергорайонах Б и В выполняется на напряжении 10 кВ с трансформаторами на ТП этого района 10/0,4 кВ. В остальных энергорайонах (А, Г, Д) распределительная сеть выполняется на напряжении 0,4 кВ.

Таблица 4п.2.

Параметры выбранных трансформаторов.

Тип трансформатора	$S_{T\text{ном}}$, МВА	$\Delta P_{\text{кз}}(\Delta P_{\text{к}})$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}(\Delta P_{\text{х}})$, кВт	$I_{\text{хх}}(I_{\text{х}}, I_0)$, %	$U_{\text{кз}}(U_{\text{к}})$, %	r_m , Ом	x_m , Ом	$\Delta Q_{\text{х}}$, кВАр	Схема соединения обмоток
ТМН-1000/35/0,4	1,0	12,2	2,35	1,5	65,	7,9	49,8	22,4	Y/Y _н -0
ТМН-1600/35/0,4	1,6	18,0	3,1	1,4	6,5	11,2	49,2	17,6	Y/Y _н -0
ТМН-2500/35/11	2,5	25,0	5,1	1,1	6,5	4,6	31,9	27,5	Y/Δ-11

Примечание к таблице. 1. В разных справочниках даются разные значения параметров. В таблице приведены либо совпадающие данные, либо чаще всего встречающиеся. 2. Все выбранные трансформаторы могут быть оснащены РПН двух видов: $\pm 4 \times 2,5\%$ и $\pm 6 \times 1,5\%$. Принимается РПН $\pm 4 \times 2,5\%$.

4.2. Выбор типов подстанций. По результатам выбора трансформаторов выбираются типы подстанций, их схемы и параметры.

Вариант № 1.

Подстанция А с распределительными устройствами 35 кВ и 0,4 кВ. Двухтрансформаторная, трансформаторы двухобмоточные, трёхфазные. На стороне 35 кВ имеются две подходящие к ПС воздушные ЛЭП. На

стороне 0,4 кВ – две секции с секционным выключателем между ними. Схема приводится на рис. 4п.1 (соответствует схеме d рис. 4.4 Методических указаний).

Подстанция Б имеет распреустройство 35 кВ и 10 кВ. Двухтрансформаторная, трансформаторы двухобмоточные, трёхфазные. На стороне 35 кВ подходят две воздушные ЛЭП. На стороне 10 кВ две секции с секционным выключателем. Принципиальная схема приводится на рис. 4п.2 (соответствует схеме d рис. 4.4 Методических указаний).

Подстанция В. Имеет распреустройство 35 кВ и 10 кВ. Двухтрансформаторная, трансформаторы двухобмоточные, трёхфазные. На стороне 35 кВ питание ПС осуществляется отпайками от двухцепной линии ИП – В – Г. На стороне 10 кВ – две секции с секционным выключателем между ними. Принципиальная схема ПС В аналогична схеме ПС Б (см рис. 4п.2), но только вместо Л1 и Л2 будут отпайки от Л1 и Л2.

Подстанция Г. Распределительные устройства выполняются на напряжения 35 и 0,4 кВ. Двухтрансформаторная, трансформаторы двухобмоточные, трёхфазные. На стороне 35 кВ к подстанции подходят две ЛЭП. Поскольку к этим ЛЭП на отпайках присоединена ПС В, то для повышения оперативной управляемости схемы целесообразно ЛЭП к ПС Г присоединить через выключатели. На стороне 0,4 кВ монтируются две секции с СВ между ними. Принципиальная схема ПС Г приводится на рис. 4п.3.

Подстанция Д. Распределительные устройства выполняются на напряжения 35 и 0,4 кВ. На подстанции устанавливаются два двухобмоточных трёхфазных трансформатора. На стороне 35 кВ к подстанции подходят две ЛЭП. На стороне 0,4 кВ выполняются две секции с СВ между ними. Принципиальная схема ПС Д аналогична схеме ПС А (см. рис. 4п.1).

На рис. 4п.4 изображена полная схема электропитающей сети варианта № 1: ЛЭП и присоединяемые к ним подстанции.

Вариант № 2.

Подстанция А. Отличие схемы ПС А в этом варианте от её схемы в варианте № 1 только в том, что в этом варианте подстанция присоединяется к ЛЭП ИП – А – Б с помощью отпаек, см. рис. 4п.5.

Подстанция Б. Принципиальная схема этой подстанции в варианте № 2 должна соответствовать схеме ПС Г в варианте № 1, т.е. иметь выключатели на стороне 35 кВ (см. рис. 4п.3). На низкой стороне, в отличие от рис. 4п.3, должно быть РУ 10 кВ вместо РУ 0,4 кВ такого же вида.

Подстанция В так же, как и в варианте № 1, имеет распреустройства 35 и 10 кВ, но на стороне 35 кВ питание подстанции осуществляется от одной из цепей ВЛ 35 кВ, посредством включения подстанции «в рассечку», см. рис. 4п.6.

Подстанция Г. Схема полностью соответствует схеме в варианте № 1 (см. рис. 4п.3).

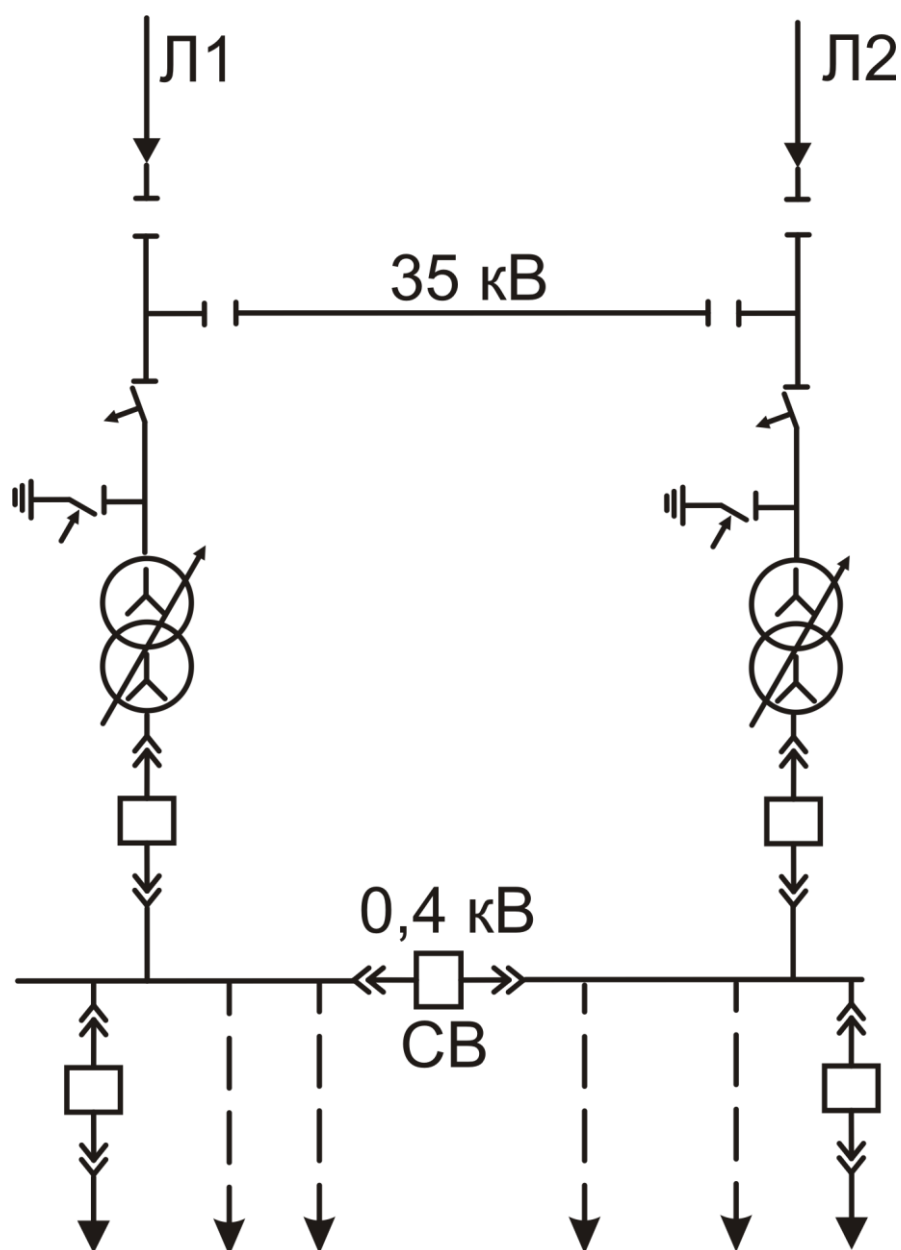


Рис. 4п.1. Принципиальная схема подстанции А в варианте № 1.

Подстанция Д. В этом варианте подстанция Д, так же, как и ПС В на стороне 35 кВ подсоединяется к ЛЭП «в рассечку», но уже к другой линии – Л2, см. рис. 4п.7.

На рис. 4п.8 изображена полная схема электропитающей сети варианта № 2: ЛЭП и присоединяемые к ним подстанции.

Вариант №3.

Для этого варианта схемы присоединения всех подстанций к электропитающей сети целесообразно сделать одинаковыми см. рис. 4п.7.

На рис. 4п.9 изображена полная схема электропитающей сети варианта № 3: ЛЭП и присоединяемые к ним подстанции.

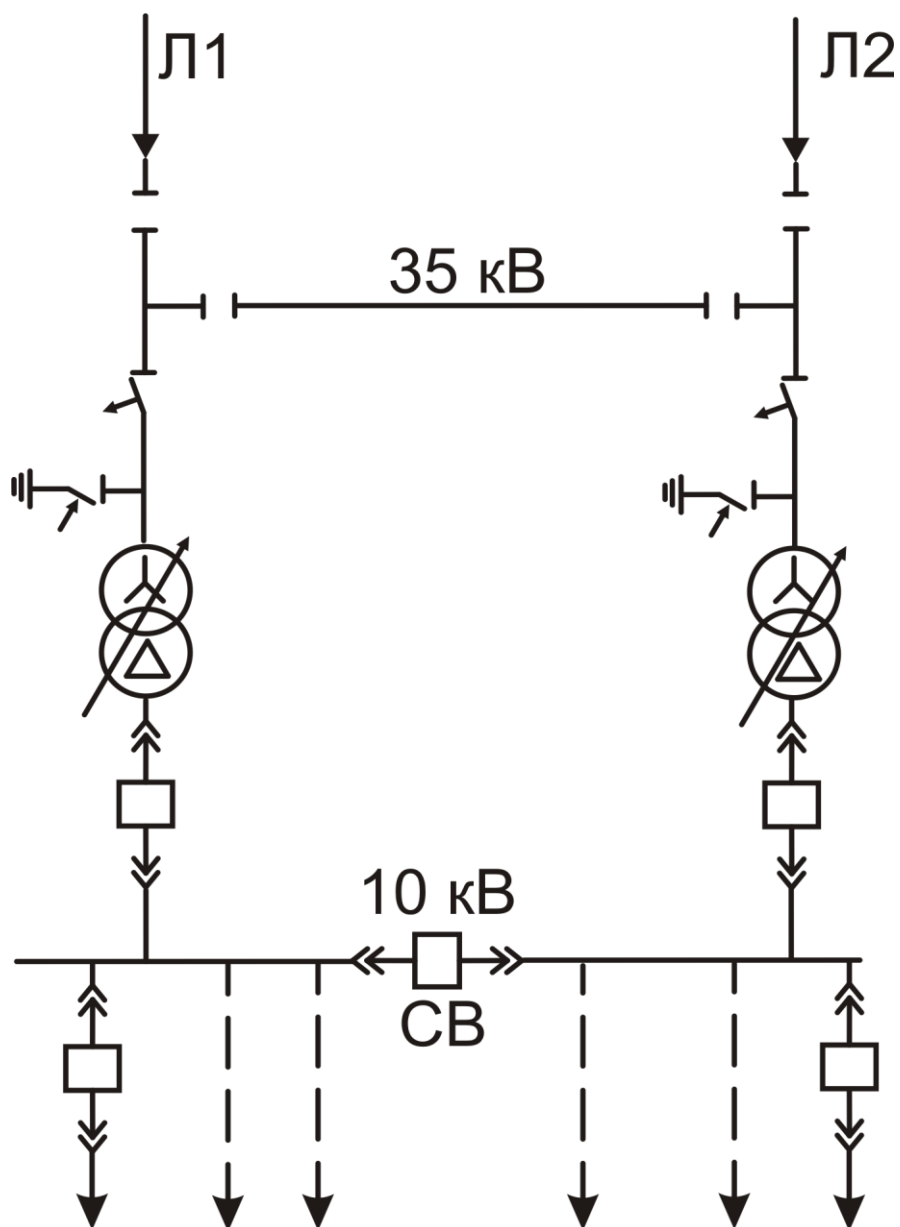


Рис. 4п.2. Принципиальная схема ПС Б в варианте № 1.

Конструктивное исполнение подстанций характеризуется большим разнообразием. В данном проекте принимается блочная схема исполнения в виде комплектных распределительных и трансформаторных подстанций типа КРУН и КТП на стороне 10 и 0,4 кВ.

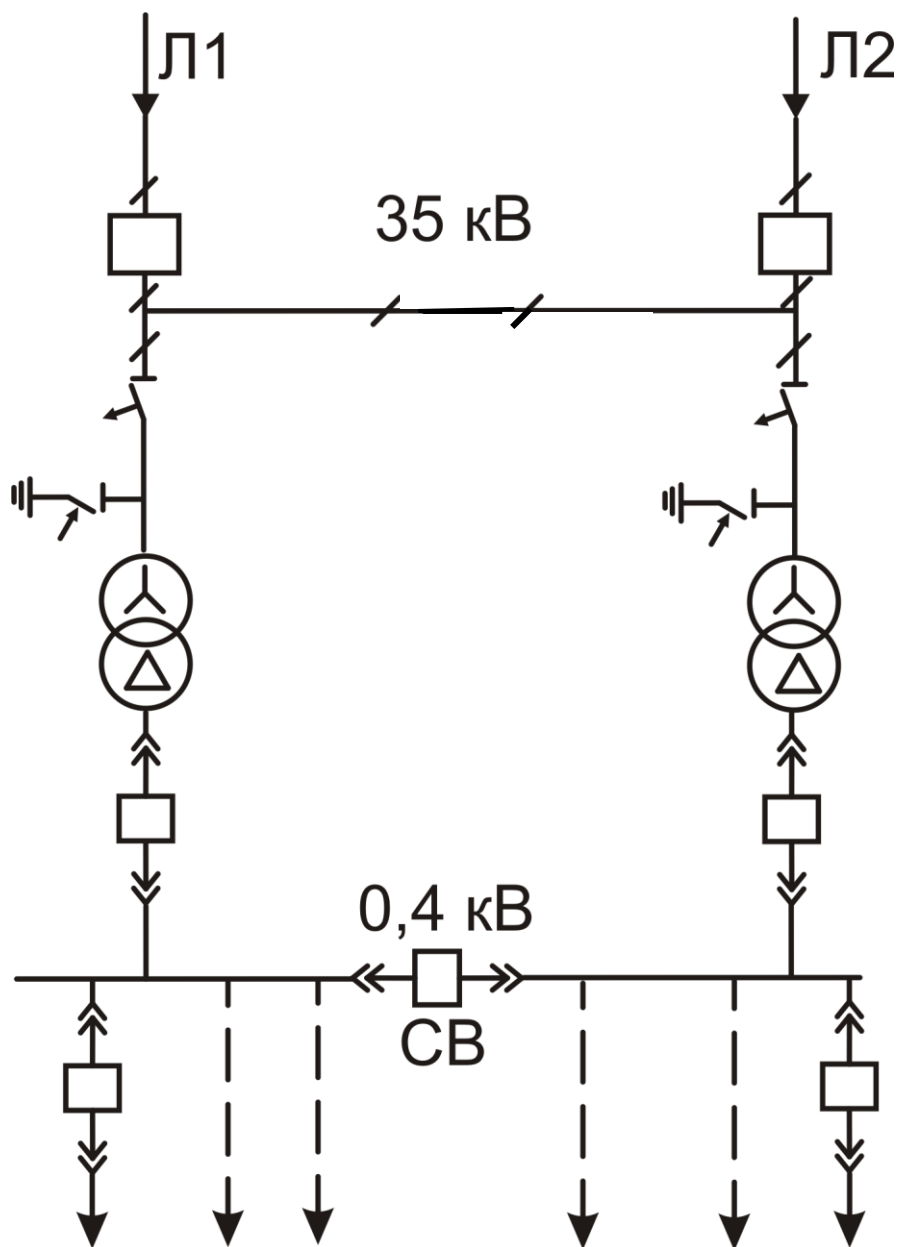


Рис. 4п.3. Принципиальная схема ПС Г в варианте № 1.

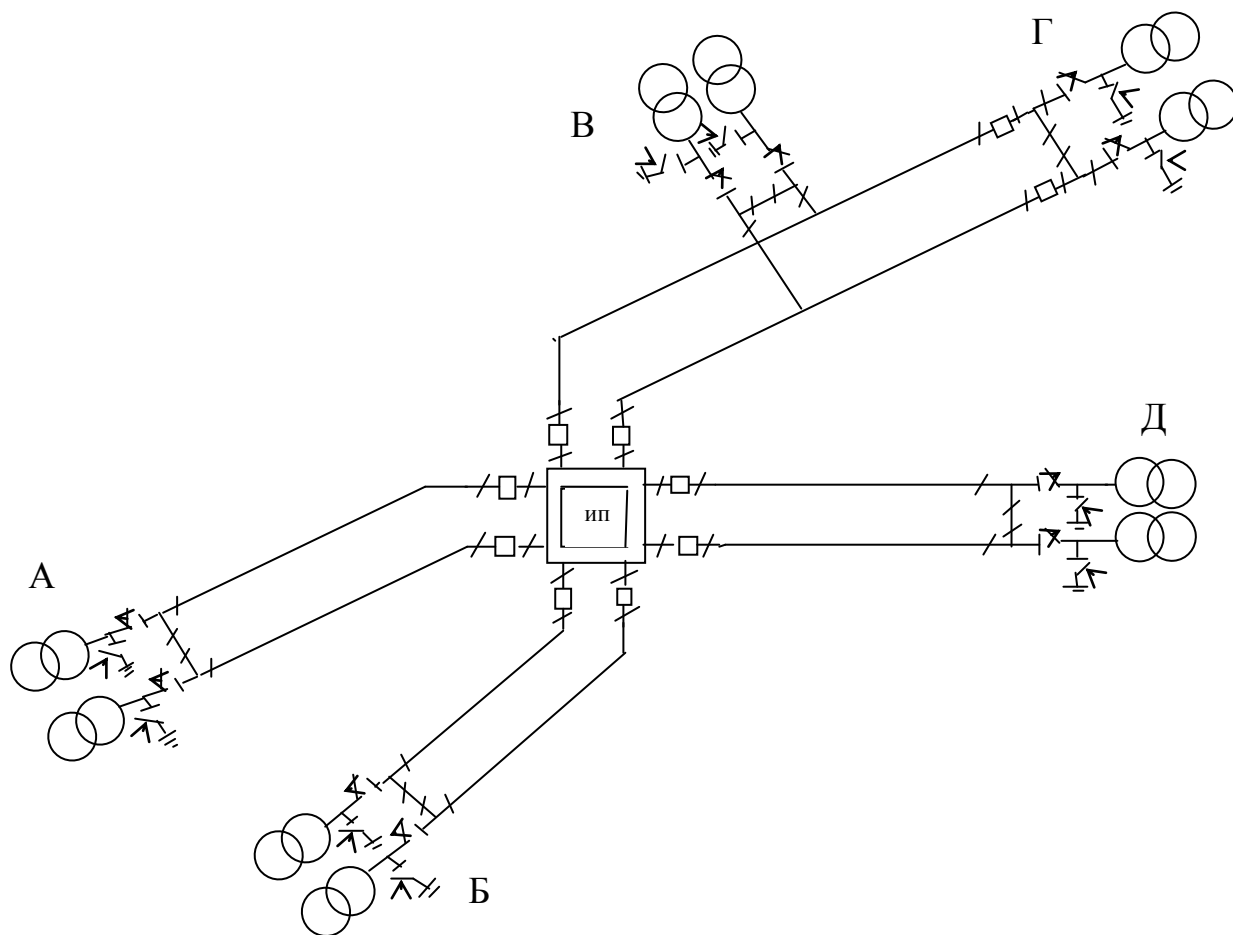


Рис. 4п.4. Схема электропитающей сети варианта № 1.

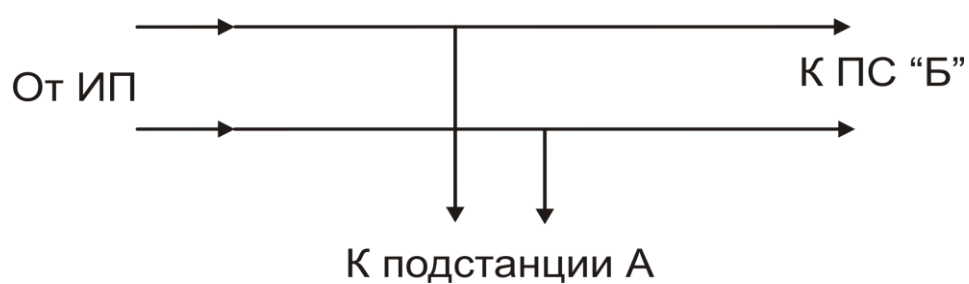


Рис. 4п.5. Схема присоединения ПС А к ЛЭП.

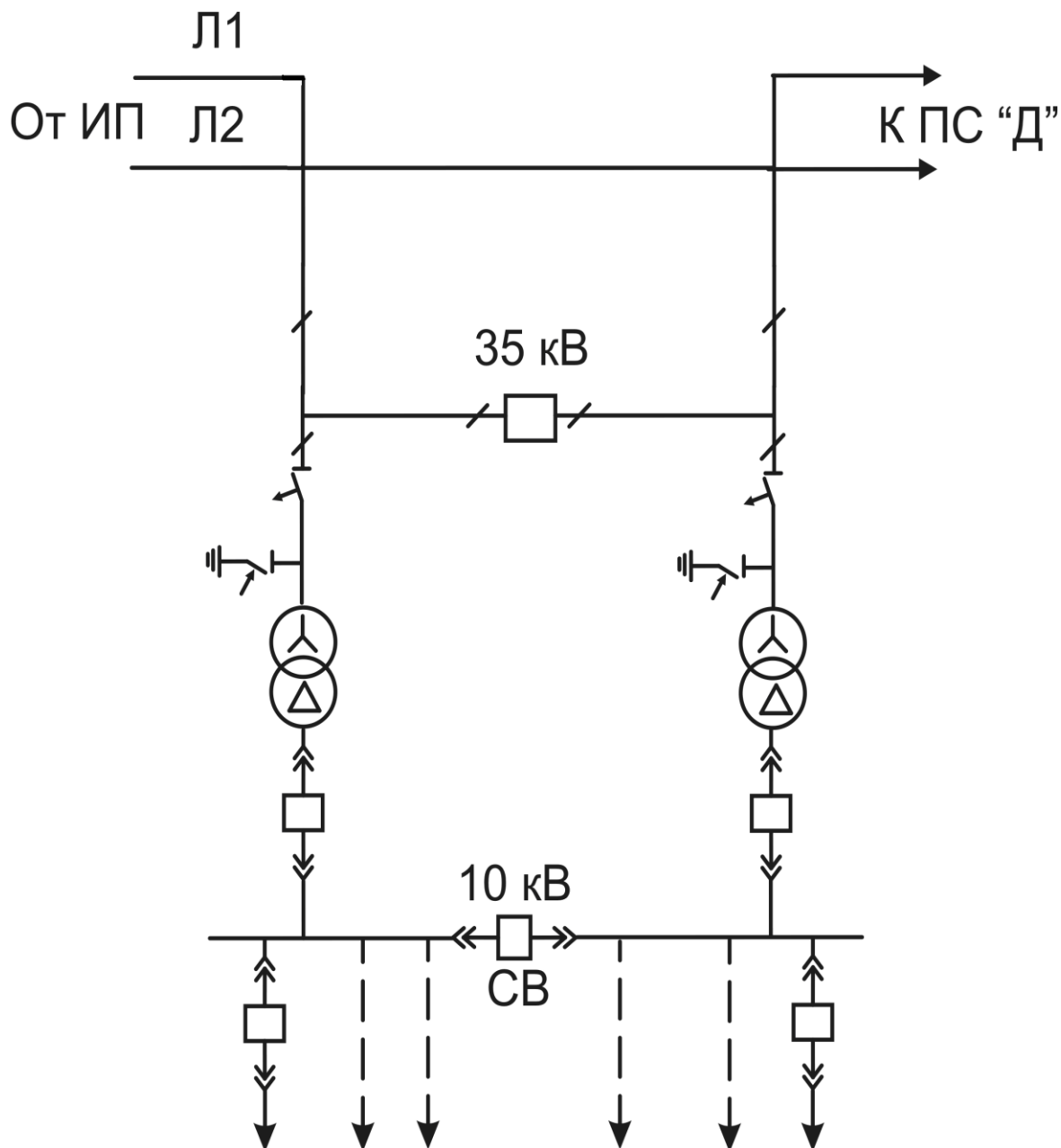


Рис. 4п.6. Принципиальная схема присоединения ПС В к электропитающей сети и схема самой ПС в варианте № 2.

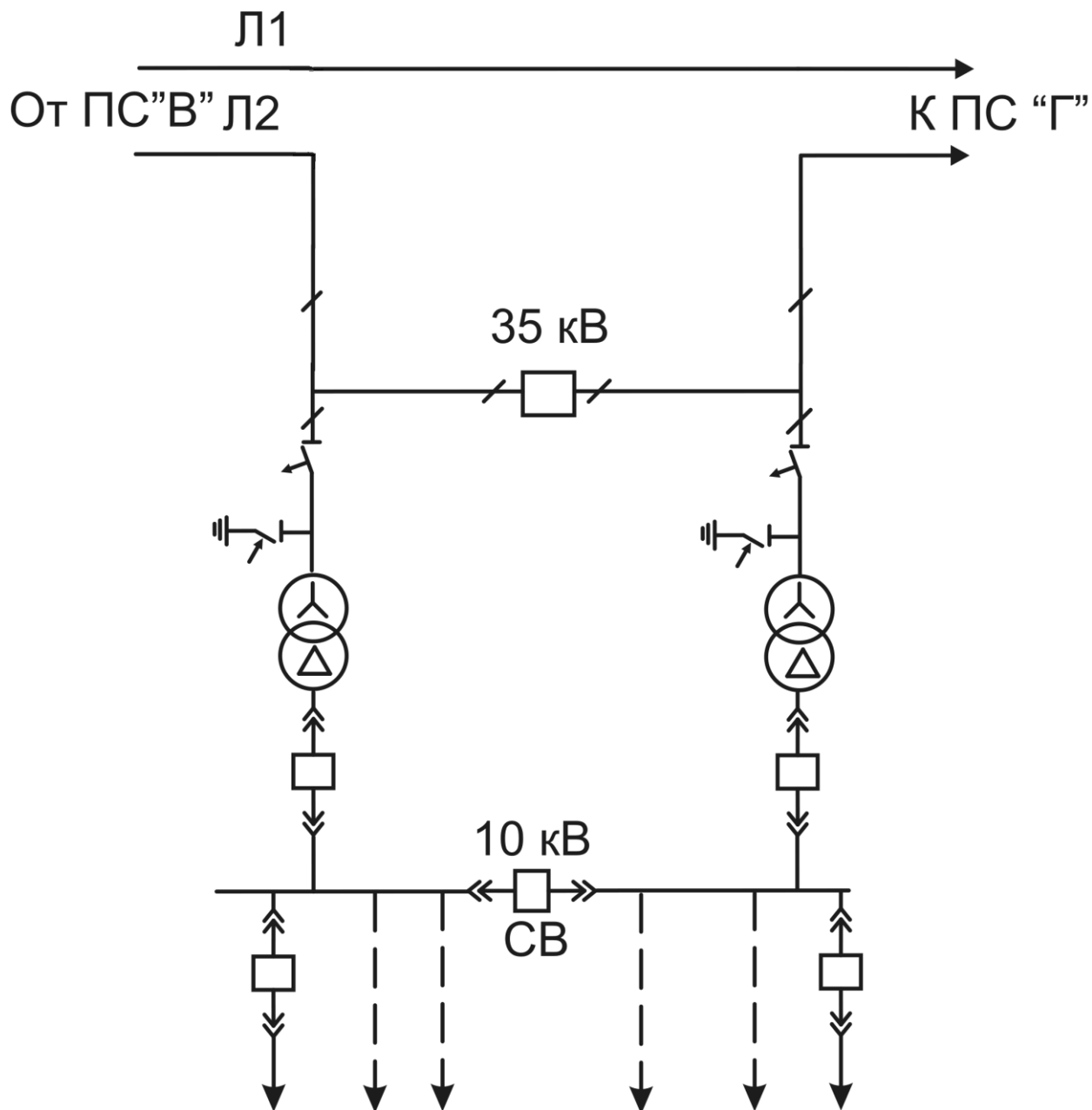


Рис. 4п.7. Принципиальная схема присоединения ПС Д к электропитающей сети и схема самой ПС в варианте № 2.

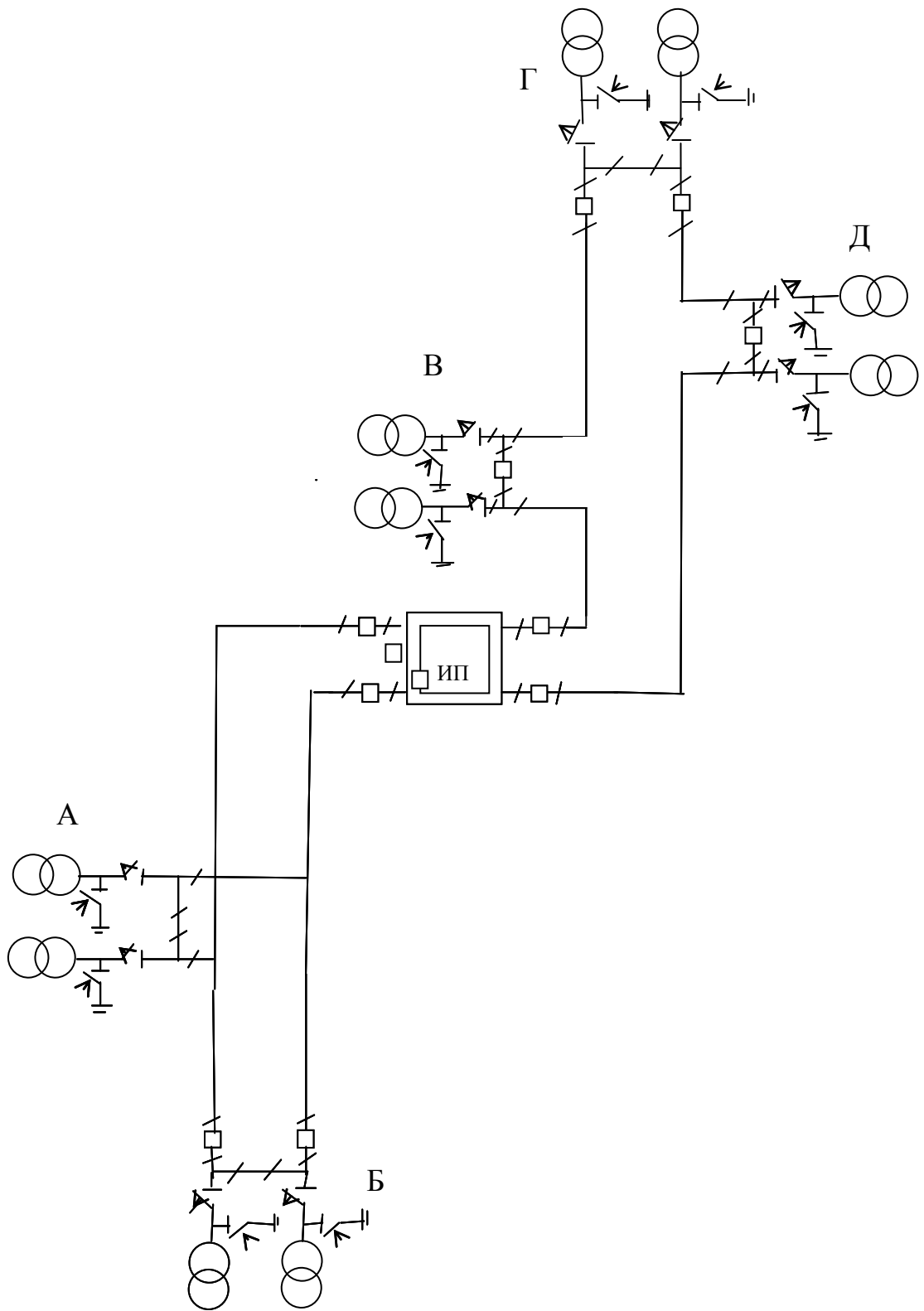


Рис. 4п.8. Схема электропитающей сети варианта № 2.

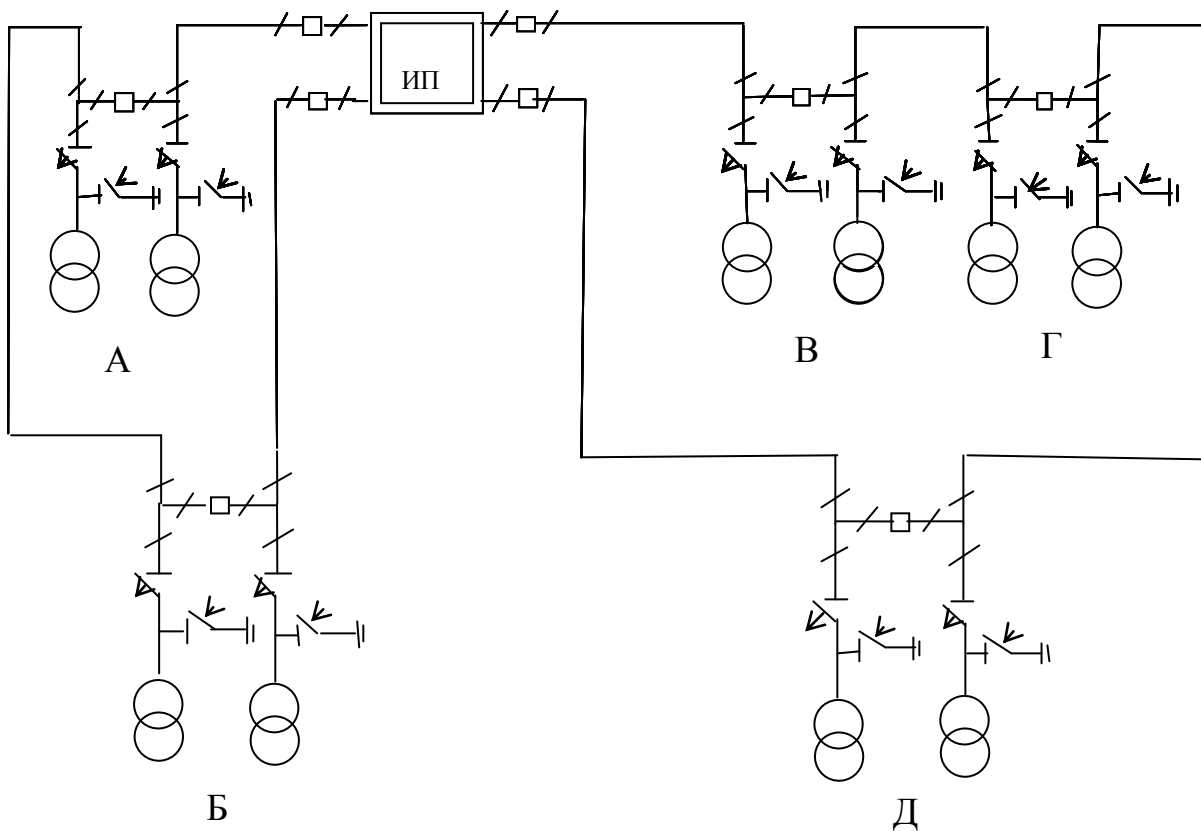


Рис. 4п.9. Схема электропитающей сети варианта № 3.

РАЗДЕЛ 5. ОСНОВЫ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОПОСТАВЛЕНИЯ ВАРИАНТОВ.

Для рыночной экономики характерен выбор наилучшего варианта по нескольким критериям: экономическому, финансовому, бюджетному и т.д. Однако главным для любых видов экономики считается экономический критерий, так как он позволяет оптимизировать издержки в целом по общественному производству [5]. Только после обоснования экономической эффективности варианта можно оценивать и оптимизировать остальные, перечисленные выше, виды эффективности.

Экономическая эффективность может оцениваться разными показателями: чистым дисконтированным доходом (ЧДД), сроком окупаемости и другими. Однако все эти показатели являются модификациями показателя, называемого “суммарные приведенные затраты”. Поэтому в данной курсовой работе предлагается производить выбор наилучшего варианта сети по критерию суммарных приведенных затрат при условии технической сопоставимости рассматриваемых вариантов, т.е. при условии, что все варианты обеспечивают достаточно надежное и качественное электроснабжение потребителей.

В общем случае функционал суммарных приведенных затрат имеет вид:

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n (E_H K_{it} + \sum_{j=1}^m I_{jit}) \beta^{t-1} \Rightarrow \min. \quad (5.1)$$

В этой формуле K_{it} – капитальные вложения в i -й элемент схемы электроснабжения в год t , тыс. руб. (под элементами схемы понимаются линии электропередачи, трансформаторы, оборудование подстанций).

Сведения по капиталовложениям приведены в таблицах 4.1–4.3, 4.5, 4.6 для подстанций и в табл. 2.2 – для ВЛ 35÷110 кВ. Капитальные затраты в каждую i -ю электрическую связь определяются как:

$$K_{it} = K_{oli} l_{it} \alpha_{it}$$

где K_{oli} – стоимость сооружения 1 км линии (табл. 2.2 или [2]); l_{it} – часть длины i -той линии, построенной в году t ; α_{it} – поправочный коэффициент в стоимость строительства, учитывающий условия трассы линии [2]. В табл. 5.1 приведены капитальные вложения в коммутационные аппараты: выключатели, разъединители, отделители и т.п.; E_H – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, принимаемый в электроэнергетике на уровне $E_H = 1/T_{ок} = 1/8 = 0,125$, где $T_{ок}$ – срок окупаемости, равный 8 годам; $\beta = 1/(E_H + 1)$ – коэффициент дисконтирования (приведения) затрат к первому году; T – срок “жизни” объекта; n – количество элементов схемы; $m = 4$ – число видов ежегодных издержек; I_{jit} – годовые издержки производства, равные для каждого элемента

схемы i и для года t :

$$I_{jit} = I_{1it} + I_{2it} + I_{3it} + I_{4it}, \quad j = \overline{1, m}. \quad (5.2)$$

при этом $I_{1it} = I_{амit}$ – амортизационные отчисления; $I_{2it} = I_{обit}$ – издержки на эксплуатацию (обслуживание) элементов схемы; $I_{3it} = I_{номit}$ – годовые издержки на потери электроэнергии в элементах схемы; $I_{4it} = Y_{неот}$ – ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям в году t , который в отличие от предыдущих видов издержек определяется для электропитающей системы в целом.

Амортизационные отчисления определяются по формуле

$$I_{амi} = \frac{\alpha_{амi}}{100} K_i, \quad (5.3)$$

где $\alpha_{амi}$ – коэффициент амортизации в %, обычно нормируется на уровне Постановления Правительства для всех отраслей народного хозяйства, в том числе и для электроэнергетики.

В таблице 5.2 приведены нормы (коэффициенты) амортизации для ВЛ 0,4 ÷ 330 кВ, кабельных линий электропередачи в зависимости от условий прокладки (в земле, воде, помещениях) и для силового оборудования электростанций и подстанций, введенные в 1991 г.

Издержки $I_{об}$ определяются по фактическим затратам в сетях или на основе норм обслуживания на одного электромонтера или мастера-диспетчера районных подстанций:

$$I_{об} = \gamma N_{у.е.}, \quad (5.4)$$

где $N_{у.е.}$ – число условных единиц на обслуживание данного вида оборудования (табл. 5.3); $\gamma = 70$ руб./у.е. – стоимость одной условной единицы в ценах 1991 г. с учетом отчислений на социальные нужды для сравниваемых вариантов. (На одного электромонтера принимается нагрузка 50 ÷ 70 у.е.).

Издержки на потери электрической энергии $I_{ном}$ определяются по потерям в линиях и в трансформаторах. Стоимость потерь в линии определяются по формуле:

$$I_{номЛ} = \frac{S_{максЛ}^2}{nU_{номЛ}^2} r_{Л} \tau_{макс} C_{ном}, \text{ руб./год.} \quad (5.5)$$

Здесь $S_{максЛ}$ – максимальная нагрузка ЛЭП в течение года; n – число параллельных цепей ЛЭП; $U_{номЛ}$ – номинальное напряжение ЛЭП; $r_{Л}$ – активное сопротивление линии; $\tau_{макс}$ – число часов использования максимальных потерь в линии (табл. 4.4); $C_{ном} = 2,6$ коп./кВт.ч – стоимость потеряннного в линии киловаттчаса (в ценах 1991 г.).

Годовые издержки на потери электроэнергии в трансформаторах равны (см. (4.9)):

$$I_{\text{ном}T} = \left(n \Delta P_{xx} \cdot 8760 C_{xT} + \frac{1}{n} \Delta P_{K3} \tau_{\text{макс}T} K_3^2 C_{KT} \right) \cdot 10^{-2}, \text{ руб./год.} \quad (5.6)$$

В данном выражении помимо обозначений, примененных в (4.9), $C_{xT} = 1,3$ коп./кВт.ч – стоимость потерянного киловаттчаса при холостом ходе трансформатора; $C_{KT} = 2,02$ коп./кВт.ч – стоимость потерянного киловаттчаса при загрузке трансформатора (в ценах 1991 г.); $K_3 = S_T / S_{\text{Тном}}$ – коэффициент максимальной загрузки трансформатора.

Возможны и другие способы определения затрат на возмещение (компенсацию) потерь (см. например, [2], стр. 317, рис. 8.1).

Ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям $Y_{\text{нед.}t}$ связан с недостаточным уровнем надежности схемы и возникает в тех случаях, когда в аварийных режимах или режимах плановых ремонтов потребители полностью или частично ограничиваются. Ущерб от ненадежности электроснабжения складывается из ущерба от плановых $Y_{\text{нед.пл.}t}$ и аварийных $Y_{\text{нед.ав.}t}$ отключений оборудования в сети:

$$Y_{\text{нед.}t} = Y_{\text{нед.пл.}t} + Y_{\text{нед.ав.}t} \cdot \quad (5.7)$$

При этом желательно такое построение сети, чтобы $Y_{\text{нед.пл.}t} = 0$ посредством соответствующего резервирования элементов сети. Поскольку аварийные отключения носят случайный характер, то представляется возможным оценить лишь математическое ожидание (м.о.) ущерба от аварийных (вынужденных) простоев оборудования (ЛЭП или подстанций с одним трансформатором) по формуле:

$$Y_{\text{нед.ав.}t} = y_o \mathcal{E}_{\text{нед.}t} \cdot \quad (5.8)$$

В этом выражении y_o – удельный ущерб от ненадежности электроснабжения, руб./кВт.ч, который принимается по данным табл. В.4; $\mathcal{E}_{\text{нед.}t}$ – количество недоотпущенной электроэнергии за год из-за повреждений линий электропередачи и подстанций с одним трансформатором:

$$\mathcal{E}_{\text{нед}} = \sum_{k=1}^K \frac{\alpha_k l_k}{8760} P_{\text{макс.}k}^H T_{\text{макс.}k}^H, \text{ кВт.час,} \quad (5.9)$$

где α_k – удельная повреждаемость k -го объекта (для ВЛ, в справочных материалах приводится в часах/(км·год), для подстанций – в часах/год); l_k – длина k -ой линии (для подстанций $l_k = 1$); $P_{\text{макс.}k}^H$ – максимальная мощность нагрузки, погашенной при повреждении k -го элемента сети,

кВт; $T_{макс,к}^H$ – число часов использования максимальной нагрузки, час (см. табл. В.3).

Удельная повреждаемость α дается ниже в табл. 5.4.

Таблица 5.1.

Технические и стоимостные характеристики коммутационных аппаратов.

№ п/п	Тип аппарата	Номинальные параметры			Цена, руб./шт. (1991 г.)
		$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{НТО}$ или $I_{ТУ}$, кА	
а	б	в	г	д	е
1.	Выключатель С-35М-630-10 с приводом ПП-67	35	630	10	5720
2.	Разъединитель РНД3-2-35/600 или РНД-3-1-35/600 с приводом ПР-У1	35	600	25	816
3.	Шкаф ШПП-63 и трансформаторы тока ТФН-35М – 2 шт.	-	-	-	1584
	Итого				8120
4.	Блок разъединителей РНД3-2-35/1000 (3-х полюсной) с приводом ПР-У1	35	1000	25	980
5.	Блок отделителя ОД-35/630 с приводом ПРО-1	35	630	25	770
6.	Блок короткозамыкателя КРН-35 с приводом	35	-	12,5	820
7.	РВС-35 – 3 шт. на порталной траверсе или на опоре	35	-	-	680 520
8.	Выключатель масляный ВМТ-110В-40/2000, $t_{откл}=0,05$ с.	110	2000	40	37000
9.	Выключатель масляный У-110Б-2000/50 У1 с ШПВ-46, $t_{откл}=0,08$ с.	110	2000	50	53000
10.	Выключатель воздушный ВВБМ-110Б-31,5/2000, $t_{откл}=0,07$ с.	110	2000	31,5	48000
11.	Выключатель воздушный ВВУ-110Б-40/2000	110	2000	40	90000
12.	Блок разъединителя РНД3-2-110/2000 с приводом ПР-У1	110	2000	40	2060
13.	Короткозамыкатель КЗ-110Б-У1, $t_{откл}=0,18$ с	110	-	12,5	800
14.	Блок отделителя ОД-110/1000 $t_{откл}=0,38$ с	110	1000	-	1860

Пр и м е ч а н и е: $I_{НТО}$ – номинальный ток отключения, $I_{ТУ}$ – ток термической стойкости.

Таблица 5.2.

Коэффициенты амортизации электрооборудования.

№ п/п	Группы и виды основных фондов	Шифр	Норма амортизации, %
1.	Воздушные линии электропередачи напряжением от 0,4 до 20 кВ		
а	на металлических и железобетонных опорах	30006	3,0
б	из пропитанной древесины	30007	4,0

в	из непропитанной древесины	30008	6,0
2.	ВЛ 35-330 кВ		
а	на металлических и железобетонных опорах	30009	2,0
б	из пропитанной древесины	30010	3,3
3.	Кабельные линии напряжением 10 кВ		
а	со свинцовой оболочкой, проложенные в земле	30011	2,0
б	со свинцовой оболочкой, проложенные в помещении		
в	с алюминиевой оболочкой, проложенные в помещении		
4.	То же, но проложенные под водой, а алюминиевые, проложенные в земле.	30012	4,0
5.	То же с пластмассовой оболочкой, проложенные в земле и помещении.	30013	5,0
6.	То же для кабельных линий 20-35 кВ, проложенных под водой.	30014	3,0
7.	То же для напряжения 110-220 кВ с маслонаполнением низкого, среднего и высокого давления, проложенные в земле, воде, помещениях	30015	2,0
8.	Силовое электротехническое оборудование: распределительные устройства, трансформаторы, распределительные шины со своей аппаратурой и другим оборудованием	40701	4,4
9.	Электроагрегаты типа АД-100 - передвижные	40300	12,5

Таблица 5.3.

Норма условных единиц для электрических сетей.

№ п/п	Вид электротехнического оборудования	Количество условных единиц, $N_{у.е.}$
1.	ВЛ 110 одноцепные на металлических опорах, на 1 км То же для двухцепных	3,1 3,6
2.	ВЛ 35÷110 кВ одноцепные на ж.б. опорах, на 1 км То же для двухцепных ВЛ 35÷110 кВ одноцепные на деревянных опорах, на 1 км	2,6 2,1 3,2
3.	Подстанции 110 и 35 кВ: Силовой трансформатор 110/35/10(6) кВ на одну единицу Силовой трансформатор 110/10 кВ на одну единицу Силовой трансформатор 35/10(6) кВ на одну единицу	92 70,8 12,3
4.	Одно присоединение с масляным выключателем и двумя разъединителями: 110 кВ 35 кВ 10 кВ	48,7 32,2 16,3
5.	Одно присоединение с отделителем и короткозамыкателем: 110 кВ 35 кВ 10 кВ	32,2 19,3 6,4
6.	Одно присоединение распределительного пункта, трансформатора, разрядника и т.д.	2,2

Таблица 5.4.

Расчетная удельная годовая повреждаемость (продолжительность) аварийных отключений основных элементов сети.

Элементы схемы	ВЛ 110 кВ		ВЛ 35 кВ		Подстанции 110/10(6) кВ; 35/10(6) кВ с одним трансформатором
	одно- цепная	двух- цепная	одно- цепная	двух- цепная	
Размерность	час / (км/год)				час/год
α	0,4	0,16	0,7	0,28	12

В технической литературе, справочниках и пр., излагаются и другие приемы оценки ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям. Возможно применение в курсовой работе формулы вида:

$$Y_{нед.ав.т} = y_o P_{деф.суст.т} K_{НГ} \cdot 8760 \text{ руб.} \quad (5.10)$$

В этом выражении y_o – удельный ущерб от ненадежности электро-снабжения¹⁾, руб./кВт.ч; $P_{деф.суст.т}$ – м.о. дефицита мощности в сети; $K_{НГ}$ – коэффициент неготовности сети обеспечивать потребителей электроэнергией. Способы определения величин, входящих в (5.10) излагаются в [2, п. 8.5] или в дисциплине “Надежность электроснабжения” (см. соответствующие лекции).

При сравнении суммарных приведенных затрат по рассматриваемым вариантам для упрощения в курсовом проекте рекомендуется принять срок строительства, равный одному году. Тогда сопоставление можно проводить по годовым затратам:

$$Z = \sum_{i=1}^n (E_H K_i + I_{амі} + I_{обі} + I_{ном.і}) + Y_{нед.} \quad (5.11)$$

Рекомендации к технико-экономическому сопоставлению вариантов.

Если все сравниваемые варианты сети имеют часть одинакового оборудования, то затраты на это оборудование из (5.5) исключаются во всех вариантах.

При оценке длин линий сети следует учитывать горизонтальную и вертикальную непрямолинейность трасс этих линий посредством увеличения расстояний на 10–15 %.

Для отобранных вариантов проводятся электрические расчеты с целью оценки потерь напряжения в нормальном и аварийном режимах. При потере напряжения в аварийном режиме больше допустимой – 25 %, вариант исключается из дальнейшего рассмотрения вообще, так как никакими средствами регулирования напряжения не может быть обеспечено требование качества электроэнергии по напряжению.

При рассмотрении аварийного режима следует выбирать наиболее тя-

1) Если расчет ведется в ценах 1991 года, то y_o принимается равным 0,6 руб./кВтч.

желый случай повреждения одной из линий сети (как правило, наиболее загруженной), который приводит к наибольшему снижению напряжения в электрически наиболее удаленных точках.

При расчетах различных параметров вариантов сети (сечений, длин, потерь напряжения и т.д.) целесообразно результаты заносить в таблицы, вида табл. 5.5.

Так как в задании на проектирование даны потребители всех категорий (I, II, III) и различных групп (промышленные, сельскохозяйственные, коммунально-бытовые), а также значительная протяженность сетей (до 50–100 км) в разных направлениях, то целесообразно рассматривать варианты строительства размкнуто-резервируемой сети в виде двух параллельных или двухцепных линий. При выходе из строя одной цепи вторая остается в работе, и потребители I, а в большинстве случаев и II категории продолжают получать электроэнергию.

Таблица 5.5.

Результаты расчетов параметров объектов сети (вариант...).

ВЛ до пункта	U_H , кВ	Марка и сечение провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	Длина ВЛ, км	Число цепей	$\Delta U\%$ Норм. режим	$\Delta U\%$ Авар. режим
А	35	АС-70						
Б	110	АС-185						
В	110	АС-150						
Г	110	АС-185						
Д	35	АС-50						

Рекомендуется рассмотреть 2–3 варианта с радиальной схемой и двумя возможными уровнями напряжения (например, 35 и 110 кВ) с применением ответвленных и тупиковых (концевых) подстанций. Ответвленные подстанции подключаются к ВЛ с помощью ответвления (отпайки) от линий, как правило, без коммутационной аппаратуры на самой линии. Рекомендуется также подключать подстанции «в рассечку» ЛЭП с выключателями на приемной стороне.

Необходимо также рассмотреть варианты построения замкнутой простой электрической сети с одним контуром. Каждый потребитель такого контура получает питание не менее чем по двум воздушным одноцепным линиям с установкой выключателей на самой удаленной подстанции для отдельной работы в нормальном режиме линий как радиально-магистральных.

Схемы распределительных устройств на стороне 110 (35) кВ принимаются простейшими (см. рис. 4.2–4.4): два блока с отделителями, короткозамыкателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий для тупиковых ответвленных подстанций с количеством присоединенных линий 2 и установкой масляных выключателей в центре питания, и для замкнутой линии 35–110 кВ – мостик с выключателями в цепях

трансформатора для самой электрически удаленной подстанции и установки выключателей с разъединителями в центре питания.

При выборе лучшего варианта необходимо иметь в виду то обстоятельство, что варианты считаются равноценными, если разница в их годовых суммарных приведенных затратах составляет до 5%, то есть находится в пределах точности расчетов, и предпочтение в таком случае надо отдавать более простой и надежной схеме сети с меньшим расходом материалов (проводов, опор и т.п.).

ПРИМЕР ВЫПОЛНЕНИЯ ПЯТОГО РАЗДЕЛА КУРСОВОГО ПРОЕКТА.

5. Технико-экономическое сопоставление вариантов.

В соответствии с Методическими указаниями к курсовому проектированию для технико-экономического сопоставления вариантов схемы электропитающей сети используем формулу суммарных приведённых затрат в упрощённом виде:

$$Z = \sum_{i=1}^n (E_H K_i + I_{амі} + I_{обі} + I_{номі}) + Y_{нед}.$$

Обозначения см. в Методических указаниях (формулы (5.1) – (5.9)).

5.1. Определение суммарных приведенных затрат.

5.1.1. Капиталовложения в линии электропередачи.

Формула для определения капитальных затрат в линию:

$$K_{л} = \alpha K_0 L,$$

где α - поправочный коэффициент, учитывающий провес проводов (1,02), непрямолинейность трасс линии в горизонтальной и вертикальной проекциях (1,1), условия строительства линии (для Иркутской области 1,2). Таким образом:

$$\alpha = 1,02 \cdot 1,1 \cdot 1,2 = 1,35.$$

Результаты расчётов сведены в табл. 5п.1.

5.1.2. Капиталовложения в подстанционное оборудование.

Кроме конфигураций и параметров электрической сети, варианты различаются схемами понижающих подстанций в энергоузлах и составом коммутационной аппаратуры на стороне 35 кВ. Состав трансформаторов и схемы со стороны низкого напряжения во всех вариантах одинаковые, поэтому их в сравнительных расчетах не учитывают. В таблице 5п.2 приведены затраты в подстанционное оборудование для различных вариантов. Количество оборудования подстанций определено по схемам электропитающей сети согласно рис. 4.4, 4.8, 4.9.

5.1.3. Годовые издержки производства.

а) амортизационные отчисления определяются по формуле (5.3) Методических указаний:

$$I_{амi} = \frac{\alpha_{амi}}{100} K_i.$$

Из табл. 5.2 Методических указаний определяем, что для ВЛ 35 кВ на железобетонных опорах $\alpha_{ам\ вл} = 2\%$, а силового электротехнического оборудования подстанции $\alpha_{ам\ об} = 4,4\%$. С учетом этого, для каждого варианта амортизационные отчисления определяются по формуле:

$$I_{ам} = \alpha_{ам\ вл}/100 * K_{вл} + \alpha_{ам\ об}/100 * K_{об}.$$

$K_{вл}$ берётся из табл. 5п.1, $K_{об}$ – из табл. 5п.2.

Результаты расчётов сводятся в табл. 5п.3.

б) годовые издержки на эксплуатацию оборудования определяются по формуле (5.3) Методических указаний. Эти издержки включают в себя зарплату персонала и стоимость запасных частей и деталей, а также оснастки для ремонта оборудования:

$$I_{оэ} = \gamma \sum_{i=1}^I N_{y.e.i} n_i,$$

где $\gamma = 70$ руб/у.е., а $N_{y.e.i}$ подсчитывается по данным табл. 5п.1 и 5п.2 в этой пояснительной записке и таблице 5.3 Методических указаний.

Результаты расчётов представлены в табл. 5п.4 данной записки.

Таблица 5п.1.

Капитальные затраты в сооружении линий.

Номер варианта	ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Стоимость 1 км, тыс. руб.	Полная стоимость сооружения ЛЭП, тыс. руб.
1	2	3	4	5	
1	ИП-А двухцепная	23,5	АС-50	27,2	862,92
	ИП-Б двухцепная	33	АС-50	27,2	1211,76
	ИП-В двухцепная	36	АС-50	27,2	1321,22
	В-Г двухцепная	16,5	АС-50	27,2	605,88
	ИП-Д двухцепная	45	АС-50	27,2	1652,40
	Итого:	-	-	-	-

Окончание табл. 5п.1.

1	2	3	4	5	6
2	ИП-А двухцепная	23,5	АС-50	27,2	862,92
	А-Б двухцепная	27	АС-50	27,2	991,44
	ИП-В двухцепная	36	АС-70	27,4	1331,64
	В-Д двухцепная	23,5	АС-50	27,2	862,92
	Д-Г двухцепная	16,5	АС-50	27,2	605,88
	Итого:	-	-	-	4654,8
3	ИП-А одноцепная	23,5	АС-50	13,2	418,77
	А-Б одноцепная	27	АС-50	13,2	481,14
	ИП-Б одноцепная	33	АС-70	13,5	601,425
	ИП-В одноцепная	36	АС-70	13,5	656,1
	В-Г одноцепная	16,5	АС-50	13,2	294,03
	Г-Д одноцепная	16,5	АС-50	13,2	294,03
	ИП-Д одноцепная	45	АС-50	13,2	801,9
	Итого:	-	-	-	3547,4

в) издержки на потери электроэнергии в линиях и трансформаторах.

Стоимость потерь в линии определяется по формуле (5.4) Методических указаний:

$$I_{\text{пот л}} = \frac{S_{\text{макс л}}^2}{n \times U_{\text{ном л}}^2} \times r_{0\text{л}} \times l_{\text{л}} \times \tau_{\text{макс}} \times C_{\text{пот}} \times 10 \text{ руб/год.}$$

Обозначения см. в Методических указаниях.

Таблица 5п.2.

Капитальные затраты в подстанционное оборудование на стороне 35 кВ.

Номер варианта.	Вид оборудования.	Количество, шт.	Стоимость одного аппарата, тыс. руб.	Общая стоимость, тыс. руб.
1	Выключатели	11	5,72	62,92
	Разъединители	40	0,816	32,64
	Отделители	8	0,77	6,16
	Короткозамыкатели	8	0,82	6,56
	Итого:	-	-	108,28
2	Выключатели	16	5,72	91,52
	Разъединители	44	0,816	35,904
	Отделители	2	0,77	1,54

Окончание таблицы 5п.2.

	Короткозамыкатели	2	0,82	1,64
	Итого:	-	-	130,604
3	Выключатели	19	5,72	108,68
	Разъединители	38	0,816	31,008
	Отделители	0	0,77	0
	Короткозамыкатели	0	0,82	0
	Итого:	-	-	139,688

Таблица 5п.3.

Результаты расчётов амортизационных отчислений, тыс. руб.

Вариант № 1	Вариант № 2	Вариант № 3
$I_{ам1} = 0,02 * 5654,88 + 0,044 * 108,28 = 117,862$	$I_{ам2} = 0,02 * 4654,8 + 0,044 * 130,604 = 98,843$	$I_{ам3} = 0,02 * 3547,4 + 0,044 * 139,688 = 77,094$

Таблица 5п.4.

Результаты расчётов издержек на эксплуатацию оборудования, тыс. руб.

Номер варианта	Норма у.е. по ВЛ, у.е./км	Общая длина ВЛ, км	Норма у.е. по выключателям, у.е./выкл	Количество выключателей, шт	Норма у.е. по ОД и КЗ, у.е.	Количество ОД и КЗ, шт	Суммарные издержки, $I_{об}$
№1	2,1	154	32,2	11	19,3	8	58,240
№2	2,1	126,5	32,2	16	19,3	2	57,362
№3	2,6	197,5	32,2	19	19,3	0	78,771

Результаты расчётов стоимости потерь в линиях по вариантам приведены в табл. 5п.5. При этом для варианта № 3 по известным токам в линиях (см. в табл. 3п.2), мощность вычисляется по формуле

$$S = \sqrt{3}UI.$$

Таблица 5п.5.

Результаты расчётов стоимости потерь в линиях для $U_{ном}=35$ кВ, $\tau_{макс}=2500$ ч, $C_{ном}=2,6$ коп/кВтч.

Номер варианта	Наименование ЛЭП	Марка провода	Удельное активное сопротивление r_0 , Ом/км	Длина ЛЭП $l_{л}$, км	Число цепей n	Макс. мощность $S_{макс л}$, МВт	Издержки $I_{пот л}$, тыс.руб.
	2	3	4	5	6	7	8
1	ИП-А	АС-50	0,603	23,5	2	1,974	1,465
	ИП-Б	АС-50	0,603	33	2	5,151	14,008
	ИП-В	АС-50	0,603	36	2	6,471	24,116
	В-Г	АС-50	0,603	16,5	2	1,995	1,051
	ИП-Д	АС-50	0,603	45	2	3,493	8,784
	Итого	-	-	-	-	-	-
2	ИП-А	АС-50	0,603	23,5	2	7,125	19,085
	А-Б	АС-50	0,603	27	2	5,151	11,461
	ИП-В	АС-70	0,428	36	2	9,964	40,585
	В-Д	АС-50	0,603	23,5	2	5,488	11,323

Окончание табл. 5п.5.							
	2	3	4	5	6	7	8
	Д-Г	АС-50	0,603	16,5	2	1,995	1,051
	Итого	-	-	-	-	-	83,505
3	ИП-А	АС-50	0,603	23,5	1	3,454	8,970
	А-Б	АС-50	0,603	27	1	1,480	1,892
	ИП-Б	АС-70	0,428	33	1	3,671	10,100
	ИП-В	Ас-70	0,428	36	1	5,518	24,894
	В-Г	АС-50	0,603	16,5	1	1,041	0,572
	Г-Д	АС-50	0,603	16,5	1	0,954	0,480
	ИП-Д	АС-50	0,603	45	1	4,447	28,474
	Итого	-	-	-	-	-	-

Годовые издержки на потери электроэнергии в трансформаторах можно не учитывать при сравнении затрат в варианты электропитающей сети, так как они одинаковые для всех вариантов. Однако эти издержки определяются здесь, так как понадобятся в дальнейшем при оценке себестоимости передачи электроэнергии от источника питания до потребителя.

Годовые издержки на потери электроэнергии в трансформаторах определяются по формуле (5.6) Методических указаний

$$I_{номТ} = \left(n\Delta P_{XX} \cdot 8760C_{XT} + \frac{1}{n} \Delta P_{K3} \tau_{максТ} \left(\frac{S_T}{S_{Тном}} \right)^2 \cdot C_{КТ} \right) \cdot 10^{-2} \text{ руб / год.}$$

Обозначения переменных см. в Методических указаниях. Результаты расчетов сведены в табл. 5п.6.

Таблица 5п.6.

Результаты расчетов годовых издержек на потери электроэнергии в трансформаторах при $C_{XT}=1,3$ коп./кВтч; $C_{КТ}=2,02$ коп./кВтч; величина $\tau_{максТ}$ вычисляется в соответствии с формулой (4.10) Методических указаний.

Подстан-ция	$S_{макс}$, МВА	Число трансфор-маторов	Марка трансфор-матора	ΔP_{xx} , кВт	ΔP_{K3} , кВт	$\tau_{максТ}$, час/год	Издержки $I_{номТ}$, тыс. руб./год
А	1,974	2	ТМН-1000/35/0,4	2,35	12,2	2400	0,823
Б	5,151	2	ТМН-2500/35/10	5,1	25	4100	2,260
В	4,476	2	ТМН-2500/35/0,4	5,1	25	3100	1,789

Таблица 5п.6. (окончание).

Г	1,995	2	ТМН- 1000/35/0,4	2,35	12,2	4500	1,087
Д	3,493	2	ТМН- 1600/35/0,4	3,1	18	3500	1,464
Итого							7,423

Ущерб от недоотпуска потребителям, согласно (5.7) Методических указаний, равен:

$$Y_{нед} = Y_{нед пл.} + Y_{нед ав.}$$

Поскольку все варианты сети удовлетворяют критерию «n-1», т.е. при отключении в плановый ремонт любого элемента сети недоотпуск электроэнергии потребителям будет отсутствовать, то

$$Y_{нед пл} = 0.$$

Следовательно, для рассматриваемых вариантов:

$$Y_{нед} = Y_{нед ав} = y_0 \Delta \mathcal{E}_{нед.ав.Л}$$

так как выход из строя одновременно двух трансформаторов на любой из подстанций в узлах нагрузки маловероятен. Тогда допустимо применение формулы (5.9) Методических указаний:

$$\Delta \mathcal{E}_{нед.ав.Л} = \sum_{K=1}^K \frac{\alpha_K \ell_K}{8760} P_{максK}^H T_{HмаксK} \text{ кВтч.}$$

Удельная повреждаемость α принимается из табл. 5.4 Методических указаний для соответствующего элемента. Удельный ущерб y_0 принимается равным средневзвешенному из значений, приведенных в табл. В.4 Методических указаний

$$y_0 = \sum_{f=1}^3 f \cdot y_{0f},$$

где f - процент соответствующих потребителей в соответствующем узле нагрузки: А, Б и т. д.

Результаты расчетов ущербов от недоотпуска электроэнергии потребителям отображены в табл. 5п.7.

Особенностью расчета ущербов по вариантам является то, что в схемах № 1 и № 2 к погашениям потребителей приводит отключение двух цепей одного участка, а в схеме № 3 – определенные сочетания отключений по одной цепи на разных участках. Для схемы № 3 формула для $\mathcal{E}_{нед\cdot ав\cdot л}$ приобретает вид:

$$\mathcal{E}_{нед\cdot ав\cdot л} = \sum_{i,j}^k \frac{\alpha_i \ell_i}{8760} \cdot \frac{\alpha_j \ell_j}{8760} P_{максij}^H T_{нмаксij}.$$

Определив все составляющие затрат по вариантам, вычисляются суммарные приведенные затраты по каждому варианту.

Вариант № 1.

$$\begin{aligned} Z_1 &= \sum_{i=1}^2 (E_n K_i + U_{амi} + U_{обi} + U_{номi}) + Y_{нед} = E_n (K_{Л1\Sigma} + K_{ПС1\Sigma}) + U_{ам1} + \\ &+ U_{об1} + U_{номЛ1} + U_{номГ} + Y_{нед1} = 0,125(5654,88 + 108,28) + 117,862 + \\ &+ 58,240 + 49,424 + 7,423 + 53,114 = 720,395 + 286,063 = 1006,458 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Вариант № 2.

$$\begin{aligned} Z_2 &= E_n (K_{Л2\Sigma} + K_{ПС2\Sigma}) + U_{ам2} + U_{об2} + U_{номЛ2} + U_{номГ} + Y_{нед2} = \\ &= 0,125(4654,8 + 130,604) + 98,843 + 57,362 + 83,505 + 7,423 + 68,981 = \\ &= 598,176 + 316,114 = 914,29 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Вариант № 3.

$$\begin{aligned} Z_3 &= E_n (K_{Л3\Sigma} + K_{ПС3\Sigma}) + U_{ам3} + U_{об3} + U_{номЛ3} + U_{номГ} + Y_{нед3} = \\ &= 0,125(3547,4 + 139,688) + 77,094 + 78,771 + 75,382 + 7,423 + 0,678 = \\ &= 460,886 + 239,348 = 700,234 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Таким образом, вариант № 3 является наиболее экономичным. По сравнению с вариантом № 2 он экономичнее на 23,4%, а по сравнению с вариантом № 1 – на 30,4%. Для дальнейшего рассмотрения оставляется вариант № 3.

Таблица 5п.7.

Результаты расчетов ущербов от недоотпуска электроэнергии.

Номер варианта	Сочетание отключающихся ЛЭП	U_0 , руб./кВтч	α_k , ч/год	l_k , км	$P_{н макс}$, МВт	$T_{н макс}$, ч/год	U , тыс.руб
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ИП-А обе цепи		0,28	23,5	1,875	4000	3,380
	ИП-Б Обе цепи		0,28	33,0	4,739	5600	16,796
	ИП-В обе цепи		0,28	36,0	4,163 1,915	4700 2900	13,509 3,834
	В-Г обе цепи		0,28	16,5	1,915	2900	1,757
	ИП-Д обе цепи		0,28	45,0	3,144	5100	13,838
	Итого		-	-	-	-	53,114
2	ИП-А обе цепи		0,28	23,5	1,875 4,739	4000 5600	3,380 11,960
	А-Б обе цепи		0,28	27,0	4,739	5600	13,960
	ИП-В обе цепи		0,28	36,0	4,163 3,144 1,915	4700 5100 2900	13,509 11,070 3,834
	В-Д обе цепи		0,28	23,5	3,144 1,915	5100 2900	7,226 2,503
	Д-Г обе цепи		0,28	16,5	1,915	2900	1,757
	Итого		-	-	-	-	68,981
3	ИП-А		0,7	23,5	1,875	4000	0,022
	ИП-Б		0,7	33,0	4,739	5600	0,078
	ИП-А А-Б		0,7 0,7	23,5 27,0	1,875	4000	0,018
	ИП-Б А-Б		0,7 0,7	33,0 27,0	4,739	5600	0,091
	ИП-В ИП-Д		0,7 0,7	36,0 45,0	4,163 3,144 1,915	4700 5100 2900	0,121 0,099 0,034
	ИП-В В-Г		0,7 0,7	36,0 16,5	4,163	4700	0,045
	ИП-В Г-Д		0,7 0,7	36,0 16,5	4,163 1,915	4700 2900	0,045 0,013
	ИП-Д Г-Д		0,7 0,7	45,0 16,5	3,144	5100	0,045
	ИП-Д В-Г		0,7 0,7	45,0 16,5	3,144 1,915	5100 2900	0,045 0,016
	В-Г Г-Д		0,7 0,7	16,5 16,5	1,915	2900	0,006
	Итого		-	-	-	-	0,678

РАЗДЕЛ 6. РАСЧЕТЫ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ СЕТИ.

Электрические расчеты режимов электрических систем включают в себя нахождение:

- потокораспределения (значений активных и реактивных мощностей в линиях и на концах участков сети);
- потерь активной и реактивной мощности в трансформаторах и линиях;
- величин напряжений на шинах подстанций;
- необходимых ответвлений РПН и ПБВ трансформаторов;
- мощности и мест размещения компенсирующих устройств, если их установка окажется необходимой.

Исходными данными для расчетов режимов являются: заданные мощности нагрузок на подстанциях, параметры схемы замещения выбранных ЛЭП и трансформаторов.

Расчеты режимов могут проводиться любым из описанных в учебниках, справочниках и другой литературе способов для радиальных или замкнутых сетей [6, 7 и др.]. Рекомендуется также использовать имеющиеся на кафедре вычислительные программы расчета режимов распределительных сетей для ПВК.

Ниже, в качестве примера, даются рекомендации по последовательности расчета режима для простой (одноконтурной) замкнутой сети, когда заданы только активные мощности нагрузок и длины участков линий l_i , но еще не известны сечения проводов линий S_{ki} и их сопротивления.

Порядок расчета простой замкнутой сети.

1. Составляется схема замещения участков линий с двусторонним питанием для нормального режима (см. рис. 6.1).

2. Значения полной мощности нагрузок S_i на подстанциях, заданных активной мощностью P_i и $\cos \varphi_i$, определяются по расчетной формуле

$$S_i = P_i / \cos \varphi_i, \quad i = \overline{1, n}, \quad (6.1)$$

а значения реактивной мощности – по формуле

$$Q_i = (S_i^2 - P_i^2)^{1/2}. \quad (6.2)$$

В (6.1) и в (6.2) нагрузка узла i в общем случае есть сумма нагрузок шин среднего (c) и низкого (n) напряжений трансформаторов подстанции (см. рис. 6.1):

$$S_i = S_{ci} + S_{ni}. \quad (6.3)$$

3. Приближенно определяется потокораспределение в сети при разрыве кольца на питающей подстанции (ЦП) по известным формулам в предположении одинаковых сечений проводов $s_{ki} = idem$ на всех участках линий [6, 7].

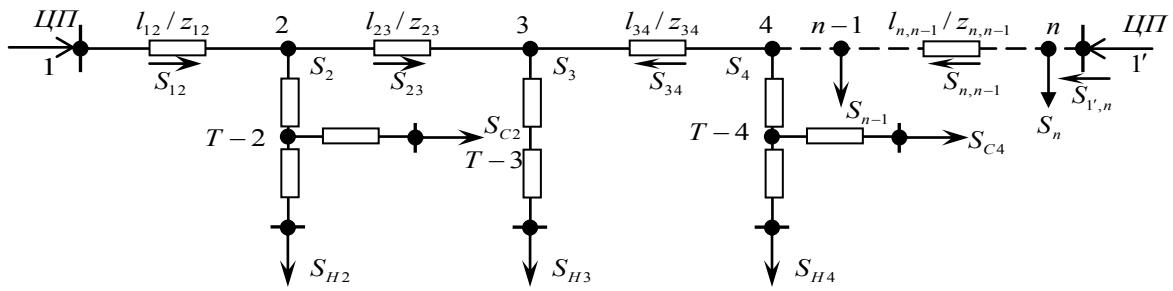


Рис. 6.1. Схема замещения замкнутой сети.

4. При этом потоки мощности на головных участках линий без потерь мощности находятся по формулам:

$$\text{для мощности } \dot{S}_{12} = \frac{\sum_{i=2}^n \dot{S}_i l_{i,1'}}{l_{1,1'}}; \text{ для токов } \dot{I}_{12} = \frac{\sum_{i=2}^n I_i l_{i,1'}}{l_{1,1'}}; \quad (6.4)$$

$$\text{для мощности } \dot{S}_{1',n} = \frac{\sum_{i=2}^n \dot{S}_i l_{i,i}}{l_{1,1'}}; \text{ для токов } I_{1'n} = \frac{\sum_{i=2}^n I_i l_{i,i}}{l_{1,1'}}, \quad (6.5)$$

где i – порядковый номер нагрузки; n – количество узлов нагрузки; l – длина участков линии между соответствующими узлами ($i, 1'$; $1, i$; $1, 1'$). Для схемы замещения рис. 6.1, например, выражение (6.4) запишется следующим образом:

$$\dot{S}_{12} = \frac{\dot{S}_2 (l_{23} + l_{34} + \dots + l_{n-1,n} + l_{n,1'}) + \dot{S}_3 (l_{34} + l_{45} + \dots + l_{n,1'}) + \dots + \dot{S}_n l_{n,1'}}{l_{12} + l_{23} + l_{34} + \dots + l_{n-1,n} + l_{n,1'}} \quad (6.6)$$

Затем определяются значения токов:

$$\dot{I}_{ki} = S_{ki}^* / \sqrt{3} U_{ном}, \quad (6.7)$$

где \dot{I}_{ki} – ток в амперах на участке между k -м и i -м узлами; S_{ki}^* – сопряженная полная мощность, протекающая по участку $k - i$, кВА; $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

5. Если сечения участков линий s_{ki} уже определены (см. формулу (3.3), то находятся сопротивления участков сети Z_{ki} по справочникам [2, 8–10 и др.].

6. Выполняется расчет мощностей линий по уточненным формулам [6, 7] с использованием Z_{ki} вместо l_{ki} :

$$\dot{S}_{12} = \frac{\dot{S}_2(Z_{23} + Z_{34} + \dots + Z_{n-1,n} + Z_{n,1'}) + \dot{S}_3(Z_{34} + Z_{45} + \dots + Z_{n,1'}) + \dots + \dot{S}_n Z_{n,1'}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + \dots + Z_{n-1,n} + Z_{n,1'}}. \quad (6.8)$$

Для еще более упрощенных расчетов вместо полных мощностей S используются только активные мощности:

$$P_{12} = \frac{P_2(Z_{23} + Z_{34} + \dots + Z_{n-1,n} + Z_{n,1'}) + P_3(Z_{34} + Z_{45} + \dots + Z_{n,1'}) + \dots + P_n Z_{n,1'}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + \dots + Z_{n-1,n} + Z_{n,1'}}, \quad (6.9)$$

где P_2, P_3, \dots, P_n – заданные активные мощности.

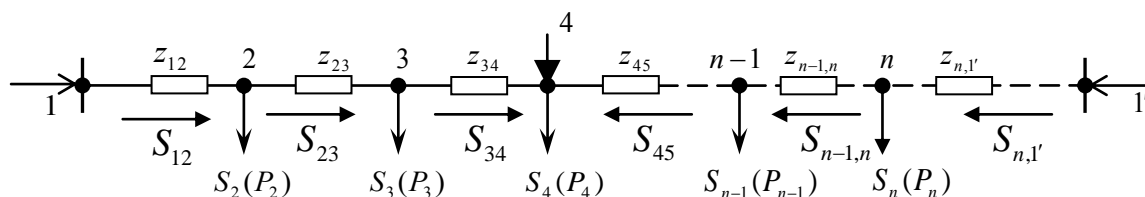


Рис. 6.2. Результаты расчета режима сети, схема замещения которой представлена на рис. 6.1.

Новые значения мощностей сравниваются с найденными по упрощенным формулам. Если они сильно (более, чем на 10–15 %) отличаются, то определяются уточненные значения токов по участкам линий, находят новые сечения проводов и уточняются значения Z_{ki} . Расчет потоков мощности повторяется по новым данным.

7. Определяются потери мощности на участках сети, начиная от точки раздела потокораспределения и заканчивая источником (центром) питания (ЦП).

8. Определив мощность, поступившую с шин центра питания с учетом потерь мощности в сети, а также в начале и конце каждого участка линий, приступают к определению напряжений на шинах заданных пунктов нагрузки А, Б, В, Г, Д по заданному уровню напряжения на шинах ЦП. Расчет можно проводить без учета поперечной составляющей падения напряжения [6, 7].

9. Кроме расчета нормального режима, выполняются расчеты аварийных режимов сети с целью оценки допустимости падений напряжений при этом на шинах узлов нагрузки. Для проверки условий работы сети в аварийных режимах рассматривают, как правило, отключение головных участков сети, обеспечивающих ее питание от ЦП. Совпадение аварий на двух и более линиях, а также одновременное аварийное отключение трансформаторов можно не рассматривать из-за их редкого возникновения (малой вероятности).

Аварийные режимы наиболее опасны при максимальной нагрузке в вечерний и утренний период, что необходимо учитывать при расчетах. При этом распределение мощностей, потери мощности и напряжения

определяются для частей системы, в которых произошли значительные изменения мощностей или сопротивлений линий. Отклонение напряжения у потребителей в аварийном режиме допускается на $\pm 5\%$ больше, чем в нормальном режиме.

Баланс активной и реактивной мощности.

Все методы расчетов режимов электроэнергетических систем исходят из принципа баланса активной и реактивной мощности в каждый момент времени. Этот принцип предполагает, что при выработке и потреблении энергии на переменном токе равенству вырабатываемой и потребляемой электроэнергии отвечает равенство вырабатываемой и потребляемой активной и реактивной мощности. Пока что для современных ЭЭС характерно отсутствие возможности запастись (складировать, аккумулировать) электроэнергию в значительных объемах.

Условия баланса мощностей записываются так:

$$P_{\Sigma}^{\Gamma}(t) = P_{\Sigma}^{\Pi}(t); \quad Q_{\Sigma}^{\Gamma}(t) = Q_{\Sigma}^{\Pi}(t), \quad (6.10)$$

где $P_{\Sigma}^{\Gamma}(t)$ и $Q_{\Sigma}^{\Gamma}(t)$ – генерируемые активная и реактивная мощности источников энергии в момент t ; $P_{\Sigma}^{\Pi}(t)$ и $Q_{\Sigma}^{\Pi}(t)$ – суммарное потребление активной и реактивной мощностей, соответственно равных:

$$\left. \begin{aligned} P_{\Sigma}^{\Pi}(t) &= P_{\Sigma}^H(t) + P_{\Sigma}^{CH}(t) + P_{\Sigma}^{ПОГ}(t); \\ Q_{\Sigma}^{\Pi}(t) &= Q_{\Sigma}^H(t) + Q_{\Sigma}^{CH}(t) + Q_{\Sigma}^{ПОГ}(t) \end{aligned} \right\} \quad (6.11)$$

В (6.11) $P_{\Sigma}^H(t)$ и $Q_{\Sigma}^H(t)$ – активная и реактивная мощности всех потребителей (нагрузок); $P_{\Sigma}^{CH}(t)$ и $Q_{\Sigma}^{CH}(t)$ – суммарная мощность собственных нужд станций и подстанций (активная и реактивная); $P_{\Sigma}^{ПОГ}(t)$ и $Q_{\Sigma}^{ПОГ}(t)$ – суммарные потери активной и реактивной мощностей в момент времени t во всех элементах системы (линиях, трансформаторах и др.).

Приведенные уравнения являются уравнениями баланса активной и реактивной мощностей.

Нарушение баланса по активной мощности приводит к изменению частоты в системе. Если по какой-то причине $P_{\Sigma}^{\Gamma}(t) > P_{\Sigma}^{\Pi}(t)$, то частота растет; если $P_{\Sigma}^{\Gamma}(t) < P_{\Sigma}^{\Pi}(t)$, то частота снижается. Нарушение баланса реактивной мощности приводит к изменению уровня напряжения в сети. Если $Q_{\Sigma}^{\Gamma}(t) > Q_{\Sigma}^{\Pi}(t)$, то напряжение растет; если $Q_{\Sigma}^{\Gamma}(t) < Q_{\Sigma}^{\Pi}(t)$, то напряжение снижается.

В дефицитных по активной мощности системах частота, как правило, ниже номинальной, а уровень напряжения также обычно ниже.

Суммарные потери активной и реактивной мощности в электропитающих сетях равны потерям в линиях ($P_{\Sigma Л}^{ПОГ}(t)$ и $Q_{\Sigma Л}^{ПОГ}(t)$) и

трансформаторах ($P_{\Sigma T}^{ПОТ}(t)$ и $Q_{\Sigma T}^{ПОТ}(t)$):

$$\left. \begin{aligned} P_{\Sigma}^{ПОТ}(t) &= P_{\Sigma Л}^{ПОТ}(t) + P_{\Sigma Т}^{ПОТ}(t); \\ Q_{\Sigma}^{ПОТ}(t) &= Q_{\Sigma Л}^{ПОТ}(t) + Q_{\Sigma Т}^{ПОТ}(t). \end{aligned} \right\} \quad (6.12)$$

Кроме источников энергии, генерация реактивной мощности в емкостных проводимостях линий $Q_{\Sigma Л}^{ЕМК}(t)$ определяется по расчетным формулам:

$$Q_{\Sigma Л}^{ЕМК}(t) = \sum_{i=1}^N Q_{Лi}^{ЕМК}(t), \text{ где } Q_{Лi}^{ЕМК}(t) = U_{Лi}^2(t) \cdot b_{Лi}; \quad b_{Лi} = b_{0Лi} \frac{l_{Лi}}{100}. \quad (6.13)$$

Среднее значение реактивной мощности, генерируемой в линиях длиной 100 км, приведено в табл. 3.5 (q_0).

Потери активной и реактивной мощности в линии определяются по следующим расчетным формулам:

$$P_{Лi}^{ПОТ}(t) = \frac{S_{Лi}^2(t) \cdot r_{Лi}}{U_{номЛi}^2}; \quad Q_{Лi}^{ПОТ}(t) = \frac{S_{Лi}(t) \cdot x_{Лi}}{U_{номЛi}^2}. \quad (6.14)$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в трансформаторах определяются на основе выражений (4.5), (4.6), (4.8), приведенных в МУ.

Расчет потерь напряжения.

По известному (или принятому) напряжению в начале линии напряжение на ее конце (шинах соответствующей подстанции) определяется по формуле

$$U_2 = U_1 - \Delta U_1 - j\delta U_1 = U_1 - \frac{P_1 r_l + Q_1 x_l}{U_1} - j \frac{P_1 x_l + Q_1 r_l}{U_1}, \quad (6.15)$$

где ΔU и δU – продольная и поперечная составляющие падения напряжения. Поперечная составляющая учитывается для сетей 220 кВ и выше.

ПРИМЕР ВЫПОЛНЕНИЯ ШЕСТОГО РАЗДЕЛА КУРСОВОГО ПРОЕКТА.

6. РАСЧЕТЫ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ СЕТИ.

6.1. Расчет потерь активной и реактивной мощности в трансформаторах.

Подстанция А. На подстанции установлены два трансформатора ТМН-1000/35/0,4.

Потери активной мощности в трансформаторах вычисляются по формуле (4.5) Методических указаний:

$$\Delta P_T = n\Delta P_{XX} + \frac{1}{n} \Delta P_{K3} \left(\frac{S_{\text{макс}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \right)^2.$$

Потери реактивной мощности вычисляются по формуле (4.6) Методических указаний:

$$\Delta Q_T = n\Delta Q_{XX} + \frac{1}{n} \Delta Q_{K3} \left(\frac{S_{\text{макс}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \right)^2 = n \frac{I_{XX} \%}{100} S_{T_{\text{ном}}} + \frac{1}{n} \frac{U_{K3} \%}{100} S_{T_{\text{ном}}} \left(\frac{S_{\text{макс}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \right)^2.$$

Результаты расчетов сведены в табл. 6п.1.

Потери в трансформаторах суммируются с максимумами нагрузки на подстанциях и таким образом потокораспределение в сети определяется с учетом потерь в трансформаторах.

Таблица 6п.1.

Результаты расчетов потерь активной и реактивной мощности в трансформаторах подстанций в узлах нагрузки.

Подстанция	$S_{\text{макс}}$, МВА	Число тр-ров, n	Марка тр-ра	ΔP_{XX} , кВт	ΔP_{K3} , кВт	I_{XX} , %	U_{K3} , %	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВАр
А	1,974	2	ТМН-1000/35/04	2,35	12,2	1,5	6,5	28,47	156,64
Б	5,151	2	ТМН-2500/35/10	5,10	25,0	1,1	6,5	63,27	400,00
В	4,476	2	ТМН-2500/35/10	5,10	25,0	1,1	6,5	50,27	260,45
Г	1,995	2	ТМН-1000/35/0,4	2,35	12,2	1,5	6,5	28,97	159,35
Д	3,493	2	ТМН-1600/35/0,4	3,10	18,0	1,4	6,5	47,59	296,63
Σ	17,089	-	-	-	-	-	-	218,57	1273,07

6.2. Расчет потокораспределения в электропитающей сети.

Для варианта № 3 составляется схема замещения участков линий с двухсторонним питанием для нормального режима.

а) участок ИП – А – Б – ИП:

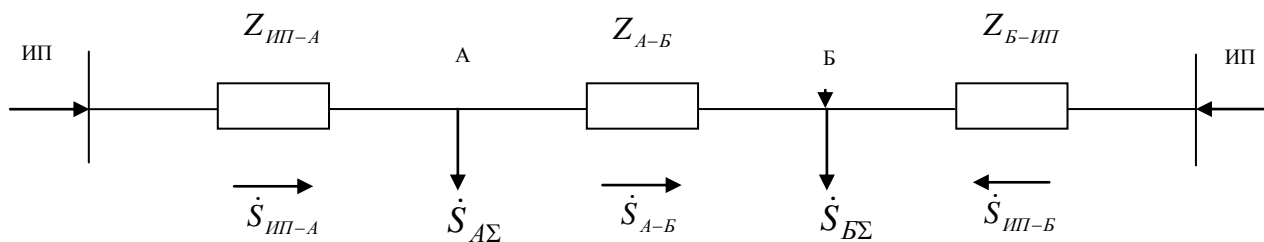


Рис. 6п.1. Расчетная схема участка ИП – А – Б – ИП.

Исходные данные для расчета потоков по этому участку приведены в табл. 6п.2 и 6п.3. Поскольку напряжение сети 35 кВ – поперечные проводимости ЛЭП не учитываются.

Расчет мощностей на участках линий выполняется по уточненной формуле (6.8) Методических указаний:

Таблица 6п.2.

Исходные данные по участкам ЛЭП для схемы рис. 6п.1.

Участок	Число цепей, марка провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	Длина участка ℓ , км	r_L , Ом	x_L , Ом
ИП – А	1 × АС-50	0,603	0,448	25,85	15,59	11,58
А – Б	1 × АС-50	0,603	0,448	29,7	17,91	13,31
ИП – Б	1 × АС-70	0,428	0,432	36,3	15,54	15,68

Примечание к табл. 6п.2. Топографические длины ЛЭП увеличены на 10% для учета горизонтальных и вертикальных отклонений ЛЭП от прямолинейных трасс.

Таблица 6п.3.

Исходные данные по узлам нагрузки для схемы рис. 6п.1.

Узел нагрузки	S_{\max} , МВА	$\dot{S}_{\max} = P_{\max} - jQ_{\max}$, МВА	$\dot{S}_{\text{потТ}} = \Delta P_T - j\Delta Q_T$, МВА	$\dot{S}_{\Sigma} = (P_{\max} + \Delta P_T) - j(Q_{\max} + \Delta Q_T)$, МВА
А	1,974	1,875 - j0,617	0,028 - j0,157	1,903 - j0,774
Б	5,151	4,739 - j2,019	0,063 - j0,400	4,802 - j2,419

Примечание к табл. 6п.3. Q_{\max} определяется по выражению:

$$Q_{\max} = \sqrt{S_{\max}^2 - P_{\max}^2} \text{ МВАр.}$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{III-A} &= \frac{\dot{S}_A(Z_{A-B} + Z_{B-III}) + \dot{S}_B Z_{B-III}}{Z_{III-A} + Z_{A-B} + Z_{B-III}} = \\
&= \frac{(1,903 - j0,774)(17,91 - j13,31 + 15,54 - j15,68) + (4,802 - j2,419)(15,54 - j15,68)}{15,59 - j11,58 + 17,91 - j13,31 + 15,54 - j15,68} = \\
&= \frac{(1,903 - j0,774)(33,45 - j28,99) + (4,802 - j2,419)(15,54 - j15,68)}{49,04 - j40,57} = \\
&= \frac{(77,91 - j193,944)(49,04 + j40,57)}{(49,04 - j40,57)(49,04 + j40,57)} = \\
&= \frac{3820,706 - j9511,014 + j3160,809 + 7868,308}{2404,922 + 1645,925} = \\
&= \frac{11689,014 - j6350,205}{4050,847} = 2,886 - j1,568 \text{ MVA}.
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{A-B} &= \dot{S}_{III-A} - \dot{S}_A = (2,886 - j1,568) - (1,903 - j0,774) = \\
&= 2,886 - j1,568 - 1,903 + j0,774 = 0,983 - j0,794 \text{ MVA}.
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{III-B} &= \frac{\dot{S}_A Z_{III-A} + \dot{S}_B (Z_{A-B} + Z_{III-A})}{Z_{III-A} + Z_{A-B} + Z_{III-B}} = \\
&= \frac{(1,903 - j0,774)(15,59 - j11,58) + (4,802 - j2,419)(17,91 - j13,31 + 15,59 - j11,58)}{49,04 - j40,57} = \\
&= \frac{(1,903 - j0,774)(15,59 - j11,58) + (4,802 - j2,419)(33,5 - j24,89)}{49,04 - j40,57} = \\
&= \frac{29,668 - j12,067 - j22,037 - 8,963 + 160,867 - j81,037 - j119,522 - 60,209}{49,04 - j40,57} = \\
&= \frac{(121,363 - j234,663)(49,04 + j40,57)}{(49,04 - j40,57)(49,04 + j40,57)} = \\
&= \frac{5951,642 - j11507,873 + j4923,697 + 9520,278}{4050,847} = \\
&= \frac{15471,919 - j6584,176}{4050,847} = 3,819 - j1,625 \text{ MVA}.
\end{aligned}$$

Проверка расчетов:

$$\dot{S}_B = \dot{S}_{A-B} + \dot{S}_{III-B} = 0,983 - j0,794 + 3,819 - j1,625 = 4,802 - j2,419 \text{ MVA}.$$

Подстанция Б – точка потококораздела по активной и реактивной мощности (см. рис. бп.1).

б) участок ИП – В – Г – Д – ИП:

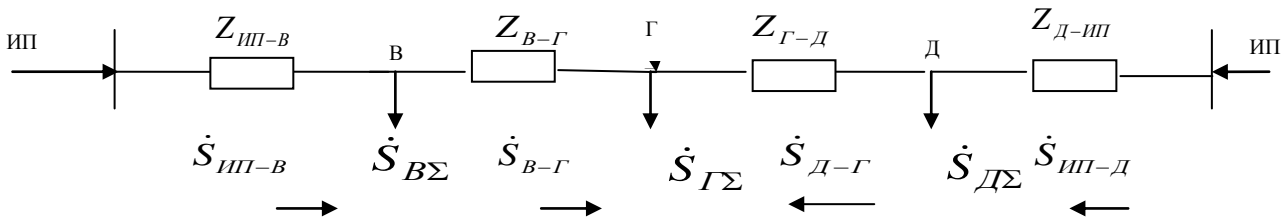


Рис. 6п.2. Расчетная схема участка ИП – В – Г – Д – ИП.

Исходные данные для расчета потоков мощности по этому участку приведены в табл. 6п.4 и 6п.5.

Таблица 6п.4.

Исходные данные по участкам ЛЭП для схемы рис. 6п.2.

Участок	Число цепей, марка провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	Длина участка ℓ , км	r_L , Ом	x_L , Ом
ИП – В	1 × АС-70	0,428	0,432	39,6	16,95	17,11
В – Г	1 × АС-50	0,603	0,448	18,15	11,16	8,29
Г – Д	1 × АС-50	0,603	0,448	18,15	11,16	8,29
ИП – Д	1 × АС-50	0,603	0,448	49,5	29,85	22,18

Примечание к табл. 6п.4. Топографические длины ЛЭП увеличены на 10% для учета горизонтальных и вертикальных отклонений ЛЭП от прямолинейных трасс.

Таблица 6п.5.

Исходные данные по узлам нагрузки для схемы рис. 6п.2.

Узел нагрузки	S_{\max} , МВА	$\dot{S}_{\max} = P_{\max} - jQ_{\max}$, МВА	$\dot{S}_{\text{потГ}} = \Delta P_T - j\Delta Q_T$, МВА	$\dot{S}_{\Sigma} = (P_{\max} - \Delta P_T) -$ $- j(Q_{\max} - \Delta Q_T)$, МВА
В	4,476	4,163 - j1,644	0,050 - j0,260	4,213 - j1,904
Г	1,995	1,915 - j0,559	0,029 - j0,159	1,944 - j0,718
Д	3,493	3,144 - j1,522	0,048 - j0,297	3,192 - j1,819

Примечание к табл. 6п.5. Q_{\max} определяется по выражению:

$$Q_{\max} = \sqrt{S_{\max}^2 - P_{\max}^2}, \text{ МВАр.}$$

Расчет мощностей на участках линий выполняется по уточненной формуле (6.8) Методических указаний:

$$\dot{S}_{ИП-В} = \frac{\dot{S}_B(Z_{В-Г} + Z_{Г-Д} + Z_{Д-ИП}) + \dot{S}_Г(Z_{Г-Д} + Z_{Д-ИП}) + \dot{S}_Д Z_{Д-ИП}}{Z_{ИП-В} + Z_{В-Г} + Z_{Г-Д} + Z_{Д-ИП}} =$$

$$\begin{aligned}
&= \frac{(4,213 - j1,904)(11,76 - j8,29 + 11,16 - j8,29 + 29,85 - j22,18) + (1,944 - j0,718) \cdot}{16,95 - j17,11 + 11,16 - j8,29 + 11,16 - j8,29 +} \\
&\cdot \frac{(11,16 - j8,29 + 29,85 - j22,18) + (3,192 - j1,819)(29,85 - j22,18)}{+ 29,85 - j22,18} = \\
&= \frac{(4,213 - j1,904)(52,17 - j38,76) + (1,944 - j0,718)(41,01 - j30,47) +}{69,12 -} \\
&+ \frac{(3,192 - j1,819)(29,85 - j22,18)}{- j55,87} = \\
&= \frac{219,792 - j99,332 - j163,296 - 73,799 + 79,723 - j29,445 - j59,234 - 21,877 + 95,281 -}{69,12 - j55,87} \\
&- \frac{j54,297 - j0,799 - 40,345}{69,12 - j55,87} = \frac{(258,775 - j476,403)(69,12 + 55,87)}{7899,031} = \\
&= \frac{17886,528 - j32928,975 + j14457,759 + 26616,635}{7899,031} = \frac{44503,163 - j18471,216}{7899,031} = \\
&= 5,634 - j2,338 \text{ MBA.}
\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{B-\Gamma} = \dot{S}_{ИП-В} - \dot{S}_B = 5,634 - j2,338 - (4,213 - j1,904) = 1,421 - j0,434 \text{ MBA.}$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{ИП-Д} &= \frac{\dot{S}_Д(Z_{\Gamma-Д} + Z_{B-\Gamma} + Z_{ИП-В}) + \dot{S}_\Gamma(Z_{B-\Gamma} + Z_{ИП-В}) + \dot{S}_B Z_{ИП-В}}{Z_{ИП-В} + Z_{B-\Gamma} + Z_{\Gamma-Д} + Z_{Д-ИП}} = \\
&= \frac{(3,192 - j1,819)(11,16 - j8,29 + 11,16 - j8,29 + 16,95 - j17,11) + (1,944 - j0,718) \cdot}{16,95 - j17,11 + 11,16 - j8,29 + 11,16 - j8,29 +} \\
&\cdot \frac{(11,16 - j8,29 + 16,95 - j17,11) + (4,213 - j1,904)(16,95 - j17,11)}{+ 29,85 - j22,18} = \\
&= \frac{(3,192 - j1,819)(39,27 - j33,69) + (1,944 - j0,718)(28,11 - j25,40) + (4,213 - j1,904)(16,95 - j17,11)}{69,12 - j55,87} = \\
&= \frac{125,350 - j71,432 - j107,538 - 61,282 + 54,646 - j20,183 - j49,378 - 18,237 + 71,410 - j32,273 -}{69,12 -} \\
&- \frac{j72,084 - 32,577}{- j55,87} = \frac{(139,310 - j352,888)(69,12 + j55,87)}{7899,031} = \\
&= \frac{9629,107 - j24391,618 + j7783,250 + 19715,825}{7899,031} = 3,715 - j2,103 \text{ MBA.}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{Д-\Gamma} &= \dot{S}_{ИП-Д} - \dot{S}_Д = 3,715 - j2,103 - (3,192 - j1,819) = 3,715 - j2,130 - 3,192 + j1,819 = \\
&= 0,523 - j0,284 \text{ MBA.}
\end{aligned}$$

Проверка расчетов:

$$\dot{S}_\Gamma = \dot{S}_{B-\Gamma} + \dot{S}_{D-\Gamma} = 1,421 - j0,434 + 0,523 - j0,284 = 1,944 - j0,718 \text{ МВА}$$

Подстанция Г – точка потококораздела по активной и реактивной мощности (см. рис. бп.2). Результаты расчетов потококораспределения в электропитающей системе сведены в табл. бп.6. Ток в линиях рассчитывается по формуле

$$I = S / (\sqrt{3}U) = \sqrt{P^2 + Q^2} / (\sqrt{3}U) \text{ кА}$$

Таблица бп.6.

Результаты расчетов потококораспределения в схеме сети (вариант № 3) в нормальном режиме максимальных нагрузок без учета потерь в линиях.

Наименование ЛЭП	\dot{S} , МВА	S , МВА	I , кА
ИП – А	2,886 - j1,568	0,054	3,284
А – Б	0,983 - j0,794	0,021	1,264
ИП – Б	3,819 - j1,625	0,069	4,150
ИП – В	5,634 - j2,338	0,101	6,100
В – Г	1,421 - j0,434	0,025	1,486
Д – Г	0,523 - j0,284	0,010	0,595
ИП – Д	3,715 - j2,103	0,070	4,269

6.3. Расчет потерь мощности в электропитающей сети. Потери активной и реактивной мощности в линиях определяются по формулам (6.14) Методических указаний:

$$P_{\text{потЛ}} = \frac{S_{\text{Л}}^2 R_{\text{Л}}}{U_{\text{номЛ}}^2}; \quad Q_{\text{потЛ}} = \frac{S_{\text{Л}}^2 X_{\text{Л}}}{U_{\text{номЛ}}^2}.$$

Результаты расчетов потерь мощности в линиях представлены в табл. бп.7.

В табл. бп.8 приведены значения потоков мощности в начале и конце каждого участка линий с учетом потерь мощности в линиях и трансформаторах.

По результатам расчетов потоков мощности в сети можно оценить требуемую мощность источника питания:

$$\dot{S}_{ИП} = \dot{S}_{Н\ ИП-А} + \dot{S}_{Н\ ИП-Б} + \dot{S}_{Н\ ИП-В} + \dot{S}_{Н\ ИП-Д} = 17,806 - j8,771 \text{ МВА}$$

Таблица 6п.7.

Результаты расчетов потерь мощности в линиях для работы сети в максимальном режиме при нормальной схеме, $U_{номЛ} = 35 \text{ кВ}$.

Наименование ЛЭП	$S_{Л}$, МВА (из табл. 6п.6)	$r_{Л}$, Ом (из табл. 6п.2 и 6п.4)	$P_{номЛ}$, кВт	$x_{Л}$, Ом (из табл. 6п.2 и 6п.4)	$Q_{номТ}$, кВАр
ИП – А	3,284	15,59	137	11,58	102
ИП – Б	4,150	15,54	218	15,68	220
ИП – В	6,100	16,95	907	17,11	520
ИП – Д	4,269	29,85	444	22,18	330
А – Б	1,264	17,91	23	13,31	17
В – Г	1,486	11,16	20	8,29	4
Г – Д	0,595	11,16	3	8,29	2
Суммарные потери	-	-	1752	-	1195

Таблица 6п.8.

Значения мощностей в начале и конце каждой линии.

Наименование линии	$\dot{S}_{н.л} = P_{н.л} - jQ_{н.л}$, МВА	$\Delta \dot{S} = P_{ном.лЛ} - jQ_{ном.лЛ}$, МВА	$\dot{S}_{к.л} = P_{к.л} - jQ_{к.л}$, МВА
ИП – А	3,046 - j1,627	0,137 - j0,102	2,909 - j1,525
ИП – Б	4,037 - j1,845	0,218 - j0,220	3,819 - j1,625
ИП – В	6,564 - j2,864	0,907 - j0,520	5,657 - j2,344
ИП – Д	4,162 - j2,435	0,444 - j0,330	3,718 - j2,105
А – Б	1,006 - j0,751	0,023 - j0,017	0,983 - j0,794
В – Г	1,444 - j0,440	0,020 - j0,004	1,424 - j0,436
Д – Г	0,526 - j0,286	0,003 - j0,002	0,523 - j0,284

6.4. Расчет потерь напряжения в электропитающей системе.

Расчеты проводятся в соответствии с выражением (6.15) Методических указаний с учетом того, что на напряжении 35 кВ попереч-

ная составляющая падения напряжения не рассматривается.

$$\Delta U_{\text{прод}} = \frac{P_L r_L + Q_L x_L}{U_1},$$

где U_1 – напряжение в начале линии (со стороны ИП).

Результаты расчетов для нормального режима максимальных нагрузок сведены в табл. 6п.9.

Таблица 6п.9.

Результаты расчетов потерь (падений) напряжения в линиях электропитающей системы, $U_{\text{ин}}=38,5$ кВ (см. исходные данные).

Участки линий	U_1 , кВ	r_L , Ом	x_L , Ом	$P_L - j Q_L$ (из табл. 6п.8)	ΔU , кВ	$U_2 = U_1 - \Delta U$, кВ
ИП – А	38,5	15,59	11,58	3,046 – j 1,627	1,723	36,777
ИП – Б	38,5	15,54	15,68	4,037 – j 2,864	2,381	36,119*
ИП – В	38,5	16,95	17,11	6,564 – j 2,864	4,163	34,337
ИП – Д	38,5	29,85	22,18	4,162 – j 2,435	4,630	33,870
А – Б	36,777	17,91	13,31	1,006 – j 0,751	0,762	36,015*
В – Г	34,337	11,16	8,29	1,444 – j 0,440	0,576	33,761**
Д – Г	33,870	11,16	8,29	0,526 – j 0,286	0,243	33,627**

Примечание к табл. 6п.9. Напряжения, отмеченные * и ** должны совпадать. Их незначительное различие объясняется погрешностью расчетов.

Из результатов расчетов следует, что в узлах нагрузки на стороне 35 кВ будут следующие уровни напряжения (табл. 6п.10). Из нее видно, что отклонения напряжения на шинах 35 кВ узлов нагрузки в нормальном максимальном режиме находятся в допустимых пределах и дополнительных мероприятий по поддержанию напряжений не требуется. Очевидно, что и в режиме минимальных нагрузок проблем с уровнями напряжения в узлах потребления не возникает, так как потери напряжения в участках сети снизятся, следовательно, и отклонения напряжения в узлах А – Д от напряжения ИП будут меньше.

Для оценки допустимости потерь напряжения в аварийных режимах следует рассмотреть наиболее тяжелые из них. Наиболее тяжелыми будут отключения головных участков ИП – А или ИП – Б, ИП – В или ИП – Д.

Уровни напряжения в узлах нагрузки в максимальном режиме
электропотребления.

Параметр	Узлы нагрузки (i)				
	А	Б	В	Г	Д
U_i , кВ	36,8	36,1	34,3	33,6	33,9
$\Delta U_i = U_{ин} - U_i$, кВ	1,7	2,4	4,2	4,9	4,6
Отклонения от $U_{ном} = 35$ кВ, кВ/%	$\frac{+1,8}{+5,1}$	$\frac{+1,1}{+3,1}$	$\frac{-0,7}{-2,0}$	$\frac{-1,4}{-4,0}$	$\frac{-1,1}{-3,1}$

а) расчет потерь напряжения при отключении участка ИП – А (рис. бп.3)

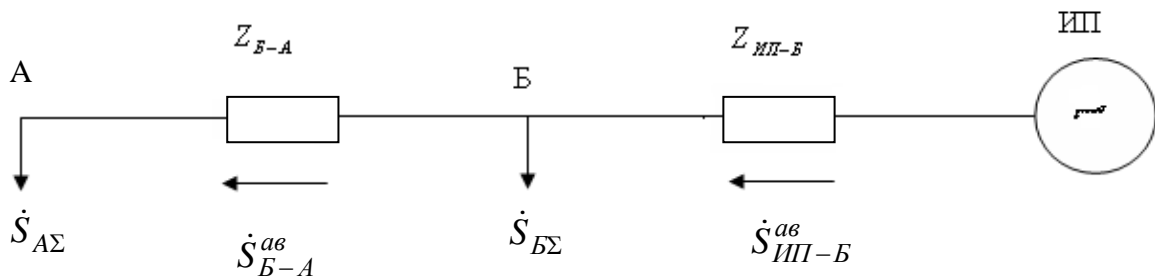


Рис. бп.3. Расчетная схема при аварийном отключении участка ИП – А.

Для схемы на рис. бп.3 потоки мощности с учетом потерь равны:

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_{Б-А,Н}^{ae} &= \dot{S}_{A\Sigma} + \Delta \dot{S}_{Б-А} = P_{A\Sigma} - jQ_{A\Sigma} + \frac{S_{A\Sigma}^2 r_{Б-А}}{U_{номЛ}^2} - j \frac{S_{A\Sigma}^2 x_{Б-А}}{U_{номЛ}^2} = P_{A\Sigma} - jQ_{A\Sigma} + \\
 &+ \frac{(P_{A\Sigma}^2 + Q_{A\Sigma}^2) r_{Б-А}}{U_{номЛ}^2} - j \frac{(P_{A\Sigma}^2 + Q_{A\Sigma}^2) x_{Б-А}}{U_{номЛ}^2} = 1,903 - j0,774 + \\
 &+ \frac{(1,903^2 + 0,774^2) \cdot 17,91}{35^2} - j \frac{(1,903^2 + 0,774^2) \cdot 13,31}{35^2} = \\
 &= 1,903 - j0,774 + 0,062 - j0,046 = 1,965 - j0,82 \text{ МВА.} \\
 \dot{S}_{ИП-Б,Н}^{ae} &= \dot{S}_{Б-А,Н}^{ae} + \dot{S}_{Б\Sigma} + \frac{(S_{Б-А,Н}^{ae} + S_{Б\Sigma})^2 r_{ИП-Б}}{U_{номЛ}^2} - j \frac{(S_{Б-А,Н}^{ae} + S_{Б\Sigma})^2 x_{ИП-Б}}{U_{номЛ}^2} = \\
 &= 1,965 - j0,82 + 4,802 - j2,419 + \frac{(6,767^2 + 3,239^2) \cdot 15,54}{35^2} - \\
 &- j \frac{(6,767^2 + 3,239^2) \cdot 15,68}{35^2} = 6,767 - j3,239 + 0,714 - j0,720 = \\
 &= 7,481 - j3,959 \text{ МВА.}
 \end{aligned}$$

Потеря напряжения в аварийном режиме на участке ИП – Б составит:

$$\Delta U_{ИП-Б}^{ав} = \frac{P_{ИП-Б}^{ав} r_{ИП-Б} + Q_{ИП-Б}^{ав} x_{ИП-Б}}{U_{ИП}} = \frac{7,481 \cdot 15,54 + 3,959 \cdot 15,68}{38,5} = 4,632 \text{ кВ.}$$

Потеря напряжения в аварийном режиме на участке Б – А составит:

$$\Delta U_{Б-А}^{ав} = \frac{P_{Б-А}^{ав} r_{Б-А} + Q_{Б-А}^{ав} x_{Б-А}}{U_{ИП} - \Delta U_{ИП-Б}^{ав}} = \frac{1,965 \cdot 17,91 + 0,82 \cdot 13,31}{38,5 - 4,632} = 1,362 \text{ кВ.}$$

Таким образом, в наиболее тяжелом аварийном режиме напряжение на шинах 35 кВ подстанции Б равно:

$$U_B^{ав} = U_{ИП} - \Delta U_{ИП-Б}^{ав} = 38,5 - 4,6 \cong 33,9 \text{ кВ,}$$

а на подстанции А:

$$U_A^{ав} = U_B^{ав} - \Delta U_{Б-А}^{ав} = 33,9 - 1,4 \cong 32,5 \text{ кВ,}$$

т.е. максимальное отклонение от номинального напряжения составляет:

$$\Delta U_{ном,А}^{ав} = \frac{U_A^{ав} - U_{ном}}{U_{ном}} 100 = \frac{32,5 - 35}{35} 100 \cong -7\%,$$

что меньше максимально допустимого в аварийном режиме $\Delta U_{дон} = \pm 10\%$;

б) расчет потерь напряжения при отключении участка ИП – Б (рис. бп.4).

В силу неочевидности, какой из режимов тяжелее: отключение участка ИП – А или ИП – Б, – проверяется режим напряжений при отключении участка ИП – Б (см. схему рис. бп.4).

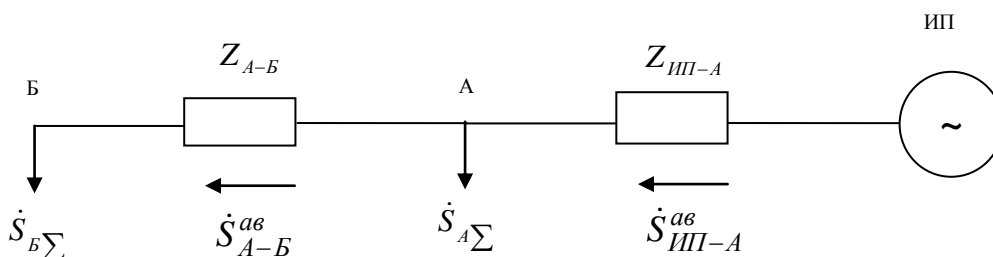


Рис. бп.4. Расчетная схема при аварийном отключении участка ИП – Б.

Для схемы на рис. бп.4 потоки мощности с учетом потерь равны:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{A-B,H}^{ae} &= \dot{S}_{B\Sigma} + \Delta \dot{S}_{A-B} = P_{B\Sigma} - jQ_{B\Sigma} + \frac{S_{B\Sigma}^2 r_{A-B}}{U_{номЛ}^2} - j \frac{S_{B\Sigma}^2 x_{A-B}}{U_{номЛ}^2} = 4,802 - j2,419 + \\ &+ \frac{(4,802^2 + 2,419^2) \cdot 17,91}{35^2} - j \frac{(4,802^2 + 2,419^2) \cdot 13,31}{35^2} = 4,802 - j2,419 + 0,423 - \\ &- j3,14 = 5,225 - j2,733 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{ИП-A,H}^{ae} &= (\dot{S}_{A-B,H}^{ae} + \dot{S}_{A\Sigma}) + \Delta \dot{S}_{ИП-A} = (\dot{S}_{A-B,H}^{ae} + \dot{S}_{A\Sigma}) + \\ &+ \frac{(S_{A-B,H}^{ae} + S_{A\Sigma})^2 r_{ИП-A}}{U_{номЛ}^2} - j \frac{(S_{A-B,H}^{ae} + S_{A\Sigma})^2 X_{ИП-A}}{U_{номЛ}^2} = (5,225 - j2,773 + 1,903 - \\ &- j0,774) + \frac{(7,128^2 + 3,507^2) \cdot 15,59}{35^2} - j \frac{(7,128^2 + 3,507^2) \cdot 11,58}{35^2} = \\ &= 7,128 - j3,507 + 0,803 - j0,600 = 7,931 - j4,107 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Потеря напряжения в аварийном режиме на участке ИП – А составит:

$$\begin{aligned} \Delta U_{ИП-A}^{ae} &= \frac{P_{ИП-A,H}^{ae} r_{ИП-A} + Q_{ИП-A,H}^{ae} x_{ИП-A}}{U_{ИП}} = \\ &= \frac{7,931 \cdot 15,59 + 4,107 \cdot 11,58}{38,5} = 4,447 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Потеря напряжения на участке А – Б в аварийном режиме составит:

$$\Delta U_{A-B}^{ae} = \frac{P_{A-B,H}^{ae} r_{A-B} + Q_{A-B,H}^{ae} x_{A-B}}{U_{ИП} - \Delta U_{ИП-A}^{ae}} = \frac{5,225 \cdot 17,91 + 2,733 \cdot 13,31}{38,5 - 4,447} = 3,816 \text{ кВ.}$$

Таким образом, в этом режиме на шинах 35 кВ подстанции А будет:

$$U_A^{ae} = U_{ИП} - \Delta U_{ИП-A}^{ae} = 38,5 - 4,447 = 34,053 \text{ кВ,}$$

а подстанции Б:

$$U_B^{ae} = U_A^{ae} - \Delta U_{A-B}^{ae} = 34,053 - 3,816 = 30,237 \text{ кВ.}$$

Максимальное отклонение от номинального напряжения составляет в рассматриваемом режиме на подстанции Б

$$\Delta U_{ном,Б}^{ae} = \frac{U_B^{ae} - U_{ном}}{U_{ном}} 100 = \frac{30,237 - 35}{35} 100 = -13,6 \%,$$

что существенно превышает максимально допустимое отклонение в аварийном режиме $\Delta U_{\text{дон}} = \pm 10\%$. Для обеспечения допустимого отклонения, следовательно, потребуются дополнительные мероприятия, которые будут рассмотрены в следующем разделе проекта;

в) расчет потерь напряжения при отключении участка ИП – В (рис. 6п.5).

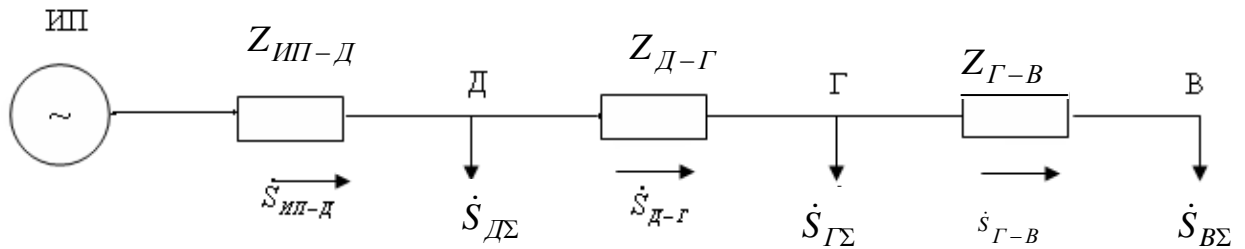


Рис. 6п.5. Расчетная схема при аварийном отключении участка ИП – В.

Для схемы на рис. 6п.5 потоки мощности с учетом потерь равны:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Gamma-B,H}^{as} &= \dot{S}_{B\Sigma} + \Delta \dot{S}_{\Gamma-B} = P_{B\Sigma} - jQ_{B\Sigma} + \frac{S_{B\Sigma}^2 r_{\Gamma-B}}{U_{\text{номЛ}}^2} - j \frac{S_{B\Sigma}^2 x_{\Gamma-B}}{U_{\text{номЛ}}^2} = (4,213 - j1,904) + \\ &+ \frac{(4,213^2 + 1,904^2) \cdot 11,16}{35^2} - j \frac{(4,213^2 + 1,904^2) \cdot 8,29}{35^2} = 4,213 - j1,904 + 0,195 - \\ &- j0,145 = 4,408 - j2,049 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{Д-Г,H}^{as} &= \dot{S}_{\Gamma-B,H}^{as} + \dot{S}_{\Gamma\Sigma} + \Delta \dot{S}_{Д-Г} = P_{\Gamma-B,H}^{as} - jQ_{\Gamma-B,H}^{as} + P_{\Gamma\Sigma} - jQ_{\Gamma\Sigma} + \\ &+ \frac{(S_{\Gamma-B,H}^{as} + S_{\Gamma\Sigma})^2 r_{Д-Г}}{U_{\text{номЛ}}^2} - j \frac{(S_{\Gamma-B,H}^{as} + S_{\Gamma\Sigma})^2 x_{Д-Г}}{U_{\text{номЛ}}^2} = 4,408 - j2,049 + 1,944 - \\ &- j0,718 + \frac{(6,352^2 + 2,767^2) \cdot 11,16}{35^2} - j \frac{(6,352^2 + 2,767^2) \cdot 8,29}{35^2} = \\ &= 6,352 - j2,767 + 0,437 - j0,325 = 6,789 - j3,092 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{ИП-Д,Н}^{ав} &= \dot{S}_{Д-Г,Н}^{ав} + \dot{S}_{Д\Sigma} + \Delta \dot{S}_{ИП-Д} = P_{Д-Г,Н}^{ав} - jQ_{Д-Г,Н}^{ав} + P_{Д\Sigma} - jQ_{Д\Sigma} + \\ &+ \frac{(S_{Д-Г,Н}^{ав} + S_{Д\Sigma})^2 r_{ИП-Д}}{U_{номЛ}^2} - j \frac{(S_{Д-Г,Н}^{ав} + S_{Д\Sigma})^2 x_{ИП-Д}}{U_{номЛ}^2} = \\ &= 6,789 - j3,092 + 3,192 - j1,819 + \frac{(9,981^2 + 4,911^2) \cdot 29,85}{35^2} - \\ &- j \frac{(9,981^2 + 4,911^2) \cdot 22,18}{35^2} = 9,981 - j4,911 + 3,015 - j2,240 = \\ &= 12,996 - j7,151 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Потеря напряжения на участке Д – Г в аварийном режиме составит:

$$\begin{aligned} \Delta U_{Д-Г}^{ав} &= \frac{P_{Д-Г,Н}^{ав} r_{Д-Г} + Q_{Д-Г,Н}^{ав} x_{Д-Г}}{U_{ИП} - \Delta U_{ИП-Д}^{ав}} = \frac{6,789 \cdot 11,16 + 3,092 \cdot 8,29}{38,5 - 14,196} = \\ &= \frac{101,398}{24,3} = 4,172 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Потеря напряжения на участке Г – В в аварийном режиме при этом будет:

$$\begin{aligned} \Delta U_{Г-В}^{ав} &= \frac{P_{Г-В,Н}^{ав} r_{Г-В} + Q_{Г-В,Н}^{ав} x_{Г-В}}{U_{ИП} - \Delta U_{ИП-Д}^{ав} - \Delta U_{Д-Г}^{ав}} = \frac{4,408 \cdot 11,16 + 2,049 \cdot 8,29}{38,5 - 14,196 - 4,172} = \\ &= \frac{66,179}{20,132} = 3,287 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

$$U_{Д}^{ав} = 24,3 \text{ кВ}; \quad U_{Г}^{ав} = 20,1 \text{ кВ}; \quad U_{В}^{ав} = 16,845 \text{ кВ};$$

г) расчет потерь напряжения при отключении участка ИП – Д (рис. бп.б).

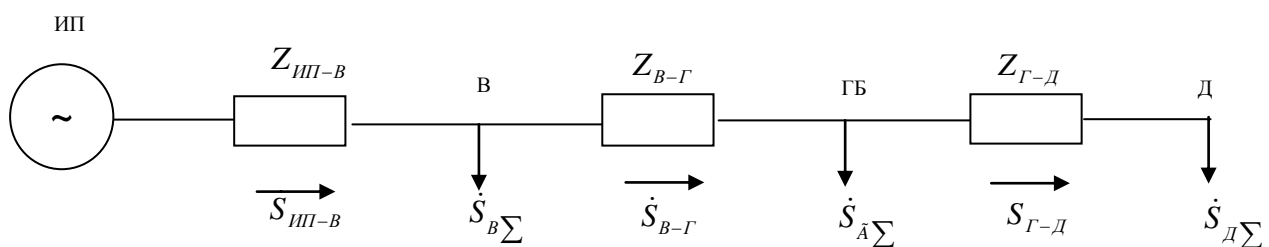


Рис. бп.б. Расчетная схема при аварийном отключении участка ИП – Д.

Определяются потоки мощности с учетом потерь для схемы на рис. бп.б.

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Gamma-Д,Н}^{ae} &= \dot{S}_{Д\Sigma} - \Delta\dot{S}_{\Gamma-Д} = P_{Д\Sigma} - jQ_{Д\Sigma} + \frac{S_{Д\Sigma}^2 \cdot r_{\Gamma-Д}}{U_{номЛ}^2} - j \frac{S_{Д\Sigma}^2 \cdot x_{\Gamma-Д}}{U_{номЛ}^2} = \\ &= (3,192 - j1,819) + \frac{(3,192^2 + 1,819^2) \cdot 11,16}{35^2} - j \frac{(3,192^2 + 1,819^2) \cdot 8,29}{35^2} = \\ &= 3,192 - j1,819 + 0,123 - j0,091 = 3,315 - j1,910 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{В-Г,Н}^{ae} &= \dot{S}_{\Gamma-Д,Н}^{ae} + \dot{S}_{Г\Sigma} + \Delta\dot{S}_{В-Г} = 3,315 - j1,910 + 1,944 - j0,718 + \\ &+ \frac{(5,259^2 + 2,628^2) \cdot 11,16}{35^2} - j \frac{(5,259^2 + 2,628^2) \cdot 8,29}{35^2} = \\ &= 5,259 - j2,628 + 0,315 - j0,234 = 5,574 - j2,862 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{ИП-В,Н}^{ae} &= \dot{S}_{В-Г,Н}^{ae} + \dot{S}_{В\Sigma} + \Delta\dot{S}_{ИП-В} = 5,574 - j2,862 + 4,213 - j1,904 + \\ &+ \frac{(9,787^2 + 4,766^2) \cdot 16,95}{35^2} - j \frac{(9,787^2 + 4,766^2) \cdot 17,11}{35^2} = \\ &= 9,787 - j4,766 + 1,640 - j1,655 = 11,427 - j6,421 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Потеря напряжения на участке ИП – В в аварийном режиме составит:

$$\begin{aligned} U_{ИП-В}^{ae} &= \frac{P_{ИП-В,Н}^{ae} \cdot r_{ИП-В} + Q_{ИП-В,Н}^{ae} \cdot x_{ИП-В}}{U_{номЛ}^2} = \\ &= \frac{5,574 \cdot 11,16 + 2,862 \cdot 8,29}{38,5 - 7,884} = \frac{85,931}{30,656} = 2,803 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Потери напряжения на участке Г – Д:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\Gamma-Д}^{ae} &= \frac{P_{\Gamma-Д,Н}^{ae} \cdot r_{\Gamma-Д} + Q_{\Gamma-Д,Н}^{ae} \cdot X_{\Gamma-Д}}{U_{ИП} - U_{ИП-В}^{ae} - \Delta U_{В-Г}^{ae}} = \frac{3,315 \cdot 11,16 + 1,910 \cdot 8,29}{38,5 - 7,884 - 2,803} = \\ &= \frac{25,829}{27,813} = 1,899 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Таким образом, в этом аварийном режиме уровни напряжений на шинах подстанций будут: $U_B^{ae} = 30,6 \text{ кВ}$; $U_{\Gamma}^{ae} = 27,8 \text{ кВ}$; $U_{Д}^{ae} = 25,9 \text{ кВ}$.

Из результатов расчетов аварийных режимов следует, что в узлах нагрузки на стороне 35 кВ будут следующие минимальные уровни напряжения (табл. бп.11).

Анализ уровней напряжений в аварийных режимах для схемы варианта № 3 на шинах 35 кВ подстанций позволяет сделать вывод, что режим отклонения головного участка ИП – В приводит к недопустимо низким напряжениям на подстанциях В, Г и Д (отклонения напряжения от номинального больше 20–25 %). Таким образом, по этому фактору требу-

Таблица 6п.11.

Уровни напряжения в узлах нагрузки в аварийном режиме при максимальном электропотреблении на стороне 35 кВ.

Параметр	Узлы нагрузки				
	А	Б	В	Г	Д
U_i , кВ	32,5	30,2	16,845	20,132	24,304
$\Delta U_i = U_{ин} - U_i$, кВ	6,0	8,3	21,655	18,368	14,196
Отклонения от $U_{ном}=35$ кВ, $\frac{кВ}{\%}$	$\frac{-2,5}{-7,1}$	$\frac{-4,8}{-13,7}$	$\frac{-18,2}{-52,0}$	$\frac{14,9}{-42,6}$	$\frac{10,7}{-30,6}$

ется усиление схемы варианта № 3 на участке ИП – Д. Принимаем решение о сооружении на этом участке дополнительно второй цепи 35 кВ проводом АС-50. Тогда капитальные затраты в сооружение линий в варианте № 3 увеличатся с 3547,4 тыс. руб. до 4349,3 тыс. руб., т.е. все равно будут меньше, чем в вариантах № 1 (5654,88 тыс. руб.) и № 2 (4654,8 тыс. руб.), см. табл. 5п.1. При этом в варианте № 3 уменьшатся затраты на потери энергии в линиях и улучшится ряд других показателей режимов, так что в технико-экономическом плане предпочтительность варианта № 3 остается очевидной.

Изменения в схеме ПС Д на стороне 35 кВ отражены на рис. 6п.7 (ср. со схемой 4п.9).

Что касается оценки напряжения в аварийных режимах, то теперь вместо полного разрыва линии на участке ИП – Д следует рассматривать только отключение одной цепи (отключение двух цепей одновременно считается маловероятным событием). И тогда уровни напряжений в узлах нагрузки этого района при аварийном отключении одной цепи ИП – Д будут соответствовать уровням, отраженным в табл. 6п.10.

д) расчет потерь напряжения при отключении участка ИП – В для новой схемы варианта № 3 (рис. 6п.8).

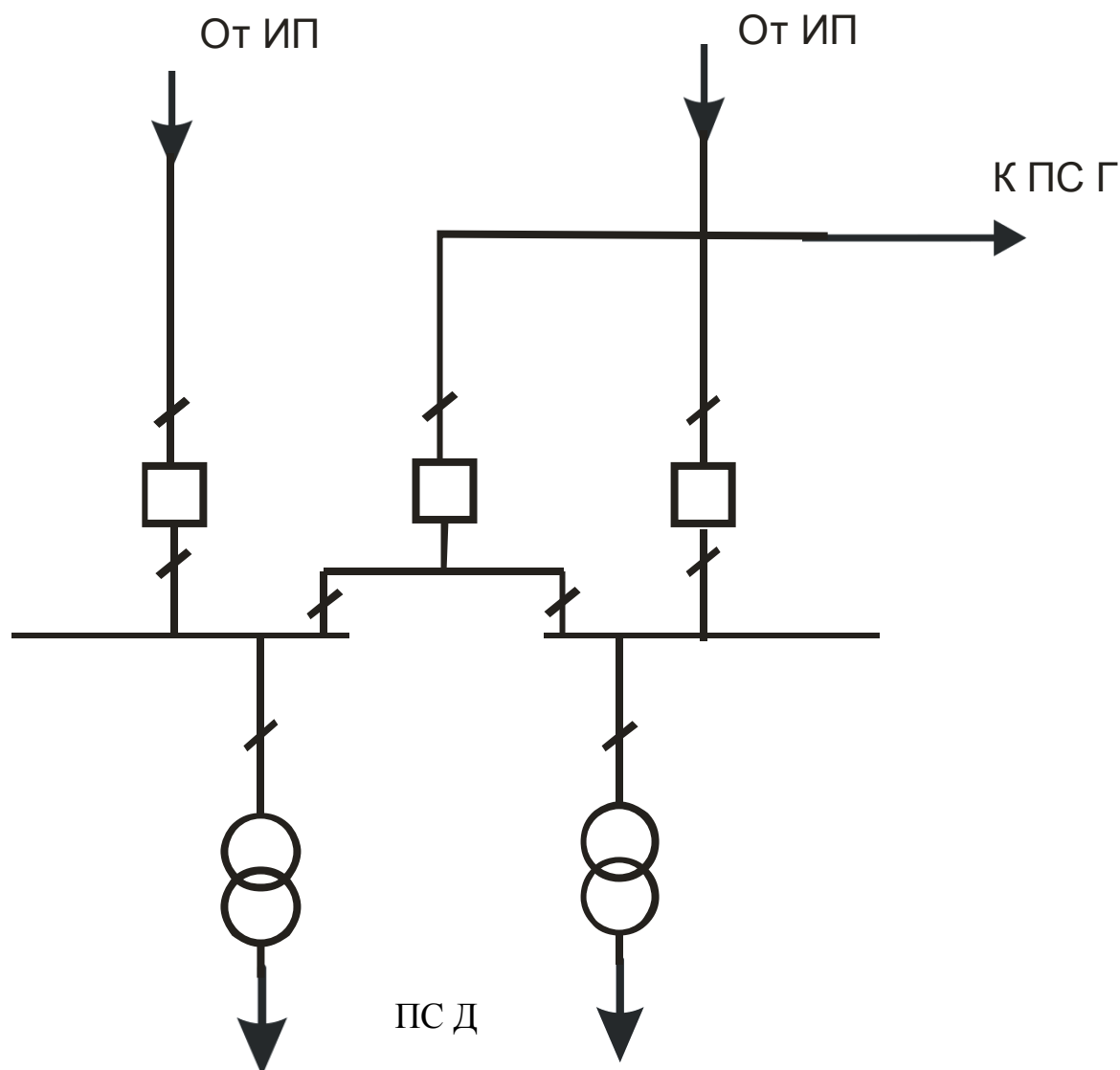


Рис. 6п.7. Принципиальная схема присоединения ПС Д к электропитающей сети (окончательный вариант).

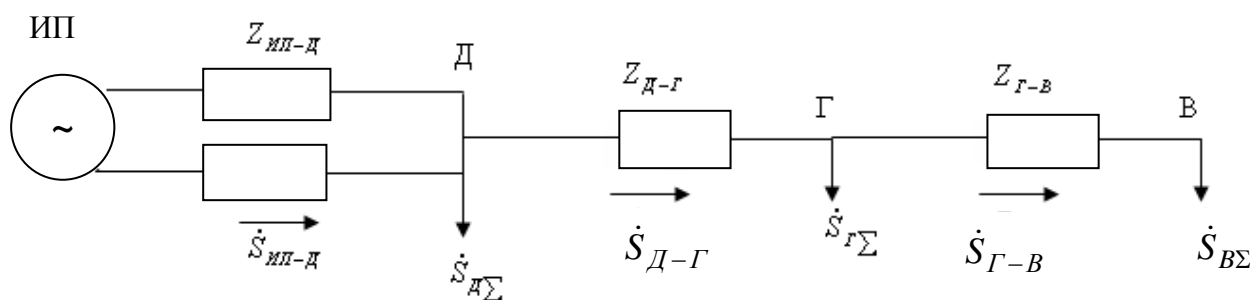


Рис. 6п.8. Расчетная схема при аварийном отключении участка ИП – В для нового варианта № 3.

Для схемы на рис. бп.7 потоки мощности с учетом потерь равны:

$$\dot{S}_{Г-В,Н}^{a6} = \dot{S}_{В\Sigma}^{a6} + \Delta \dot{S}_{Г-В} = 4,408 - j2,049 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{Д-Г,Н}^{a6} = \dot{S}_{Г-В,Н}^{a6} + \dot{S}_{Г\Sigma}^{a6} + \Delta \dot{S}_{Д-Г} = 6,789 - j3,092 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{ИП-Д,Н}^{a6} &= \dot{S}_{Д-Г,Н}^{a6} + \dot{S}_{Д\Sigma}^{a6} + \Delta \dot{S}_{ИП-Д} = P_{Д-Г,Н}^{a6} - jQ_{Д-Г,Н}^{a6} + P_{Д\Sigma} - jQ_{Д\Sigma} + \\ &+ \frac{(S_{Д-Г,Н}^{a6} + S_{Д\Sigma})^2 \cdot r_{ИП-Д}}{U_{номЛ}^2} - j \frac{(S_{Д-Г,Н}^{a6} + S_{Д\Sigma})^2 \cdot x_{ИП-Д}}{U_{номЛ}^2} = \\ &= 9,981 - j4,911 + 1,508 - j1,120 = 11,489 - j6,031 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Потери напряжения на участках равны:

$$\Delta U_{ИП-Д}^{a6} = \frac{\frac{1}{2} P_{ИП-Д,Н}^{a6} \cdot r_{ИП-Д} + \frac{1}{2} Q_{ИП-Д}^{a6} \cdot x_{ИП-Д}}{U_{ИП}} =$$

$$= 0,5 \cdot \frac{11,489 \cdot 29,85 + 6,031 \cdot 22,18}{38,5} = 6,191 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{Д-Г}^{a6} = \frac{6,789 \cdot 11,16 + 3,092 \cdot 8,29}{38,5 - 6,191} = \frac{101,398}{32,309} = 3,138 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{Г-В}^{a6} = \frac{4,408 \cdot 11,16 + 2,049 \cdot 8,29}{38,5 - 6,191 - 3,138} = \frac{66,179}{29,171} = 2,269 \text{ кВ}.$$

Таким образом, уровни напряжений на шинах 35 кВ подстанций будут следующими:

$$U_{Д}^{a6} = 32,309 \text{ кВ}; U_{Г}^{a6} = 29,171 \text{ кВ}; U_{В}^{a6} = 26,902 \text{ кВ}.$$

РАЗДЕЛ 7. ВЫБОР СРЕДСТВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ.

Стандартами на качество электрической энергии, как уже отмечалось, установлено предельное допустимое отклонение напряжения от номинального $\pm 5\%$ для промышленных и сельскохозяйственных потребителей на их приемных шинах. В остальных точках сети допускаются большие отклонения напряжения, но желательно поддерживать высокие уровни напряжения для снижения потерь мощности в сети. Максимально допустимые уровни регламентируются электрической прочностью изоляции сети: для сети 6 кВ допускается 6,6 кВ; 10 кВ – 11,5 кВ; 35 кВ – 38,5 кВ; 110 кВ – 121 кВ; 220 кВ – 242 кВ.

В сетях применяется большое число различных способов поддержания напряжения на требуемом уровне: синхронные компенсаторы реактивной мощности, продольные и поперечные батареи конденсаторов, специальные источники реактивной мощности (СИРМы), линейные трансформаторы и т. д. Для обеспечения требуемого уровня напряжения у потребителей на подстанциях 110/35/10(6); 110/10(6) и 35/10(6) кВ устанавливаются также трансформаторы с регулированием напряжения: ПБВ («переключение без возбуждения») и РПН («регулирование под нагрузкой») [6–8].

В данном курсовом проекте рекомендуется применить трансформаторы с РПН, устанавливаемые на высокой стороне силовых трансформаторов. Основное назначение РПН – изменение коэффициента трансформации. Стоимость РПН учитывается в капитальных вложениях в трансформаторы на подстанциях (таблицы 4.1–4.3).

Выбор ответвлений для автоматического РПН производится, исходя из допустимых отклонений напряжений у потребителя, потерь напряжения в элементах схемы и обмотках трансформаторов. Выбранные ответвления РПН должны удовлетворять требуемым нормативам по качеству электрической энергии в нормальном и аварийном режимах.

Для оценки диапазона регулирования и определения допустимых потерь напряжения в сетях различных напряжений составляют таблицу отклонений напряжений на подстанциях пунктов А, Б, В, Г, Д в нормальном и аварийных режимах (примерный вид см. табл. 7.1). Данные о потерях напряжения в линиях и трансформаторах в режимах максимальной и минимальной нагрузки, в нормальном и (самом тяжелом) аварийном режиме для наиболее удаленных от источника питания пунктах нагрузки берутся из расчетов по выбранному варианту.

ПРИМЕР ВЫПОЛНЕНИЯ СЕДЬМОГО РАЗДЕЛА КУРСОВОГО ПРОЕКТА.

7. ВЫБОР СРЕДСТВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ.

Из набора средств регулирования напряжения, перечисленных в МУ, представляется целесообразным использовать в конкретных условиях:

Таблица 7.1.

Результаты расчетов уровней напряжений (кВ) для i -ой подстанции
($i = А, Б, В, Г, Д$)

№ п/п	Расчетный параметр	Нормальный режим	Аварийный режим
1.	Потери напряжения в трансформаторах подстанции $\Delta U_{В-Н}$		
2.	Напряжение на шинах ВН подстанции		
3.	Напряжение на шинах НН подстанции		
4.	Номер положения РПН на трансформаторах подстанции		
5.	Коэффициенты трансформации В-Н		

- регулирование коэффициента трансформации трансформаторов на подстанциях А, Б, В, Г, Д;

- установку батарей статистических конденсаторов при необходимости.

7п.1. Регулирование коэффициента трансформации на трансформаторах.

Принятые к установке трансформаторы (см. табл. 4п.1) имеют устройства РПН двух видов исполнения: $\pm 4 \times 2,5\%$ и $\pm 6 \times 1,5\%$. Для рассматриваемых условий больше подходит диапазон $\pm 4 \times 2,5\%$, который и предполагается к установке на заказываемых трансформаторах.

Выбор положения РПН на трансформаторах подстанции А. На ПС «А» устанавливаются трансформаторы ТМН-1000/35/0,4 с РПН $\pm 4 \times 2,5\%$.

На среднем ответвлении коэффициент трансформации K_T равен:

$$K_{T,ср} = \frac{U_{ном35}}{U_{ном0,4}} = \frac{35}{0,4} = 87,5.$$

Рассчитывается приведенное напряжение $U_{прив}$ на вторичной стороне трансформатора. При этом учитываются мощности и напряжения в трансформаторе.

В нормальном режиме при максимальной нагрузке загрузка двух трансформаторов (с учетом потерь мощности в них) равняется (из табл. 6п.3):

$$S_{\Sigma} = 1,903 - j0,774 \text{ МВА.}$$

Сопровитления трансформаторов принимаем в соответствии с табл. 4п.2: $r_T = 7,9 \text{ Ом}$; $x_T = 49,8 \text{ Ом}$.

Замечание: Сопровитление трансформатора можно вычислить и по формулам (4.3) МУ.

Приведенное напряжение вычисляется по формуле:

$$U_{прив} = U_{35} - \frac{P_T \cdot r_T + Q_T \cdot x_T}{U_{35}}.$$

При максимальной нагрузке в нормальном режиме на ПС «А» $U_{35} = 36,8 \text{ кВ}$ (табл. 6п.10). Тогда

$$U_{прив.норм} = 36,8 - \frac{\frac{1,903}{2} \cdot 7,9 + \frac{0,744}{2} \cdot 49,8}{36,8} = 36,8 - 0,728 = 36,07 \text{ кВ.}$$

Действительное напряжение на вторичной стороне составит:

$$U_{0,4} = \frac{U_{прив.норм}}{K_{T,ср}} = \frac{36,07}{87,5} = 0,412 \text{ кВ}$$

и будет находиться в допустимой области:

$$\Delta U_{0,4\%} = \frac{0,412 - 0,380}{0,380} \cdot 100 = +8,4\% .$$

При максимальной нагрузке в аварийном режиме $U_{35мин}$ ПС равно 32,5 кВ (табл. 6п.11). Тогда

$$U_{прив.ав} = 32,5 - \frac{\frac{1,903}{2} \cdot 7,9 + \frac{0,774}{2} \cdot 46,8}{32,5} = 32,5 - 0,824 = 31,7 \text{ кВ.}$$

Действительное напряжение на вторичной стороне составит:

$$U_{0,4} = \frac{U_{прив.ав}}{K_{T,ср}} = \frac{31,7}{87,5} = 0,362 \text{ кВ.}$$

Отклонение напряжения от номинального на стороне 0,4 кВ составит:

$$\Delta U_{0,4ав} = \frac{0,362 - 0,38}{0,38} \cdot 100 = -4,7\% ,$$

что допустимо.

Для обеспечения нормального напряжения на низкой стороне K_T должен быть равен:

$$K_T = \frac{U_{прив.ав}}{U_{ном}} = \frac{31,7}{0,38} = 83,42.$$

Для ступени $-3 \cdot 2,5\% = -7,5\%$ коэффициент трансформации равен:

$$K_T = \frac{(100 - 7,5) \cdot 35}{100 \cdot 0,4} = \frac{0,925}{0,4} = 81.$$

Тогда на стороне 0,4 кВ напряжение будет равно:

$$U_{0,4}^{ав} = \frac{U_{прив.ав}}{K_T} = \frac{31,7}{81} = 0,391 \text{ кВ,}$$

т.е. близкое к номинальному: $\Delta U_{0,4}^{ав} = \frac{0,391 - 0,38}{0,38} \cdot 100 = 2,9\%$, что меньше

5%.

Аналогичные расчеты проводятся для всех остальных подстанций Б – Д. Результаты расчетов сведены в табл. 7п.1.

Из этой таблицы следует, что необходимые уровни напряжения легко обеспечиваются в нормальном режиме (находятся в диапазоне $\pm 5\%$) и не выходят за пределы $\pm 10\%$ от $U_{ном}$ в аварийных режимах. Исключение составляет только одна подстанция В, на которой в режиме отключения ЛЭП ИП – В напряжение на шинах 35 кВ становится равным 26,9 кВ и поэтому на низкой стороне 10 кВ невозможно обеспечить допустимое напряжение, равное хотя бы $0,9 U_{ном}$ (9,45 кВ) с помощью отпаек РПН. Оно оказывается равным 8,88 кВ. Для обеспечения допустимого уровня

Таблица 7п.1.

Результаты расчетов уровней напряжений на шинах подстанций.

Режим	Расчетный параметр	Подстанции				
		А	Б	В	Г	Д
Параметры, общие для всех режимов	Коэффициент трансформации на среднем ответвлении РПН, $K_{T, cp}$	87,5	3,18	3,18	87,5	87,5
	Загрузка трансформаторов при максимальном потреблении, $S_{T, макс}$	1903- -j0,774	4,802- -j2,419	4,213- -j1,904	1,944- -j0,718	3,192- -j1,819
	Продольное активное сопротивление r_T трансформатора, Ом	7,9	4,6	4,6	7,9	11,2
	Продольное индуктивное сопротивление X_T трансформатора, Ом	49,8	31,9	31,9	49,8	49,2
Нормальный режим	Напряжение на шинах 35 кВ подстанции, кВ	36,8	36,1	34,3	33,6	33,9
	Приведенное напряжение $U_{прив, норм}$, кВ	36,07	34,725	33,1	32,8	32,1
	Напряжение на вторичной стороне U_2 при $K_{T, cp}$, кВ	0,412	10,92	10,42	0,375	0,367
	Отклонение U_2 от $U_{2 ном}$, %	8,4	4	-2	-1,3	-3,4
	Требуемая ступень РПН ($K_{T, треб.}$)	+3(94)	+2(3,34)	0(3,18)	0(87,5)	-1(85,3)
	Отклонение U_2 от $U_{2 ном}$ при $K_{T, треб.}$, %	1	-1	-2	-1,3	-1
Аварийный режим	Напряжение на шинах 35 кВ подстанции, кВ	32,5	30,2	26,9	29,2	32,3
	Приведенное напряжение $U_{прив, ав}$, кВ	31,7	28,6	25,4	28,3	30,4
	Напряжение на вторичной стороне U_2 при $K_{T, cp}$, кВ	0,362	8,98	7,99	0,324	0,347
	Отклонение U_2 от $U_{2 ном}$, %	-4,7	-14,5	-23,9	-14,7	-8,7
	Требуемая ступень РПН ($K_{T, треб.}$)	-3(81)	-4(2,86)	-4(2,86)	-4(78,75)	-4(78,75)
	Отклонение U_2 от $U_{2 ном}$ при $K_{T, треб.}$, %	2,9	-4,8	-15,4	-5,1	+1,6

напряжения на этой подстанции в данном аварийном режиме требуются дополнительные мероприятия. Наиболее простым из них является последующий выбор в местной распределительной сети понижающих трансформаторов с $K_{T, cp} = \frac{10}{0,4} = 25$ и РПН $\pm 4 \times 2,5\%$. При выборе отпайки -

$4 \times 2,5\%$ коэффициент трансформации будет равен $K_T = \frac{0,9 \cdot 10}{0,4} = 22,5$.

Тогда при напряжении 8,88 кВ в сети 10 кВ на стороне 0,4 напряжение будет равно $U_{0,4} = \frac{8,88}{22,5} = 0,395 \text{ кВ}$, обеспечивающее запас на потери напряжения в линиях 10 кВ и в трансформаторах 10/0,4 кВ.

7п.2. Установка батарей статических конденсаторов.

Другим мероприятием (здесь не используемым) повышения надежности на шинах 10 кВ подстанции В является установка батареи статических конденсаторов (БСК) мощностью, равной реактивной мощности нагрузки:

$$Q_{\text{БСК}} = 1,904 \approx 2 \text{ МВАр},$$

при этом потери напряжения в линиях Г – В, Д – Г и ИП – Д снизятся из-за снижения потока реактивной мощности Q на каждом участке примерно на 2 МВАр и напряжения на шинах 35 кВ подстанций составят:

$$U_{\text{Д,БСК}}^{ав} = 32,89 \text{ кВ}; U_{\text{Г,БСК}}^{ав} = 30,31 \text{ кВ}; U_{\text{В,БСК}}^{ав} = 28,69 \text{ кВ}.$$

В этом случае приведенное напряжение на ПС В составит:

$$U_{\text{прив,В,БСК}}^{ав} = 28 \text{ кВ}.$$

Соответственно, напряжение на вторичной стороне при K_T , соответствующем РПН $-4 \times 2,5\%$, будет равно 9,79 кВ, т.е. с отклонением U от $U_{\text{ном}}$ на $-6,8\%$, что меньше допустимых -10% в аварийных условиях.

Таким образом, по результатам расчетов уровней напряжений в сети можно сделать вывод, что скорректированная схема варианта № 3 (добавление второй цепи на участке ИП – Д) обеспечивает допустимые режимы по напряжениям как в нормальных, так и в аварийных условиях.

РАЗДЕЛ 8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.

Определение токов короткого замыкания (К.З.) является неотъемлемой частью при проектировании любых электрических установок электроэнергетических систем. Расчет токов К.З. целесообразно проводить в системе относительных единиц (о.е.) [3, 11]. В курсовом проекте предусмотрены расчеты трехфазного и однофазного К.З. Однофазное К.З. рассчитывается в сетях с заземленными нейтральями (110 кВ и выше). Однофазное К.З. относится к так называемым несимметричным К.З. Студент должен знать из курса ТОО метод симметричных составляющих для расчета таких коротких замыканий.

Расчет токов К.З. необходим для выбора коммутационных аппаратов и проводников, проектирования и настройки средств релейной защиты и автоматики, выбора конструктивного выполнения распределительных устройств, выбора средств ограничения токов К.З., проверки защитных заземлений, подбора характеристик разрядников и т.п.

Расчет токов К.З. производится в следующей последовательности.

1. Составляется расчетная схема системы в однолинейном изображении, включающей все элементы, влияющие на величину токов К.З. На схеме указываются основные параметры элементов и расчетные точки К.З.
2. Составляется эквивалентная схема замещения по расчетной схеме, при этом сопротивления приводятся к базисным условиям.
3. Определяются сопротивления схем замещения.
4. Посредством преобразования приводят схему замещения к одному эквивалентному элементу, обладающему результирующим сопротивлением $Z_{рез}$, с одной стороны которого приложена результирующая э.д.с. (напряжение), а с другой стороны находится точка К.З., рис. 8.1.

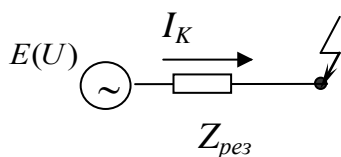


Рис. 8.1. Результирующая схема для расчета тока К.З.

5. Определяются токи К.З. I_K . Результаты расчетов токов К.З. сводятся в таблицу.

Методические указания к расчету токов К.З.

Расчет токов трехфазного К.З.

На практике чаще расчеты выполняются в относительных единицах – долях или процентах от принятой системы базисных величин. В случае необходимости из относительных единиц легко можно получить величины (токи, мощности, сопротивления) в именованных единицах.

В базисную систему величин входят базисная мощность $S_{\bar{o}}$, базисное напряжение $U_{\bar{o}}$ и базисный ток $I_{\bar{o}}$, связанные между собой уравнением:

$$S_{\bar{o}} = \sqrt{3}U_{\bar{o}}I_{\bar{o}}. \quad (8.1)$$

Поэтому, задаваясь $S_{\bar{o}}$ и $U_{\bar{o}}$, базисный ток получают из (8.1):

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3}U_{\bar{o}}}.$$

Поскольку выбор $S_{\bar{o}}$ и $U_{\bar{o}}$ является произвольным, то в качестве $S_{\bar{o}}$ удобно принять 100 МВА, а $U_{\bar{o}}$ равным номинальному или среднему напряжению основной сети. Средние напряжения принимаются равными $U_{cp} = 6,3; 10,5; 37; 115; 230$ кВ.

При известных базисных величинах $S_{\bar{o}}$, $U_{\bar{o}}$, $I_{\bar{o}}$ относительные базисные значения определяют по формулам

$$U_{\bar{o}}^* = \frac{U}{U_{\bar{o}}}; \quad I_{\bar{o}}^* = \frac{I}{I_{\bar{o}}}; \quad S_{\bar{o}}^* = \frac{S}{S_{\bar{o}}}. \quad (8.2)$$

Относительные базисные сопротивления определяют по формулам

$$Z_{\bar{o}}^* = Z \frac{\sqrt{3}I_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}} = Z \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}; \quad r_{\bar{o}}^* = r \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}; \quad x_{\bar{o}}^* = x \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}. \quad (8.3)$$

Если расчетная схема имеет несколько электрических ступеней разных напряжений, связанных трансформаторами, то сопротивления всех элементов цепи К.З. должны быть приведены к одному базисному напряжению. Приводят сопротивление к выбранному базисному напряжению по формуле

$$Z_{U_{\bar{o}}} = Z_{U_{cp}} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{U_{cp}^2}, \quad (8.4)$$

где $Z_{U_{cp}}$ – сопротивление в Омах соответствующего элемента при среднем номинальном напряжении U_{cp} той ступени, на которой включен этот элемент; $Z_{U_{\bar{o}}}$ – сопротивление в Омах, приведенное к принятому базисному напряжению $U_{\bar{o}}$. Сопротивления x и r вычисляются аналогично Z по формуле (8.4).

Сопротивления элементов системы электроснабжения приводят к базисным условиям по следующим выражениям:

- генератор
$$x_{\Gamma}^* = \frac{x_d'' \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\Gamma, ном}};$$

- трансформатор двухобмоточный

$$x_T^* = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{T, \text{ном}}};$$

- автотрансформатор или трехобмоточный трансформатор (схема замещения – звезда)

$$x_B^* = \frac{1}{200} \cdot (U_{\kappa, B-C} \% + U_{\kappa, B-H} \% - U_{\kappa, C-H} \%) \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{T, \text{ном}}};$$

$$x_C^* = \frac{1}{200} \cdot (U_{\kappa, B-C} \% + U_{\kappa, C-H} \% - U_{\kappa, B-H} \%) \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{T, \text{ном}}};$$

$$x_H^* = \frac{1}{200} \cdot (U_{\kappa, B-H} \% + U_{\kappa, C-H} \% - U_{\kappa, B-C} \%) \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{T, \text{ном}}};$$

- реактор
$$x_P^* = \frac{x_P \%}{100} \cdot \frac{I_{\bar{\sigma}} U_{P, \text{ном}}}{I_{P, \text{ном}} U_{\bar{\sigma}}};$$

- ЛЭП
$$x_L^* = x_o \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}; \quad r_L^* = r_o \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2};$$

- синхронные и асинхронные двигатели, компенсаторы

$$x_D^* = x_D'' \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{D, \text{ном}}}.$$

В процессе преобразования схемы замещения иногда требуется заменять треугольник сопротивлений на звезду и наоборот. Сопротивления Z_1 , Z_2 и Z_3 трехлучевой звезды, эквивалентной треугольнику сопротивлений Z_{12} , Z_{23} и Z_{31} (рис 8.2), равны:

$$Z_1 = \frac{Z_{12} \cdot Z_{31}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{31}};$$

$$Z_2 = \frac{Z_{12} \cdot Z_{23}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{31}};$$

$$Z_3 = \frac{Z_{23} \cdot Z_{31}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{31}}.$$

При преобразовании трехлучевой звезды сопротивлений в эквивалентный треугольник сопротивлений используются формулы:

$$Z_{12} = Z_1 + Z_2 + \frac{Z_1 \cdot Z_2}{Z_3};$$

$$Z_{23} = Z_2 + Z_3 + \frac{Z_2 \cdot Z_3}{Z_1};$$

$$Z_{31} = Z_1 + Z_3 + \frac{Z_1 \cdot Z_3}{Z_2}.$$

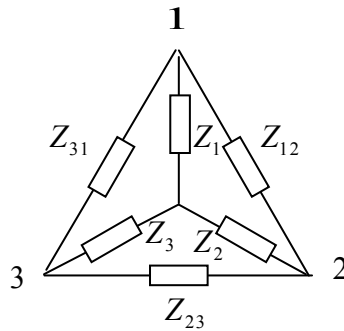


Рис. 8.2. Звезда и треугольник сопротивлений.

Для расчетов токов К.З. в электропитающей системе необходимо располагать данными, характеризующими систему, от которой получает энергию данный сетевой район.

Для упрощения расчетов обычно задается суммарная номинальная мощность генераторов системы $S_{C,ном}$ и суммарное сопротивление всех элементов ее схемы Z_C до точки сети, к которой присоединяется проектируемая система, т.е. до питающей подстанции (см. рис. 8.3).*

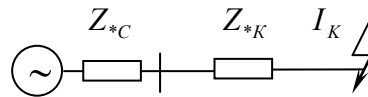


Рис. 8.3. Расчетная схема, учитывающая параметры питающей системы.

Сопротивление системы приводят к базисным условиям по выражению:

$$Z_{C,\delta}^* = Z_C^* \frac{S_{\delta}}{S_{C,ном}}$$

Результирующее сопротивление (см. рис. 8.1) определится в таком случае по формуле:

$$Z_{рез}^* = \sqrt{(r_C^* + r_K^*)^2 + (x_C^* + x_K^*)^2}$$

Указав на схеме замещения сопротивления всех элементов в о.е., приведенные к базисному напряжению, преобразуют схему, приводя ее ко все более простому виду, и определяют результирующее сопротивление $Z_{рез}^*$ цепи до точки К.З. (рис. 8.1).

Для выбора и проверки электрооборудования на устойчивость при коротких замыканиях необходимо определение следующих значений токов К.З.:

* $S_{C,ном}$ и Z_C - задаются в исходных данных курсового проекта.

I'' – начальный сверхпереходной ток К.З. (значение периодической составляющей тока К.З. в начальный момент) для определения ударного тока К.З. i_y и проверки оборудования на термическую стойкость;

i_y – ударный ток К.З. (наибольшее возможное мгновенное значение тока К.З.) для проверки оборудования на электродинамическую стойкость;

I_y – действующее значение тока К.З. за первый период для выбора по отключающей способности некоторых видов аппаратов;

I_{kt} – действующее значение полного тока К.З. в момент t для выбора по отключающей способности выключателей высокого напряжения;

I_∞ – действующее значение установившегося тока К.З. для проверки электрооборудования на термическую стойкость.

Выражения для определения токов К.З.:

а) начальный сверхпереходной ток К.З. приближенно вычисляется по формуле:

$$I'' = \frac{I_{\delta}}{Z_{рез, \delta}^*},$$

где $Z_{рез, \delta}^*$ – относительное результирующее сопротивление цепи К.З. при принятой базисной мощности.

Сверхпереходная мощность К.З. равна:

$$S'' = \frac{S_{\delta}}{Z_{рез, \delta}^*};$$

б) ударный ток и действующее значение тока К.З. за первый период находятся из выражений:

$$i_y = K_y \sqrt{2} \cdot I'' \quad \text{и} \quad I_y = I'' \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2}.$$

Величина ударного коэффициента K_y равна:

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}},$$

то есть зависит от постоянной времени T_a затухания аperiodического тока и изменяется в пределах от 1 до 2:

$$T_a = \frac{L}{r} \cong \frac{x_{рез}^*}{314 r_{рез}^*} \text{ сек};$$

в) действующее значение полного тока К.З. I_{kt} определяют по формуле:

$$I_{kt} = \sqrt{I_{\Pi t}^2 + I_{at}^2},$$

предварительно определив действующее значение периодического тока $I_{\Pi t}$ по соответствующим расчетным кривым для времени t (рис. 8.4) и действующее значение аperiodического тока I_{at} для того же времени по формуле

$$I_{at} = i_{at=0} e^{\frac{t}{T_a}} \approx I'' e^{\frac{t}{T_a}}.$$

При выборе выключателей по отключающей способности часто используют значение условной мощности К.З. вместо тока I_{kt} :

$$S_{kt} = \sqrt{3} \cdot U_{cp} I_{kt},$$

где U_{cp} - среднее или номинальное напряжение той ступени, для которой вычислен ток I_{kt} ;

г) действующее значение установившегося тока К.З. I_{∞} находят по кривым для известного значения Z_{pez}^* и $t = \infty$.

Расчет токов однофазного К.З.

Как уже отмечалось, ток однофазного К.З. может достигать больших значений в сетях с заземленной нейтралью. Нейтрали трансформаторов заземляются в сетях 110 кВ и выше. В сетях 6÷35 кВ глухое заземление нейтралей отсутствует и поэтому токи однофазного К.З. невелики и не превосходят токов нагрузки.

Абсолютная величина однофазного К.З. для электропитающих сетей 110 кВ и выше в поврежденной фазе равна:

$$I_K^{(1)} = \frac{3U_{cp}}{Z_{1pez}^* + Z_{2pez}^* + Z_{0pez}^*} \cong \frac{3U_{cp}}{2Z_{1pez}^* + Z_{0pez}^*},$$

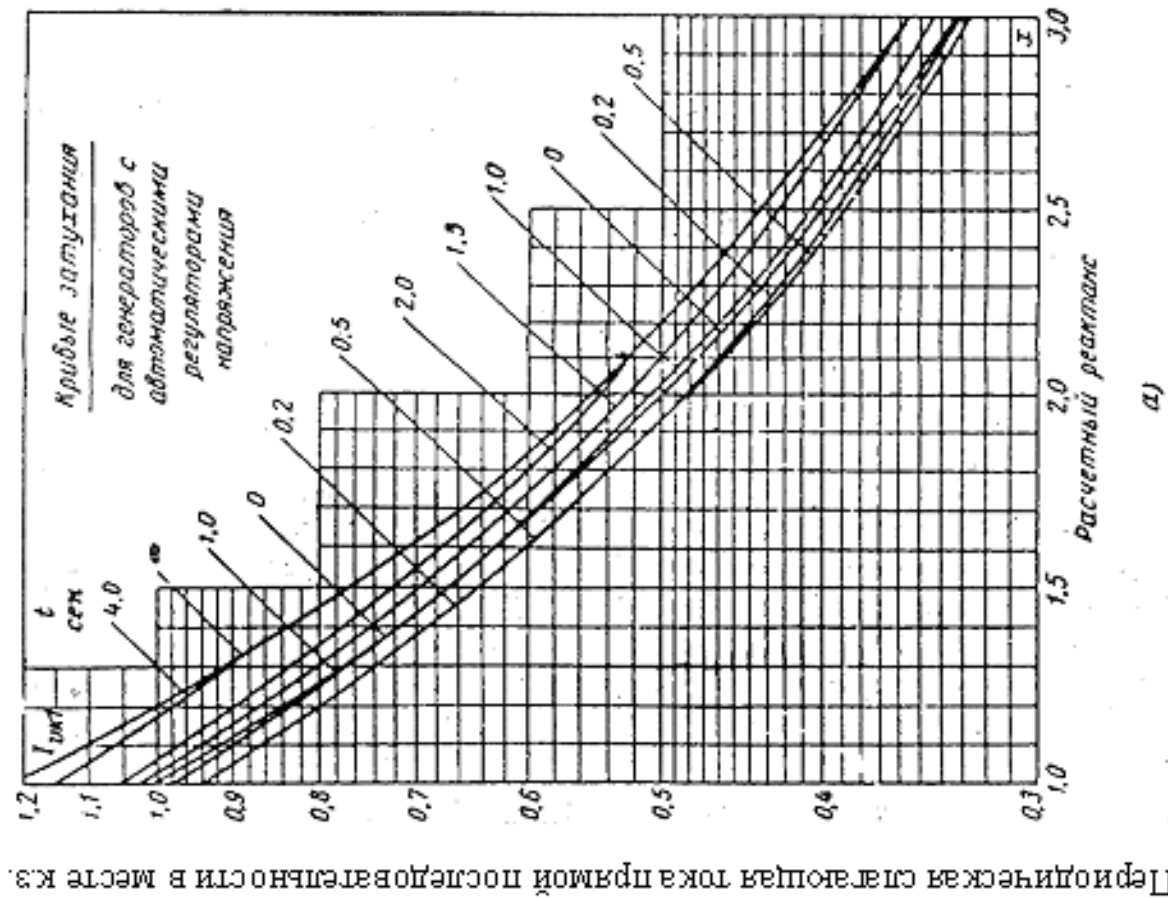
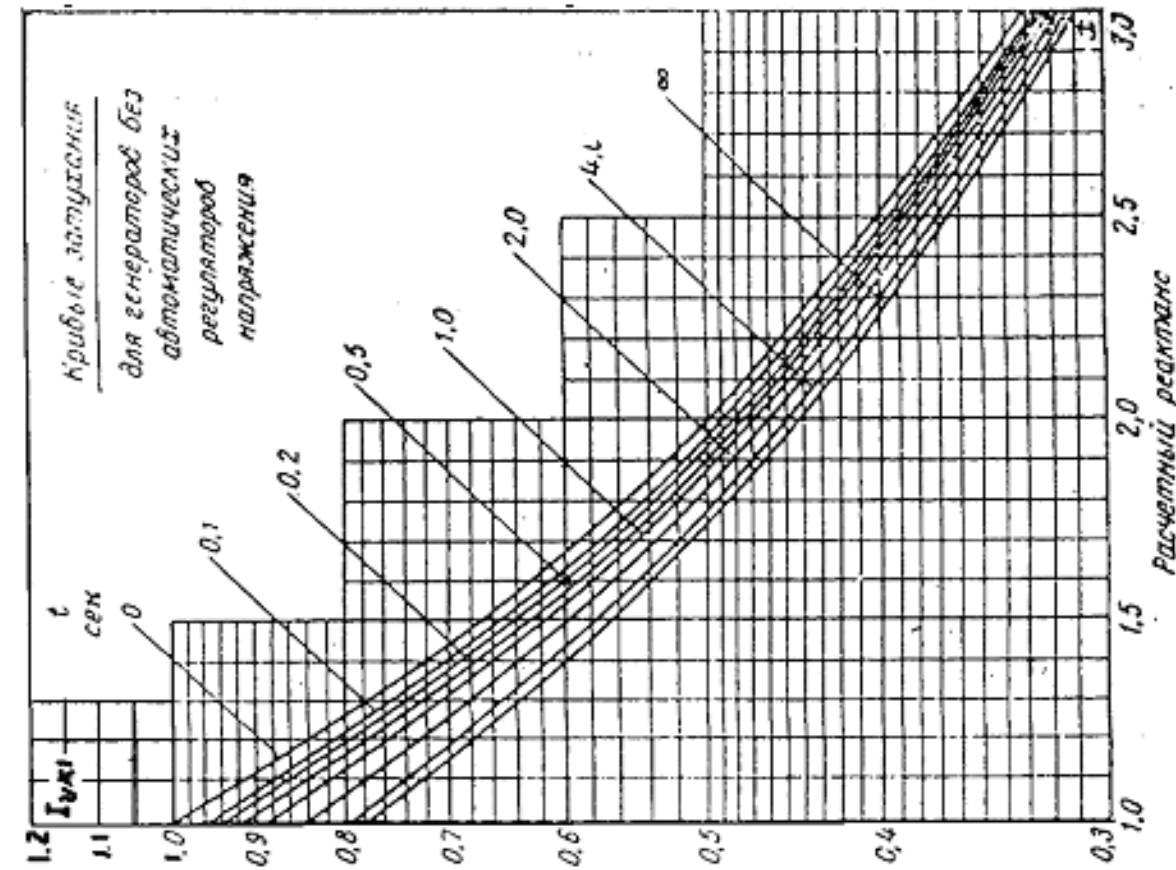
где U_{cp} – среднее напряжение сети, где произошло однофазное К.З.; Z_{1pez}^* , Z_{2pez}^* , Z_{0pez}^* – значения результирующих сопротивлений в о.е. соответственно для схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Для электропитающих систем на стороне 110 кВ и выше обычно принимают $Z_{2pez}^* = Z_{1pez}^*$, а Z_{0pez}^* находят, составляя схему замещения для нулевой последовательности и подставляя следующие значения сопротивлений нулевой последовательности элементов сети:

- реакторы

$$Z_0^* \approx Z_1^*;$$

- воздушные линии со сталеалюминиевыми проводами и тросами



а)

б)

Рис. 8.4. Усредненные расчетные кривые загрузки периодического тока КЗ.

одноцепные $Z_0^* \approx 2Z_{1*}$;

Двухцепные $Z_0^* \approx 3Z_{1*}$;

- силовые кабели

$$Z_0^* = (3,5 \div 4,6)Z_{1*}^* ;$$

- силовые трансформаторы

$$Z_0^* \approx Z_{1*}^* ,$$

но в общем случае зависит от схемы соединений трансформатора, что следует иметь в виду при необходимости проведения более точных расчетов однофазных К.З.

Схема нулевой последовательности отличается от схемы прямой последовательности, так как токи нулевой последовательности протекают по путям, отличным от путей протекания токов трехфазных К.З. Токи нулевой последовательности протекают по трем фазам и возвращаются через землю, заземленные тросы воздушных линий, по металлическим оболочкам кабелей и т.п.

Приступая к составлению схемы замещения нулевой последовательности, прежде всего необходимо установить возможные контуры протекания токов нулевой последовательности. Для образования таких контуров необходимо, чтобы в цепи, электрически связанной с местом К.З., имелись заземленные нейтрали. При нескольких заземленных нейтралях токи нулевой последовательности разветвляются между ними.

Значения однофазных токов I'' , i_y , I_y , I_{kt} и I_∞ определяют по формулам и с помощью расчетных кривых, аналогичных трехфазным токам К.З. (см. предыдущий пункт).

Статистика однофазных К.З. показывает, что в реальных сетях в зависимости от соотношения Z_{0pez}^* / Z_{1pez}^* возможно соотношение токов одно- и трехфазных К.З. как:

$$\frac{I_K^{(1)}}{I_K^{(3)}} \leq 1,5 ,$$

то есть ток однофазного К.З. может превышать ток трехфазного К.З. В то же время в сетях напряжением 110 кВ и выше принимают меры к ограничению тока однофазного К.З. величиной, не превышающей ток трехфазного К.З. Для этого часть нейтралей трансформаторов либо оставляют незаземленными, либо заземляют их через индуктивные сопротивления.

Рекомендации по упрощению расчетов.

При расчете токов К.З. для выбора оборудования допускаются следующие упрощения:

1. Пренебрегают активным сопротивлением r_T трансформаторов, так как оно мало по сравнению с индуктивным сопротивлением x_T , т.е. принимается $Z_T \approx x_T$.

2. Не учитываются разные углы импедансов (Z) элементов схемы. Это позволяет складывать модули Z :

$$|Z_{рез}| = \sum_i |Z_i|.$$

3. Величину ударного коэффициента принимают для электропитающих систем 110 кВ и ниже на уровне (см. Неклепаев, стр. 167)

$$K_y \approx 1,8,$$

не прибегая к расчету T_a .

4. Не уточняется распределение токов к. з. по коммутационным аппаратам распределительных устройств, все оборудование РУ выбирается на максимальный ток в точке К.З.

Результаты расчетов должны быть сведены в таблицу, аналогичную табл. 8.1.

Таблица 8.1.

Результаты расчетов токов коротких замыканий в сети ВН и НН.

Подстанция	Напряжение	$I_k^{(3)}$, кА	$i_{уд}^{(3)}$, кА	...	$I_k^{(1)}$, кА	$i_{уд}^{(1)}$, кА	...
А	ВН НН						
Б	ВН НН						
В	ВН НН						
Г	ВН НН						
Д	ВН НН						

ПРИМЕР ВЫПОЛНЕНИЯ ВОСЬМОГО РАЗДЕЛА КУРСОВОГО ПРОЕКТА.

8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.

В рассматриваемом варианте участки сети ИП – А – Б – ИП и ИП – В – Г – Д – ИП относительно автономны и поэтому при расчетах токов К.З. могут рассматриваться отдельно.

Расчетная схема системы для участка ИП – А – Б – ИП представлена на рис. 8п.1.

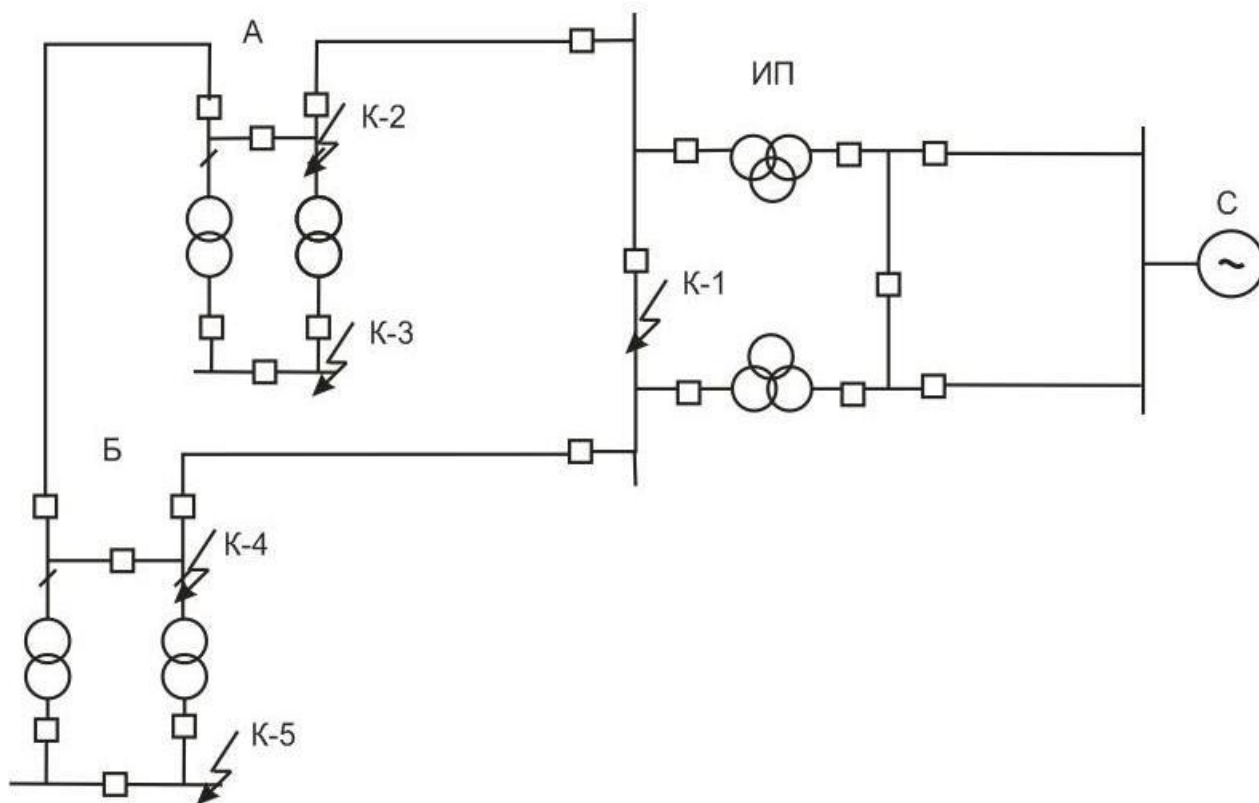


Рис. 8п.1. Исходная расчетная схема системы.

В связи с отсутствием заземленных нейтралей в сети 35 кВ рассчитываются только токи трехфазного К.З. В данном курсовом проекте токи К.З. определяются только для выбора оборудования на подстанциях: выключателей, разъединителей и т.п.

Расчет токов К.З. проводится в о.е. от принятой системы базисных величин. В качестве базисных величин принимаем $S_{\sigma} = 1000$ МВА (базисная мощность) и $U_{\sigma} = U_{ном} = 35$ кВ^{*)} (базисное напряжение).

Базисный ток при этом будет равен

$$I_{\sigma} = S_{\sigma} / (\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}) = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 35) = 1,65 \text{ кА.}$$

*) В данном примере все расчеты будут вестись относительно номинальных напряжений, хотя возможно и использование средних напряжений и по более точным формулам. Возможны также упрощенные варианты расчетов (см. раздел 8 МУ).

Схема замещения исходной расчетной схемы, изображенной на рис.

8п.1 представлена на рис. 8п.2.

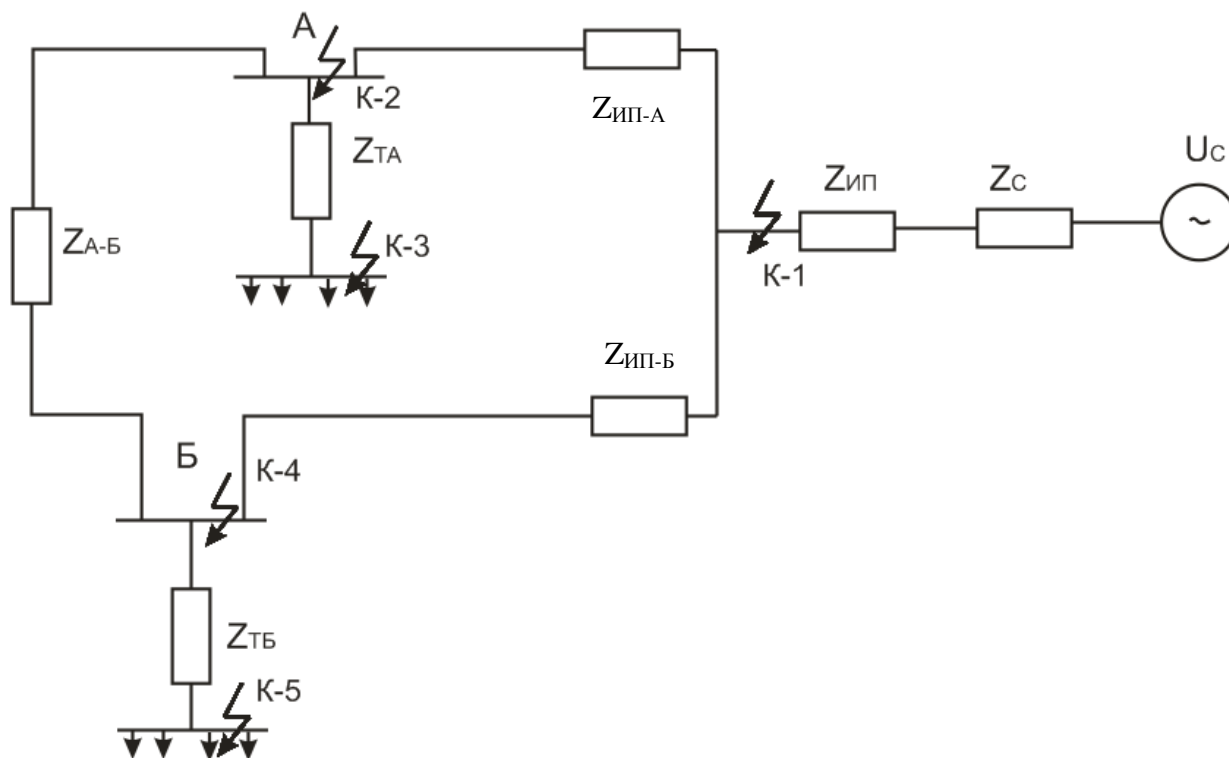


Рис. 8п.2. Схема замещения участка ИП – А – Б – ИП для расчетов токов К. 3.

8п.1. Расчет токов К.3. в точке К-1.

Схема замещения данного случая представлена на рис. 8п.3.

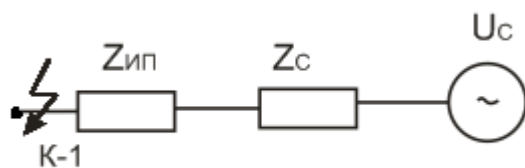


Рис. 8п.3. Схема замещения для расчета токов К.3. в точке К-1.

Сопротивление Z_c при проектировании узнается у персонала системы. В данном случае оно принимается равным

$$Z_c = 12 - j40 \text{ Ом}$$

при $U_c = 110 \text{ кВ}$, $S_c = 1000 \text{ МВА}$ (см. МУ, введение).

На опорной подстанции ИП установлены два трехобмоточных трансформатора ТДТН-40000/110 мощностью 40 МВА и номинальным напряжением обмоток 115, 38,5 и 11кВ.

Сопротивление трансформатора

$$Z_{ТВ-С} = 1,8 - j 35,5 \text{ Ом.}$$

Тогда

$$Z_{III} = \frac{Z_{ТВ-С}}{2} = \frac{1,8 - j35,5}{2} = 0,9 - j17,75 \text{ Ом.}$$

Все параметры схемы замещения приводятся к базисным условиям:

$$Z_{C,\delta} = Z_C \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_C^2} = (12 - j40) \frac{35^2}{110^2} = 1,21 - j4,05 \text{ Ом,}$$

$$Z_{III,\delta} = Z_{III} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{III}^2} = (0,9 - j17,75) \frac{35^2}{110^2} = 0,09 - j1,8 \text{ Ом.}$$

Относительные базисные сопротивления:

$$Z_{C,\delta}^* = Z_{C,\delta} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = (1,21 - j4,05) \frac{100}{35^2} = 0,099 - j0,33;$$

$$Z_{III,\delta}^* = Z_{III,\delta} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = (0,09 - j1,8) \frac{100}{35^2} = 0,007 - j0,147;$$

$$Z_{рез1,\delta}^* = Z_{C,\delta}^* + Z_{III,\delta}^* = 0,099 - j0,33 + 0,007 - j0,147 = 0,106 - j0,477.$$

1.1. Начальный сверхпереходный ток К.З. I_1'' равен

$$I_1'' = \frac{I_{\delta}}{Z_{рез1,\delta}^*} = \frac{I_{\delta}}{\sqrt{r_{рез1,\delta}^{*2} + x_{рез1,\delta}^{*2}}} = \frac{1,65}{\sqrt{0,106^2 + 0,477^2}} = \frac{1,65}{0,489} = 3,37 \text{ КА.}$$

1.2. Сверхпереходная мощность К.З. S_1'' равна

$$S_1'' = \frac{S_{\delta}}{|Z_{рез1,\delta}^*|} = \frac{100}{0,489} = 204 \text{ МВА.}$$

1.3. Для определения i_{y1} и I_{y1} требуется вычислить постоянную времени затухания апериодического тока

$$T_{a1} = \frac{L_1}{r_1} \approx \frac{x_{рез1,\delta}^*}{314 \cdot r_{рез1,\delta}^*} = \frac{0,477}{314 \cdot 0,106} = 0,014 \text{ сек.}$$

1.4. Величина ударного коэффициента

$$K_{y1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a1}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,014}} = 1 + e^{-0,714} = 1 + 0,49 = 1,49.$$

1.5. Ударный ток

$$I_{y1} = K_{y1} \cdot \sqrt{2} \cdot I_1'' = 1,49 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,37 = 7,1 \text{ КА.}$$

1.6. Действующее значение тока К.З. первый период

$$I_{y1} = I_1'' \cdot \sqrt{1 + 2(K_{y1} - 1)^2} = 3,37 \cdot \sqrt{1 + 2(1,49 - 1)^2} = 3,37 \cdot 1,12 = 4,1 \text{ КА.}$$

1.7. Принимаем время отключения тока К.З. коммутационной аппаратурой $t = 0,2$ сек., тогда действующее значение апериодического тока

$$I_{at1} \approx I_1'' \cdot e^{-\frac{t}{T_{a1}}} = 3,37 e^{-\frac{0,2}{0,014}} = 3,37 e^{-14,286} = 3,37 \cdot 0 = 0 \text{ кА.}$$

1.8. Действующее значение периодического тока К.З. по расчетным кривым для времени $t = 0,2$ сек., и $Z = Z_{рез1, \delta}^* = 0,489$

$$I_{nt1} = K_{31}^{0,2} I_1'' = 1,0 \cdot 3,37 = 3,37 \text{ кА,}$$

где $K_{31}^{0,2}$ – коэффициент затухания, найденный по кривым рис. 8.4 МУ.

1.9. Действующее значение полного тока К.З. I_{kt1} определяется по формуле

$$I_{kt1} = \sqrt{I_{at1}^2 + I_{nt1}^2} = \sqrt{0^2 + 3,37^2} = 3,37 \text{ кА.}$$

1.10. Условная мощность К.З.

$$S_{nt1} = \sqrt{3} U_{ном} \cdot I_{kt1} = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 3,37 = 204 \text{ МВА.}$$

1.11. Действующее значение установившегося тока К.З. I_{∞} находят по кривым для известного значения $Z_{рез1, \delta}^* = 0,489$ и $t = \infty$:

$$I_{\infty} = K_{31}^{\infty} \cdot I_1'' = 1,2 \cdot 3,37 = 4 \text{ кА.}$$

8п.2. Расчет токов К.З. в точке К-2.

Схема замещения представлена на рис. 8п.4.

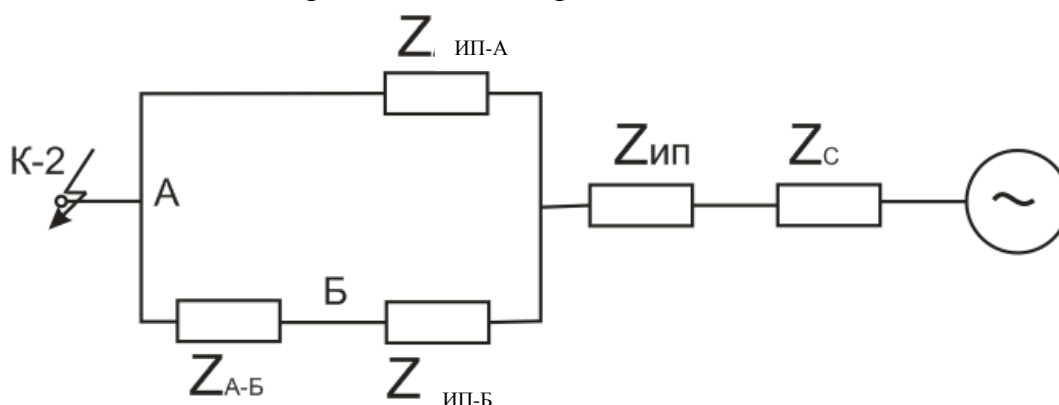


Рис. 8п.4. Схема замещения для расчетов тока К.З. в точке К-2.

Для расчетов используются следующие данные об элементах схемы замещения:

- из предыдущего расчета (см. п. 8п.1)

$$Z_{С, \delta}^* = 0,099 - j0,33; \quad Z_{ИП, \delta}^* = 0,007 - j0,147;$$

- из таблицы бп.2 сопротивление ЛЭП

$$Z_{ИП-А} = 15,59 - j11,58 \text{ Ом}; \quad Z_{А-Б} = 17,91 - j13,31 \text{ Ом}; \quad Z_{ИП-Б} = 15,54 - j15,68 \text{ Ом.}$$

Сопротивление ЛЭП приводится к базисным относительным единицам к эквивалентному сопротивлению.

$$Z_{ИП-Б-А} = Z_{А-Б} + Z_{ИП-Б} = 17,91 - j13,31 + 15,54 - j15,68 = 33,45 - j28,99 \text{ Ом}$$

$$Z_{Л2} = \frac{Z_{III-A} \cdot Z_{III-B-A}}{Z_{III-A} + Z_{III-B-A}} = \frac{(15,59 - j11,58) \cdot (33,45 - j28,99)}{15,59 - j11,58 + 33,45 - j28,99} =$$

$$= \frac{521,48 - j387,35 - j451,95 - 335,70}{49,04 - j40,57} = \frac{(185,78 - j839,3)(49,04 + j40,57)}{(49,04 - j40,57)(49,04 + j40,57)} =$$

$$= \frac{9110,65 - j41159,27 + j7537,09 + 34050,40}{2404,92 - j1989,55 + j1989,55 + 1645,92} = \frac{43161,05 - j33622,18}{4050,84}$$

$$= 10,65 - j8,3 \text{ Ом};$$

$$Z_{Л2,6} = Z_{Л2} \cdot \frac{U_6^2}{U_{ном}^2} = (10,65 - j8,3) \frac{35^2}{35^2} = 10,65 - j8,3 \text{ Ом};$$

$$Z_{Л2,6}^* = Z_{Л2,6} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = (10,65 - j8,3) \frac{100}{35^2} = 0,87 - j0,68;$$

$$Z_{рез2,6}^* = Z_{C,6}^* + Z_{III,6}^* + Z_{Л2,6}^* = 0,099 - j0,33 + 0,007 - j0,147 + 0,87 - j0,68 =$$

$$= 0,976 - j1,157.$$

По аналогии с п. 8п.1 определяются токи и мощности К.3.:

$$2.1. I_2'' = \frac{I_6}{|Z_{рез2,6}^*|} = \frac{1,65}{\sqrt{0,976^2 + 1,157^2}} = \frac{1,65}{1,514} = 1,09 \text{ кА.}$$

$$2.2. S_2'' = \frac{S_6}{|Z_{рез2,6}^*|} = \frac{100}{1,514} = 66 \text{ МВА.}$$

$$2.3. T_{a2} \cong \frac{x_{рез2,6}^*}{314 r_{рез2,6}^*} = \frac{1,57}{314 \cdot 0,976} = 0,004 \text{ сек.}$$

$$2.4. K_{y2} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a2}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,004}} = 1 + e^{-2,5} = 1 + 0,082 = 1,082.$$

$$2.5. i_{y2} = K_{y2} \cdot \sqrt{2} \cdot I_2'' = 1,082 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,09 = 1,67 \text{ кА.}$$

$$2.6. I_{y2} = I_2'' \cdot \sqrt{1 + 2(K_{y2} - 1)^2} = 1,09 \cdot \sqrt{1 + 2(1,082 - 1)^2} = 1,1 \text{ кА.}$$

$$2.7. I_{at2} = I_2'' \cdot e^{-\frac{t}{T_{a2}}} = 1,09 \cdot e^{-\frac{0,2}{0,004}} = 1,09 \cdot e^{-50} = 1,09 \cdot 0 = 0 \text{ кА.}$$

$$2.8. I_{nt2} = K_{32}^{0,2} \cdot I_2'' = 0,61 \cdot 1,09 = 0,66 \text{ кА.}$$

$$2.9. I_{kt2} = \sqrt{I_{at2}^2 + I_{nt2}^2} = \sqrt{0^2 + 0,66^2} = 0,66 \text{ кА.}$$

$$2.10. S_{nt2} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{kt2} = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,66 = 40 \text{ МВА.}$$

$$2.11. I_{\infty 2} = K_{32}^{\infty} \cdot I_2'' = 0,75 \cdot 1,09 = 0,82 \text{ кА.}$$

8п.3. Расчет токов К.З. в точке К-3.

Схема замещения представлена на рис. 8п.5.

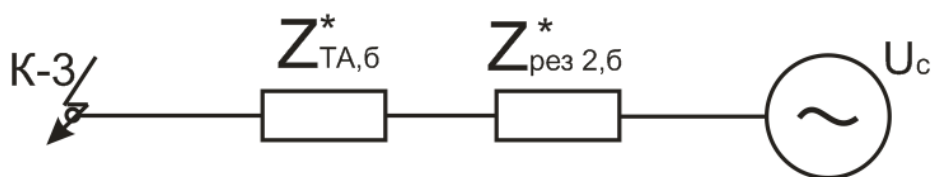


Рис. 8п.5. Схема замещения для расчета тока К.З. в точке К-3.

Из расчетов в п. 8п.2 $Z_{рез2,б}^* = 0,976 - j1,57$.

Из табл. 4п.2

$Z_{ТА} = 7,9 - j49,8$ Ом (для одного трансформатора). Низкая сторона 0,4 кВ.

$$Z_{ТА,б}^* = \frac{Z_{ТА}}{2} \cdot \frac{U_{б}^2}{U_{Тном}^2} = \frac{(7,9 - j49,8)}{2} \cdot \frac{35^2}{35^2} = 3,95 - j24,9 \text{ Ом.}$$

$$Z_{ТА,б}^* = Z_{ТА,б} + \frac{S_{б}}{U_{б}^2} = (3,95 - j24,9) \frac{100}{35^2} = 0,322 - j2,033.$$

$$Z_{рез3,б}^* = Z_{рез2,б}^* + Z_{ТА,б}^* = 0,976 - j1,57 + 0,322 - j2,033 = 1,298 - j3,19.$$

Определение токов и мощностей К.З.

$$3.1. I_3'' = \frac{I_{б}}{|Z_{рез3,б}^*|} = \frac{1,65}{\sqrt{1,298^2 + 3,19^2}} = \frac{1,65}{3,444} = 0,479 \text{ кА.}$$

$$3.2. S_3'' = \frac{S_{б}}{|Z_{рез3,б}^*|} = \frac{100}{3,444} = 29 \text{ МВА.}$$

$$3.3. T_{a3} = \frac{x_{рез3,б}^*}{314r_{рез3,б}^*} = \frac{3,19}{314 \cdot 1,298} = 0,008 \text{ сек.}$$

$$3.4. K_{y3} = 1 + e^{-0,01/T_{a3}} = 1 + e^{-0,01/0,008} = 1 + e^{-1,25} = 1 + 0,29 = 1,29.$$

$$3.5. i_{y3} = K_{y3} \cdot \sqrt{2} \cdot I_3'' = 1,29 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,479 = 0,874 \text{ кА.}$$

$$3.6. I_{y3} = I_3'' \cdot \sqrt{1 + 2(K_{y3} - 1)^2} = 0,479 \cdot \sqrt{1 + 2(1,29 - 1)^2} = 0,518 \text{ кА.}$$

$$3.7. I_{at3} = I_3'' \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = 0,479 \cdot e^{-\frac{0,2}{0,008}} = 0,479 \cdot e^{-25} = 0,479 \cdot 0 = 0 \text{ кА.}$$

$$3.8. I_{nt3} = K_{33}^{0,2} \cdot I_3'' = 0,32 \cdot 0,479 = 0,153 \text{ кА.}$$

$$3.9. I_{кт3} = \sqrt{I_{at3}^2 + I_{nt3}^2} = \sqrt{0^2 + 0,153^2} = 0,153 \text{ кА.}$$

$$3.10. S_{nt3} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{кт3} = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,153 = 9,3 \text{ МВА.}$$

$$3.11. S_{\infty 3} = K_{33}^{\infty} I_3'' = 0,35 \cdot 0,479 = 0,168 \text{ кА.}$$

Полученные значения токов приведены к напряжению 35кВ; на стороне 0,4 кВ значение токов будет в

$$U_0/U_{0,4}=35/0,4=87,5 \text{ раза больше.}$$

$$I_3'' = 0,479 \cdot 87,5 = 41,9 \text{ кА;}$$

$$i_{y3} = 0,874 \cdot 87,5 = 76,5 \text{ кА;}$$

$$I_{y3} = 0,518 \cdot 87,5 = 45,3 \text{ кА;}$$

$$I_{кз3} = 0,153 \cdot 87,5 = 13,4 \text{ кА;}$$

$$I_{\infty 3} = 0,168 \cdot 87,5 = 14,7 \text{ кА.}$$

8п.4. Расчет токов К.З. в точке К-4.

Схема замещения представлена на рис. 8п.6.

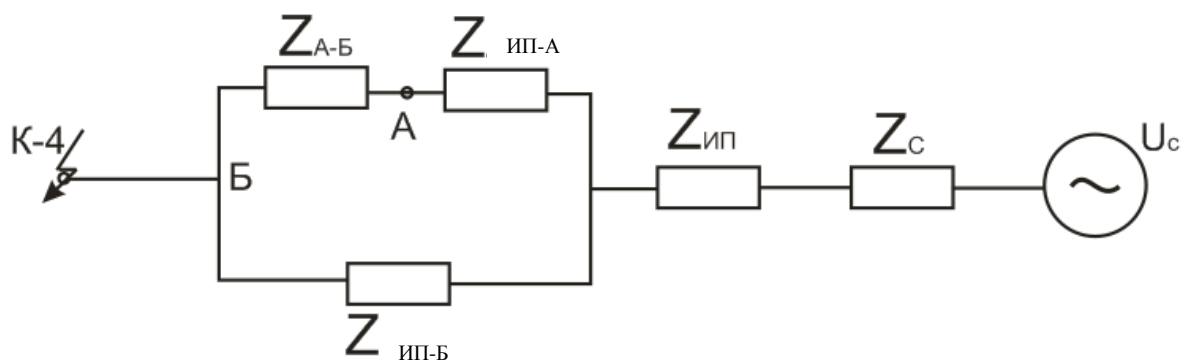


Рис. 8п.6. Схема замещения для расчета токов К.З. в точке К-4.

В предыдущих расчетах (см. п.п. 8п.1 и 8п.2) были определены $Z_{C,0}^* = 0,099 - j0,33$; $Z_{ИП,0}^* = 0,007 - j0,147$.

Из табл. 6п.2 сопротивление ЛЭП

$$Z_{ИП-А} = 15,59 - j11,58 \text{ Ом; } Z_{А-Б} = 17,91 - j13,31 \text{ Ом;}$$

$$Z_{ИП-Б} = 15,54 - j15,68 \text{ Ом}$$

Сопротивления ЛЭП в соответствии со схемой замещения (рис. 8п.6) приводятся к эквивалентному сопротивлению:

$$Z_{ИП-А-Б} = Z_{А-Б} + Z_{ИП-А} = 17,91 - j13,31 + 15,59 - j11,58 = 33,5 - j24,89 \text{ Ом.}$$

$$\begin{aligned} Z_{Л4} &= \frac{Z_{ИП-А-Б} \cdot Z_{ИП-Б}}{Z_{ИП-А-Б} + Z_{ИП-Б}} = \frac{(33,5 - j24,89)(15,54 - j15,68)}{33,5 - j24,89 + 15,54 - j15,68} = \\ &= \frac{520,59 - j386,79 - j525,28 - 390,28}{49,04 - j40,57} = \frac{(130,31 - j912,07)(49,04 + j40,57)}{(49,04 - j40,57)(49,04 + j40,57)} = \end{aligned}$$

$$= \frac{6390,4 - j44727,91 + j5286,68 + 37002,68}{2404,92 + 1645,92} = \frac{43393,08 - j39441,23}{4050,84} =$$

$$= 10,71 - j9,74 \text{ Ом.}$$

$$Z_{Л4,6} = Z_{Л4} \cdot \frac{U_6^2}{U_{ном}^2} = (10,71 - j9,74) \frac{35^2}{35^2} = 10,71 - j9,74 \text{ Ом;}$$

$$Z_{Л4,6}^* = Z_{Л4,6} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = (10,71 - j9,74) \frac{100}{35^2} = 0,874 - j0,795;$$

$$Z_{рез4,6}^* = Z_{C,6}^* + Z_{III,6}^* + Z_{Л4,6}^* = 0,099 - j0,33 + 0,007 - j0,147 + 0,874 - j0,795 =$$

$$= 0,98 - j1,27.$$

Определение токов и мощностей К.З.:

$$4.1. I_4'' = \frac{I_6}{|Z_{рез4,6}^*|} = \frac{1,65}{\sqrt{0,98^2 + 1,27^2}} = \frac{1,65}{1,604} = 1,029 \text{ кА.}$$

$$4.2. S_4'' = \frac{S_6}{|Z_{рез4,6}^*|} = \frac{100}{1,604} = 62,3 \text{ МВА.}$$

$$4.3. T_{a4} \cong \frac{x_{рез4,6}^*}{314r_{рез4,6}^*} = \frac{1,27}{314 \cdot 0,98} = 0,004 \text{ сек.}$$

$$4.4. K_{y4} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a4}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,004}} = 1 + e^{-2,5} = 1 + 0,082 = 1,082.$$

$$4.5. i_{y4} = K_{y4} \cdot \sqrt{2} \cdot I_4'' = 1,082 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,029 = 1,575 \text{ кА.}$$

$$4.6. I_{y4} = I_4'' \cdot \sqrt{1 + 2(K_{y4-1})^2} = 1,029 \cdot \sqrt{1 + 2(1,082 - 1)^2} = 1,029 \cdot 1,007 =$$

$$= 1,036 \text{ кА.}$$

$$4.7. I_{at4} = I_4'' \cdot e^{-\frac{t}{T_{a4}}} = 1,029 \cdot e^{-\frac{0,2}{0,004}} = 1,029 \cdot e^{-50} = 1,029 \cdot 0 = 0 \text{ кА.}$$

$$4.8. I_{nt4} = K_{34}^{0,2} \cdot I_4'' = 0,6 \cdot 1,029 = 0,617 \text{ кА.}$$

$$4.9. I_{kt4} = \sqrt{I_{at4}^2 + I_{nt4}^2} = \sqrt{0^2 + 0,617^2} = 0,617 \text{ кА.}$$

$$4.10. S_{nt4} = \sqrt{3}U_{ном} \cdot I_{kt4} = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,617 = 37,4 \text{ МВА.}$$

$$4.11. I_{\infty4} = K_{34}^{\infty} \cdot I_4'' = 0,72 \cdot 1,029 = 0,74 \text{ кА.}$$

8п.5. Расчет токов К.З. в точке К-5 (см. рис. 8п.1).

Схема замещения представлена на рис. 8п.7.

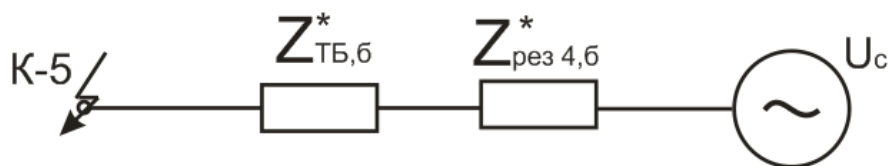


Рис. 8п.7. схема замещения для расчета токов К.З. в точке К-5.

Из расчетов в п. 8п.4 $Z_{\delta} = 0,98 - j1,27$.

Из табл. 4п.2 $Z_{ТБ} = 4,6 - j31,9$ Ом (для одного трансформатора).

Низкая сторона 10 кВ.

$$Z_{ТБ,\delta} = \frac{Z_{ТБ}}{2} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{ном}^2} = \frac{(4,6 - j31,9)}{2} \cdot \frac{35^2}{35^2} = 2,3 - j15,95 \text{ Ом.}$$

$$Z_{ТБ,\delta}^* = Z_{ТБ,\delta} \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = (2,3 - j15,95) \frac{100}{35^2} = 0,188 - j1,302.$$

$$Z_{рез5,\delta}^* = Z_{рез4,\delta}^* + Z_{ТБ,\delta}^* = 0,98 - j1,27 + 0,188 - j1,302 = 1,17 - j2,57.$$

Определение токов и мощностей К.З.:

$$5.1. I_5'' = \frac{I_{\delta}}{|Z_{рез5,\delta}^*|} = \frac{I_{\delta}}{\sqrt{r_{рез5,\delta}^2 + x_{рез5,\delta}^2}} = \frac{1,65}{\sqrt{1,17^2 + 2,57^2}} = \frac{1,65}{2,82} = 0,585 \text{ кА.}$$

$$5.2. S_5'' = \frac{S_{\delta}}{|Z_{рез5,\delta}^*|} = \frac{100}{2,82} = 35,5 \text{ МВА.}$$

$$5.3. T_{a5} = \frac{x_{рез5,\delta}^*}{314 \cdot r_{рез5,\delta}^*} = \frac{2,57}{314 \cdot 1,17} = 0,007 \text{ сек.}$$

$$5.4. K_{y5} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a5}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,007}} = 1 + e^{-1,429} = 1 + 0,24 = 1,24.$$

$$5.5. i_{y5} = K_{y5} \cdot \sqrt{2} \cdot I_5'' = 1,24 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,585 = 1,026 \text{ кА.}$$

5.6.

$$I_{y5} = I_5'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_{y5} - 1)^2} = 0,585 \cdot \sqrt{1 + 2(1,24 - 1)^2} = 0,585 \cdot 1,056 = 0,618 \text{ кА.}$$

$$5.7. I_{at5} = I_5'' \cdot e^{-\frac{t}{T_{a5}}} = 0,585 \cdot e^{-\frac{0,2}{0,007}} = 0,585 \cdot e^{-28,57} = 0,585 \cdot 0 = 0 \text{ кА.}$$

$$5.8. I_{nt5} = K_{35}^{0,2} \cdot I_5'' = 0,34 \cdot 0,585 = 0,199 \text{ кА.}$$

$$5.9. I_{kt5} = \sqrt{I_{at5}^2 + I_{nt5}^2} = \sqrt{0^2 + 0,199^2} = 0,199 \text{ кА.}$$

$$5.10. S_{nt5} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{kt5} = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,199 = 12,06 \text{ МВА.}$$

$$5.11. I_{\infty 5} = k_{35}^{\infty} \cdot I_5'' = 0,37 \cdot 0,585 = 0,216 \text{ кА.}$$

Полученные значение токов приведены к напряжению 35 кВ. На стороне 10 кВ значение токов будет в

$$U_6/U_{10}=35/10=3,5 \text{ раза больше.}$$

Следовательно,

$$I''_{5(10)} = 0,585 \cdot 3,5 = 2,05 \text{ кА.}$$

$$\dot{i}_{y5(10)} = 1,026 \cdot 35 = 3,59 \text{ кА.}$$

$$I_{y5(10)} = 0,618 \cdot 3,5 = 2,163 \text{ кА.}$$

$$I_{kt5(10)} = 0,683 \cdot 3,5 = 2,39 \text{ кА.}$$

$$I_{\infty 5(10)} = 0,742 \cdot 3,5 = 2,6 \text{ кА.}$$

Расчетная схема системы для участка ИП – В – Г – Д – ИП представлена на рис. 8п.8.

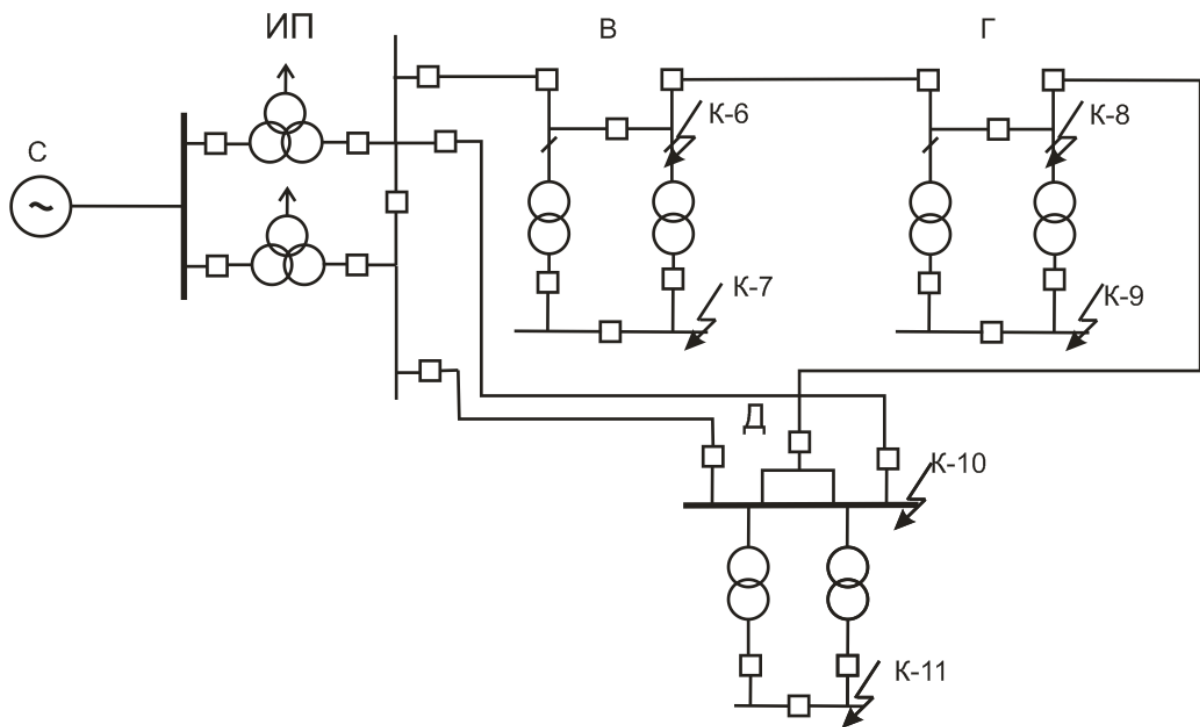


Рис. 8п.8. Исходная расчетная схема системы.

Схема замещения расчетной схемы, изображенный на рис. 8п.8, представлена на рис. 8п.9.

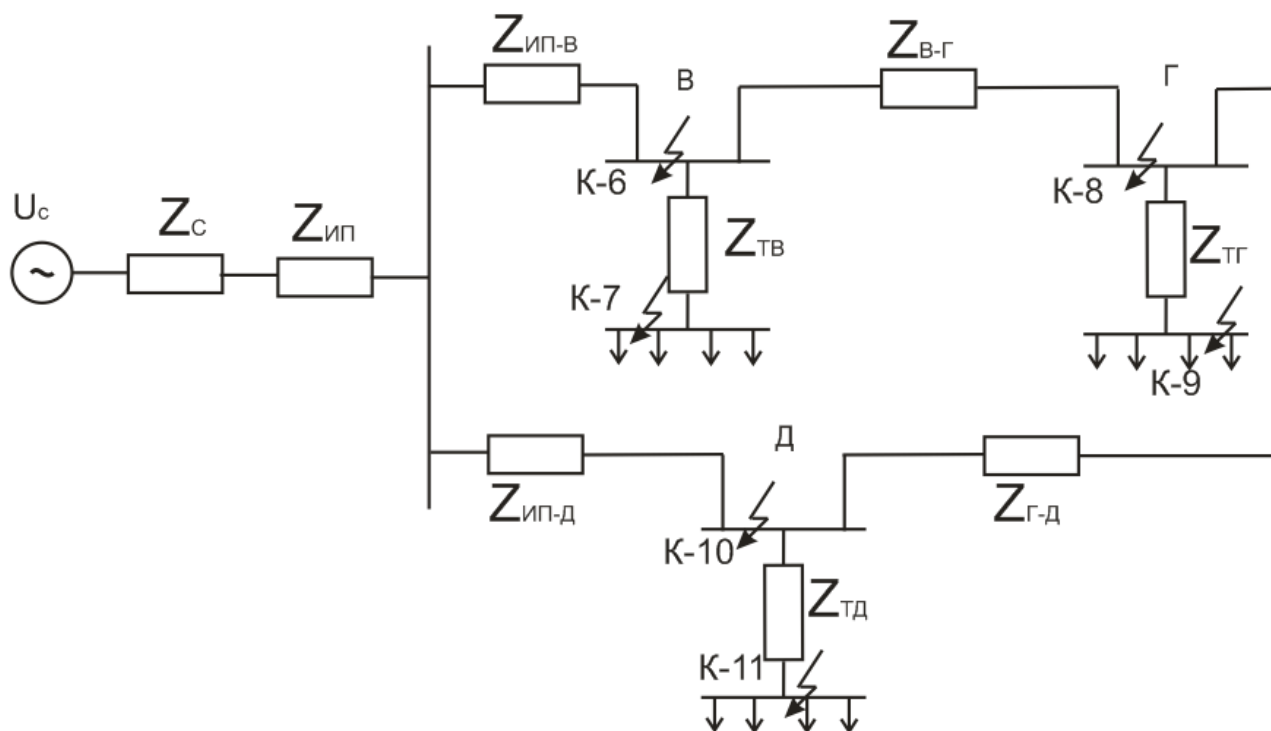


Рис. 8п.9. Схема замещения участка ИП – В – Г – Д – ИП для расчета токов К.З.

8п.6. Расчет токов К.З. в точке К-6.

Схема замещения для этого случая представлена на рис. 8п.10.

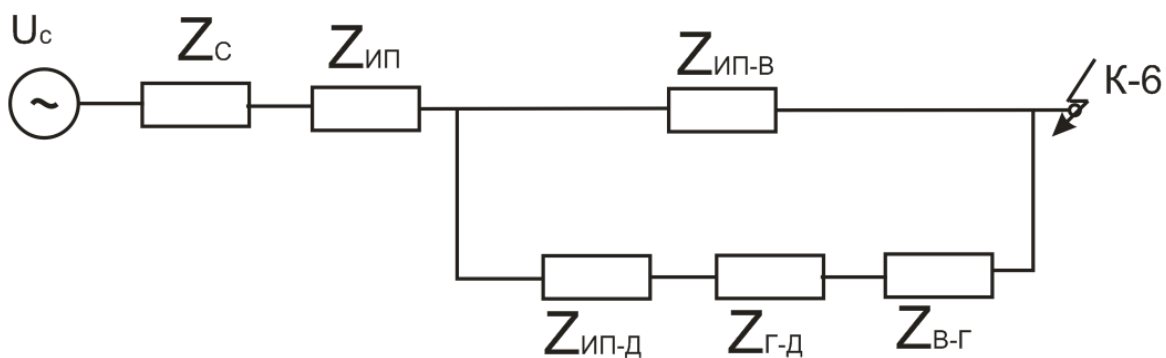


Рис. 8п.10. схема замещения для расчета токов К.З. в точке К-6.

Из предыдущих расчетов (см. п. 8п.1)

$$Z_{с,б}^* = 0,099 - j0,33;$$

$$Z_{ИП,б}^* = 0,007 - j0,147.$$

Из табл. 6п.4

$$Z_{ИП-В} = 16,95 - j17,11 \text{ Ом};$$

$$Z_{В-Г} = 11,16 - j8,29 \text{ Ом};$$

$$Z_{Г-Д} = 11,16 - j8,29 \text{ Ом};$$

$$Z_{ИП-Д(1)} = 29,85 - j22,18 \text{ Ом} - \text{для одной цепи};$$

$$Z_{ИП-Д(2)} = 14,925 - j11,09 \text{ Ом} - \text{для двух цепей}.$$

Эквивалентное сопротивление

$$Z_{ИП-Д(2)-Г-В} = Z_{ИП-Д(2)} + Z_{Г-Д} + Z_{В-Г} =$$

$$= 14,925 - j11,09 + 11,16 - j8,29 + 11,16 - j8,29 = 37,245 - j27,67 \text{ Ом}.$$

Эквивалентное сопротивление параллельно соединенных $Z_{ИП-В}$ и $Z_{ИП-Д(2)-Г-В}$:

$$\begin{aligned} Z_{Л6} &= \frac{Z_{ИП-В} \cdot Z_{ИП-Д(2)-Г-В}}{Z_{ИП-В} + Z_{ИП-Д(2)-Г-В}} = \frac{(16,95 - j17,11) \cdot (37,245 - j27,67)}{16,95 - j17,11 + 37,245 - j27,67} = \\ &= \frac{631,303 - j637,262 - j469,007 - 473,434}{54,195 - j44,78} = \frac{(157,869 - j1106,269)}{54,195 - j44,78} = \\ &= \frac{(157,869 - j1106,269)}{54,195 - j44,78} = \frac{(157,869 - j1106,269) \cdot (54,195 + j44,78)}{2937,098 + 2005,248} = \\ &= \frac{8555,710 - j59954,248 + j7069,374 + 49538,725}{4942,346} = \frac{58094,435 - j52884,874}{4942,346} = \\ &= 11,754 - j10,700 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

$$Z_{Л6,б} = Z_{Л6} \cdot \frac{U_{б}^2}{U_{ном}^2} = (11,754 - j10,7) \frac{35^2}{35^2} = 11,754 - j10,7 \text{ Ом}.$$

$$Z_{Л6,б}^* = \frac{S_{б} \cdot Z_{Л6,б}}{U_{б}^2} = \frac{100(11,754 - j10,7)}{35^2} = 0,96 - j0,873.$$

$$\begin{aligned} Z_{рез6,б}^* &= Z_{с,б}^* + Z_{ИП,б}^* + Z_{Л6,б}^* = 0,099 - j0,33 + 0,007 - j0,147 + 0,96 - j0,873 = \\ &= 1,066 - j1,35. \end{aligned}$$

По аналогии с п. 8п.1 определяются токи и мощности К.З.

$$6.1. I_6'' = \frac{I_{б}}{|Z_{рез6,б}^*|} = \frac{1,65}{\sqrt{1,066^2 + 1,35^2}} = \frac{1,65}{1,72} = 0,96 \text{ кА}.$$

$$6.2. S_6'' = \frac{S_{б}}{|Z_{рез6,б}^*|} = \frac{100}{1,72} = 58,14 \text{ МВА}.$$

$$6.3. T_{a6} = \frac{x_{рез6,6}^*}{314 r_{рез6,6}^*} = \frac{1,35}{314 \cdot 1,066} = 0,004 \text{ сек.}$$

$$6.4. K_{y6} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a6}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,004}} = 1 + e^{-2,5} = 1 + 0,082 = 1,082.$$

$$6.5. \dot{i}_{y6} = K_{y6} \cdot \sqrt{2} \cdot I_6'' = 1,082 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,96 = 1,47 \text{ кА.}$$

$$6.6. I_{y6} = I_6'' \cdot \sqrt{1 + 2(K_{y6} - 1)^2} = 0,96 \sqrt{1 + 2(1,082 - 1)^2} = \\ = 0,96 \cdot 1,007 = 0,966 \text{ кА.}$$

$$6.7. I_{at6} = I_6'' \cdot e^{-\frac{t}{T_{a6}}} = 0,96 \cdot e^{-\frac{0,2}{0,004}} = 0,96 \cdot e^{-50} = 0,96 \cdot 0 = 0 \text{ кА.}$$

$$6.8. I_{nt6} = K_{36}^{0,2} \cdot I_6'' = 0,72 \cdot 0,96 = 0,69 \text{ кА.}$$

$$6.9. I_{kt6} = \sqrt{I_{at6}^2 + I_{nt6}^2} = \sqrt{0^2 + 0,69^2} = 0,69 \text{ кА.}$$

$$6.10. S_{nt6} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} I_{kt6} = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,69 = 41,83 \text{ МВА.}$$

$$6.11. I_{\infty 6} = K_{36}^{\infty} \cdot I_6'' = 0,88 \cdot 0,96 = 0,84 \text{ кА.}$$

8п.7. Расчет токов К.З. в точке К-7 (по аналогии с К-5).

Схема замещения для этого случая представлена на рис. 8п.11.

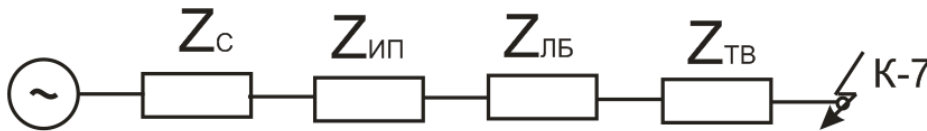


Рис. 8п.11. Схема замещения для расчета токов К.З. в точке К-7.

Из предыдущих расчетов (см. п. 8п.6):

$$Z_{C,6}^* = 0,099 - j0,33; Z_{ИП,6}^* = 0,007 - j0,147; Z_{ЛБ,6}^* = 0,96 - j0,873.$$

Из таб. 4п.1 и 4п.2

$$Z_{ТВ} = 4,6 - j31,9 \text{ Ом для одного трансформатора. Низкая сторона 10кВ.}$$

Для двух трансформаторов на ПС «В»

$$Z_{ТВ,6} = \frac{Z_{ТВ}}{2} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{ном}^2} = \frac{(4,6 - j31,9)}{2} \cdot \frac{35^2}{35^2} = 2,3 - j15,95 \text{ Ом.}$$

$$Z_{ТВ,6}^* = \frac{S_{\delta} \cdot Z_{\delta}}{U_{\delta}^2} = \frac{100 \cdot (2,3 - j15,95)}{35^2} = 0,188 - j1,302.$$

$$Z_{рез7,6}^* = Z_{C,6}^* + Z_{ИП,6}^* + Z_{ЛБ,6}^* + Z_{ТВ,6}^* = Z_{рез6,6}^* + Z_{ТВ,6}^* = \\ = 1,066 + j1,35 + 0,188 - j1,302 = 1,254 - j2,652.$$

Определение токов и мощностей К.З. в точке К-7.

$$7.1. I_7'' = \frac{I_6}{|Z_{рез7,6}^*|} = \frac{I_6}{\sqrt{1,254^2 + 2,652^2}} = \frac{1,65}{2,934} = 0,562 \text{ кА.}$$

$$7.2. S_7'' = \frac{S_6}{|Z_{рез7,6}^*|} = \frac{100}{2,934} = 34,08 \text{ МВА.}$$

$$7.3. T_{a7} = \frac{x_{рез7,6}^*}{314r_{рез7,6}^*} = \frac{2,652}{314 \cdot 1,254} = 0,007 \text{ сек.}$$

$$7.4. K_{y7} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,007}} = 1 + e^{-1,429} = 1 + 0,24 = 1,24.$$

$$7.5. i_{y7} = K_{y7} \cdot \sqrt{2} \cdot I_7'' = 1,24 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,562 = 0,986 \text{ кА.}$$

$$7.6. I_{y7} = I_7'' \cdot \sqrt{1 + 2(K_{y7} - 1)^2} = 0,562 \cdot \sqrt{1 + 2(1,24 - 1)^2} = \\ = 0,562 \cdot 1,052 = 0,593 \text{ кА.}$$

$$7.7. I_{at7} = I_7'' \cdot e^{-\frac{t}{T_{a7}}} = 0,562 \cdot e^{-\frac{0,2}{0,007}} = 0,562 \cdot e^{-28,57} = 0,562 \cdot 0 = 0 \text{ кА.}$$

$$7.8. I_{nt7} = K_{37}^{0,2} \cdot I_7'' = 0,335 \cdot 0,562 = 0,188 \text{ кА.}$$

$$7.9. I_{kt7} = \sqrt{I_{at7}^2 + I_{nt7}^2} = \sqrt{0^2 + 0,188^2} = 0,188 \text{ кА.}$$

$$7.10. S_{nt7} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{kt7} = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,188 = 11,4 \text{ МВА.}$$

$$7.11. I_{\infty7} = K_{37}^{\infty} \cdot I_7'' = 0,36 \cdot 0,562 = 0,202 \text{ кА.}$$

Полученные значения токов К.З. приведены к напряжению 35кВ. На стороне 10кВ значение токов будут в

$$U_6/U_{10} = 35/10 = 3,5 \text{ раза больше.}$$

Следовательно,

$$I_{7(10)}'' = 0,562 \cdot 3,5 = 1,967 \text{ кА;}$$

$$i_{y7(10)} = 0,986 \cdot 3,5 = 3,451 \text{ кА;}$$

$$I_{y7(10)} = 0,593 \cdot 3,5 = 2,076 \text{ кА;}$$

$$I_{kt7(10)} = 0,188 \cdot 3,5 = 0,658 \text{ кА;}$$

$$I_{\infty7(10)} = 0,202 \cdot 3,5 = 0,707 \text{ кА.}$$

8п.8. Расчет токов К.З. в точке К-8.

Схема замещения для этого случая представлена на рис. 8п.12.

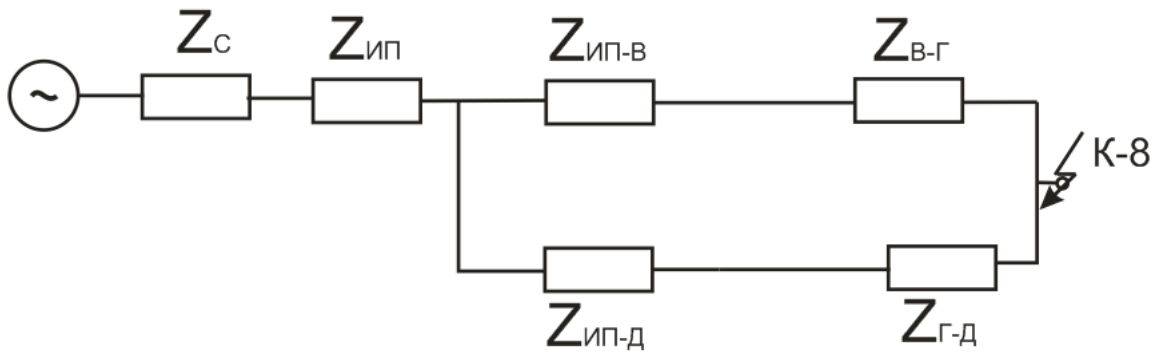


Рис. 8п.12. Схема замещения для расчетов токов К.З. в точке К-8.

Из предыдущих расчетов (см. п. 8п.1):

$$Z_{c,б}^* = 0,099 - j0,33;$$

$$Z_{ип,б}^* = 0,007 - j0,147.$$

Из табл. 6п.4

$$Z_{ип-в} = 16,95 - j17,11 \text{ Ом};$$

$$Z_{в-г} = 11,16 - j8,29 \text{ Ом};$$

$$Z_{г-д} = 11,16 - j8,29 \text{ Ом};$$

$$Z_{ип-д(1)} = 29,85 - j22,18 \text{ Ом} - \text{для одной цепи};$$

$$Z_{ип-д(2)} = 14,925 - j11,09 \text{ Ом} - \text{для двух цепей}.$$

Эквивалентные сопротивления

$$Z_{ип-в-г} = Z_{ип-в} + Z_{в-г} = 16,95 - j17,11 + 11,16 - j8,29 = 28,11 - j25,4 \text{ Ом};$$

$$Z_{ип-д-г} = Z_{ип-д} + Z_{д-г} = 14,925 - j11,09 + 11,16 - j8,29 = 26,085 - j19,38 \text{ Ом}.$$

Эквивалентное сопротивление параллельно соединенных

$Z_{ип-в-г}$ и $Z_{ип-д-г}$:

$$Z_{л8} = \frac{Z_{ип-в-г} \cdot Z_{ип-д-г}}{Z_{ип-в-г} + Z_{ип-д-г}} = \frac{(28,11 - j25,4)(26,085 - j19,38)}{28,11 - j25,4 + 26,085 - j19,38}$$

$$= \frac{(733,249 - j662,559 - j544,772 - 492,252)(54,195 + j44,78)}{(54,195 - j44,78)(54,195 + j44,78)} =$$

$$= \frac{(240,997 - j1207,331)(54,195 + j44,78)}{2937,098 + 2005,248} =$$

$$= \frac{13060,832 - j65431,303 + j10791,845 + 54064,282}{4942,346} = \frac{67125,114 - j54639,458}{4942,346} =$$

$$= 13,582 - j11,055 \text{ Ом}.$$

$$Z_{Л8,б} = Z_{Л8} \cdot \frac{U_{б}^2}{U_{ном}^2} = (13,582 - j11,055) \frac{35^2}{35^2} = 13,582 - j11,055 \text{ Ом};$$

$$Z_{Л8,б}^* = \frac{S_{б} \cdot Z_{Л8,б}}{U_{б}^2} = \frac{100(13,582 - j11,055)}{35^2} = 1,109 - j0,902;$$

$$Z_{рез8,б}^* = Z_{с,б}^* + Z_{III,б}^* + Z_{Л8,б}^* = 0,099 - j0,33 + 0,007 - j0,147 + 1,109 - j0,902 = 1,215 - j1,379.$$

Определяются токи и мощности К.З. в точке К-8:

$$8.1. I_8'' = \frac{I_{б}}{|Z_{рез8,б}^*|} = \frac{1,65}{\sqrt{1,215^2 + 1,379^2}} = \frac{1,65}{1,84} = 0,897 \text{ кА.}$$

$$8.2. S_8 = \frac{S_{б}}{|Z_{рез8,б}^*|} = \frac{100}{1,84} = 54,35 \text{ МВА.}$$

$$8.3. T_{a8} = \frac{x_{рез8,б}^*}{314r_{рез8,б}^*} = \frac{1,379}{314 \cdot 1,215} \cong 0,004 \text{ сек.}$$

$$8.4. K_{y8} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a8}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,004}} = 1 + e^{-2,5} = 1 + 0,082 = 1,082.$$

$$8.5. i_{y8} = K_{y8} \cdot \sqrt{2} \cdot I_8'' = 1,082 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,897 = 1,373 \text{ кА.}$$

$$8.6. I_{y8} = I_8'' \cdot \sqrt{1 + 2(K_{y8} - 1)^2} = 0,897 \cdot \sqrt{1 + 2(1,082 - 1)^2} = 0,897 \cdot 1,007 = 0,903 \text{ кА.}$$

$$8.7. I_{at8} = I_8'' \cdot e^{-\frac{t}{T_{a8}}} = 0,897 \cdot e^{-\frac{0,2}{0,004}} = 0,897 \cdot e^{-50} = 0,897 \cdot 0 = 0 \text{ кА.}$$

$$8.8. I_{nt8} = K_{38}^{0,2} \cdot I_8'' = 0,52 \cdot 0,897 = 0,466 \text{ кА.}$$

$$8.9. I_{kt8} = \sqrt{I_{at8}^2 + I_{nt8}^2} = \sqrt{0^2 + 0,466^2} = 0,466 \text{ кА.}$$

$$8.10. S_{nt8} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{kt8} = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,466 = 28,25 \text{ МВА.}$$

$$8.11. I_{\infty 8} = K_{38}^{\infty} \cdot I_8'' = 0,58 \cdot 0,897 = 0,502 \text{ кА.}$$

8п.9. Расчет токов К.З. в точке К-9.

Схема замещения для этого случая представлена на рис. 8п.13.

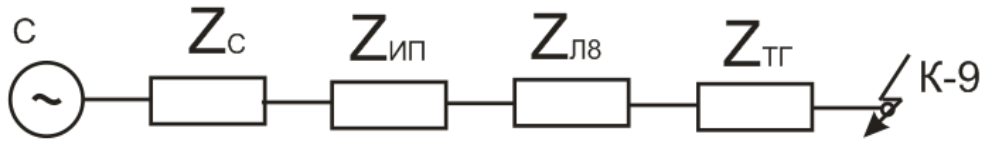


Рис. 8п.13. Схема замещения для расчета токов К.З. в точке К-9.

Из предыдущего расчета (см. п. 8п.8)

$$Z_{C,\delta}^* = 0,099 - j0,33; \quad Z_{ИП,\delta}^* = 0,007 - j0,147; \quad Z_{Л8,\delta}^* = 1,109 - j0,902.$$

Из табл. 4п.1 и 4п.2:

$Z_{ТГ} = 7,9 - j49,8$ Ом для одного трансформатора. Низкая сторона 0,4 кВ.

Для двух трансформаторов на ПС «Г»

$$Z_{ТГ,\delta} = \frac{Z_{ТГ}}{2} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{ном}^2} = \frac{(7,9 - j49,8)}{2} \cdot \frac{35^2}{35^2} = 3,95 - j24,9 \text{ Ом};$$

$$Z_{ТГ,\delta}^* = \frac{S_{\delta} \cdot Z_{ТГ,\delta}}{U_{\delta}^2} = \frac{100(3,95 - j24,9)}{35^2} = 0,322 - j2,033;$$

$$Z_{рез9,\delta}^* = Z_{C,\delta}^* + Z_{ИП,\delta}^* + Z_{Л8,\delta}^* + Z_{ТГ,\delta}^* = Z_{рез8,\delta}^* + Z_{ТГ,\delta}^* = 1,215 - j1,379 + 0,322 - j2,033 = 1,537 - j3,412.$$

Определяем токи и мощности К.З. в точке К-9.

$$9.1. \quad I_9'' = \frac{I_{\delta}}{|Z_{рез9,\delta}^*|} = \frac{1,65}{\sqrt{1,537^2 + 3,412^2}} = \frac{1,65}{3,742} = 0,441 \text{ кА.}$$

$$9.2. \quad S_9'' = \frac{S_{\delta}}{|Z_{рез9,\delta}^*|} = \frac{100}{3,742} = 26,72 \text{ МВА.}$$

$$9.3. \quad T_{a9} = \frac{x_{рез9,\delta}^*}{314r_{рез9,\delta}^*} = \frac{3,142}{314 \cdot 1,537} = 0,007 \text{ сек.}$$

$$9.4. \quad K_{y9} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a9}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,007}} = 1 + e^{-1,429} = 1 + 0,24 = 1,24.$$

$$9.5. \quad i_{y9} = K_{y9} \cdot \sqrt{2} \cdot I_9'' = 1,24 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,441 = 0,771 \text{ кА.}$$

9.6.

$$I_{y9} = I_9'' \cdot \sqrt{1 + 2(K_{y9} - 1)^2} = 0,441 \cdot \sqrt{1 + 2(1,24 - 1)^2} = 0,441 \cdot 1,056 = 0,466 \text{ кА.}$$

$$9.7. \quad I_{at9} = I_9'' \cdot e^{-\frac{t}{T_{a9}}} = 0,441 \cdot e^{-\frac{0,2}{0,007}} = 0,441 \cdot e^{-28,57} = 0,441 \cdot 0 = 0 \text{ кА.}$$

$$9.8. \quad I_{nt9} = K_{39}^{0,2} \cdot I_9'' = 0,32 \cdot 0,441 = 0,141 \text{ кА.}$$

$$9.9. \quad I_{к9} = \sqrt{I_{at9}^2 + I_{nt9}^2} = \sqrt{0^2 + 0,141^2} = 0,141 \text{ кА.}$$

$$9.10. S_{nr9} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{kr9} = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,141 = 8,55 \text{ МВА.}$$

$$9.11. I_{\infty 9} = K_{39}^{\infty} \cdot I_9'' = 0,34 \cdot 0,441 = 0,150 \text{ кА.}$$

Полученные значения токов приведены к напряжению 35кВ; на стороне 0,4 кВ значения токов будут в

$$U_6/U_{0,4} = 35/0,4 = 87,5 \text{ раза больше.}$$

Следовательно,

$$I_{9(0,4)}'' = 0,441 \cdot 87,5 = 38,588 \text{ кА;}$$

$$i_{y9(0,4)} = 0,771 \cdot 87,5 = 67,463 \text{ кА;}$$

$$I_{y9(0,4)} = 0,466 \cdot 87,5 = 40,77 \text{ 5кА;}$$

$$I_{kr9(0,4)} = 0,141 \cdot 87,5 = 12,338 \text{ кА;}$$

$$I_{\infty 9(0,4)} = 0,150 \cdot 87,5 = 13,125 \text{ кА.}$$

8п.10. Расчет токов К.З. в точке К-10.

Схема замещения для этого случая представлена на рис. 8п.14.

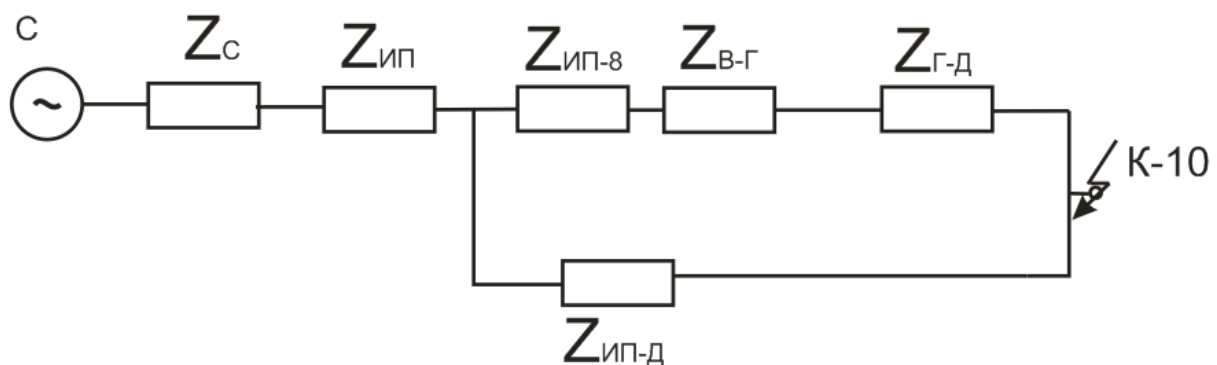


Рис. 8п.14. Схема замещения для расчета токов К.З. в точке К-10.

Из предыдущих расчетов (см. п. 8п.1):

$$Z_{C,\delta}^* = 0,099 - j0,33;$$

$$Z_{ип,\delta}^* = 0,007 - j0,147.$$

Из табл. 6п.4

$$Z_{ип-в} = 16,95 - j17,11 \text{ Ом;}$$

$$Z_{в-г} = 11,16 - j8,29 \text{ Ом;}$$

$$Z_{г-д} = 11,16 - j8,29 \text{ Ом;}$$

$$Z_{ип-д(1)} = 29,85 - j22,18 \text{ Ом} - \text{ для одной цепи;}$$

$$Z_{ип-д(2)} = 14,925 - j11,09 \text{ Ом} - \text{ для двух цепей.}$$

Эквивалентное сопротивление цепи $Z_{ип-в-г-д}$:

$$Z_{ип-в-г-д} = Z_{ип-в} + Z_{в-г} + Z_{г-д} = 16,95 - j17,11 + 11,16 - j8,29 + 11,16 - j8,29 = 39,27 - j33,69 \text{ Ом.}$$

Эквивалентное сопротивление параллельно соединенных $Z_{ИП-В-Г-Д}$ и $Z_{ИП-Д(2)}$:

$$\begin{aligned} Z_{Л10} &= \frac{Z_{ИП-В-Г-Д} \cdot Z_{ИП-Д(2)}}{Z_{ИП-В-Г-Д} + Z_{ИП-Д(2)}} = \frac{(39,27 - j33,69)(14,925 - j11,09)}{39,27 - j33,69 + 14,925 - j11,09} = \\ &= \frac{586,105 - j502,823 - j435,504 - 373,622}{54,195 - j44,78} = \frac{212,483 - j938,327}{54,195 - j44,78} = \\ &= \frac{(212,483 - j938,327)(54,195 + 44,78)}{(54,195 - j44,78)(54,195 + 44,78)} = \\ &= \frac{11515,516 - j50852,631 + j9514,989 + 42018,283}{2937,098 + 2005,248} = \\ &= \frac{53533,799 - j41337,642}{4942,346} = 10,852 - j8,364 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

$$Z_{Л10,\delta} = Z_{Л10} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{ном}^2} = (10,852 - j8,364) \cdot \frac{35^2}{35^2} = 10,852 - j8,364 \text{ Ом};$$

$$Z_{Л10,\delta}^* = Z_{Л10,\delta} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = (10,852 - j8,364) \cdot \frac{100}{35^2} = 0,886 - j0,683;$$

$$\begin{aligned} Z_{рез10,\delta}^* &= Z_{C,\delta}^* + Z_{ИП,\delta}^* + Z_{Л10,\delta}^* = 0,099 - j0,33 + 0,007 - j0,147 + 0,886 - j0,683 = \\ &= 0,992 - j1,12. \end{aligned}$$

Определяем мощности и токи К.З. в точке К-10:

$$10.1. I_{10}'' = \frac{I_{\delta}}{|Z_{рез10,\delta}^*|} = \frac{1,65}{\sqrt{0,992^2 + 1,16^2}} = \frac{1,65}{1,526} = 1,081 \text{ кА.}$$

$$10.2. S_{10}'' = \frac{S_{\delta}}{|Z_{рез10,\delta}^*|} = \frac{100}{1,526} = 65,56 \text{ МВА.}$$

$$10.3. T_{a10} = \frac{X_{рез10,\delta}^*}{314 I_{рез10,\delta}^*} = \frac{1,16}{314 \cdot 0,992} = 0,004 \text{ сек.}$$

$$10.4. K_{y10} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a10}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,004}} = 1 + e^{-2,5} = 1 + 0,082 = 1,082.$$

$$10.5. \dot{i}_{y10} = K_{y10} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{10}'' = 1,082 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,081 = 1,654 \text{ кА.}$$

$$\begin{aligned} 10.6. I_{y10} &= I_{10}'' \cdot \sqrt{1 + 2(K_{y10} - 1)^2} = 1,081 \cdot \sqrt{1 + 2(1,082 - 1)^2} = 1,082 \cdot 1,007 = \\ &= 1,089 \text{ кА.} \end{aligned}$$

$$10.7. I_{at10} = I_{10}'' \cdot e^{-\frac{t}{T_{a10}}} = 1,081 \cdot e^{-\frac{0,2}{0,004}} = 1,081 \cdot e^{-50} = 1,081 \cdot 0 = \text{кА.}$$

$$10.8. I_{nt10} = K_{310}^{0,2} \cdot I_{10}'' = 0,635 \cdot 1,081 = 0,686 \text{ кА.}$$

$$10.9. I_{kt10} = \sqrt{I_{at10}^2 + I_{nt10}^2} = \sqrt{0^2 + 0,686^2} = 0,686 \text{ кА.}$$

$$10.10. S_{nt10} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{kt10} = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,686 = 41,59 \text{ МВА.}$$

$$10.11. I_{\infty 10} = K_{310}^{\infty} \cdot I_{10}'' = 0,74 \cdot 1,081 = 0,8 \text{ кА.}$$

8п.11. Расчет токов К.З. в точке К-11.

Схема замещения для случая представлена на рис. 8п.15.

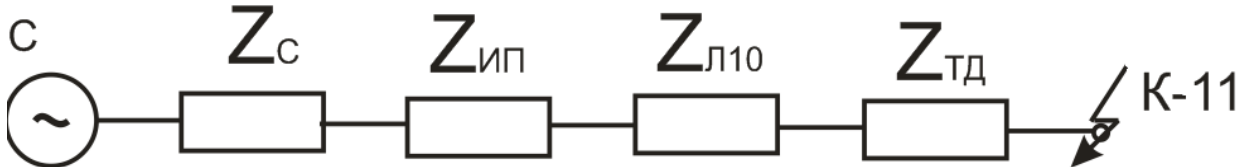


Рис.8п.15.Схема замещения для расчетов токов К.З. в точке К-11.

Из предыдущего расчета (см. п. 8п.10):

$$Z_{C,\delta}^* = 0,099 - j0,33; \quad Z_{ИП,\delta}^* = 0,007 - j0,147; \quad Z_{Л10,\delta}^* = 0,886 - j0,683.$$

Из табл. 4п.1 и 4п.2

$$Z_{ТД}^* = 11,2 - j49,2 \text{ Ом для одного трансформатора. Низкая сторона 0,4 кВ.}$$

Для двух трансформаторов на ПС «Д»:

$$Z_{ТД,\delta}^* = \frac{Z_{ТД}}{2} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{ном}^2} = \frac{(11,2 - j49,2)}{2} \cdot \frac{35^2}{35^2} = 5,6 - j24,6 \text{ Ом;}$$

$$Z_{ТД,\delta}^* = \frac{S_{\delta} \cdot Z_{ТД,\delta}^*}{U_{\delta}^2} = \frac{100(5,6 - j24,6)}{35^2} = 0,457 - j2,008;$$

$$Z_{рез11,\delta}^* = Z_{C,\delta}^* + Z_{ИП,\delta}^* + Z_{Л10,\delta}^* + Z_{ТД,\delta}^* = Z_{рез10,\delta}^* + Z_{ТД,\delta}^* = \\ = 0,992 - j1,16 + 0,457 - j2,008 = 1,449 - j3,168.$$

Токи и мощности К.З. в точке К-11:

$$11.1. I_{11}'' = \frac{I_{\delta}}{|Z_{рез11,\delta}^*|} = \frac{1,65}{\sqrt{1,449^2 + 3,168^2}} = \frac{1,65}{3,484} = 0,474 \text{ кА.}$$

$$11.2. S_{11}'' = \frac{S_{\delta}}{|Z_{рез11,\delta}^*|} = \frac{100}{3,484} = 28,7 \text{ МВА.}$$

$$11.3. T_{a11} = \frac{x_{рез11,\delta}^*}{314r_{рез11,\delta}^*} = \frac{3,168}{314 \cdot 1,449} = 0,007 \text{ сек.}$$

$$11.4. K_{y11} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a11}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,007}} = 1 + e^{-1,429} = 1 + 0,24 = 1,24.$$

$$11.5. i_{y11} = K_{y11} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{11}'' = 1,24 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,474 = 0,831 \text{ кА.}$$

$$11.6. I_{y11} = I_{11}'' \cdot \sqrt{1 + 2(K_{y11} - 1)^2} = 0,474 \cdot \sqrt{1 + 2(1,24 - 1)^2} = 0,474 \cdot 1,056 = 0,501 \text{ кА.}$$

$$11.7. I_{at11} = I_{11}'' \cdot e^{-\frac{t}{T_{a11}}} = 0,474 \cdot e^{-\frac{0,2}{0,007}} = 0,474 \cdot e^{-28,57} = 0,474 \cdot 0 = 0 \text{ кА.}$$

$$11.8. I_{nt11} = K_{311}^{0,2} \cdot I_{11}'' = 0,32 \cdot 0,474 = 0,152 \text{ кА.}$$

$$11.9. I_{kt11} = \sqrt{I_{at11}^2 + I_{nt11}^2} = \sqrt{0^2 + 0,152^2} = 0,152 \text{ кА.}$$

$$11.10. S_{nt11} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{kt11} = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,152 = 9,21 \text{ МВА.}$$

$$11.11. I_{\infty 11} = K_{311}^{\infty} \cdot I_{11}'' = 0,34 \cdot 0,474 = 0,161 \text{ кА.}$$

Полученные значения токов К.З. приведены к напряжению 35кВ. На стороне 0,4 кВ значения токов будут в

$$U_6/U_{0,4} = 35/0,4 = 87,5 \text{ раза больше.}$$

Следовательно,

$$I_{11(0,4)}'' = 0,474 \cdot 87,5 = 41,475 \text{ кА;}$$

$$i_{y11(0,4)} = 0,831 \cdot 87,5 = 72,71 \text{ кА;}$$

$$I_{y11(0,4)} = 0,501 \cdot 87,5 = 43,84 \text{ кА;}$$

$$I_{kt11(0,4)} = 0,152 \cdot 87,5 = 13,3 \text{ кА;}$$

$$I_{\infty 11(0,4)} = 0,161 \cdot 87,5 = 14,09 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов токов и мощностей К.З. сводим в таблицу (см.).

Таблицу 8п.1.

Результаты расчетов токов и мощностей К.З.

Расчетные токи К.З.	Токи (кА) и мощности (МВА) К.З.						
	I''	i_y	I_y	I_{kt}	I_{∞}	S''	S_{nt}
К-1	3,37	7,1	4,1	3,37	4	204	204
К-2	1,09	1,67	1,1	0,66	0,82	66	40
К-3	41,9	76,5	45,3	13,4	14,1	29	9,3
К-4	1,03	1,58	1,04	0,62	0,74	62,3	37,4
К-5	2,05	3,59	2,16	2,39	2,6	35,5	12,06
К-6	0,96	1,47	0,966	0,69	0,84	58,14	41,83
К-7	1,97	3,14	2,08	0,66	0,71	34,08	11,4
К-8	0,897	1,37	0,9	0,47	0,5	54,35	28,3
К-9	38,6	67,5	40,8	12,39	13,13	26,7	8,6
К-10	1,08	1,65	1,09	0,69	0,8	65,6	41,6
К-11	41,48	72,71	43,84	13,3	14,09	28,7	9,21

РАЗДЕЛ 9. ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПОДСТАНЦИЙ.

К основному электрооборудованию распределительных устройств подстанций относятся сборные и соединительные шины, выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели, токоограничивающие реакторы, батареи конденсаторов, разрядники, трансформаторы тока и напряжения.

Выбор основного оборудования заключается в нахождении по каталожным данным таких аппаратов, которые будут работоспособными в условиях, складывающихся на данной конкретной подстанции. В каталожных (паспортных) данных по перечисленным выше видам оборудования приводятся их основные характеристики, гарантированные заводом-изготовителем, значения которых должны соответствовать фактическим условиям работы этого оборудования на данной подстанции, как на проектируемый уровень, так и на ближайшую перспективу, то есть оборудование должно выбираться «с запасом». Под фактическими условиями работы здесь понимаются условия длительной нормальной работы оборудования, а также кратковременные аварийные условия (короткие замыкания, перегрузки и т.п.).

Основными характеристиками оборудования являются номинальное напряжение и номинальный (длительный) ток, а также род установки (открытый (наружный), закрытый (внутренний), комплектный). Номинальное напряжение $U_{ном}$ установки должно соответствовать необходимому уровню ее изоляции. Номинальным током называют ток, который при номинальной температуре окружающей среды может протекать по устройству неограниченно длительное время и при этом температура наиболее нагретых его частей не будет превышать длительно допустимого значения.

Правильным выбором всех параметров оборудования обеспечивается его надежная долговечная работа как в нормальных, так и в ремонтных и аварийных режимах работы подстанции.

Ниже перечисляются требования, которым должны удовлетворять выбираемые устройства в предположении, что известны условия как нормальной работы (напряжение и максимальный рабочий ток), а также максимально возможные значения различных токов короткого замыкания, определяющих необходимую отключающую способность аппаратов, их термическую и электродинамическую стойкость.

Шины. Сборные и соединительные шины соответствующего типа (гибкие, жесткие, открытые, закрытые и т.д.) на подстанциях выбирают по номинальному напряжению установок ($уст$) для выбора необходимого уровня их изоляции:

$$U_{ном} \geq U_{уст,расч}$$

и номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{уст,наиб.расч},$$

определяющему сечение шин

$$S_{ш} \approx S_{эк} = \frac{I_{уст,наиб.расч}}{j_{эк}}.$$

Выключатели. Из выбранного типа выключателей (масляных, воздушных, вакуумных, элегазовых и т.д.) выбирают для установки на подстанции выключатели, заводские паспортные данные которых удовлетворяют следующим условиям:

$$U_{ном} \geq U_{уст,расч},$$

$$I_{ном} \geq I_{наиб.расч}.$$

При выборе выключателей по отключающей способности должно быть выполнено требование, чтобы действующее значение полного тока короткого замыкания I_{kt} (см. раздел 8 «Определение токов К.З.»), ожидаемое к моменту t расхождения контактов, не превышало заданного заводом (для данного напряжения) тока отключения $I_{откл}$:

$$I_{откл} \geq I_{kt}.$$

Расчетное время t складывается из времени действия защиты t_3 и собственного времени отключения выключателя $t_{С.В.}$

$$t = t_3 + t_{С.В.}$$

Значения t_3 и $t_{С.В.}$ указываются в справочниках. Приблизительно t можно принимать порядка 0,1÷0,2 сек.

Кроме $I_{откл}$, в паспортных данных выключателя дается величина отключающей мощности $S_{откл}$. При выборе выключателя по отключающей мощности должно удовлетворяться условие:

$$S_{откл} \geq S_{kt} (= I_{kt} U_{ном}).$$

Наибольший ток К.З., который в эксплуатации может протекать через аппарат, не должен даже в течение сколь угодно малого времени превышать ток $i_{у.макс}$. Этим условием определяется электродинамическая стойкость выключателя:

$$i_{у.макс} \geq i_{у.расч},$$

, где $i_{у.расч}$ - ударный ток К.З., см. раздел 8.

Термическая стойкость современных выключателей гарантируется заводом-изготовителем при условии обеспечения электродинамической стойкости и поэтому специально не проверяется.

Разъединители. Паспортные данные разъединителей должны выбираться по следующим условиям:

$$U_{ном} \geq U_{уст,расч};$$

$$I_{ном} \geq I_{наиб.расч};$$

$$i_{у.макс} \geq i_{у.расч}.$$

Так же, как и выключатели, разъединители при удовлетворении условия $i_{у.макс} \geq i_{у.расч}$ на термическую стойкость не проверяются.

Отделители и короткозамыкатели. Выбираются аналогично разъединителям.

Токоограничивающие реакторы. Условия выбора следующие:

$$U_{ном} \geq U_{уст,расч};$$

$$I_{ном} \geq I_{наиб.расч};$$

$$S_{ном} \geq S_{уст.,расч};$$

$$i_{у.макс} \geq i_{у.расч}.$$

Ток термической стойкости

$$I_{терм} \geq I_{\infty}.$$

Сопротивление реактора

$$x_{р,ном} \approx x_{р,расч}.$$

Батареи конденсаторов

$$U_{ном} \geq U_{уст,расч};$$

$$S_{ном} \approx S_{уст.,расч}.$$

Разрядники. Тип разрядника выбирается в соответствии с характером решаемой задачи, но при условии

$$U_{ном} = U_{уст,расч}$$

Трансформаторы тока. Условия выбора:

$$U_{ном} \geq U_{уст,расч};$$

$$I_{ном} \geq I_{наиб.расч};$$

$$k_n I_{ном} \geq I_{наиб.,расч},$$

где k_n – нормированный коэффициент возможной перегрузки трансформатора при данном продолжительном режиме его работы с $I_{наиб.расч}$ (приводится в справочниках);

$$k_{дин} \sqrt{2} \cdot I_{ном} \geq i_{у.},$$

где $k_{дин}$ – коэффициент динамической нагрузки (приводится в справочниках).

При этом

$$Z_{н.ном} \geq Z_{2расч.},$$

где $Z_{2расч}$ – вторичная нагрузка трансформаторов тока, зависящая как от параметров подключенных к трансформатору тока приборов или реле, так и от схемы их соединений с трансформаторами тока, определяющей расчетную длину соединительных проводов.

Трансформаторы напряжения.

$$U_{ном} \geq U_{уст.расч}$$

при $S_{ном} \geq S_{2расч}$, в необходимом классе точности, где $S_{2расч}$ – расчетная вторичная нагрузка.

ПРИМЕР ВЫПОЛНЕНИЯ ДЕВЯТОГО РАЗДЕЛА КУРСОВОГО ПРОЕКТА.

9. ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПОДСТАНЦИЙ.

Проектируемая сеть выполняется на напряжении 35 кВ. На понижающих подстанциях А – Д осуществляется трансформация напряжения до уровня 10 или 0,4 кВ в зависимости от размера расчетных нагрузок потребителей.

9п.1. Выбор оборудования ПС А.

Принципиальная схема подстанции представлена на рис. 4п.7. Как следует из этой схемы, на стороне 35 кВ требуется выбрать ошиновку РУ-35 кВ, выключатель (1 шт.), разъединители (6 шт.), отделители (2 шт.), короткозамыкатели (2 шт.), разрядники (2 шт.), трансформаторы тока (3 шт.) и трансформаторы напряжения (2 шт.).

Расчетные параметры для этой подстанции:

- $U_{уст.расч} = 35$ кВ;
- длительно протекающий по ошиновке РУ наибольший ток равен току, текущему по линиям ИП – А и ИП – Б: 117,54 А и 84,98 А соответственно (см. табл. 3п.3);
- расчетный ударный ток короткого замыкания $i_{уд расч} = 1,67$ кА (см. табл. 8п.1, ток К.З. в т. К-2).

9п.1.1. Выбор ошиновки РУ-35 кВ. Поскольку через РУ-35 кВ ПС А протекает ток линий ИП – А и ИП – Б, то целесообразно для гибкой ошиновки выбрать провод, применяемый на этих ЛЭП, т. е. АС-50 (ниже 50 мм² не допускается по механической прочности). Спуски к трансформаторам для унификации также имеет смысл выполнить проводом АС-50.

9п.1.2. Выбор выключателя. В соответствии с расчетными параметрами для этой подстанции и рекомендациями [1] выбирается выключатель научно-производственного предприятия «КОНТАКТ»: вакуумный типа ВБЭС-35-25/630УХЛ2 с электромагнитным приводом, с пригодностью работы с АПВ. Номинальное напряжение 35 кВ, наибольшее рабочее напряжение 40,5 кВ, номинальный ток 630 А, номинальный ток отключения 25 кА. Выключатель изготовлен в климатическом исполнении УХЛ категории размещения 2 и предназначен для эксплуатации при условиях: высота над уровнем моря до 1000 м, допустимый диапазон температур окружающей среды при эксплуатации от –60 до +50°С. Механический ресурс и ресурс по коммутационной стойкости 50000 циклов «включение-отключение» (ВО) при номинальном рабочем токе и 100 циклов ВО при токе к.з. до 25 кА.

Вакуумные выключатели обладают рядом таких преимуществ по сравнению с масляными выключателями, как:

- небольшие весогабаритные показатели;
- высокие коммутационные способности;
- ценовые показатели (наблюдается тенденция снижения стоимости вакуумных выключателей);
- низкие трудозатраты и расходы на эксплуатационное обслуживание и ненужность замены изнашивающихся деталей контактной системы.

9п.1.3. Выбор разъединителей. Выбор разъединителей для конкретной подстанции зависит от принятого её исполнения: открытого, закрытого, комплектного. В случае комплектного исполнения (КРУН) выбор разъединителей не требуется, так как их роль исполняют так называемые «втычные» контакты в ячейке выключателя соответствующего КРУ.

В данной учебной работе условно принимаем открытое исполнение РУ 35 кВ, поэтому выбирается 6 разъединителей наружной установки. Ассортимент разъединителей чрезвычайно велик, их выпускают множество заводов (отечественных и зарубежных). В этих условиях целесообразно выбирать разъединители, характеризующиеся достаточной надежностью, простотой конструкции, долговечностью и минимальной ценой. Для унификации имеет смысл выбрать все разъединители однотипными, которые различаются только количеством заземляющих ножей: 2 разъединителя с двумя заземляющими ножами каждый и 4 – с одним заземляющим ножом на каждом (см. схему).

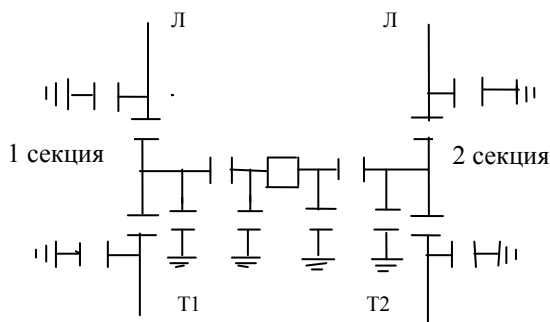


Рис. 9п.1. Схема размещения заземляющих ножей на разъединителях РУ 35 кВ.

По условиям работы подстанции выбираются разъединители РНДЗ-35/600 (разъединитель наружной установки двухколонковый с заземляющим ножом, 35 кВ, $I_{ном} = 600$ А).

9п.1.4. Отделители.

Выбираются два отделителя марки ОДЗ-35 с параметрами $U_{ном} = 35$ кВ; $I_{ном} = 630$ А; $i_{уд} = 80$ кА; предельный ток $I_{пред} = 12,5$ кА ($t = 10$ сек); предель-

ное время отключения (включения) 0,15 сек без гололеда; 0,45 сек при гололеде.

9п.1.5. Короткозамыкатели. В соответствии со схемой подстанции выбираются два короткозамыкателя марки КРН-35 с параметрами $U_{ном} = 35$ кВ; $i_{уд} = 80$ кА; предельный ток $I_{пред} = 12,5$ кА ($t = 3$ сек); предельное время отключения (включения) 0,1 сек без гололеда; 0,15 сек при гололеде.

9п.1.6. Токоограничивающие реакторы. На стороне 35 кВ не требуются.

9п.1.7. Батареи статических конденсаторов (БСК). На данной подстанции не требуются.

9п.1.8. Разрядники. Выбираются марки ОПНп-35/40,5/10/1-III УХЛ1 (два комплекта в соответствии со схемой подстанции).

9п.1.9. Трансформаторы тока. Выбираются ТФН-35 с параметрами $U_{ном} = 35$ кВ; $I_{ном1} = 800$ А; $I_{ном2} = 0,5$ А; $I_{дин} = 150$ кА; $I_{терм} = 32$ кА. Из-за малого количества датчиков тока для измерительных приборов и релейных защит данный ТТ вполне достаточен. Требуемое количество – 3 (два на трансформаторах, один – на выключателе).

9п.1.10. Трансформаторы напряжения. Выбирается тип ЗНОМ-35 с параметрами на высоком напряжении 35/ $\sqrt{3}$ кВ; на низком напряжении 100/3 В; максимальная мощность $S_{макс} = 1200$ ВА; $u_k = 6$ %. Из-за малой нагрузки вторичных цепей напряжения (вольтметры, счетчики, защиты) данный ТН вполне приемлем. Требуемое количество – 2 (по одному на каждую секцию).

9п.2 – 9п.5. По аналогии с 9п.1 выбирается оборудование и для остальных подстанций. При этом схемы подстанций Б, В и Г такие же, как и подстанции А (см. рис. 4п.7), а схема подстанции Д приведена на рис. 6п.7.

Результаты выбора оборудования подстанций на стороне 35 кВ сведены в табл. 9п.1.

Итого, на стороне 35 кВ потребуется следующее оборудование:

1. Ошиновка – провод АС-50.
2. Выключатели – 7.

3. Разъединители – 12 с двумя заземляющими ножами и 21 с одним заземляющим ножом. Всего – 33.
4. Отделители – 10 комплектов.
5. Короткозамыкатели – 10 комплектов.
6. Разрядники – 10 комплектов.
7. ТТ – 17шт.
8. ТН – 10 шт.

Таблица 9п.1.

Сводная таблица выбора электрооборудования подстанций.

ПС		А	Б	В	Г	Д
Принципиальная схема		Рис. 4п.7	Рис. 4п.7	Рис. 4п.7	Рис. 4п.7	Рис. 6п.7
Расчетные параметры (из табл. 3п.3 и 8п.1)		$U_{ном} = 35$ кВ $I_{расч} = 117,5$ А $i_{уд} = 1,67$ кА (К.З. в т. К2)	$U_{ном} = 35$ кВ $I_{расч} = 85$ А $i_{уд} = 1,58$ кА (К.З. в т.К4)	$U_{ном} = 35$ кВ $I_{расч} = 74$ А $i_{уд} = 1,47$ кА (К.З. в т. К6)	$U_{ном} = 35$ кВ $I_{расч} = 106,8$ А $i_{уд} = 1,37$ кА (К.З. в т. К8)	$U_{ном} = 35$ кВ $I_{расч} = 164,6$ А $i_{уд} = 1,65$ кА (К.З. в т. К10)
Ошиновка		АС-50	АС-50	АС-50	АС-50	АС-50
Выключатели	Тип	ВБЭС-35-25/630 УХЛ 2	ВБЭС-35-25/630 УХЛ 2	ВБЭС-35-25/630 УХЛ 2	ВБЭС-35-25/630 УХЛ 2	ВБЭС-35-25/630 УХЛ 2
	Шт.	1	1	1	1	3
Разъединители	Тип	РНДЗ-35/600	РНДЗ-35/600	РНДЗ-35/600	РНДЗ-35/600	РНДЗ-35/600
	Шт.	$2_2 + 4_1$	$2_2 + 4_1$	$2_2 + 4_1$	$2_2 + 4_1$	$4_2 + 5_1$
Отделители	Тип	ОДЗ-35	ОДЗ-35	ОДЗ-35	ОДЗ-35	ОДЗ-35
	Шт.	2	2	2	2	2
Короткозамыкатели	Тип	КРН-35	КРН-35	КРН-35	КРН-35	КРН-35
	Шт.	2	2	2	2	2
Токоогранич. реакторы		–	–	–	–	–
БСК		–	–	–	–	–
Разрядники	Тип	ОПН-35	ОПН-35	ОПН-35	ОПН-35	ОПН-35
	Шт.	2	2	2	2	2
ТТ	Тип	ТФН-35	ТФН-35	ТФН-35	ТФН-35	ТФН-35
	Шт.	3	3	3	3	5
ТН	Тип	ЗНОМ-35	ЗНОМ-35	ЗНОМ-35	ЗНОМ-35	ЗНОМ-35
	Шт.	2	2	2	2	2

РАЗДЕЛ 10. ВЫБОР ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ.

В данном курсовом проекте выполняется расчет заземления и защиты от перенапряжений только одной назначенной преподавателем подстанции.

Предполагается, что в районе выбранной подстанции естественных заземлителей нет. Требуется рассчитать размеры и параметры искусственного заземлителя, полностью обеспечивающего необходимый уровень сопротивления заземления.

Молниезащита подстанции выполняется стержневыми молниеотводами. Требуется определить число молниеотводов, их размещение на территории подстанции и необходимую высоту.

Для защиты оборудования подстанции от перенапряжений (внешних и внутренних) выбираются разрядники: их тип, количество и места установки.

Методические указания по выбору заземления и защиты от перенапряжений оборудования на подстанции.

10.1. Расчет заземляющего устройства.

Порядок выбора заземлителя следующий:

- 1) по ПУЭ [1] устанавливаются допустимое сопротивление заземляющего устройства R_z . Если заземляющее устройство является общим для установок на различные напряжения, то за расчетное сопротивление заземляющего устройства принимают наименьшее из допустимых;
- 2) предварительно с учетом занимаемой подстанцией территории намечают расположение заземлителей – в ряд, по контуру, в виде сетки и т.п.;
- 3) определяют расчетное удельное сопротивление грунта ρ_{cp} для вертикальных и горизонтальных электродов-заземлителей с учетом повышающего коэффициента k_n , учитывающего высыхание грунта летом и промерзание его зимой (по справочникам);
- 4) определяют сопротивление растеканию (сопротивление, которое оказывает току грунт) одного вертикального электрода выбранного размера, профиля и сечения в соответствии с формулами:
 - для трубы длиной l (см) и диаметром d (см) при глубине заземления t (см), см. рис. 10.1а,

$$r_{mp} = \frac{0.366 \rho_{расч}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right);$$

- для уголка длиной l (см) с полкой шириной b (см) при глубине заземления t (см)

$$r_{y2} = \frac{0.366 \rho_{расч}}{l} \left(\lg \frac{2l}{0.95b} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right),$$

где $\rho_{расч} = k_n \rho_{gp}$;

5) определяется предварительное число вертикальных заземлителей N при приближенном значении коэффициента использования $k_{ИБ}$:

$$N = \frac{r_{mp(y2)}}{k_{ИБ} R_3}$$

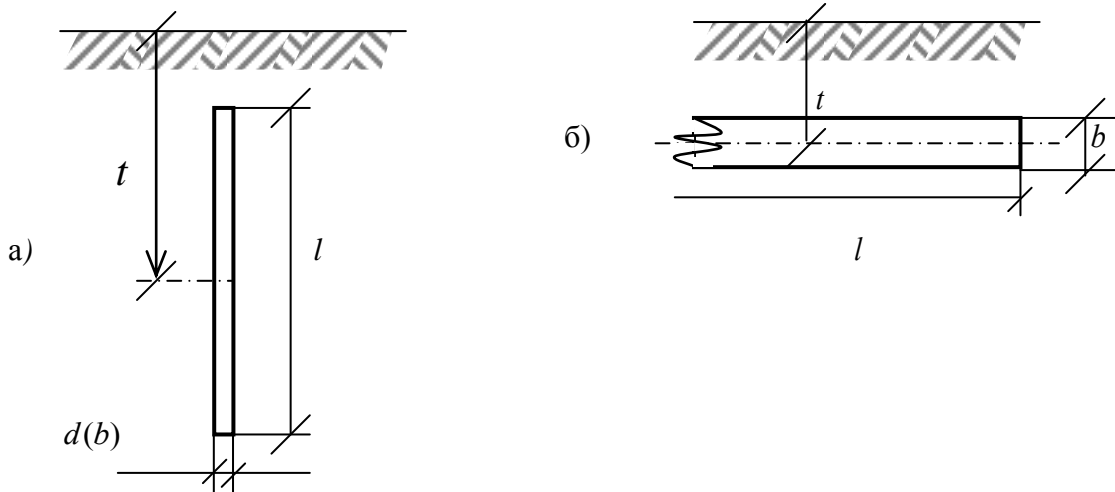


Рис. 10.1 Схема вертикального (а) и горизонтального (б) электродов заземления.

Коэффициент использования заземлителя учитывает увеличение сопротивления заземлителя вследствие явления экранирования соседних электродов. Значение $k_{ИБ}$ зависит от числа электродов N и расстояния a между ними (a/l), поэтому его находят по номограммам в справочниках [8], например, методом последовательного приближения. Коэффициент $k_{ИБ}$ уменьшается с увеличением числа электродов и уменьшением расстояния между ними ($k_{ИБ} < 1$). Число труб или уголков в заземлителе должно быть не менее двух;

б) определяется расчетное сопротивление растеканию соединительных горизонтальных электродов по формуле:

$$R_{3Г} = \frac{r_{n(k)}}{k_{ИГ}},$$

где $r_{n(k)}$ – сопротивление растеканию горизонтальных электродов, определяемое после подсчета их общей длины l (см) и выбора профиля электрода (полоса П или круглый проводник К) в соответствии с рис. 10.1б - для полос:

$$r_{II} = \frac{0.366 \rho_{расч}}{l} \lg \frac{2l^2}{bt};$$

- для круглого проводника (стержня):

$$r_K = \frac{0.366 \rho_{расч}}{l} \lg \frac{l^2}{dt},$$

где d – диаметр стержня, см.

Значение коэффициента использования горизонтальных электродов $k_{ИГ}$ зависят от ориентировочного числа вертикальных заземлителей и даются в справочниках [8 и др.].

Примечание: Для выравнивания потенциала по территории подстанции из горизонтальных электродов делают сетку. Это надо учитывать при определении общей длины электродов l ;

7) уточняется необходимое сопротивление вертикальных электродов с учетом проводимости горизонтальных соединительных электродов:

$$R_{ЗВ} = \frac{R_{ЗГ} \cdot R_3}{R_{ЗГ} + R_3};$$

8) определяется число вертикальных электродов с учетом $R_{ЗГ}$ и уточненного коэффициента $k_{ИВ}$:

$$N_B = \frac{r_{mp(yz)}}{k_{ИВ} \cdot R_{ЗВ}};$$

9) принимается окончательное число вертикальных электродов из условия их топологии.

10.2. Расчет молниезащиты.

Подстанции небольших размеров, как правило, защищаются стержневыми молниеотводами одинаковой выбранной высоты (не более 40–50 м). Конструкция молниеотвода представлена на рис 10.2.

Радиус зон защиты стержневых молниеотводов и высоту расположения h_o минимальной зоны определяют по следующим формулам:

$$r_o = (1,1 - 0,002h)h;$$

$$r_x = (1,1 - 0,002h)(h - \frac{h_x}{0,85});$$

$$h_o = 0,85h.$$

Зная высоту защищаемых объектов h_x и их расположение в пространстве, определяют высоту h молниеотводов и их размещение на площади подстанции.

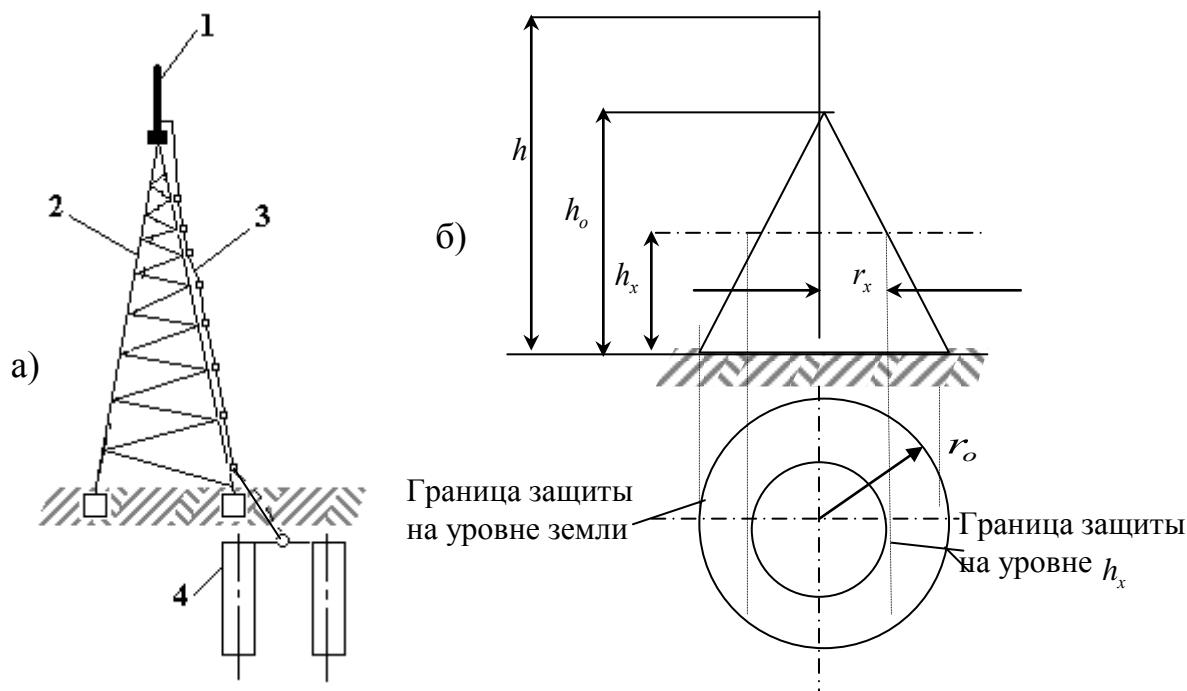


Рис. 10.2. Конструкция стержневого молниеотвода (а) и зона защиты одиночного стержневого молниеотвода (б)

1 – молниеприемник; 2 – несущая конструкция; 3 – токоотвод; 4 – заземлители.

10.3. Выбор видов и расстановка разрядников на подстанциях.

Защита от внешних (атмосферных) и внутренних (коммутационных) перенапряжений на подстанциях осуществляется с помощью разрядников.

Применяются следующие виды разрядников: искровые промежутки, трубчатые разрядники (РТ), вентильные разрядники (РВС, РВП, РВМГ, РВМК) и др.

Выбор видов и расстановка разрядников на подстанции зависят от напряжения подстанции, числа и вида подходящих к подстанции ЛЭП, числа установленных трансформаторов и наличия систем (секций) сборных шин. Указанный выбор существенно регламентирован. Соответствующие нормативы приведены в справочниках [1 и др.].

Разрядники соответствующего вида устанавливают на вводах ЛЭП, сборных шинах и выводах высокого и среднего напряжения трансформаторов, если установки разрядников на сборных шинах оказывается недостаточно для защиты трансформаторов. Разрядники устанавливают в нейтралях силовых трансформаторов 110–220 кВ, если принята их работа с изолированной нейтралью.

Для защиты электроустановок от внутренних и грозовых перенапряжений разработаны и применяются нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН) на основе окиси цинка, имеющие лучшие характеристики, чем вентильные разрядники.

ПРИМЕР ВЫПОЛНЕНИЯ ДЕСЯТОГО РАЗДЕЛА КУРСОВОГО ПРОЕКТА.

10. РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ.

А. РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ.

Для рассчитываемого 33-го варианта проектируемые подстанции А, Б, В и Г выбраны однотипными, поэтому расчет выполняемого заземляющего устройства будет приемлем для любой из этих подстанций.

10п.1. Согласно ПУЭ [1], для подстанций, имеющих распредустройства разных напряжений с различными режимами нейтралей, в качестве расчетного сопротивления общего заземляющего устройства R_3 принимается наименьшее из допустимых сопротивлений для разных распредустройств. Поскольку на большинстве подстанций имеются РУ-0,4 кВ с большими токами замыкания на землю, то, в соответствии с [1], принимается расчетное $R_3 = 4,0$ Ом.

10п.2. При отсутствии естественных заземлителей сооружается искусственный заземлитель с сопротивлением $R_3 \leq 4,0$ Ом.

10п.3. Грунт в месте сооружения заземления в соответствии с заданием для варианта 33 – суглинок, для которого удельное сопротивление равно $\rho_{cp} = 1 \cdot 10^4$ Ом·см.

10п.4. В качестве заземлителей выбираются стальные трубы длиной $l = 250$ см и диаметром $d = 6$ см. Стальные трубы погружаются вертикально в грунт так, что верхний конец оказывается на глубине 0,7 м. Принимается контурный заземлитель, опоясывающий подстанцию по периметру на расстоянии не ближе 2 м от подстанционной ограды с внешней стороны и с решеткой по территории подстанции (см. рис. 10п.1).

Длина горизонтальных заземлителей с учетом выравнивающей решетки составляет (рис. 10п.1)

$$L_{23} = 32 \cdot 4 + 24 \cdot 5 = 248 \text{ м.}$$

В качестве горизонтальных заземлителей выбирается полосовая сталь размером 4×40 мм. Соединение труб с полосами осуществляется сваркой.

10п.5. Определяется сопротивление растеканию тока одного вертикального электрода выбранного размера, профиля и сечения по формуле (см. рис. 10.1а в МУ).

$$R_{TP} = \frac{0,366\rho_{расч}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) = \frac{0,366k_{II}\rho_{ГР}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) =$$

$$= \frac{0,366 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 10^4}{250} \left(\lg \frac{2 \cdot 250}{6} + \frac{1}{2} \lg \frac{4(70+125)+250}{4(70+125)-250} \right) = 29,28 \left(\lg 83,33 + \frac{1}{2} \lg 1,943 \right) =$$

$$= 29,28 (1,9206 + 0,5 \cdot 0,2885) = 60,46 \text{ Ом.}$$

Размеры подстанции 28×20 м. Число труб – 14. $a/l=8/2,5=3,2$. $K_{ув}=0,75$.

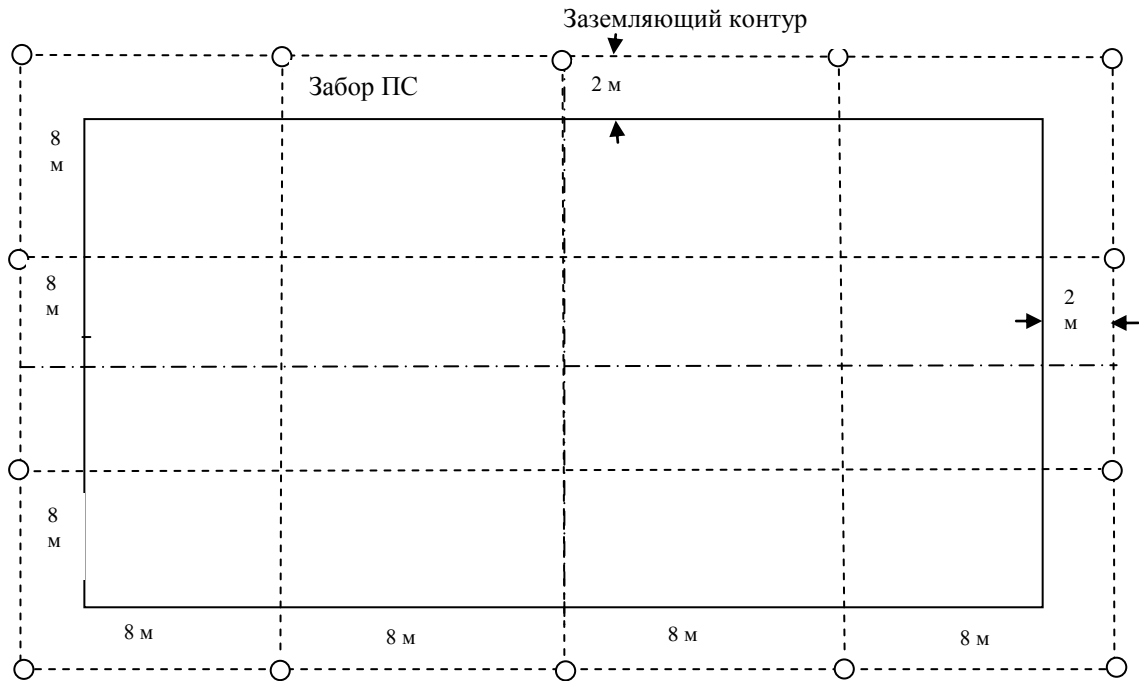


Рис. 10п.1. План размещения заземлителей подстанции (M=1:200).

10п.6. Для определения расчетного сопротивления $R_{3Г}$ растеканию соединительных горизонтальных полос вычисляется R_{II} – сопротивление растеканию горизонтальных заземлителей, определяемое после подсчета их общей длины $l_{ГЗ} = 24800$ см и выбора профиля электрода (полоса 4×40 мм):

$$R_{II} = \frac{0,366\rho_{расч}}{l} \lg \frac{2l^2}{bt} = \frac{0,366k_{II}\rho_{ГР}}{l} \lg \frac{2l^2}{bt} =$$

$$= \frac{0,366 \cdot 7 \cdot 1 \cdot 10^4}{24800} \lg \frac{2 \cdot 24800^2}{4 \cdot 70} = 1,033 \lg 4393143 = 1,033 \cdot 6,6428 = 6,86 \text{ Ом.}$$

$$R_{3Г} = R_{II} / k_{III} = 6,86 / 0,5 = 13,72 \text{ Ом.}$$

Примечание: В формулах для R_{TP} и $R_{II} = k_{II}$ – повышающий коэффициент, зависящий от климатических условий местности, где сооружается заземляющее устройство.

10п.7. Уточняется необходимое сопротивление вертикальных электродов R_{3B} с учетом сопротивления горизонтальных соединительных электродов

$$R_{3B} = \frac{R_{3Г} R_3}{R_{3Г} - R_3} = \frac{13,72 \cdot 4,0}{13,72 - 4,0} = \frac{13,72 \cdot 4,0}{9,72} = 5,646 \text{ Ом.}$$

10п.8. Определяется число вертикальных электродов с учетом R_{3B} и коэффициента $k_{ИБ}$:

$$N_B = \frac{R_{ГП}}{k_{ИБ} R_{3B}} = \frac{60,46}{0,75 \cdot 5,646} = 14,28 \approx 14 \text{ шт.}$$

Размещение электродов показано на рис. 10п.1.

Б. РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ.

Устанавливаемые на подстанции молниеотводы должны защищать пространство подстанции, размерами 28 x 20 м с объектами, высотой до $h_x=8$ м. При установке двух молниеотводов в соответствии с рис. 10п.2 максимальное значение r_x равно 10 м.

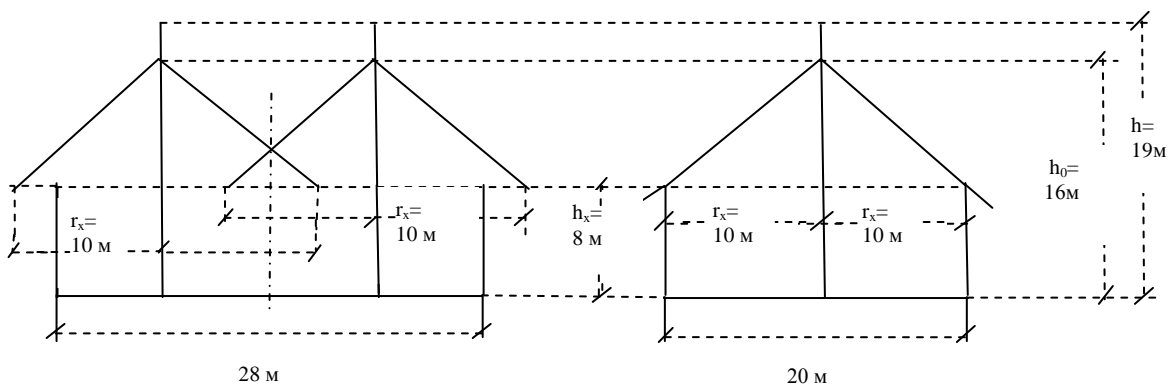


Рис. 10п.2. Зоны защиты пространства подстанции установленными молниеотводами.

Для вычисления высоты молниеотвода используем формулу (см. раздел 10.2 МУ):

$$r_x = (1,1 - 0,002h) \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,85} \right).$$

Подставляем в эту формулу значения $r_x = 10$ м и $h_x = 8$ м. Получаем квадратное уравнение относительно h :

$$10 = (1,1 - 0,002h)(h - 8/0,85);$$

$$10 = (1,1 - 0,002h)(h - 9,41);$$

$$10 = 1,1h - 0,002h^2 - 1,1 \cdot 9,41 + 0,002h \cdot 9,41;$$

$$10 = 1,1h - 0,002h^2 - 10,351 + 0,0188h;$$

$$h^2 - 559,41h + 10175,5 = 0.$$

Решение квадратного уравнения дает значение h , равное

$$h = \frac{559,41}{2} - \sqrt{\left(\frac{559,41}{2}\right)^2 - 10175,5} = 279,705 - \sqrt{78234,887 - 10175,5} =$$

$$279,705 - 260,88 = 18,82 \cong 19 \text{ м.}$$

$$h_0 = 0,85 h = 0,85 \cdot 19 = 16 \text{ м.}$$

Таким образом, для защиты от прямых ударов молнии подстанция защищается двумя стержневыми молниеотводами одинаковой высоты $h = 19$ м. Места их установки показаны на рис.10п.2.

В. ВЫБОР РАЗРЯДНИКОВ (ОПН).

Выбор разрядников (ОПН) выполнен ранее, в разделе 9 (см.).

РАЗДЕЛ 11. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ПЕРСОНАЛА, ЕГО КВАЛИФИКАЦИИ.

Последовательность определения количества персонала, штатного расписания и квалификации следующая:

а) определяется состав оборудования электропитающей системы (наименование и количество);

б) определяется число условных единиц обслуживаемого оборудования с использованием данных табл. 4.3, либо соответствующего справочника:

$$z_{\Sigma} = \sum_{i=1}^I z_i n_i,$$

где z_i – число условных единиц, характеризующих трудозатраты на эксплуатацию i -го оборудования; n_i – количество оборудования i -го вида;

в) определяется минимальное число электромонтеров, необходимых для обслуживания оборудования системы:

$$Ч = z_{\Sigma} / \gamma,$$

где γ - нагрузка на одного электромонтера в у.е. (см. раздел 4);

г) исходя из численности эксплуатационного персонала $Ч$ с помощью нормативного штатного коэффициента $k_{ум}$, определяется полный состав обслуживающего персонала, включая директора, его заместителей, главного инженера (технического директора), его заместителей, бухгалтерии, вспомогательных служб и пр.

$$Ч_c = k_{ум} Ч;$$

д) на основе предыдущих расчетов составить перечень должностей и квалификационные требования к ним (образование и группа по ТБ и ПТЭ).

ПРИМЕР ВЫПОЛНЕНИЯ ОДИННАДЦАТОГО РАЗДЕЛА КУРСОВОГО ПРОЕКТА.

11. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ПЕРСОНАЛА, ЕГО КВАЛИФИКАЦИИ.

Для определения количества обслуживающего персонала и его необходимой квалификации требуется определить состав оборудования сетевого района, его количество и число условных единиц. Указанные данные приводятся в табл. 11п.1.

Минимальное число электромонтеров, необходимых для обслуживания оборудования, равно

Таблица 11п.1.

Результаты расчета данных по оборудованию.

№ п/п	Вид оборудования	Количество, шт (км)	У. е./шт (км)	Суммарное число у. е.
1	Трансформаторы силовые 35/10 (0,4)	10	12,3	123,0
2	Выключатели	11	16,1	177,1
3	Разъединители	41	8,0	328,0
4	Отделители и короткозамыкатели (одно присоединение)	10	19,3	193
5	ВЛ 35 кВ	242,5	2,6	630,5
6	Присоединения ТН, разрядников, фидеров и т. д.	70	2,2	154,0
Итого, Z_{Σ}		-	-	1605,6

$$Ч = Z_{\Sigma} / \gamma = 1605,6 / 70 = 22,93 \approx 23 \text{ чел.}$$

Учитывая нормативный штатный коэффициент $k_{ум}$, равный 1,4, определяется полный состав обслуживающего персонала

$$Ч_c = k_{ум} \cdot Ч = 1,4 \cdot 23 = 32,2 = 33 \text{ чел.}$$

В табл. 11п.2 приводится штатное расписание персонала сетевого района.

Таблица 11п.2.

Штатное расписание персонала сетевого района.

№ п/п	Занимаемая должность	Количество	Образование	Группа по ТБ
1	2	3	4	5
1.	Директор сетевого района	1	Высшее техническое	V
2.	Зам. директора по общим вопросам	1	Высшее техническое	V
3.	Главный инженер (технический директор)	1	Высшее техническое	V
4.	Зам. главного инженера	1	Высшее техническое	V
5.	Начальник отдела кадров	1	Высшее юридическое	III
6.	Электромонтеры	23	Не ниже среднетехнического	Не ниже IV
7.	Младший обслуживающий персонал	5	Среднее	III
ИТОГО		33	-	-

РАЗДЕЛ 12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕБЕСТОИМОСТИ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

Оценка себестоимости необходима для назначения тарифов за транспорт электроэнергии от центра питания до распределительных (трансформаторных) подстанций 10(6)/0,4 кВ по электропитающей системе. В общем случае тариф назначается как

$$t_{mp} = C + П \text{ руб/кВт.ч,}$$

где C – себестоимость транспорта электроэнергии по конкретной сети; $П$ – прибыль, соответствующая норме рентабельности (на уровне 7÷15 % от себестоимости).

Себестоимость переданного киловаттчаса определяется в соответствии с выражением:

$$C = \frac{E_H K + И}{\mathcal{E}_{номр}} = \frac{E_H K + И}{P_{макс}^H T_{макс}},$$

где K – суммарные капитальные затраты на рассматриваемые сети; E_H – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений; $И$ – текущие затраты; $\mathcal{E}_{номр}$ – общее количество электроэнергии, передаваемой по сети (через подстанции и ЛЭП); $P_{макс}^H$ – максимальная мощность нагрузки района; $T_{макс}$ – число часов использования максимальной мощности нагрузки.

Методика расчета капитальных вложений и текущих издержек приведена в разделе 5 данных указаний.

ПРИМЕР ВЫПОЛНЕНИЯ ДВЕНАДЦАТОГО РАЗДЕЛА КУРСОВОГО ПРОЕКТА.

12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕБЕСТОИМОСТИ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ДАННОМ СЕТЕВОМ РАЙОНЕ.

Себестоимость транспорта электроэнергии определяется усреднено для всего района по выражению (см. МУ)

$$C = \frac{З}{\mathcal{E}_{номр}} = \frac{З}{\sum_{i=1}^n P_{макс\ i}^H \cdot T_{макс\ i}^H},$$

где $З$ – суммарные приведенные затраты (см. раздел 5 МУ); $\mathcal{E}_{номр}$ – общее количество электроэнергии, передаваемой по сети (через ЛЭП и ПС);

$P_{макс\ i}^H$ – максимальная мощность нагрузки i -ой ПС; $T_{макс\ i}^H$ – число часов использования максимальной мощности i -ой ПС; n – число подстанций.

Для варианта 33 из предыдущих расчетов и исходных данных:

$Z = 700,234$ тыс. руб.;

$N = 5$;

$P_{\text{макс}1}^n = 1,875$ МВт; $T_{\text{макс}1}^n = 4000$ час.;

$P_{\text{макс}2}^n = 4,739$ МВт; $T_{\text{макс}2}^n = 5600$ час.;

$P_{\text{макс}3}^n = 4,163$ МВт; $T_{\text{макс}3}^n = 4700$ час.;

$P_{\text{макс}4}^n = 1,915$ МВт; $T_{\text{макс}4}^n = 2900$ час.;

$P_{\text{макс}5}^n = 3,144$ МВт; $T_{\text{макс}5}^n = 5100$ час.

Для этих условий

$$C = \frac{700,234}{1,875 \cdot 4000 + 4,739 \cdot 5600 + 4,163 \cdot 4700 + 1,915 \cdot 2900 + 3,144 \cdot 5100} = \\ = 0,0093 \text{ руб./кВт} \cdot \text{час} = 0,93 \text{ коп./кВт} \cdot \text{час}.$$

Рекомендуемая рентабельность (прибыль) Π должна быть

$$\Pi = pC = 0,15 \cdot 0,93 = 0,14 \text{ коп./кВт} \cdot \text{час},$$

где p – норма рентабельности, принимаемая в диапазоне от 7 до 15 % (0,07–0,15).

Итого, тариф на передачу электроэнергии от питающей подстанции до фидеров конкретных потребителей подстанций А – Д составит

$$T_{\text{пер}} = C + \Pi = 0,93 + 0,14 = 1,07 \text{ коп./кВт} \cdot \text{час}.$$

РАЗДЕЛ 13. ОФОРМЛЕНИЕ ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ И ЧЕРТЕЖЕЙ.

В состав расчетно-пояснительной записки (РПЗ) входит задание на проектирование, инженерные и технико-экономические расчеты, логические предпосылки и обоснования выбора технических решений, не противоречащих нормативным требованиям.

РПЗ оформляется в соответствии с общими требованиями к текстовым документам, согласно ГОСТ 2.105-79 «ЕСКД» «Общие требования к текстовым документам», на одной стороне листов белой бумаги формата А4 (210 x 297 мм). Полностью оформленные листы РПЗ сброшюровать в папке.

Текст разделяют на разделы и подразделы, пункты и подпункты, порядковые номера которых обозначаются арабскими числами с точкой. Разделы должны иметь порядковые номера в пределах всей РПЗ курсового проекта, подразделы – в пределах каждого раздела. Номера подразделов состоят из номера раздела и подраздела, разделенных точкой. Наименования разделов должны быть краткими.

В текстовой части РПЗ необходимо делать ссылки на нормативную документацию, справочники, учебники и другие публикации (книги), если в этих источниках приводятся данные, требующиеся для подтверждения обоснованности принятых решений, методик, расчетов, а также в случае использования в курсовом проекте результатов, полученных другими авторами. При этом указывается порядковый номер по списку источников, выделяемый квадратными скобками. Сведения об источниках даются по ГОСТу 7.1-84. Литературу в списке нумеруют арабскими цифрами и располагают в порядке появления ссылок на нее в тексте РПЗ.

Терминология и определения в тексте РПЗ должны быть едиными и соответствовать установленным стандартам, а при отсутствии стандарта – общепринятым в научно-технической литературе. В тексте нежелательны подчеркнутые и сокращенные слова (за исключением общепринятых сокращений, установленных ГОСТ 2.316-68 и ГОСТ 7.12-77).

При проведении расчетов по формулам, последняя сначала записывается в буквенном виде, затем подставляются необходимые числа и приводится результат вычислений с указанием размерности полученных величин.

Однотипные множественные расчеты, их результаты, варианты технико-экономических обоснований, справочные данные или директивные требования ПУЭ целесообразно представлять в виде таблиц. Все таблицы в пределах раздела нумеруют арабскими цифрами. Номер таблицы состоит из номера раздела и порядкового номера таблицы, разделенных точкой. При наличии заголовка надпись «Таблица» пишут выше заголовка. В ГОСТ 1.5-85 указаны требования к оформлению таблиц.

В каждом разделе должен содержаться анализ выполненных расчетов, рассмотренных вариантов и других видов работ с оценкой положительных

и отрицательных эффектов (сторон), свойственных тому или иному решению.

Графическая часть проекта иллюстрирует результаты работы и выполняется на листах формата А4 (210x297 мм). Все чертежи должны выполняться в соответствии с ЕСКД согласно ГОСТ 2.301-68; ГОСТ 2.109-73 «Основные надписи» ГОСТ 2.301-68 «Основные требования к чертежам». Масштабы изображений и их обозначения на чертежах установлены ГОСТ 2.302-78. Каждый чертеж должен иметь основную надпись, расположенную в правом углу формата. Формы, размеры и содержание надписей на чертежах определены ГОСТ 2.104-68. Все надписи на схемах выполняют чертежным шрифтом по ГОСТ 2.304-81. Масштабы и степень детализации выбирают по условиям целесообразности. На каждом листе графический материал следует располагать равномерно по всей площади так, чтобы в среднем было заполнено 70-80 % общей площади листа.

Электрические схемы на чертежах изображают в отключенном состоянии без учета действительного пространственного расположения составных частей изделия, применяя условные графические изображения, установленные в соответствующих стандартах ЕСКД. Виды и типы схем, общие требования к их выполнению должны соответствовать ГОСТ 2.701-84 ЕСКД. Общие требования к выполнению, правила выполнения всех типов электрических схем – ГОСТ 2.702-75. Обозначения цепей в электрических схемах выполняют по ГОСТ 2.709-89, а буквенно-цифровые обозначения по ГОСТ 2.710-81.

Данные об элементах и устройствах, изображенных на схеме объекта, записывают в перечень элементов, который оформляют в виде таблицы и заполняют сверху вниз. Перечень располагают над основной надписью на расстоянии не менее 12 мм от нее. Продолжение перечня помещают слева от основной надписи, повторяя шапку таблицы.

14. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Изд-е 7, перер. и доп.– М.: Энергоиздат, 2006. – 648 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем./ Под ред. С.С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
3. Пособие по курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей / Блок В. М., Ошуев Г. К. И др. – М.: ВШ, 1981.
4. Двоскин Л. И. Схемы и конструкции распределительных устройств. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
5. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. Официальное издание. – М., 1994. – 80 с.
6. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
7. Блок В. М. Электрические сети и системы: Учебное пособие. – М.: ВШ, 1986. – 430 с.
8. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. / Под ред. Ю. Г. Барбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 464 с.
9. Алиев И. И. Электротехнический справочник. – 3-е из., исп. и доп. – М.: ИП РадиоСофт, 2000. – 384 с.
10. Алиев И. И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию. Учебное пособие для вузов. – 3-е изд., испр. – М.: Высшая школа, 2002. – 252 с.
11. Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы. М.: Энергия, 1970.
12. Будзко И. А., Лещинская Т. Б., Сукманов В. И. Электроснабжение сельского хозяйства. – М.: Колос, 2000. – 535 с.
13. Лыкин А. В. Электрические системы и сети: Учебн. пособие. – М.: Университетская книга; Логос, 2006. – 254 с.
14. Электротехнический справочник. В 4-х томах. Том 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. / Под общей ред. В. Г. Герасимова. – М.: Изд-во МЭИ, 2004. – 964 с.
15. Пояснительная записка на тему «Проектирование электропитающей сети» по курсу «Электропитающие системы и электрические сети» (образец) / Составитель Г. Ф. Ковалев. – Иркутск: Изд-во ИрГСХА, 2007. – 60 с.